

УДК 622.276

ИЗУЧЕНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ В ПРЕДЕЛАХ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Мартюшев Дмитрий Александрович¹,
martyushevdi@inbox.ru

Галкин Владислав Игнатьевич¹,
vgalkin@pstu.ru

Пonomарева Инна Николаевна¹,
ponomarevain@pstu.ru

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

Актуальность исследования. В настоящее время значительные объемы нефти добываются при разработке залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам. Наличие в пределах таких залежей различных видов пустотности является фактором, осложняющим процессы выработки запасов. Изучение особенностей геологического строения и закономерностей разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах является первоочередной задачей, решение которой позволит принять обоснованные действия по управлению такими активами. Одним из основных вопросов, крайне низко освещенных в научной литературе, является изучение вертикальной и горизонтальной составляющих проницаемости карбонатного коллектора и их распределения в пределах залежи.

Цель работы: исследование закономерностей пространственного распределения вертикальной и горизонтальной проницаемости коллектора в пределах карбонатного рифового резервуара и их влияние на приток и выработку запасов нефти.

Объект: сложнопостроенный карбонатный рифовый резервуар – объекта разработки одного из нефтяных месторождений севера Пермского края.

Методы: геолого-промысловые и гидродинамические исследования, методы математического моделирования.

Результаты. Специально выполненная интерпретация гидродинамических исследований скважин, эксплуатирующих карбонатную залежь одного из месторождений Пермского края, позволила получить информацию о значениях проницаемости коллектора с учетом ее составляющих, а также установить факт аномально высоких значений для некоторых скважин. Для комплексного учета вероятности повышенной проницаемости коллектора в пределах рассматриваемой залежи с учетом вертикальной и горизонтальной составляющих предложен специальный параметр $R_{\text{компл}}$. Данный критерий позволяет обоснованно дифференцировать коллектор в пределах залежи на условно высоко- и низкопроницаемый. Построена схема распределения комплексного показателя по площади залежи, на основании чего в пределах залежи выделены зоны с повышенной проницаемостью коллектора и спецификой в реализации процессов выработки запасов. Выполненная дифференциация коллекторов позволила обоснованно подойти к проблеме исследования и моделирования притока жидкости. Разработаны многомерные математические модели, позволяющие не только с высокой степенью достоверности прогнозировать дебиты жидкости, но и установить закономерности притока индивидуально для выделенных зон коллекторов. Так, установлено, что в зоне повышенной проницаемости течение соответствует трехмерной сферическирадиальной модели, на дебит жидкости оказывают влияние как горизонтальная, так и вертикальная составляющая проницаемости коллектора. В зонах условно пониженной проницаемости фильтрация соответствует двумерной плоскорадиальной модели, на величину дебита жидкости, помимо прочих геолого-технологических показателей, оказывает влияние только горизонтальная составляющая проницаемости.

Ключевые слова:

Анизотропия проницаемости, вертикальная проницаемость, трещиноватость коллектора, приток жидкости, выработка запасов нефти, геолого-промысловые данные, карбонатный резервуар.

Введение

Доля углеводородного сырья, добываемого из карбонатных коллекторов, в настоящее время является весьма значительной, что обуславливает необходимость детального изучения как геологического строения залежей нефти и газа, представленных такими коллекторами, так и закономерностей реализации всех технологических процессов выработки их запасов. В отличие от однородных пористых сред, карбонатные коллектора часто характеризуются структурами разномасштабной пористости, включая пористую матрицу, естественные трещины и карстифицированные полости. Сосуществование фильтрации в пористой и трещинной средах, а также их связь с де-

формационными процессами обуславливает сложность моделирования всех процессов, происходящих в карбонатных коллекторах [1].

На данный момент известны несколько моделей для изучения потока жидкости в трещинных средах, таких как модель эквивалентного континуума, модель тройного континуума [2–4] и дискретная модель трещины-каверны [5, 6]. Эквивалентная модель континуума рассматривает систему как единую эффективную среду. Подходы апскейлинга, такие как теория гомогенизации и метод объемного усреднения, обычно используются для получения эффективных тензоров анизотропной проницаемости. Преимуществом такой эквивалентной модели континуума является простое требование данных и высокая вычислитель-

ная эффективность, но взаимодействие между матрицей и трещинами значительно упрощается за счет использования эквивалентных параметров. Модель тройного континуума характеризует трещиновато-карстовую среду, однако из-за упрощения конфигурации пористая среда – трещина данная модель не очень хорошо подходит для моделирования небольшого числа крупномасштабных трещин, которые могут доминировать в потоке. Чтобы преодолеть ограничения этих моделей разработана дискретная модель трещины-каверны для их явного моделирования. В этом методе закон Дарси применяется для решения течения в пористой среде и трещинах, а уравнения Навье–Стокса используются для анализа свободного течения в кавернах. Тем не менее большинство дискретных моделей трещины-каверны сфокусированы на однофазном потоке, включающем простую геометрию пустотного пространства.

Наличие в карбонатных коллекторах нескольких видов пустотности является одной из преобладающих причин сложностей в распределении фильтрационных характеристик (проницаемости) в пределах залежи [7]. Изучению фильтрационных свойств карбонатных коллекторов и оценке их влияния на продуктивные и добычные характеристики скважин посвящено значительное количество российских [8–11] и зарубежных [12–15] исследований, однако в основном в ходе таких исследований не выполняется дифференциация проницаемости на горизонтальную ($k_{гор}$) и вертикальную ($k_{верт}$) составляющие и не учитывается так называемая анизотропия проницаемости, которая, очевидно, может оказывать существенное влияние на закономерности реализации процессов выработки запасов [16].

Таким образом, проблемы достоверной оценки вертикальной и горизонтальной проницаемостей, особенно применительно к сложнопостроенным карбонатным резервуарам, и исследование их влияния на закономерности реализации технологических процессов выработки запасов являются актуальными для теории и практики разработки месторождений углеводородов [17–22]. Кроме того, несомненный интерес представляет изучение возможных закономерностей пространственного размещения зон с выраженной анизотропией проницаемости в пределах залежи.

В настоящей статье приводятся результаты исследований, направленных на изучение закономерностей изменения вертикальной и горизонтальной проницаемостей и их влияния на выработку запасов на примере карбонатного рифового резервуара – объекта разработки одного из нефтяных месторождений севера Пермского края.

Выбор данного объекта обусловлен наличием значительного количества (более 200) высокоинформативных гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Полученные в ходе данных исследований кривые восстановления давления/уровня (КВД/КВУ) обработаны с определением горизонтальной и вертикальной проницаемостей в соответствии с методикой [23, 24], достоверность которой подтверждена высо-

кой сходимостью с результатами других исследований (ориентированный керн, геофизические исследования).

