

УДК 622.276.6

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2022

Оценка влияния геолого-физических характеристик залежей со сложным геологическим строением на условия притока углеводородов**А.С. Чухлов¹, О.Л. Сальникова², В.И. Черных³**¹ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (Россия, 614990, г. Пермь, ул. Ленина, 62)²ПАО «Пермнефтегеофизика» (Россия, 614090, г. Пермь, ул. Лодыгина, 34)³Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПнефть» в г. Перми (Россия, 614000, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29)**Influence Evaluation of Geological and Physical Characteristics of Reservoirs with a Complex Geological Structure on the Conditions of Hydrocarbons Inflow****Andrey S. Chukhlov¹, Olga L. Salnikova², Vasily I. Chernykh³**¹LUKOIL-PERM LLC (62 Lenina st., Perm, 614990, Russian Federation)²PJSC Permneftegeofizika (34 Lodygina st., Perm, 614090, Russian Federation)³PermNIPneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (29 Sovetskoy armii st., Perm, 614000, Russian Federation)

Получена / Received: 28.08.2021. Принята / Accepted: 19.11.2021. Опубликовано / Published: 31.01.2022

Ключевые слова:

дебит жидкости, уравнения притока, горизонтальные скважины, наклонно направленные скважины, радиус зоны дренирования, регрессионный анализ, многомерные статистические модели, вероятностный подход, карбонатный коллектор, нефтегазоконденсатная залежь

Актуальность исследований обусловлена преобладанием залежей со сложным геологическим строением в общем объеме вводимых в промышленную разработку активов углеводородного сырья. Использование стандартных подходов в таких условиях зачастую не позволяет достоверно описать приток флюида к скважинам и, как следствие, выбирать эффективные инструменты по управлению их производительностью. Сложность реализации технологических процессов выработки запасов обуславливает целесообразность применения вероятностно-статистических методов для их моделирования. Стоит отметить, что построение многомерных статистических моделей дополнено исследованиями по безразмерной оценке влияния каждого из показателей на дебит скважины и последующим сравнением этих влияний. Математически обоснованы различия в закономерностях притока флюидов к скважинам с различной конструкцией ствола (условно вертикальным и горизонтальным), выделены факторы, влияющие на формирование дебитов. Установлено, что одним из ключевых факторов, определяющих значение дебита как горизонтальных, так и вертикальных скважин, является радиус зоны дренирования. Для его определения целесообразно использовать формулу ван Пуллена, в качестве проницаемости при определении радиуса зоны дренирования необходимо применять значение, полученное при обработке кривой восстановления давления методом касательной. Получены индивидуальные (линейные) вероятностные модели по каждому из используемых показателей, характеризующие вероятность отнесения скважины к категории высоко- или низкодебитных. Построена серия многомерных статистических моделей, позволяющих с высокой степенью достоверности определять дебиты горизонтальных и вертикальных скважин в сложных геолого-технологических условиях.

Keywords:

fluid flow rate, inflow equations, horizontal wells, directional wells, drainage zone radius, regression analysis, multivariate statistical models, probabilistic approach, carbonate reservoir, oil and gas condensate reservoir.

The relevance of research was due to the predominance of deposits with a complex geological structure in the total volume of hydrocarbon assets put into commercial development. The use of standard approaches in such conditions often does not allow to reliably describe the fluid inflow to wells and, as a result, to choose effective tools to control their productivity. The complexity of the implementation of technological processes for the development of reserves determined the expediency of using probabilistic-statistical methods for their modeling. It should be noted that the construction of multidimensional statistical models was supplemented by studies on the dimensionless assessment of the impact of each of the indicators on the well flow rate and subsequent comparison of these effects. Mathematically substantiated the differences in the patterns of fluid inflow to wells with different wellbore designs (conditionally vertical and horizontal), identified factors that affect the formation of flow rates. It was established that one of the key factors determining the value of the flow rate of both horizontal and vertical wells was the radius of the drainage zone. To determine it, it was advisable to use the van Pullen formula, as the permeability in determining the radius of the drainage zone, it was necessary to use the value obtained by processing the pressure recovery curve using the tangent method. Individual (linear) probabilistic models were obtained for each of the indicators used, characterizing the probability of classifying a well as a high- or low-rate well. A series of multivariate statistical models were built that allow determining the flow rates of horizontal and vertical wells in difficult geological and technological conditions with a high degree of reliability.

Чухлов Андрей Сергеевич – ведущий инженер отдела геофизики (тел.: +007 (342) 235 61 42, e-mail: andrey.chukhlov@lp.lukoil.com). Контактное лицо для переписки**Сальникова Ольга Леонидовна** – главный геолог Центра обработки и интерпретации промыслово-геофизических данных (тел.: +007 (342) 241 43 56, e-mail: SalnikovaOL@rusgeology.ru).**Черных Василий Игоревич** – ведущий инженер отдела геологического сопровождения бурения (тел.: +007 (342) 223 78 73, e-mail: Vasily.Chernykh@pnn.lukoil.com).**Andrey S. Chukhlov** (Author ID in Scopus: 57211336830) – Lead Engineer of the Geophysics Department (tel.: +007 (342) 235 61 42, e-mail: andrey.chukhlov@lp.lukoil.com). The contact person for correspondence.**Olga L. Salnikova** (Author ID in Scopus: 57200760364) – Chief Geologist of the Center for Processing and Interpretation of Production Geophysical Data (tel.: +007 (342) 241 43 56, e-mail: SalnikovaOL@rusgeology.ru).**Vasily I. Chernykh** – Leading Engineer of the Department of Geological Support of Drilling (tel.: +007 (342) 223 78 73, e-mail: Vasily.Chernykh@pnn.lukoil.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Чухлов А.С., Сальникова О.Л., Черных В.И. Оценка влияния геолого-физических характеристик залежей со сложным геологическим строением на условия притока углеводородов // Недропользование. – 2022. – Т.22, №1. – С.9-14. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.2

Please cite this article in English as:

Chukhlov A.S., Salnikova O.L., Chernykh V.I. Influence Evaluation of Geological and Physical Characteristics of Reservoirs with a Complex Geological Structure on the Conditions of Hydrocarbons Inflow. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2022, vol.22, no.1, pp.9-14. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.2