Исследование закономерностей изменения вертикальной и горизонтальной проницаемостей инструментами математической статистики

Для решения поставленной задачи привлечены данные специально выполненной интерпретации кривых восстановления давления (уровня) с определением вертикальной ($k_{верт}$) и горизонтальной ($k_{гор}$) составляющих проницаемости коллектора, а также дополнительная геолого-промысловая информация, в том числе: дебит жидкости ($Q_{ж}$), толщина пласта (h), глубина вскрытого интервала ($H_{вск}$), обводненность (W), газовый фактор ($\Gamma_{ф}$), коэффициент пористости ($k_{пор}$), вязкость нефти (μ), объемный коэффициент нефти (b), затрубное давление ($P_{затр}$), пластовое давление ($P_{пл}$), забойное давление ($P_{заб}$) и скин-фактор (S). Следует отметить, что все промысловые данные характеризуют период эксплуатации скважин, в который проведены ГДИС с определением вертикальной и горизонтальной проницаемостей.

На первом этапе проведенного исследования выполнена оценка влияния геологических факторов на значения горизонтальной и вертикальной проницаемости. При этом предполагается, что фактором, учитывающим влияние степени катагенеза, следует считать глубину вскрытого интервала пласта, а условия осадконакопления – его толщину и пористость. Для оценки обозначенного влияния построены поля корреляции между вычисленными составляющими проницаемости и геологическими факторами. Анализ построенных полей показал наличие различных видов соотношений. В целом в ходе анализа корреляционных полей установлен весьма значительный диапазон изменения как вертикальной, так и горизонтальной составляющих проницаемости коллектора в пределах залежи, особенно на разных глубинах. По данным визуального анализа корреляционных полей выборка условно разделена на два класса с границей $0,4 \text{ мкм}^2$, при этом для каждого из классов характерны индивидуальные соотношения между исследуемыми параметрами.

Кроме того, в ходе предварительного анализа установлено, что для некоторых скважин характерны величины проницаемости коллектора в зонах дренирования, в несколько раз превышающие принятое при проектировании разработки средневзвешенное значение. Например, для скв. 162 вертикальная проницаемость составляет $0,066 \text{ мкм}^2$, горизонтальная – $0,301 \text{ мкм}^2$, при этом в проектном документе обосновано средневзвешенное значение, составляющее $0,039 \text{ мкм}^2$.

Установленная закономерность свидетельствует о вероятном наличии в пределах залежи зоны с повышенными значениями фильтрационных свойств. Причем повышенные значения проницаемости характерны как для вертикальной, как и для горизонталь-

ной ее составляющих. Для детального изучения установленной закономерности выполнены специальные исследования.

Для удобства исследований использован вероятностный подход, который позволяет приводить промысловые данные из разных единиц измерения и диапазонов изменения к единой системе и сравнивать их вклад в результирующее значение вертикальной и горизонтальной проницаемости.

На первом этапе построены индивидуальные модели прогноза вероятности аномально высокой проницаемости коллектора для каждого из геолого-промысловых показателей. Методика построения таких индивидуальных моделей подробно изложена в работах [25, 26]. В качестве примера представлено построение индивидуальной модели прогноза повышенной проницаемости по известному значению толщины пласта.

С этой целью исследованы плотности распределения в пределах двух изучаемых классов. К классу 1 отнесены данные (общее количество $n_1=17$), для которых характерны значения проницаемости, превышающие $0,4 \text{ мкм}^2$; к классу 2 ($n_2=127$) – менее $0,4 \text{ мкм}^2$ (граница в $0,4 \text{ мкм}^2$ обоснована в ходе ранее выполненного анализа корреляционных полей).

В соответствии с методикой [25], на первом этапе разработки индивидуальных вероятностных моделей для классов 1 и 2 построены гистограммы. Оптимальные величины интервалов значений h вычислены по формуле Стерджесса. С целью исследования соотношений доли объектов, которые попадают в различные интервалы варьирования h , выполнен интервальный анализ. Далее интервальные вероятности принадлежности к каждому классу сопоставлены со средними интервальными значениями $h_{\text{инт}}$. По величинам $P(h_{\text{инт}})$ и $h_{\text{инт}}$ вычислен парный коэффициент корреляции r и получено уравнение регрессии. Последующая корректировка построенных моделей выполнена из условия, что среднее значение вероятностей для 1 класса должно быть больше 0,5, а для 2 класса – меньше 0,5. Модели прогноза повышенных значений горизонтальной и вертикальной проницаемостей пласта по известной его толщине и области применения разработанных моделей представлены в таблице. Также в таблице представлены индивидуальные вероятностные модели, позволяющие прогнозировать повышенную проницаемость пласта по известным значениям глубины пласта и коэффициента пористости.

Таблица. Индивидуальные вероятностные модели прогноза значений горизонтальной и вертикальной проницаемостей пласта

Table. Individual probabilistic models for predicting the values of horizontal and vertical formation permeability

Показатели Indicators	$k_{\text{гор}} < 0,4 \text{ мкм}^2$ horizontal permeability less than 0,4 D	$k_{\text{гор}} > 0,4 \text{ мкм}^2$ horizontal permeability more than 0,4 D	Уравнение регрессии (верхняя строка); диапазон применения модели (нижняя строка) Regression equation (top row); range of application of the model (bottom line)	Критерии Criteria $\frac{t}{p}$
h , м formation thickness, m	$\frac{10,9 \pm 5,3}{0,455 \pm 0,088}$	$\frac{17,3 \pm 4,9}{0,552 \pm 0,091}$	$P(h) = 0,268 + 0,01748h$ 1,9 – 23,5 м	$\frac{-4,2306}{0,000042}$
$H_{\text{вск}}$, м penetrated interval depth, m	$\frac{2046,5 \pm 46,6}{0,448 \pm 0,084}$	$\frac{1977,1 \pm 59,4}{0,548 \pm 0,084}$	$P(H_{\text{вск}}) = 4,103 - 0,001786H_{\text{вск}}$ 1909 – 2114 м	$\frac{5,1520}{0,000001}$
$k_{\text{пор}}$, д. ед. porosity coefficient, fraction of units	$\frac{0,099 \pm 0,018}{0,498 \pm 0,005}$	$\frac{0,097 \pm 0,034}{0,501 \pm 0,012}$	$P(k_{\text{пор}}) = 0,466 + 0,33332k_{\text{пор}}$ 0,024 – 0,19 д. ед.	$\frac{-1,05264}{0,294293}$
Показатели Indicators	$k_{\text{верт}} < 0,4 \text{ мкм}^2$ vertical permeability less 0,4 D	$k_{\text{верт}} > 0,4 \text{ мкм}^2$ vertical permeability more 0,4 D	Уравнение регрессии (верхняя строка); диапазон применения модели (нижняя строка) Regression equation (top row); range of application of the model (bottom line)	Критерии Criteria $\frac{t}{p}$
h , м formation thickness, m	$\frac{10,6 \pm 5,1}{0,453 \pm 0,108}$	$\frac{15,5 \pm 5,7}{0,552 \pm 0,122}$	$P(h) = 0,230 + 0,02102h$ 1,9 – 23,5 м	$\frac{-4,40384}{0,000021}$
$H_{\text{вск}}$, м penetrated interval depth, m	$\frac{2045,6 \pm 47,5}{0,450 \pm 0,178}$	$\frac{2020,5 \pm 61,7}{0,547 \pm 0,228}$	$P(H_{\text{вск}}) = 8,234 - 0,003846H_{\text{вск}}$ 1909 – 2114 м	$\frac{2,37845}{0,018726}$
$k_{\text{пор}}$, д. ед. porosity coefficient, fraction of units	$\frac{0,100 \pm 0,020}{0,493 \pm 0,043}$	$\frac{0,093 \pm 0,020}{0,502 \pm 0,067}$	$P(k_{\text{пор}}) = 0,742 + 2,5001k_{\text{пор}}$ 0,024 – 0,19 д. ед.	$\frac{0,793775}{0,428651}$

Примечание: верхняя строка – средние значение показателей; нижняя строка – вероятность принадлежности к значениям.

Note: top line – average values of indicators; bottom line – probability of belonging to values.

Графические изображения полученных моделей, представляющие собой зависимости вероятности повышенной проницаемости коллектора от значений геологических параметров (толщины, глубины и пористости пласта), представлены на рис. 1.

Анализ представленных полей корреляции и уравнений регрессии показывает, что значения $k_{\text{гор}}$ и

$k_{\text{верт}}$ достаточно сильно коррелируются значениями вероятностей $P(h)$ и $P(H_{\text{вск}})$ и в меньшей степени зависят от $P(k_{\text{пор}})$. При этом стоит отметить, что между $k_{\text{гор}}$ и $k_{\text{верт}}$ наблюдается значимая корреляция ($r=0,312$).

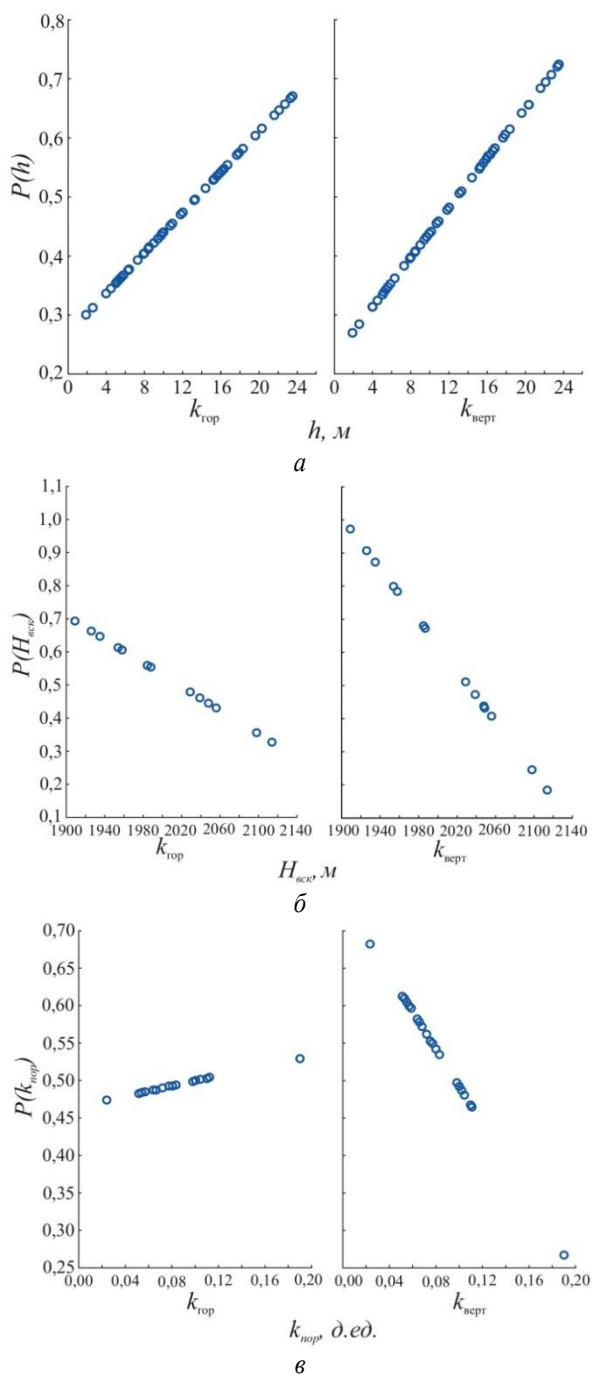


Рис. 1. Зависимости: а) $P(h)$ от h ; б) $P(H_{вск})$ от $H_{вск}$; в) $P(k_{пор})$ от $k_{пор}$ для $k_{гор}$ и $k_{верт}$

Fig. 1. Dependencies of: а) $P(h)$ on h ; б) $P(H)$ on H ; в) $P(k)$ on k , for horizontal and vertical components of permeability

С целью совместного использования индивидуальных вероятностных моделей предлагается так называемый комплексный критерий, который рассчитывается по формуле:

$$P_{комп} = \frac{\prod P_{ин}}{\prod P_{ин} + \prod (1 - P_{ин})},$$

где $P_{ин}$ – индивидуальные вероятности $P(h)$, $P(H_{вск})$ и $P(k_{пор})$ с учетом $k_{гор}$ и $k_{верт}$; \prod – произведение индивидуальных вероятностей.

Одним из основных преимуществ введенного критерия является возможность его использования с целью однозначного дифференцирования коллектора на условно высоко- и низкопроницаемый в двух направлениях всего по одному числовому значению $P_{комп}$.

Схема распределения комплексного критерия, характеризующего вероятность повышенных значений вертикальной и горизонтальной проницаемостей на площади рассматриваемой залежи, приведена на рис. 2.

Анализ представленной на рис. 2 схемы позволяет сделать вывод, что при $P_{комп} > 0,5$ вероятности повышенных значений вертикальной и горизонтальной проницаемости коллектора характерны для скважин, приуроченных преимущественно к литолого-фациальной зоне биогермного ядра. Установленная закономерность подчеркивает неслучайность повышенных значений и вертикальной и горизонтальной составляющих проницаемости коллектора. Для рассматриваемой в работе сложнопостроенной карбонатной залежи геологические условия являются фактором, влияние которого следует считать превалирующим и формирующим установленные закономерности распределения фильтрационных параметров. Поскольку фильтрационные параметры продуктивных пластов относят к критериям, во многом определяющим процессы разработки месторождений углеводородного сырья, представляется целесообразным также провести исследования по установлению возможных закономерностей выработки запасов из участков залежи с различными значениями фильтрационных свойств [27–35].

На первом этапе исследования закономерностей выработки запасов систематизированы данные по накопленной добыче нефти и воды по каждой скважине. С целью учета разной продолжительности истории эксплуатации скважин данные по накопленной добыче отнесены к времени работы каждой скважины после ввода из бурения. Полученный при этом параметр можно условно назвать среднегодовым темпом отбора нефти (воды) по скважине. Зависимость среднегодового темпа отбора от комплексного критерия, характеризующего вероятность повышенной проницаемости, представлена на рис. 3.