Введение

Реализация технологических процессов добычи углеводородного сырья в настоящее время сопровождается постоянным ухудшением структуры запасов разрабатываемых объектов. Так, в промышленную разработку вводятся залежи, представленные сложнопостроенными коллекторами, насыщенными многофазными углеводородными системами. Одним из таких примеров можно считать турнейско-фаменскую залежь Жилинского месторождения. Отнесение данного объекта разработки к категории сложнопостроенных, с трудноизвлекаемыми запасами обусловлено несколькими факторами. Во-первых, залежь представлена известняками сферово-сгустковыми, основная масса которых состоит из неравномерно перекристаллизованного разномерного кальцита с микрочастицами сгустками и комочками водорослевого либо раковинного происхождения, с рассеянными сферами и редким детритом остракод. Пористость пород связана с выщелачиванием и перекристаллизацией, поры внутрiformенные (по сферам) и межформенные, межзерновые, угловатые, неправильные, каверновидные, распределены неравномерно. Наблюдаются трещины редкие субвертикальные и наклонные, затухающие, участками многочисленные по наслоению и разнонаклонные пересекающиеся [1, 2]. С точки зрения фазового состояния объект отнесен к категории нефтегазоконденсатных. При этом установление отметки газонефтяного контакта (ГНК) сопровождалось затруднениями: его положение первоначально принято по данным испытаний двух скважин и соответствовало глубине первого нефтенасыщенного пропластка. Комплекс исследований методом MDT, проведенный в нескольких скважинах для решения других промысловых задач, позволил уточнить и скорректировать положение ГНК, при этом разница между отметками составила 8 м. Газонасыщенность пластовой нефти принята равной 230 м³/т, вязкость в пластовых условиях составляет 0,72 мПа·с. Начальный период эксплуатации скважин характеризуется различной динамикой газового фактора. По данным первых инструментальных измерений его величина изменяется в диапазоне от 14 до 1700 м³/т, в среднем составляя 690 м³/т.

Таким образом, геологическое строение рассматриваемого объекта осложнено как фазовым состоянием насыщающего флюида, так и структурой пустотного пространства. Столь сложное геологическое строение объекта в совокупности с территориальным совмещением Жилинского месторождения с уникальным Верхнекамским месторождением калийных солей обуславливает целесообразность максимально детального подхода по изучению и управлению процессами фильтрации и по рациональной выработке ресурсов [3].

Ввод залежи в промышленную эксплуатацию условно вертикальными и горизонтальными скважинами характеризуется значительной дифференциацией их начальных дебитов, несмотря на относительно небольшие размеры залежи (0,7–2,8×5,3 км) и схожесть геолого-физических условий в зонах дренирования. Значения начальных дебитов жидкости изменяются в диапазоне от 15 до 76 м³/сут, в среднем составляя 44 м³/сут. При этом диапазон изменения эффективных толщин не столь значителен, а ввод всех скважин в течение непродолжительного времени позволяет считать энергетику в зонах их отбора условно одинаковой. Также следует отметить, что на начальных этапах разработки зафиксировано неравномерное (от 1 до 30 %) обводнение продукции скважин.

В связи с этим научный и практический интерес представляет задача исследования индивидуальных условий притока флюидов к добывающим скважинам сложнопостроенной турнейско-фаменской залежи Жилинского месторождения.

Аналитических решений (уравнений притока) в трещинно-порово-кавернозных коллекторах, насыщенных нефтегазоконденсатом и неравномерно обводненных,

в настоящее время не существует. А известные уравнения [4–7], учитывающие хотя бы некоторые из обозначенных факторов, весьма сложны, и их практическое применение является весьма затруднительным.

В данной статье представлен способ описания притока жидкости, основанный на построении и анализе многомерных статистических моделей (уравнений множественной регрессии). Преимуществом данного, по сути – вероятностно-статистического метода исследования, является возможность достаточно простого и достоверного описания процессов, происходящих в сложных системах, к которым относятся объекты добычи углеводородного сырья. В отличие от аналитических решений, основанных на «навязывании» представлений, имеющихся у исследователей, исследуемому объекту и последующему «подгону» этого объекта под представления посредством ввода уточняющих коэффициентов, физический смысл которых зачастую недостаточно обоснован. Вероятностно-статистические методы работают по другому принципу. Их задача заключается в описании реальных процессов на основе тщательной математической обработки характеризующего их фактического материала [8].

Таким образом, решение поставленной задачи сводится к построению и анализу многомерных моделей определения дебитов скважин, основанных на использовании промыслового материала – фактических геолого-технологических показателей эксплуатации скважин на рассматриваемом объекте. Для максимальной достоверности разрабатываемых моделей притока в качестве исходных данных приняты параметры, характеризующие первые для скважин гидродинамические исследования (ГДИ). Использование параметров, определенных по первым ГДИ, позволяет описать процессы фильтрации в условиях, максимально приближенных к реальному естественному состоянию объекта, не нарушенному техногенным влиянием.

Построению многомерных статистических моделей дебитов для решения различных задач нефтегазового инжиниринга посвящены работы [8–10]. Классические многомерные статистические модели прогноза дебитов, построенные в данных работах, являются статистически значимыми, но характеризуются ощутимой ошибкой расчетов. При этом влияние показателей на процесс формирования дебитов определяется только исходя из порядка включения в результирующую модель.

В настоящей работе построение многомерных статистических моделей дополнено исследованиями по безразмерной оценке влияния каждого из показателей на дебит скважины и последующим сравнением этих влияний. С этой целью построены индивидуальные (линейные) вероятностные модели по каждому из используемых показателей, характеризующие вероятность отнесения скважины к категории высоко- или низкодебитных в зависимости от данного показателя.

Высокодебитными предложено считать скважины, чья производительность превышает среднее по залежи значение (44 м³/сут), низкодебитными – скважины с дебитом меньше среднего. Соответственно, по величине дебита вся выборка разделена на два класса: класс 1 включает высокодебитные скважины, класс 2 – низкодебитные. Следует отметить, что несмотря на существенную дифференциацию дебитов, средние значения остальных используемых геолого-технологических показателей для двух выделенных классов статистические не являются различными, что установлено с использованием *t*-критерия Стьюдента. Значимые различия между средними для двух классов значениями установлены только для такого показателя, как забойное давление. То есть статистические неразличимые значения геолого-технологических показателей формируют столь разные по величине значения дебитов. Данный факт еще раз свидетельствует о целесообразности детального исследования условий притока жидкости к скважинам рассматриваемого объекта, что выполнено в настоящей статье с применением вероятностно-статистических методов.