Из анализа данных, приведенных на рис. 3, следует, что между среднегодовыми значениями темпа отбора нефти и воды, а также комплексного показателя существует тесная корреляционная связь. Данные по скважинам, характеризующимся повышенными значениями комплексного показателя и приуроченным к фациальной зоне биогермного ядра рифа (рис. 2), выделены на диаграмме в отдельную область. Таким образом, промысловые данные – информация по накопленной добыче нефти и воды, подтверждают неслучайность установленного явления, заключающегося в наличии в пределах залежи зоны с повышенными значениями вертикальной и горизонтальной проницаемости коллектора, сформированной в определенных геологических условиях [36, 37].

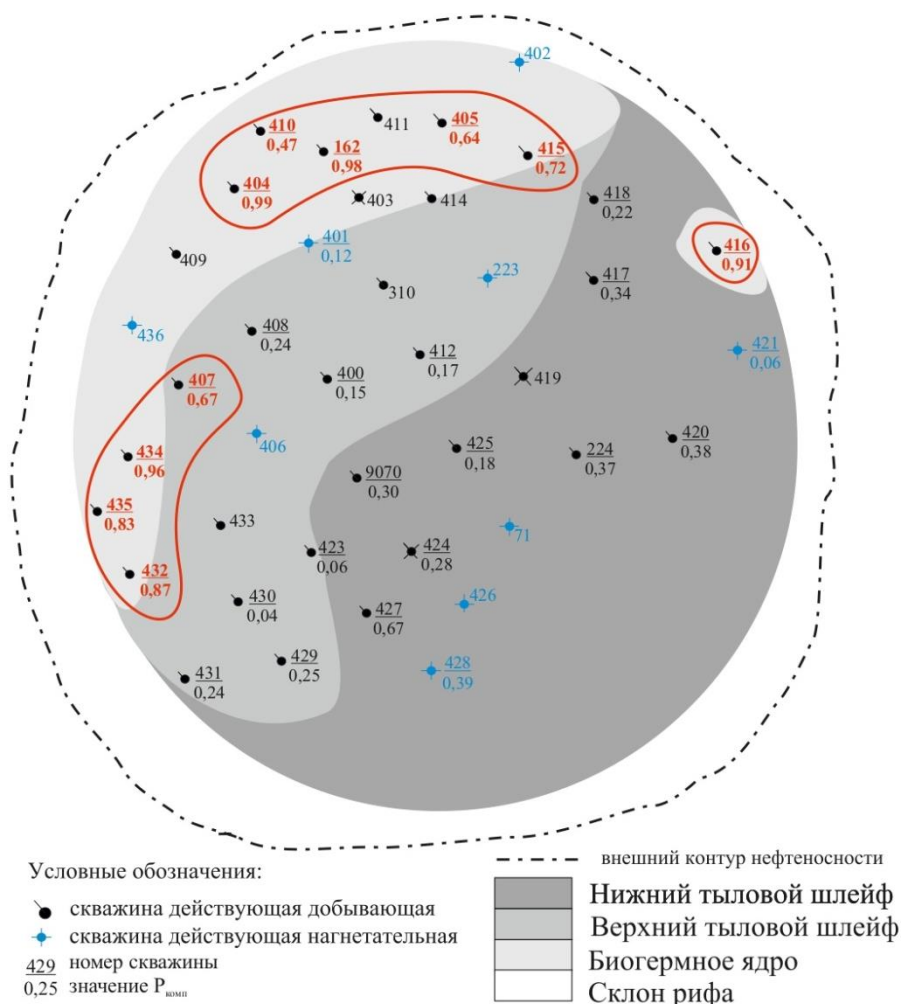


Рис. 2. Распределение средних значений $P_{\text{комп}}$ по нефтяной карбонатной залежи
Fig. 2. Distribution of the mean values of the complex criterion for the oil carbonate reservoir

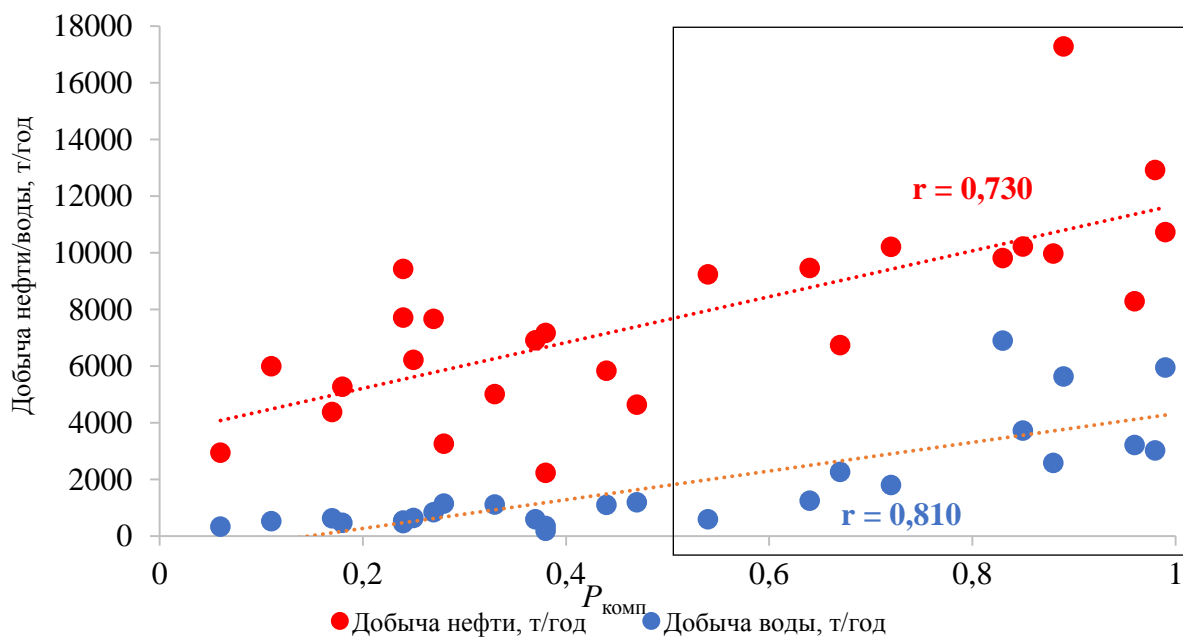


Рис. 3. Зависимость среднегодового темпа отбора нефти и воды от комплексного критерия
Fig. 3. Dependence of the average annual rate of oil and water extraction on a complex criterion

Для установления особенностей притока нефти к скважинам с учетом выделенных закономерностей распределения фильтрационных параметров геолого-промысловые данные по всем скважинам обработаны с использованием пошагового линейного дискриминантного анализа (ПЛДА) и в дальнейшем получена линейная дискриминантная функция (ЛДФ). В качестве классификатора при анализе использовано значение $P_{\text{комп}}$.

В результате реализации ПЛДА получена следующая ЛДФ:

$$Z = -0,050249\mu - 0,453963P_{\text{затр}} - 0,031121Q_{\text{ж}} + 1,826,$$

при $R = 0,351$, $\chi^2 = 18,485$, $p = 0,000349$. Значения χ^2 и p показывают, что полученная линейная дискриминантная функция является статистически значимой.

Анализ линейной дискриминантной функции позволяет сделать вывод, что выделенные по показателю $P_{\text{комп}}$ участки залежи характеризуются особыми условиями эксплуатации и притока нефти. То есть установленные ранее закономерности в распределении фильтрационных свойств подтверждены при обработке показателей эксплуатации скважин. Очевидно, критерий $P_{\text{комп}}$ следует использовать при моделировании притока жидкости или нефти в пределах рассматриваемой залежи.

Для моделирования притока жидкости ($Q_{\text{ж}}$) использован математический инструмент, успешно применяемый при решении многочисленных задач в области геологии, для которой характерна высокая степень неопределенности описываемой системы – многомерный пошаговый регрессионный анализ. Моделирование выполнено по двум сценариям. Первый сценарий подразумевает совместное рассмотрение всех данных и построение обобщенной модели определения дебита. Второй сценарий подразумевает дифференциацию коллектора по величине $P_{\text{комп}}$ на две группы: с высокой ($>0,5$) и низкой ($<0,5$) вероятностью повышенной проницаемости коллектора.

Модель $Q_{\text{ж}}^{\text{M0}}$, разработанная без дифференциации коллектора, имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M0}} = 20,493 + 8,68450k_{\text{гор}} + 1,21446P_{\text{пл}} + 1,21466k_{\text{гор}} + 0,800682k_{\text{верт}} - 0,244924S + 0,914247P_{\text{затр}}, \quad (1)$$

при $R = 0,641$, $p < 0,00000$, стандартная ошибка $10,99 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Всесторонний анализ любой многомерной математической модели должен включать не только оценку ее адекватности (достоверности) по статистическим критериям, но и перечень включенных показателей и их положение. Известно, что независимые переменные, включенные в многомерную модель, по сути являются факторами, оказывающими влияние на прогнозируемую величину, в данном случае – дебит жидкости. Также следует учитывать, что чем раньше независимая переменная включается в модель, тем больший вклад в формирование зависимого признака она вносит. Анализируя разработанную многомерную модель (1), можно сделать вывод, что и горизонталь-

ная, и вертикальная составляющие проницаемости оказывают влияние на величину дебита жидкости, однако влияние горизонтальной проницаемости более весомое. Остальные параметры, включенные в модель, и знаки перед ними также косвенно подчеркивают ее физичность.

Результаты моделирования по второму сценарию приведены ниже.

Модель $Q_{\text{ж}}^{\text{M1}}$, разработанная для условно повышенных значений проницаемости ($P_{\text{комп}} < 0,5$), имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M1}} = 8,035 + 6,064850k_{\text{гор}} + 0,557199P_{\text{пл}} + 0,904896k_{\text{верт}}, \quad (2)$$

при $R = 0,587$, $p < 0,00055$, стандартная ошибка $12,20 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Модель характеризуется достаточно высокой прогностической способностью. Независимые переменные, включенные в модель, а также знаки перед ними подчеркивают физичность полученного уравнения, то есть его непротиворечивость известным законам. Дебиты скважин формируются и вертикальной, и горизонтальной проницаемостями, но вклад горизонтальной проницаемости является более весомым.

Модель $Q_{\text{ж}}^{\text{M2}}$, разработанная для условно пониженных значений проницаемости ($P_{\text{комп}} < 0,5$), имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M2}} = -15,811 + 58,5908k_{\text{гор}} + 2,6306P_{\text{пл}} - 0,8204S - 1,0334P_{\text{заб}} + 1,3182P_{\text{затр}} - 0,443W, \quad (3)$$

при $R = 0,785$, $p < 0,00000$, стандартная ошибка $8,55 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Статистические оценки достоверности модели весьма высокие, перечень включенных независимых переменных также не противоречит физическому смыслу притока жидкости из пласта в скважину.

Анализируя модель (3), стоит обратить внимание на факт отсутствия вертикальной составляющей проницаемости в общем перечне включенных независимых переменных. Очевидно, что в зонах дренирования рассматриваемой залежи, для которых характерно значение комплексного показателя $P_{\text{комп}} < 0,5$ (участки с условно пониженной проницаемостью), приток из пласта формируется только горизонтальной составляющей проницаемости. В классической подземной гидромеханике такая фильтрация называется плоскорадиальной. Наличие в модели (2) двух составляющих проницаемости является признаком соответствия модели сферическирадиального (трехмерного) движения.

Таким образом, моделирование притока по второму сценарию, дифференцированное по показателю $P_{\text{комп}}$, позволило не только получить индивидуальные модели притока, но и обосновать различия в геометрии потока жидкости на различных участках рассматриваемой нефтяной залежи.

Заключение

Настоящая статья посвящена изучению закономерностей пространственного распределения вертикальной и горизонтальной составляющих проницаемости коллектора в пределах сложнопостроенного

рифового резервуара – залежи нефти одного из месторождений севера Пермского края.

Предварительный анализ результатов гидродинамических исследований скважин позволил установить факт наличия в пределах рассматриваемой залежи зон с аномально повышенными значениями и вертикальной и горизонтальной составляющих проницаемости коллектора.

Оригинальная математическая обработка данных по проницаемости коллектора с учетом составляющих, а также ряда геолого-промысловых информации, позволила разработать критерий, комплексно учитывающий вероятность повышенных значений проницаемости коллектора с учетом составляющих. Данный критерий позволяет обоснованно дифференцировать коллектор в пределах залежи на условно высоко- и низкопроницаемый.