Индивидуальные вероятностные модели по геолого-технологическим показателям эксплуатации скважин

Уравнение регрессии	Область применения / диапазон вероятностей	Уравнение регрессии	Область применения / диапазон вероятностей
$P(W) = 0,423 + 0,0123W$	0,5–27,0 % 0,435–0,761	$P(d) = 0,164 + 0,14874d$	1,88–2,96 % 0,443–0,604
$P(\mu) = 1,305 + 1,4352\mu$	0,34–0,72 МПа·с 0,271–0,817	$P(P_{др}^{KC}) = 0,317 + 0,0002P_{др}^{KC}$	312,0–13861,0 м 0,379–0,967
$P(b) = -2,086 + 1,623b$	1,42–1,87 0,218–0,949	$P(P_{др}^{KC-C}) = 0,455 + 0,00002P_{др}^{KC-C}$	48,3–13861,0 м 0,456–0,829
$P(h) = 0,565 - 0,0224h$	0,6–6,0 м 0,430–0,552	$P(P_{др}^{KC-П}) = 0,455 + 0,00002P_{др}^{KC-П}$	42,3–8102,9 0,429–0,894
$P(\Gamma_{\phi}) = 0,565 - 0,0224\Gamma_{\phi}$	14,2–1698,8 м ³ /т 0,482–0,525	$P(k_{узн}^S) = 0,420 + 0,00232k_{узн}^S$	4,19–208,5 мкм ² 0,429–0,904
$P(P_{пл}) = 0,565 - 0,0224P_{пл}$	9,99–22,35 МПа 0,035–0,820	$P(S^S) = 0,726 + 0,06084S^S$	-7,62 – -0,002 отн.ед. 0,262–0,726
$P(P_{заб}) = 0,565 - 0,0224P_{заб}$	5,97–19,65 МПа 0,043–0,921	$P(P_{др}^{S-C}) = 0,226 + 0,00044P_{др}^{S-C}$	316–1656 0,365–0,955
$P(m) = 1,854 - 0,1507m$	6,7–12,3 % 0,001–0,844	$P(P_{др}^{S-C}) = 0,456 + 0,0001P_{др}^{S-C}$	49,7–3597,9 м / м 0,460–0,816
$P(T_p) = 0,487 - 0,026T_p$	0–1 0,487–0,517	$P(P_{др}^{S-П}) = 0,372 + 0,00029P_{др}^{S-П}$	37,0–2103,3 0,382–0,982
$P(k_{узн}^{KC}) = 0,418 + 0,00062k_{узн}^{KC}$	0,0047–0,8 мкм ² 0,420–0,916	$P(P_{др}^S) = 0,372 + 0,00029P_{др}^S$	1150,0–9081,0 м 0,442–0,855
$P(S^{KC}) = 0,273 - 0,0513S^{KC}$	-7,24 – -2,29 отн.ед. 0,390–0,644	-	-

Систематизация исходных данных

При построении моделей в качестве зависимого признака (прогнозируемого параметра) используется дебит жидкости Q (м³/сут), в качестве независимых факторов – вязкость пластовой нефти μ (МПа·с), обводненность добываемой продукции W (%), объемный коэффициент нефти b (б/р), газовый фактор Γ_{ϕ} (м³/т), пластовое и забойное давления $P_{пл}$, $P_{заб}$ (МПа), пористость m (%) и проницаемость k (мД) коллектора, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта h (м), показатели состояния призабойной зоны (S , d) и значения радиуса зоны дренирования ($P_{др}$). Трещиноватость коллектора, диагностированная по данным обработки кривых восстановления давления (КВД), учтена посредством введения соответствующего индекса T_p . Значение $T_p = 1$ соответствует наличию естественной трещиноватости коллектора в зоне дренирования, $T_p = 0$ – ее отсутствию. Аналогичным образом учтена конструкция забоя скважин. Значение $I_k = 1$ свидетельствует о горизонтальном окончании ствола скважины, нулевое значение этого индекса введено для условно вертикальных скважин.

Фильтрационные параметры продуктивных пластов для каждой скважины определены при специально выполненной интерпретации первых КВД с использованием разных методов. Используемая проницаемость характеризует удаленную зону пласта и определена методом касательной и в программном комплексе Carra Workstation (модуль Saphir) [11]. Состояние призабойной зоны учтено величиной скин-фактора, выявленного методом касательной и в Saphir, а также безразмерным диагностическим признаком d , определенным по методу детерминированных моментов давления [12–15].

Отдельно следует отметить, что в ходе описываемых в статье исследований изучено влияние на дебиты такого важного параметра, как размер (радиус) зоны дренирования [16–20]. Практически все аналитические уравнения притока включают данный параметр, однако исследованию его фактических значений уделяется мало внимания. В данной работе значения радиуса зоны дренирования определены по формулам Чекалюка ($P_{др}^C$), ван Пуллена ($P_{др}^П$) [21, 22], Собби ($P_{др}^C$) [23, 24] и в Saphir [25–32]. Радиусы по Чекалюку, ван Пуллени и Собби рассчитаны дважды: с использованием проницаемостей, определенных по методу касательной (KC), и в Saphir (S).

Методология выполненных вероятностно-статистических исследований

Первый этап решения поставленной задачи сведен к построению индивидуальных вероятностных моделей

зависимости дебитов от каждого из принятых в качестве исходных данных геолого-технологических показателей [33–35].

Алгоритм построения моделей кратко можно описать следующим образом. Предварительный этап включал сравнение плотностей распределения каждого из показателей (обозначены как x) для двух выделенных классов, при этом оптимальные диапазоны (интервалы) вычислены по формуле Стерджесса. На следующем этапе в каждом интервале вычислены вероятности соответствия значения данного показателя к классу высокодебитных скважин ($P(x)$). По величинам $P(x)$ и x рассчитаны парные коэффициенты корреляции r и построены уравнения регрессии. Все построенные таким образом линейные вероятностные модели приведены в таблице.

Представленные в таблице линейные вероятностные модели позволяют оценить индивидуальную информативность каждого из показателей в формировании повышенного дебита жидкости. Следует отметить, что все построенные модели «работают» верно, так как во всех случаях значения вероятностей находится в диапазоне 0,0–1,0. Минимальное значение вероятностей получено по $P(m)$, максимальное по $P(P_{др}^{S-П})$. То есть фактором, оказывающим наибольшее влияние на приток жидкости, является размер зоны дренирования, определенный по формуле ван Пуллена, наименьшее – коэффициент пористости. Данный вывод вполне физичен и соответствует представлениям подземной гидромеханики: практически все известные аналитические формулы дебита включают размер зоны дренирования и не используют коэффициент пористости [36–40]. Соответственно, построенные индивидуальные вероятностные модели не противоречат физике описываемого процесса.

Для учета совместного влияния показателей на вероятность формирования повышенных значений дебита предлагается использовать комплексный показатель $P_{комп}$, который определяется по формуле:

$$P_{комп} = \frac{\prod_{j=1}^m P(W_1 | X_j)}{\prod_{j=1}^m P(W_1 | X_j) + \prod_{j=1}^m (1 - P(W_1 | X_j))} \quad (1)$$

где $P(W_1 | X_j)$ – индивидуальные вероятности принадлежности к классу скважин с повышенными дебитами.