Детальный анализ геолого-промысловых данных позволил доказать, что фактором, приводящим к формированию повышенных значений проницаемости, являются геологические условия осадконакопления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Numerical simulation of hydro-mechanical coupling in fractured vuggy porous media using the equivalent continuum model and embedded discrete fracture model / Xia Yan, Zhaoqin Huang, Jun Yao, Zhao Zhang, Piyang Liu, Yang Li, Dongyan Fan // *Advances in Water Resources*. – 2019. – V. 126. – P. 137–154. DOI: 10.1016/j.advwatres.2019.02.013
2. Anderson accelerated fixed-stress splitting schemes for consolidation of unsaturated porous media / J.W. Both, K. Kumara, J.M. Nordbotten, F.A. Radu // *Computers & Mathematics with Applications*. – 2019. – V. 77. – Iss. 6. – P. 1479–1502. DOI: 10.1016/j.camwa.2018.07.033
3. Saunik D., Ganis B., Wheeler M.F. A multiscale fixed stress split iterative scheme for coupled flow and poromechanics in deep subsurface reservoirs // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – V. 352. – P. 1–22. DOI: 10.1016/j.jpcp.2017.09.049
4. Kim J., Tchelepi H.A., Juanes R. Stability and convergence of sequential methods for coupled flow and geomechanics: Fixed-stress and fixed-strain splits // *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*. – 2011. – V. 200. – Iss. 13–16. – P. 1591–1606. DOI: 10.1016/j.cma.2010.12.022
5. Nanoscale confined multicomponent hydrocarbon thermodynamic phase behavior and multiphase transport ability in nanoporous material / Wenhui Song, Lijun Liu, Dongying Wang, Yang Li, Maša Prodanović, JunYao // *Chemical Engineering Journal*. – 2020. – V. 382. – P. 122974. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108349
6. Qi Zhang, Xia Yan, Jianli Shao Fluid flow through anisotropic and deformable double porosity media with ultra-low matrix permeability: a continuum framework // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – V. 200. – P. 108349. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108349
7. Yang Li. Fluid flow law in fracture-vug carbonate reservoir // *Development Theories and Methods of Fracture-Vug Carbonate Reservoirs*. – 2017. – P. 283–351. DOI: 10.1016/B978-0-12-813246-3.00004-7
8. 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
9. 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
10. 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. – V. 33. – Iss. 2. – P. 136–145. DOI: 10.1016/j.jksues.2020.04.008
11. Ghareb Hamada, Veronique Joseph Developed correlations between sound wave velocity and porosity, permeability and mechanical properties of sandstone core samples // *Petroleum Research*. – 2020. – V. 5. – Iss. 4. – P. 326–338. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.07.001
12. Rueda Cordero J.A., Mejia Sanchez E.C., Roehl D. Integrated discrete fracture and dual porosity – dual permeability models for fluid flow in deformable fractured media // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 175. – P. 644–653. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.12.053
13. Vertically integrated dual-porosity and dual-permeability models for CO₂ sequestration in fractured geological formation / B. Guo, Y. Tao, K. Bandilla, M. Celia // *Energy Procedia*. – 2017. – V. 114. – P. 3343–3352. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1466
14. A novel connectivity-based hierarchical model for multi-scale fracture system in carbonate reservoir simulation / Ye Guo, Yu Liang, Junchao Li, Bin Gong // *Fuel*. – 2019. – V. 250. – P. 327–338. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.03.048
15. Sait I. Özkaya Fracture modeling from borehole image logs and water invasion in carbonate reservoirs with layer-bound fractures and fracture corridors // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 179. – P. 199–209. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.052
16. Особенности учета анизотропии проницаемости в гидродинамической модели / Р.И. Ермеков, В.П. Меркулов, О.С. Чернова, М.О. Коровин // *Записки Горного института*. – 2020. – Т. 243. – С. 299–304. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.299
17. Гамес Ф. Исследование трещиноватости, моделирование и анализ неопределенностей карбонатного коллектора с включением динамических данных (Ближний Восток) // *Георесурсы*. – 2018. – Т. 20. – № 3. – С. 154–157. DOI: 10.18599/grs.2018.3.154-157
18. Yijin Zeng, Shuheng Du, Xu Zhang, Baoping Zhang, Honglei Liu The crucial geometric distinctions of microfractures as the indispensable transportation channels in hydrocarbon-rich shale reservoir // *Energy Reports*. – 2020. – V. 6. – P. 2056–2065. DOI: 10.1016/j.egy.2020.07.004
19. Sina Lohras, Radzuan Junin Estimation of pore volumes to breakthrough number in limestone cores by derivation of an empirical model // *Petroleum Research*. – 2021. – V. 6. – Iss. 3. – P. 264–270. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.02.002
20. Fluid flow simulation and permeability computation in deformed porous carbonate grainstones / M. Zambrano, E. Tondi, L. Mancini, G. Lanzafame, F.X. Trias, F. Arzilli, M. Materazzi, S. Torrieri //

- Advances in Water Resources. – 2018. – V. 115. – P. 95–111. DOI: 10.1016/j.advwatres.2018.02.016
21. Howarth V., Alves T.M. Fluid flow through carbonate platforms as evidence for deep-seated reservoirs in Northwest Australia // Marine Geology. – 2016. – V. 380. – P. 17–43. DOI: 10.1016/j.margeo.2016.06.011
 22. Consistent porosity–permeability modeling, reservoir rock typing and hydraulic flow unitization in a giant carbonate reservoir / N. Ghadami, M.R. Rasaei, Sh. Hejri, A. Sajedian, Kh. Afsari // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – V. 131. – P. 58–69. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.04.017
 23. Martyushev D.A., Yurikov A. Evaluation of opening of fractures in the Logovskoye carbonate reservoir, Perm Krai, Russia // Petroleum Research. – 2021. – V. 6. – Iss.2. – P. 137–143. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.11.002
 24. Оценка анизотропии проницаемости карбонатных коллекторов по кривым восстановления давления / С.С. Черепанов, Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева, Г.П. Хижняк // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 60–61.
 25. Галкин В.И., Растегаев А.В. О необходимости учета геолого-тектонических условий при подготовке структур к глубокому бурению сейсморазведкой // Вестник Пермского государственного технического университета. Нефть и газ. – 2000. – Т. 2. – № 3. – С. 13–18.
 26. Zheng Zhao, Xiaoming Nia, Yunxing Cao, Yanxia Shi Application of fractal theory to predict the coal permeability of multi-scale pores and fractures // Energy Reports. – 2021. – V. 7. – P. 10–18. DOI: 10.1016/j.egy.2020.11.014
 27. Manoj kumar Gudala, Suresh Kumar Govindarajan. Numerical investigations on two-phase fluid flow in a fractured porous medium fully coupled with geomechanics // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 199. – P. 108328. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108328
 28. Abbasi M., Sharifi M., Kazemi A. Fluid flow in fractured reservoirs: Estimation of fracture intensity distribution, capillary diffusion coefficient and shape factor from saturation data // Journal of Hydrology. – 2020. – V. 582. – P. 124461. DOI: 10.1016/j.jhydrol.2019.124461
 29. Simulating two-phase flow and geomechanical deformation in fractured karst reservoirs based on a coupled hydro-mechanical model / Lijun Liu, Zhaoqin Huang, Jun Yao, Qinghua Lei, Yuan Di, Yu-Shu Wu, Kai Zhang, Shiti Cuie // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2020. – V. 137. – P. 104543. DOI: 10.1016/j.ijrmm.2020.104543
 30. An innovative approach to permeability estimation of the fractured-vuggy carbonate reservoirs based on 2D images / Wensong Huang, Yong Cui, Fang Xu, Zheng Meng, Songwei Guo, Chaoqian Zhang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 199. – P. 108293. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108293
 31. Fheed A., Kłodowski K., Krzyżak A. Fracture orientation and fluid flow direction recognition in carbonates using diffusion-weighted nuclear magnetic resonance imaging: an example from Permian // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 174. – P. 103964. DOI: 10.1016/j.jappgeo.2020.103964
 32. Rigorous prognostication of permeability of heterogeneous carbonate oil reservoirs: Smart modeling and correlation development / A. Rostami, A. Baghban, A.H. Mohammadi, A. Hemmati-Sarapardeh, S. Habibzadeh // Fuel. – 2019. – V. 236. – P. 110–123. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.08.136
 33. Мартюшев Д.А. Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета параметра анизотропии проницаемости // Записки Горного института. – 2020. – Т. 243. – С. 313–318. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313
 34. Production prediction for fracture-vug carbonate reservoirs using electric imaging logging data / Fang Xie, Chengsen Zhang, Ruilin Liu, Chengwen Xiao // Petroleum Exploration and Development. – 2018. – V. 45. – Iss. 2. – P. 369–376. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30041-7
 35. 3D reactive transport modeling of porosity evolution in a carbonate reservoir through dolomitization / E. Abarca, A. Idiart, F. Grandia, N. Rodríguez-Morillas, C. Pellán, M. Zen, T. Ait-Ettajer, L. Fontanelli // Chemical Geology. – 2019. – V. 513. – P. 184–199. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2019.03.017
 36. Moussa Tembely, Ali M. AlSumaiti, Waleed S. Alameri Machine and deep learning for estimating the permeability of complex carbonate rock from X-ray micro-computed tomography // Energy Reports. – 2021. – V. 7. – P. 1460–1472. DOI: 10.1016/j.egy.2021.02.065
 37. Yukun Chen, Kai Yan, Jigang Zhang, Runxi Leng, Hongjie Cheng, Xuhui Zhang, Hongxian Liu, Weifeng Lyu A novel pore-fracture dual network modeling method considering dynamic cracking and its applications // Petroleum Research. – 2020. – V. 5. – Iss. 2. – P. 164–169. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2019.12.001