Подход, основанный на вычислениях безразмерного показателя, комплексно учитывающего влияние нескольких показателей на прогнозируемую величину, описан в работах [8, 10].

Для удобства практического определения комплексного показателя построены многомерные статистические модели,

в которых в качестве исходных данных используются привлеченные геолого-технологические показатели. Модели построены совместно для всех скважин, а также дифференцированно для скважин с горизонтальным окончанием ствола и условно вертикальных. Для оценки статистической значимости построенных моделей использованы такие показатели, как коэффициент множественной корреляции (R), уровень значимости (p) и стандартная ошибка (S_0).

Общая модель имеет следующий вид:

$$P_{\text{комп}}^M = 0,026156P_{\text{заб}} + 0,001649P_{\text{др}}^{S-Ч} + 0,878614b - 0,114047m - 0,047996W - 0,156458T_p - 0,000115P_{\text{др}}^{KC-Ч} - 0,015831S^{KC} - 0,8851, \quad (2)$$

при $R = 0,999$, $p < 0,00404$, $S_0 = 0,0028$ доли ед.

Для вертикальных скважин модель имеет следующий вид:

$$P_{\text{комп}}^{MB} = 2617112b + 0,071114T_p - 3,147, \quad (3)$$

при $R = 0,999$, $p < 0,00036$, $S_0 = 0,014$ доли ед.

Для горизонтальных скважин модель имеет следующий вид:

$$P_{\text{комп}}^{MG} = -0,173078m + 0,000283k_{\text{узн}}^{KC} - 0,007419T_p + 2,1223. \quad (4)$$

при $R = 0,999$, $p < 0,00022$, $S_0 = 0,00016$ доли ед.

Необходимо отметить, что все модели являются статистически значимыми. Диапазоны применимости всех построенных моделей в полной мере соответствуют фактическим условиям фильтрации флюидов на рассматриваемом месторождении.

Следует отметить, что модели, построенные дифференцированно для скважин различной конструкции, демонстрируют более высокие статистические оценки. Следовательно, отличающийся вид построенных моделей подтверждает факт различных условий притока к горизонтальным и вертикальным скважинам. При этом анализ построенных многомерных уравнений позволяет установить, какие факторы определяют приток к горизонтальным и вертикальным скважинам в условиях рассматриваемого месторождения. Так, вероятность повышенных дебитов вертикальных скважин определяется свойствами флюида и трещиноватостью коллектора, для горизонтальных – только его строением и свойствами.

Выполненные исследования позволили объяснить значительную дифференциацию дебитов скважин, работающих, на первый взгляд, в схожих геолого-физических условиях.

Подтвержденный факт различия условий притока обуславливает необходимость дифференциации дальнейших исследований для вертикальных и горизонтальных скважин, что учтено при решении главной задачи исследования – построении многомерных статистических моделей определения дебитов скважин.

Первая модель, построенная для всех скважин без учета их конструкции, имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^M = 1,2271P_{\text{заб}} + 0,0803P_{\text{др}}^{S-Ч} + 4,5206h - 2,9289W + 2,2592S^{KC} + 19,3356d - 1,34m + 0,3796P_{\text{пл}} - 48,2901, \quad (5)$$

при $R = 0,999$, $p < 0,0522$, $S_0 = 1,32$ м³/сут.

Для вертикальных скважин, модель имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^{MB} = 2,311688k_{\text{узн}}^S + 0,012918P_{\text{др}}^{KC-П} + 6,992, \quad (6)$$

при $R = 0,999$, $p < 0,00115$, $S_0 = 0,04$ м³/сут.

Для горизонтальных скважин модель имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^{MG} = -0,01837G_{\phi} + 0,00327P_{\text{др}}^{KC-П} - 2,45679d + 64,699, \quad (7)$$

при $R = 0,999$, $p < 0,00118$, $S_0 = 0,02$ м³/сут.

Уравнение (5) не является статистически значимым, несмотря на высокое значение коэффициента R , что подтверждает нецелесообразность использования одних и тех же принципов описания притока к вертикальным и горизонтальным скважинам в условиях рассматриваемого месторождения.

Модели (6) и (7) являются статистически значимыми и могут применяться для определения дебитов скважин различной конструкции.

Следует отметить, что на втором месте в обеих моделях присутствует радиус зоны дренирования, определенный по формуле ван Пуллена. Все известные аналитические уравнения притока учитывают размеры зоны влияния, однако соответствующий параметр всегда логарифмируется, что нивелирует влияние его изменения на результирующую величину дебита скважины. Представленные в данной работе многомерные статистические модели демонстрируют существенно более значительный вклад размеров области дренирования на количество добываемого флюида.

Наибольший вклад в формирование дебита горизонтальных скважин оказывает газовый фактор, он первым и с отрицательным знаком включается в модель. Данный вывод косвенно свидетельствует о различиях в процессах разгазирования нефти в зонах отбора вертикальных и горизонтальных скважин.

Модель (7) на последнем шаге включает показатель d – безразмерный диагностический признак, характеризующий свойства призабойной зоны пласта и определяемый при обработке КВД методом детерминированных моментов давления. При этом в модель не вошли значения скин-фактора, определенные методом касательной и в модуле Saphir. Данный вывод свидетельствует, что в условиях притока к горизонтальным скважинам скин-фактор является весьма сложным показателем [41–45], и целесообразность его использования для оценки состояния призабойной зоны пласта следует изучать дополнительно.

Заключение

Настоящая работа посвящена вероятностно-статистической оценке закономерностей притока жидкости в индивидуальных геолого-физических условиях объекта разработки, представленного карбонатным коллектором со сложной структурой пустотного пространства и высокой газонасыщенностью пластов нефти.

Основным инструментом является многомерное статистическое моделирование, дополненное безразмерной (вероятностной) оценкой индивидуального влияния широкого перечня геолого-технологических параметров на закономерности притока углеводородов.

Оригинальный подход, заключающийся в построении индивидуальных вероятностных линейных уравнений, позволил объяснить значительную дифференциацию дебитов скважин в схожих, на первый взгляд, геолого-технологических условиях.

Статистически обоснованы различия в закономерностях притока флюидов к скважинам с различной конструкцией ствола (условно вертикальным и горизонтальным), выделены факторы, влияющие на формирование дебитов.

Построена серия многомерных статистических моделей, позволяющих с высокой степенью достоверности определять дебиты горизонтальных и вертикальных скважин в сложных геолого-технологических условиях.

Библиографический список

1. Мартюшев Д.А., Зайцев Р.А. Влияние петрофизических параметров рифогенных карбонатных коллекторов нефтяных месторождений турнейско-фаменских отложений Верхнего Прикамья на продуктивность добывающих скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 11. – С. 77–85. DOI: 10.18799/24131830/2019/11/2350
2. Путилов И.С., Разницын А.В. Выделение петрофизических типов карбонатных пород по данным ядерного магнитного резонанса с учетом их литологических особенностей // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 9. – С. 186–198. DOI: 10.18799/24131830/2020/9/2822
3. Мартюшев Д.А. Оценка влияния напряженного состояния горных пород на проницаемость коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 8. – С. 24–33. DOI: 10.18799/24131830/2020/8/2765
4. Максимов В.М. Обобщенный закон многофазной фильтрации и новые эффекты поверхностных явлений при двухфазных течениях в пористой среде // Георесурсы. – 2019. – Т. 21, № 1. – С. 86–91. DOI: 10.18599/grs.2019.1.86-91
5. Kozeny-Carman constant of porous media: Insights from fractal-capillary imbibition theory / Wei Wei, Jianchao Cai, Junfeng Xiao, Qingbang Meng, Boqi Xiao, Qi Han // Fuel. – 2018. – Vol. 234. – P. 1373–1379. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.08.012
6. Pressure transient analysis in fractured reservoirs with poorly connected fractures / Hongyang Chu, Xinwei Liao, Zhiming Chena, Xiaoliang Zhao, Wenyuan Liu, Jiandong Zou // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2019. – Vol. 67. – P. 30–42. DOI: 10.1016/j.jngse.2019.04.015
7. The relation between petrophysical and transport properties of the Boom Clay and Eigenbilzen Sands / E. Jacobs, B. Rogiers, L. Fredericx, R. Swennen, R. Litke, V.M. Krooss, A. Amann-Hildenbrand, C. Bruggeman // Applied Geochemistry. – 2020. – Vol. 114. – P. 104527. DOI: 10.1016/j.apgeochem.2020.104527
8. Jamiu Oyekun Adegbede, Hadi Belhaj, Achinta Bera Investigations on the relationship among the porosity, permeability and pore throat size of transition zone samples in carbonate reservoirs using multiple regression analysis, artificial neural network and adaptive neuro-fuzzy interface system // Petroleum Research. – 2021.
9. Шумилов А.В. Исследование притока жидкости в скважинах с горизонтальным окончанием ствола вероятностно-статистическими методами // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 136–139. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-136-139
10. 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. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-102-104
11. Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А. Оценка достоверности определения фильтрационных параметров пласта на основе анализа добычи и кривых стабилизации давления // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 111–113. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-111-113
12. Диагностические критерии выделения фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин / В.Л. Сергеев, В.Х. Донг, Д.Э. Хагай, А.В. Игнатенко // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 2. – С. 181–187. DOI: 10.18799/24131830/2020/2/2504
13. Абросимов А.А., Шеляго Е.В., Язынина И.В. Обоснование репрезентативного объема данных фильтрационно-емкостных свойств для получения статистически достоверных петрофизических связей // Записки горного института. – 2018. – Т. 233. – С. 487–491. DOI: 10.31897/pmi.2018.5.487
14. Закиров Т.Р., Храменков М.Г. Моделирование двухфазных течений жидкостей в пористой среде в режиме доминирования капиллярных сил // Георесурсы. – 2020. – Т. 22, № 1. – С. 4–12. DOI: 10.18599/grs.2020.1.4-12
15. Zhiqiang Fan, Rishi Parashar Transient flow to a finite-radius well with wellbore storage and skin effect in a poroelastic confined aquifer // Advances in Water Resources. – 2020. – Vol. 142. – P. 103604. DOI: 10.1016/j.advwatres.2020.103604
16. Investigation radii in multi-zone composite reservoirs / Ren-Shi Niea, Hao Zhoua, Zhangxin Chenb, Jian-Chun Guoa, Yu Xionga, Yang-Yang Chen, Wen-Fa He // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 182. – P. 106262. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106262
17. Complex relationship between porosity and permeability of carbonate reservoirs and its controlling factors: A case study of platform facies in Pre-Caspian Basin / Ling He, Lun Zhao, Jianxin Li, Ji Ma, Ruilin Lui, Shuqin Wang, Wenqi Zhao // Petroleum Exploration and Development. – 2014. – Vol. 41, iss. 2. – P. 225–234. DOI: 10.1016/S1876-3804(14)60026-4
18. A new-generation Embedded Discrete Fracture Model calibration workflow applied to the characterization of complex naturally fracture reservoir / Hongbing Xie, Mauricio Fiallos Torres, Penyu Cheng, Wei Yub, Yuzhong Xin, Jijun Miao, Muwei Cheng // Petroleum Research. – 2021. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.06.001
19. Sina Lohrasb, Radzuan Junin Estimation of pore volumes to breakthrough number in limestone cores by derivation of an empirical model // Petroleum Research. – 2021. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.02.002
20. New correlations to calculate vertical sweep efficiency in oil reservoirs using nonlinear multiple regression and artificial neural network / Saved Gomaa, Ramadan Emara, Omar Mahmoud A.N. El-hoshoudy // Journal of King Saud University – Engineering Sciences. – 2021. – № 7. DOI: 10.1016/j.jksues.2021.07.010
21. Jianchun Guo, Yong Xiao, Heng Wang Stimulation for minimizing the total skin factor in carbonate reservoirs // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2014. – Vol. 21. – P. 326–331. DOI: 10.1016/j.ngib.2014.10.011
22. Petrophysical characterization of low-permeability carbonate rocks: Comparison of different experimental methods / Mohammadebrahim Shabani, Bernhard M. Krooss, Maximilian Hallenberger, Alexandra Amann-Hildenbrand, Reinhard Fink, Ralf Litke // Marine and Petroleum Geology. – 2020. – Vol. 122. – P. 104658. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2020.104658
23. Sedimentary diagenesis and pore characteristics for the reservoir evaluation of Domanik formations (Semiluksk and Mendymysk) in the central part of Volga-Ural petroleum province / Yousef Ibrahem, V.P. Morozov, V. Sudakov, I. Idrisov, A.N. Kolchugin // Petroleum Research. – 2021. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.08.002
24. Mercy Achang, Jack C. Pashin, X. Cui The influence of particle size, microfractures, and pressure decay on measuring the permeability of crushed shale samples // International Journal of Coal Geology. – 2017. – Vol. 183. – P. 174–187. DOI: 10.1016/j.coal.2017.09.012
25. Chork C.Y., Jian F.X., Taggart I.J. Porosity and permeability estimation based on segmented well log data // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 1994. – Vol. 11, iss. 3. – P. 227–239. DOI: 10.1016/0920-4105(94)90042-6
26. Permeability and porosity prediction using logging data in a heterogeneous dolomite reservoir: An integrated approach / Zhao Zhang, Heng Zhang, Jie Li, Zhongxian Cai // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2021. – Vol. 86. – P. 103743. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103743
27. Relationships between permeability, porosity and effective stress for low-permeability sedimentary rock / Jiangtao Zheng, Liange Zheng, Hui-Hai Liu, Yang Ju // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2015. – Vol. 78. – P. 304–318. DOI: 10.1016/j.ijmms.2015.04.025
28. A new empirical model for enhancing well log permeability prediction, using nonlinear regression method: Case study from Hassi-Berkine oil field reservoir – Algeria / H.E. Belhouche, M.S. Benzagouta, A. Dobb, A. Aquraishi, J. Duplay // Journal of King Saud University – Engineering Sciences. – 2021. – Vol. 33, iss. 2. – P. 136–145. DOI: 10.1016/j.jksues.2020.04.008
29. Hydrocarbon migration in fracture-cave systems of carbonate reservoirs under tectonic stresses: A mechanism study / Chenjun Huang, Geyun Liu, Kaibo Shi, Jinyin Yin, Jinrui Guo, Chongzhi Tao // Petroleum Research. – 2020. – Vol. 5, iss. 2. – P. 124–130. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2019.09.001
30. Application of fractal theory to predict the coal permeability of multi-scale pores and fractures / Zheng Zhao, Xiaoming Nia, Yunxing Cao, Yanxia Shi // Energy Reports. – 2021. – Vol. 7. – P. 10–18. DOI: 10.1016/j.egy.2020.11.014
31. Anisotropy of the effective porosity and stress sensitivity of coal permeability considering natural fractures / Kun Xiao, Zetian Zhang, Ru Zhang, Mingzhong Gao, Jing Xie, Anlin Zhang, Yang Liu // Energy Reports. 2021. – Vol. 7. – P. 3898–3910. DOI: 10.1016/j.egy.2021.06.067
32. The crucial geometric distinctions of microfractures as the indispensable transportation channels in hydrocarbon-rich shale reservoir / Yijin Zeng, Shuheng Du, Xu Zhang, Baoping Zhang, Honglei Liu // Energy Reports. 2020. – Vol. 6. – P. 2056–2065. DOI: 10.1016/j.egy.2020.07.004
33. Ahmed N. Al-Dujaili, Mehdi Shabani, Mohammed S. AL-Jawad Identification of the best correlations of permeability anisotropy for Mishrif reservoir in West Qurna / 1 oil Field, Southern Iraq // Egyptian Journal of Petroleum. – 2021. – Vol. 30, iss. 3. – P. 27–33. DOI: 10.1016/j.ejpe.2021.06.001
34. Upscaling permeability anisotropy in digital sandstones using convolutional neural networks / Arman Najafi, Javad Siavashi, Mohammad Ebad, Mohammad Sharifi, Jalal Fahimpour, Dmitry Koroteev // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2021. – Vol. 96. – P. 104263. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104263
35. Behnam Karimi-Khajelangi, Majid Noorian-Bidgoli Numerical study of the effect of rock anisotropy on stresses around an opening located in the fractured rock mass // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208, part D. – P. 109593. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109593
36. Image processing and machine learning based cavings characterization and classification / Jian Jin, Yan Jin, Yunhu Lu, Huiwen Pang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208, part C. – P. 109525. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109525
37. Mohammad Reza Delavar. Hybrid machine learning approaches for classification and detection of fractures in carbonate reservoir // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208, part A. – P. 109327. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109327
38. Le Luo, Shiqing Cheng. In-situ characterization of nonlinear flow behavior of fluid in ultra-low permeability oil reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 203. – P. 108573. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108573
39. Мартюшев Д.А., Леконцев А.В., Котоусов А.Г. Определение раскрытости и сжимаемости естественных трещин карбонатной залежи Логовского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14, № 16. – С. 61–69. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.7
40. Мартюшев Д.А., Чумаков Г.Н. Оценка размеров зон дренирования скважин по данным гидродинамических исследований // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 11. – С. 46–48.
41. Харламов С.Н., Джангхорбани М., Филиппов К.А. Математическое моделирование и методы исследования гидродинамической очистки горизонтальных скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 8. – С. 53–73. DOI: 10.18799/24131830/2021/8/3305
42. Чучалина К.Ю., Коровин М.О. Особенности петрофизических свойств сложеностроенных карбонатных толщ по комплексным геофизическим исследованиям // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 7. – С. 107–113. DOI: 10.18799/24131830/2021/07/3268
43. Елесин А.В., Кадыров А.Ш., Никифоров А.И. Идентификация поля проницаемости трехмерного пласта с использованием результатов геофизических исследований скважин // Георесурсы. – 2021. – Т. 23, № 1. – С. 106–111. DOI: 10.18599/grs.2021.1.11
44. Разницын А.В., Путилов И.С. Разработка методического подхода к выделению петрофизических типов сложеностроенных карбонатных пород по данным лабораторного изучения керна // Недрапользование. – 2021. – Т. 21, № 3. – С. 109–116. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.2
45. Шевченко О.Н. Исследование течения флюида к горизонтальной скважине // Недрапользование. – 2021. – Т. 21, № 2. – С. 64–70. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.3