Поступила 28.10.2021 г.

Информация об авторах

Мартюшев Д.А., кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Галкин В.И., доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Пономарева И.Н., доктор технических наук, доцент, профессор кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.276

STUDY OF REGULARITIES OF DISTRIBUTION OF FILTERING PROPERTIES WITHIN COMPLEXLY CONSTRUCTED CARBONATE RESERVOIRS

Dmitriy A. Martyushev¹,
martyushevd@inbox.ru

Vladislav I. Galkin¹,
vgalkin@pstu.ru

Inna N. Ponomareva¹,
ponomarevain@pstu.ru

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

The relevance. Currently, significant volumes of oil are produced during the development of deposits confined to carbonate reservoirs. The presence of various types of voids within such deposits is a factor complicating development of reserves. Studying the features of the geological structure and patterns of development of oil deposits in carbonate reservoirs is a priority task, the solution of which will allow making informed decisions on the management of such assets. One of the main issues, extremely poorly covered in the scientific literature, is the study of the vertical and horizontal components of the permeability of a carbonate reservoir and their distribution within the reservoir.

The main aim of the study is to investigate the regularities of the spatial distribution of the vertical and horizontal permeability of the reservoir within the carbonate reef reservoir and their impact on the inflow and production of oil reserves.

Object: a complex carbonate reef reservoir – an object of development of one of the oil fields in the north of the Perm Kray.

The methods: geological field and hydrodynamic research, methods of mathematical modeling.

The results. A specially performed interpretation of hydrodynamic studies of wells operating a carbonate reservoir of one of the fields in the Perm Kray made it possible to obtain information on the values of the reservoir permeability, taking into account its components, as well as to establish the fact of abnormally high values for some wells. For a comprehensive account of the likelihood of increased reservoir permeability within the reservoir under consideration, taking into account the vertical and horizontal components, a special parameter P_{comp} is proposed. This criterion makes it possible to reasonably differentiate the layer within the reservoir into conditionally high and low permeability. A diagram of a complex indicator distribution over the area of the deposit was built, on the basis of which the zones with increased reservoir permeability and specificity in the implementation of developing reserves were identified within the deposit. The performed differentiation of reservoirs made it possible to reasonably approach the problem of research and modeling of fluid inflow. Multidimensional mathematical models have been developed that allow not only predicting liquid flow rates with a high degree of reliability, but establishing as well the inflow patterns individually for the selected reservoir zones. Thus, it was found that in the zone of increased permeability, the flow corresponds to a three-dimensional spherical radial model, and the flow rate of the fluid is influenced by both the horizontal and vertical components of the reservoir permeability. In zones of conventionally reduced permeability, filtration corresponds to a two-dimensional flat-radial model, the value of fluid flow rate, in addition to other geological and technological indicators, is influenced only by the horizontal component of permeability.

Key words:

Anisotropy of permeability, vertical permeability, reservoir fracture, fluid inflow, development of oil reserves, geological field data, carbonate reservoir.

REFERENCES

- Xia Yan, Zhaoqin Huang, Jun Yao, Zhao Zhang, Piyang Liu, Yang Li, Dongyan Fan. Numerical simulation of hydro-mechanical coupling in fractured vuggy porous media using the equivalent continuum model and embedded discrete fracture model. *Advances in Water Resources*, 2019, vol. 126, pp. 137–154. DOI: 10.1016/j.advwatres.2019.02.013
- Both J.W., Kumara K., Nordbotten J.M., Radu F.A. Anderson accelerated fixed-stress splitting schemes for consolidation of unsaturated porous media, *Computers & Mathematics with Applications*, 2019, vol. 77, Iss. 6, pp. 1479–1502. DOI: 10.1016/j.camwa.2018.07.033
- Saumik D., Ganis B., Wheeler M.F. A multiscale fixed stress split iterative scheme for coupled flow and poromechanics in deep subsurface reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 352, pp. 1–22. DOI: 10.1016/j.jpc.2017.09.049
- Kim J., Tchelepi H.A., Juanes R. Stability and convergence of sequential methods for coupled flow and geomechanics: Fixed-stress and fixed-strain splits. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2011, vol. 200, Iss. 13–16, pp. 1591–1606. DOI: 10.1016/j.cma.2010.12.022
- Wenhui Song, Lijun Liu, Dongying Wang, Yang Li, Maša Prodanović, Jun Yao. Nanoscale confined multicomponent hydro-carbon thermodynamic phase behavior and multiphase transport ability in nanoporous material. *Chemical Engineering Journal*, 2020, vol. 382, 122974. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108349
- Qi Zhang, Xia Yan, Jianli Shao. Fluid flow through anisotropic and deformable double porosity media with ultra-low matrix permeability: A continuum framework. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 200, 108349. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108349
- Yang Li. Fluid flow law in fracture-vug carbonate reservoir. *Development Theories and Methods of Fracture-Vug Carbonate Reservoirs*, 2017, pp. 283–351. DOI: 10.1016/B978-0-12-813246-3.00004-7
- Abrosimov A.A., Shelyago E.V., Yazynina I.V. Justification of representative data volume of porosity and permeability properties for obtaining statistically reliable petrophysical connections. *Journal of Mining Institute*, 2018, vol. 233, pp. 487–491. In Rus. DOI: 10.31897/PML.2018.5.487
- Zakirov T.R., Khramchenkov M.G. 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. In Rus. DOI: 10.18599/grs.2020.1.4-12
- Belhouchet H. E., Benzagouta M. S., Dobbi A., Alquraishi A., Duplay J. A new empirical model for enhancing well log permea-