References

1. Martushev D.A., Zaitsev R.A. Vliianie petrofizicheskikh parametrov rifogennykh karbonatnykh kollektorov nefyanykh mestorozhdenii turneisko-famenskikh otlozhenii Verkhnego Prikam'ia na produktivnost' dobyvaiushchikh skvazhin [Influence of oil field reef carbonate reservoir petrophysical parameters of Tournasian-Famennian deposits in the Upper Kama on well productivity]. *Izvestia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2019, vol. 330, no. 11, pp. 77–85. DOI: 10.18799/24131830/2019/11/2350
2. Putilov I.S., Raznitsyn A.V. Vydelenie petrofizicheskikh tipov karbonatnykh porod po dannym yadernogo magnitnogo rezonansa s uchetom ikh litologicheskikh osobennostei [Identification of carbonate rocks petrophysical types with nuclear magnetic resonance experiments data taking into account their lithological characteristics]. *Izvestia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2020, vol. 331, no. 9, pp. 186–198. DOI: 10.18799/24131830/2020/9/2822
3. Martushev D.A. Otsenka vliyaniia napriazhennogo sostoianiia gornnykh porod na pronitsaemost' kollektorov [Rock stress state influence on permeability of carbonate reservoirs]. *Izvestia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2020, vol. 331, no. 8, pp. 24–33. DOI: 10.18799/24131830/2020/8/2765
4. Maksimov V.M. Obobshchennyi zakon mnogofaznoi fil'tratsii i novye efekty poverkhnostnykh yavlenii pri dvukhfaznykh techeniakh v poristoi srede [Generalized law of multiphase filtration and new effects of surface phenomena at two-phase flows in a porous medium]. *Georesursy*, 2019, vol. 21, no. 1, pp. 86–91. DOI: 10.18599/grs.2019.1.86-91
5. Wei Wei, Cai Jianchao, Xiao Junfeng, Meng Qingbang, Xiao Boqi, Han Qi. Kozeny-Carman constant of porous media: Insights from fractal-capillary imbibition theory. *Fuel*, 2018, vol. 234, pp. 1373–1379. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.08.012

6. Chu Hongyang, Liao Xinwei, Chena Zhiming, Zhao Xiaoliang, Liu Wenyuan, Zou Jiandong. Pressure transient analysis in fractured reservoirs with poorly connected fractures. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019, vol. 67, pp. 30-42. DOI: 10.1016/j.jngse.2019.04.015
7. Jacobs E., Rogiers B., Frederick L., Swennen R., Litke R., Krooss B.M., Amann-Hildenbrand A., Bruggeman C. The relation between petrophysical and transport properties of the Boom Clay and Eigenbilzen Sands. *Applied Geochemistry*, 2020, vol. 114, 104527 p. DOI: 10.1016/j.apgeochem.2020.104527
8. Jamiu Oyekan Adegbit, Hadi Belhaj, Achinta Bera. Investigations on the relationship among the porosity, permeability and pore throat size of transition zone samples in carbonate reservoirs using multiple regression analysis, artificial neural network and adaptive neuro-fuzzy interface system. *Petroleum Research*, 2021.
9. Shumilov A.V. Issledovanie priтока zhidkosti v skvazhinakh s gorizontalmym okonchaniem stvola veroiatnostno-statisticheskimi metodami [The study of fluid inflow in horizontal sidetracked well by probabilistic and statistical methods]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2019, no. 12, pp. 136-139. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-136-139
10. Martiushev D.A., Ponomareva I.N., Issledovanie osobennosti vyrobkoti zapasov treshchinno-porovykh kollektorov s ispol'zovaniem dannykh gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin [Researching features of development of fractured porous reservoirs reserves using well-test data]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2017, no. 10, pp. 102-104. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-102-104
11. Ponomareva I.N., Martiushev D.A. Otsenka dostovernosti opredeleniia fil'tratsionnykh parametrov plasta na osnove analiza dobychi i krivyykh stabilizatsii davleniia [Estimating reliability of reservoir properties determination on the basis of production analysis and pressure stabilization curves]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2019, no. 8, pp. 111-113. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-111-113
12. Sergeev V.L., Dong V.Kh., Khagai D.E., Ignatenko A.V. Diagnosticheskie kriterii vydeleniia fil'tratsionnykh potokov v protsesse gidrodinamicheskikh issledovaniy gorizontallykh skvazhin [Diagnostic criteria for identification of filtration flows during horizontal well tests]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2020, vol. 331, no. 2, pp. 181-187. DOI: 10.18799/24131830/2020/2/2504
13. Obosnovanie reprezentativnogo ob'ema dannykh fil'tratsionno-emkostnykh svoystv dlia polucheniia statisticheski dostovernykh petrofizicheskikh svyazei [Justification of representative data volume of porosity and permeability properties for obtaining statistically reliable petrophysical connections]. *Zapiski gornogo instituta*, 2018, vol. 233, pp. 487-491. DOI: 10.31897/pmi.2018.5.487
14. Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. Modelirovanie dvukhfaznykh techenii zhidkosti v poristoi srede v rezhime dominirovaniia kapillarnykh sil [Pore-scale investigation of the displacement fluid mechanics during two-phase flows in natural porous media under the dominance of capillary forces]. *Georesursy*, 2020, vol. 22, no. 1, pp. 4-12. DOI: 10.18599/grs.2020.1.4-12
15. Zhiqiang Fan, Rishi Parashar. Transient flow to a finite-radius well with wellbore storage and skin effect in a poroelastic confined aquifer. *Advances in Water Resources*, 2020, vol. 142, 103604 p. DOI:10.1016/j.advwatres.2020.103604
16. Niewa Ren-Shi, Zhou Hao, Chen Zhangxin, Guo Jian-Chun, Xiong Yu, Chen Yang-Yang, He Wen-Fa. Investigation radii in multi-zone composite reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 182, 106262 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106262
17. He Ling, Zhao Lun, Li Jianxin, Ma Ji, Lui Ruilin, Wang Shuqin, Zhao Wenqi. Complex relationship between porosity and permeability of carbonate reservoirs and its controlling factors: A case study of platform facies in Pre-Caspian Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, vol. 41, iss. 2, pp. 225-234. DOI: 10.1016/S1876-3804(14)60026-4
18. Hongbing Xie, Mauricio Fiallos Torres, Penyu Cheng, Wei Yub, Yuzhong Xin, Jijun Miao, Muwei Cheng. A new-generation Embedded Discrete Fracture Model calibration workflow applied to the characterization of complex naturally fracture reservoir. *Petroleum Research*, 2021. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.06.001
19. Sina Lohrasb, Radzuan Junin. Estimation of pore volumes to breakthrough number in limestone cores by derivation of an empirical model. *Petroleum Research*, 2021. DOI:10.1016/j.ptlrs.2021.02.002
20. Gomaa Sayed, Emara Ramadan, Mahmoud Omar, El-hoshoudy A.N. New correlations to calculate vertical sweep efficiency in oil reservoirs using nonlinear multiple regression and artificial neural network. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 2021. DOI: 10.1016/j.jksues.2021.07.010
21. Jianchun Guo, Yong Xiao, Heng Wang. Stimulation for minimizing the total skin factor in carbonate reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2014, vol. 21, pp. 326-331. DOI: 10.1016/j.jngse.2014.10.011
22. Shabani Mohammadbrahim, Krooss Bernhard M., Hallenberger Maximilian, Amann-Hildenbrand Alexandra, Fink Reinhard, Litke Ralf. Petrophysical characterization of low-permeable carbonate rocks: Comparison of different experimental methods. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, vol. 122, 104658 p. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2020.104658
23. Ibrahim Yousef, Morozov V.P., Sudakov V., Idrisov I., Kolchugin A.N. Sedimentary diagenesis and pore characteristics for the reservoir evaluation of Domanik formations (Semiluksk and Mendymysk) in the central part of Volga-Ural petroleum province. *Petroleum Research*, 2021. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.08.002
24. Mercy Achang, Jack C. Pashin, X. Cui. The influence of particle size, microfractures, and pressure decay on measuring the permeability of crushed shale samples. *International Journal of Coal Geology*, 2017, vol. 183, pp. 174-187. DOI: 10.1016/j.coal.2017.09.012
25. Chork C.Y., Jian F.X., Taggart I.J. Porosity and permeability estimation based on segmented well log data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1994, vol. 11, iss. 3, p. 227-239. DOI: 10.1016/0920-4105(94)90042-6