- bility 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.ptlrs.2020.07.001
11. Ghareb Hamada, Veronique Joseph Developed correlations between sound wave velocity and porosity, permeability and mechanical properties of sandstone core samples. *Petroleum Research*, 2020, vol. 5, Iss. 4, pp. 326–338. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-61-71
 12. Rueda Cordero J.A., Mejia Sanchez E.C., Roehl D. Integrated discrete fracture and dual porosity - Dual permeability models for fluid flow in deformable fractured media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 175, pp. 644–653. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.12.053
 13. Guo B., Tao Y., Bandilla K., Celia M. Vertically integrated dual-porosity and dual-permeability models for CO₂ sequestration in fractured geological formation. *Energy Procedia*, 2017, vol. 114, pp. 3343–3352. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1466
 14. Ye Guo, Yu Liang, Junchao Li, Bin Gong. A novel connectivity-based hierarchical model for multi-scale fracture system in carbonate reservoir simulation. *Fuel*, 2019, vol. 250, pp. 327–338. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.03.048
 15. Sait I. Özkaya. Fracture modeling from borehole image logs and water invasion in carbonate reservoirs with layer-bound fractures and fracture corridors. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 179, pp. 199–209. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.052
 16. Yermekov R.I., Merkulov V.P., Chernova O.S., Korovin M.O. Features of permeability anisotropy accounting in the hydrodynamic model. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 243, pp. 299–304. In Rus. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.299
 17. Games F. Fracture characterization, modeling and uncertainty analysis of a carbonate reservoir with integration of dynamic data (Middle East). *Georesursy*, 2018, vol. 20, no. 3, pp. 154–157. In Rus. DOI: 10.18599/grs.2018.3.154–157
 18. Yijin Zeng, Shuheng Du, Xu Zhang, Baoping Zhang, Honglei Liu 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.egy.2020.07.004
 19. Sina Lohras, Radzuan Junin Estimation of pore volumes to breakthrough number in limestone cores by derivation of an empirical model. *Petroleum Research*, 2021, vol. 6, Iss. 3, pp. 264–270. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.02.002
 20. Zambrano M., Tondi E., Mancini L., Lanzafame G., Trias F.X., Arzilli F., Materazzi M., Torrieri S. Fluid flow simulation and permeability computation in deformed porous carbonate grainstones. *Advances in Water Resources*, 2018, vol. 115, pp. 95–111. DOI: 10.1016/j.advwatres.2018.02.016
 21. Howarth V., Alves T.M. Fluid flow through carbonate platforms as evidence for deep-seated reservoirs in Northwest Australia. *Marine Geology*, 2016, vol. 380, pp. 17–43. DOI: 10.1016/j.margeo.2016.06.011
 22. Ghadami N., Rasaei M.R., Hejri Sh., Sajedian A., Afsari Kh. Consistent porosity–permeability modeling, reservoir rock typing and hydraulic flow unitization in a giant carbonate reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, vol. 131, pp. 58–69. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.04.017
 23. Martyushev D.A., Yurikov A. Evaluation of opening of fractures in the Logovskoye carbonate reservoir, Perm Krai, Russia. *Petroleum Research*, 2021, vol. 6, Iss.2, pp. 137–143. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.11.002
 24. Cherepanov S.S., Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Khizhnyak G.P. Permeability anisotropy evaluation for carbonate reservoirs using the pressure build-up curve. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*, 2013, no. 4, pp. 60–61. In Rus.
 25. Galkin V.I., Rastegaev A.V. On the need to take into account geological and tectonic conditions when preparing structures for deep drilling by seismic exploration. *Bulletin of the Perm State Technical University. Oil and gas*, 2000, vol. 2, no. 3, pp. 13–18. In Rus.
 26. Zheng Zhao, Xiaoming Nia, Yunxing Cao, Yanxia Shi 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.egy.2020.11.014
 27. Manojkumar Gudala, Suresh Kumar Govindarajan. Numerical investigations on two-phase fluid flow in a fractured porous medium fully coupled with geomechanics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 199, 108328. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108328
 28. Abbasi M., Sharifi M., Kazemi A. Fluid flow in fractured reservoirs: estimation of fracture intensity distribution, capillary diffusion coefficient and shape factor from saturation data. *Journal of Hydrology*, 2020, vol. 582, 124461. DOI: 10.1016/j.jhydrol.2019.124461
 29. Lijun Liu, Zhaoqin Huang, Jun Yao, Qinghua Lei, Yuan Di, Yu-Shu Wu, Kai Zhang, Shiti Cuie. Simulating two-phase flow and geomechanical deformation in fractured karst reservoirs based on a coupled hydro-mechanical model. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2020, vol. 137, 104543. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2020.104543
 30. Wensong Huang, Yong Cui, Fang Xu, Zheng Meng, Songwei Guo, Chaoqian Zhang. An innovative approach to permeability estimation of the fractured-vuggy carbonate reservoirs based on 2D images. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 199, 108293. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108293
 31. Fheed A., Klodowski K., Krzyżak A. Fracture orientation and fluid flow direction recognition in carbonates using diffusion-weighted nuclear magnetic resonance imaging: An example from Permian. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 174, 103964. DOI: 10.1016/j.jappgeo.2020.103964
 32. Rostami A., Baghban A., Mohammadi A.H., Hemmati-Sarapardeh A., Habibzadeh S. Rigorous prognostication of permeability of heterogeneous carbonate oil reservoirs: Smart modeling and correlation development. *Fuel*, 2019, vol. 236, pp. 110–123. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.08.136
 33. Martyushev D. A. Improving the geological and hydrodynamic model a carbonate oil object by taking into account the permeability anisotropy parameter. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 243, pp. 313–318. In Rus. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313
 34. Fang Xie, Chengsen Zhang, Ruilin Liu, Chengwen Xiao. Production prediction for fracture-vug carbonate reservoirs using electric imaging logging data. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, vol. 45, Iss. 2, pp. 369–376. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30041-7
 35. Abarca E., Idiart A., Grandia F., Rodríguez-Morillas N., Pellan C., Zen M., Ait-Ettajer T., Fontanelli L. 3D reactive transport modeling of porosity evolution in a carbonate reservoir through dolomitization. *Chemical Geology*, 2019, vol. 513, pp. 184–199. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2019.03.017
 36. Moussa Tembely, Ali M. AlSumaiti, Waleed S. Alameri Machine and deep learning for estimating the permeability of complex carbonate rock from X-ray micro-computed tomography. *Energy Reports*, 2021, vol. 7, pp. 1460–1472. DOI: 10.1016/j.egy.2021.02.065
 37. Yukun Chen, Kai Yan, Jigang Zhang, Runxi Leng, Hongjie Cheng, Xuhui Zhang, Hongxian Liu, Weifeng Lyu A novel pore-fracture dual network modeling method considering dynamic cracking and its applications. *Petroleum Research*, 2020, vol. 5, Iss. 2, pp. 164–169. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2019.12.001

Received: 28 October 2021.

Information about the authors

Dmitriy A. Martyushev, Cand. Sc., assistant professor, Perm National Research Polytechnic University.

Vladislav I. Galkin, Dr. Sc, professor, Perm National Research Polytechnic University.

Inna N. Ponomareva, Dr. Sc, professor Perm National Research Polytechnic University.