26. Zhang Zhao, Zhang Heng, Li Jie, Zhongxian Cai. Permeability and porosity prediction using logging data in a heterogeneous dolomite reservoir: An integrated approach. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, vol. 86, 103743 p. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103743
27. Zheng Jiangtao, Zheng Liange, Liu Hui-Hai, Ju Yang. Relationships between permeability, porosity and effective stress for low-permeability sedimentary rock. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2015, vol. 78, pp. 304-318. DOI: 10.1016/j.ijrmm.2015.04.025
28. Belhouche H.E., Benzagouta M.S., Dobbai A., Alquraishi A., Duplay J. A new empirical model for enhancing well log permeability prediction, using nonlinear regression method: Case study from Hassi-Berkine oil field reservoir - Algeria. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 2021, vol. 33, iss. 2, pp. 136-145. DOI: 10.1016/j.jksues.2020.04.008
29. Huang Chenjun, Liu Geyun, Shi Kaibo, Yin Jinyin, Guo Jinrui, Tao Chongzhi. Hydrocarbon migration in fracture-cave systems of carbonate reservoirs under tectonic stresses: A mechanism study. *Petroleum Research*, 2020, vol. 5, iss. 2, pp. 124-130. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2019.09.001
30. Zhao Zheng, Nia Xiaoming, Cao Yunxing, Shi Yanxia. Application of fractal theory to predict the coal permeability of multi-scale pores and fractures. *Energy Reports*, 2021, vol. 7, pp. 10-18. DOI: 10.1016/j.egyr.2020.11.014
31. Xiao Kun, Zhang Zetian, Zhang Ru, Gao Mingzhong, Xie Jing, Zhang Anlin, Liu Yang. Anisotropy of the effective porosity and stress sensitivity of coal permeability considering natural fractures. *Energy Reports*, 2021, vol. 7, pp. 3898-3910. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.06.067
32. Zeng Yijin, Du Shuheng, Zhang Xu, Zhang Baoping, Liu Honglei. The crucial geometric distinctions of microfractures as the indispensable transportation channels in hydrocarbon-rich shale reservoir. *Energy Reports*, 2020, vol. 6, pp. 2056-2065. DOI: 10.1016/j.egyr.2020.07.004
33. Ahmed N. Al-Dujaili, Mehdi Shabani, Mohammed S. AL-Jawad. Identification of the best correlations of permeability anisotropy for Mishrif reservoir in West Qurna/1 oil field, Southern Iraq. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2021, vol. 30, iss. 3, pp. 27-33. DOI: 10.1016/j.ejpe.2021.06.001
34. Najafi Arman, Siavashi Javad, Ebadi Mohammad, Sharifi Mohammad, Fahimpour Jalal, Koroteev Dmitry. Upscaling permeability anisotropy in digital sandstones using convolutional neural networks. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, vol. 96, 104263 p. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104263
35. Behnam Karimi-Khajelangi, Majid Noorian-Bidgoli. Numerical study of the effect of rock anisotropy on stresses around an opening located in the fractured rock mass. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208, part D, 109593 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109593
36. Jin Jian, Jin Yan, Lu Yunhu, Pang Huiwen. Image processing and machine learning based cavings characterization and classification. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208, part C, 109525 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109525
37. Mohammad Reza Delavar. Hybrid machine learning approaches for classification and detection of fractures in carbonate reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208, part A, 109327 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109327
38. Le Luo, Shiqing Cheng. In-situ characterization of nonlinear flow behavior of fluid in ultra-low permeability oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 203, 108573 p. DOI:10.1016/j.petrol.2021.108573
39. Martiushev D.A., Lekontsev A.V., Kotousov A.G. Opredelenie raskrytosti i szhimaemosti estestvennykh treshchin karbonatnoi zalezhi Logovskogo mestorozhdeniia [Determining openness and compressibility of natural fractures of carbonate reserves in the Logovskoye deposit]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2015, vol. 14, no. 16, pp. 61-69. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.7
40. Martiushev D.A., Chumakov G.N. Otsenka razmerov zon drenirovaniia skvazhin po dannykh gidrodinamicheskikh issledovaniy [Estimation of the size of well drainage zones according to hydrodynamic studies]. *Neft, gaz i biznes*, 2013, no. 11, pp. 46-48.
41. Kharlamov S.N., Dzhangkhorbani M., Filippov K.A. Matematicheskoe modelirovanie i metody issledovaniia gidrodinamicheskoi otkhistki gorizontallykh skvazhin [Mathematical modeling and research methods of horizontal wells hydrodynamic cleaning]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2021, vol. 332, no. 8, pp. 53-73. DOI: 10.18799/24131830/2021/8/3305
42. Chuchalina K.Lu., Korovin M.O. Osobennosti petrofizicheskikh svoystv slozhnopostroennykh karbonatnykh tolshch po kompleksnym geofizicheskim issledovaniyam [Specific features of petrophysical properties of complex carbonate reservoir by complex geophysical data]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2021, vol. 332, no. 7, pp. 107-113. DOI: 10.18799/24131830/2021/07/3268
43. Elesin A.V., Kadyrov A.Sh., Nikiforov A.I. Identifikatsiia polia pronitsaemosti trekhmernogo plasta s ispol'zovaniem rezul'tatov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [Identification of the permeability field for three-dimensional reservoir using the results of geophysical well survey]. *Georesursy*, 2021, vol. 23, no. 1, pp. 106-111. DOI: 10.18599/grs.2021.1.11
44. Raznitsyn A.V., Putilov I.S. Razrabotka metodicheskogo podkhoda k vydeleniui petrofizicheskikh tipov slozhnopostroennykh karbonatnykh porod po dannykh laboratornogo izucheniia kerna [Development of a Methodological Approach to Identifying Petrophysical Types of Complicated Carbonate Rocks According to Laboratory Core Studies]. *Nedropol'zovanie*, 2021, vol. 21, no. 3, pp. 109-116. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.2
45. Shevchenko O.N. Issledovanie techeniia fluida k gorizontalmoi skvazhine [Study of Fluid Flow to a Horizontal Well]. *Nedropol'zovanie*, 2021, vol. 21, no. 2, pp. 64-70. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.3

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.