



ISSN 2712-8008

Том / Volume 24 №4 2024

Домашняя страница журнала: <http://vestnik.pstu.ru/geo/>

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2024

## Комплексный анализ методов оценки гидродинамического состояния призабойной зоны скважин, эксплуатирующих сложнопостроенные карбонатные коллекторы

В.И. Черных, В.И. Галкин, И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

### Comprehensive Analysis of Methods for Assessing the Bottomhole Zone of Wells Operating Complex Carbonate Reservoirs

Vasily I. Chernykh, Vladislav I. Galkin, Inna N. Ponomareva, Dmitriy A. Martyushev

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 29.03.2024. Принята / Accepted: 30.09.2024. Опубликовано / Published: 31.10.2024

#### Ключевые слова:

карбонатный коллектор, призабойная зона, скин-фактор, безразмерный диагностический признак, гидродинамические исследования скважин, кривая восстановления давления, метод детерминированных моментов давления, метод касательной, регрессионный анализ, статистический анализ, многомерная статистическая модель.

#### Keywords:

carbonate reservoir, bottomhole zone, skin factor, dimensionless diagnostic feature, well testing, pressure recovery curve, method of deterministic pressure moments, tangent method, regression analysis, statistical analysis, multivariate statistical model.

Оценка гидродинамического состояния призабойных зон является ключевой задачей, решаемой при проведении и интерпретации гидродинамических исследований скважин. Наиболее распространенным на практике показателем состояния призабойных зон является скин-фактор. Однако его определение для условий сложнопостроенных карбонатных коллекторов зачастую сопровождается затруднениями. В условиях неполного восстановления давления, характерного для рассматриваемых условий, величина скин-фактора нередко принимает недостоверное значение, в некоторых случаях приводящее к некорректной трактовке состояния призабойной зоны, независимо от используемых подходов к интерпретации. На примере фактических данных продемонстрировано, что сокращение кривой восстановления давления приводит к ложноотрицательным значениям скин-фактора как при реализации графоаналитического метода касательной, так и при обработке в соответствии с теорией Бурдаиса. В таких условиях рекомендуется использовать принципиально другие показатели состояния призабойных зон, например, безразмерный диагностический признак, определяемый при реализации метода детерминированных моментов давления. Однако отсутствие опыта широкого практического применения данного метода обуславливает необходимость оценки его достоверности. С этой целью в данном исследовании использован эффективный инструмент математической статистики – множественный регрессионный анализ, который в данном случае сводился к построению многомерных моделей дебитов скважин. В качестве независимых переменных использовались геолого-технологические показатели эксплуатации скважин, в том числе параметры, характеризующие призабойную зону пласта (скин-фактор, определенный в ПК Saphir, скин-фактор, вычисленный методом касательной, а также безразмерный диагностический признак). В соответствии с теорией регрессионного анализа достоверным является тот параметр, который включается в построенную модель на максимально раннем шаге. Выполненная в настоящей работе процедура построения и анализа многомерных статистических моделей продемонстрировала достоверность безразмерного диагностического признака при оценке состояния призабойных зон продуктивных пластов, представленных сложнопостроенными карбонатными коллекторами.

Assessing the hydrodynamic state of bottomhole zones is a key task to be solved when conducting and interpreting hydrodynamic well studies. The most widely used indicator of the condition of bottomhole zones in practice is the skin factor. However, its definition for the conditions of complex carbonate reservoirs is often accompanied by difficulties. Under conditions of incomplete pressure recovery, typical for the conditions under consideration, the value of the skin factor often takes on an unreliable value, in some cases leading to an incorrect interpretation of the state of the bottomhole zone, regardless of the approaches used to interpretation. Using actual data as an example, the article demonstrates that a reduction in the pressure recovery curve leads to false negative skin factor values both when implementing the tangent graph-analytical method and when processing in accordance with Bourdais's theory. In such conditions, it is recommended to use fundamentally different indicators of the state of the bottomhole zones, for example, a dimensionless diagnostic feature determined when implementing the method of deterministic moments of pressure. However, the lack of experience in the widespread practical application of this method necessitates an assessment of its reliability. For this purpose, this article uses an effective tool of mathematical statistics – multiple regression analysis, which, in this case, was reduced to the construction of multidimensional models of well flow rates. The geological and technological indicators of well operation were used as independent variables, including parameters characterizing the bottomhole formation zone (skin factor determined in the KAPPA Workstation software product (Saphir module), skin factor calculated using the tangent method, as well as a dimensionless diagnostic feature). According to the theory of regression analysis, the parameter that is included in the constructed model at the earliest possible step is reliable. The procedure for constructing and analyzing multidimensional statistical models performed in this work demonstrated the reliability of a dimensionless diagnostic feature in assessing the state of bottomhole zones of productive formations represented by complex carbonate reservoirs.

© Черных Василий Игоревич – аспирант кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 (342) 219 82 50, e-mail: chernykh.perm@gmail.com).

© Галкин Владислав Игнатьевич – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа (тел.: +007 (342) 219 82 50, e-mail: vgalkin@pstu.ru).

© Пономарева Инна Николаевна – доктор технических наук, доцент, профессор кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 (342) 219 82 50, e-mail: pin79@yandex.ru). Контактное лицо для переписки.

© Мартюшев Дмитрий Александрович – доктор технических наук, доцент, профессор кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 (342) 219 82 50, e-mail: martyushevdi@inbox.ru).

© Vasily I. Chernykh (Author ID in Scopus: 57739954500, ORCID: 0000-0001-8152-0048) – PhD Student at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (342) 219 82 50, e-mail: chernykh.perm@gmail.com).

© Vladislav I. Galkin (Author ID in Scopus: 55418067700, ORCID: 0000-0003-4867-2298) – Doctor in Geology and Mineralogy, Professor, Head of the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 (342) 219 82 50, e-mail: vgalkin@pstu.ru).

© Inna N. Ponomareva (Author ID in Scopus: 36242312300, ORCID: 0000-0003-0546-2506) – Doctor in Engineering, Associate Professor, Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (342) 219 82 50, e-mail: pin79@yandex.ru). The contact person for correspondence.

© Dmitriy A. Martyushev (Author ID in Scopus: 56308102400, ORCID: 0000-0002-5745-4375) – Doctor in Engineering, Associate Professor, Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (342) 219 82 50, e-mail: martyushevdi@inbox.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Комплексный анализ методов оценки гидродинамического состояния призабойной зоны скважин, эксплуатирующих сложнопостроенные карбонатные коллекторы / В.И. Черных, В.И. Галкин, И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев // Недропользование. – 2024. – Т.24, №4. – С.204-211. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.4

Please cite this article in English as:

Chernykh V.I., Galkin V.I., Ponomareva I.N., Martyushev D.A. Comprehensive analysis of methods for assessing the bottomhole zone of wells operating complex carbonate reservoirs. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2024, vol.24, no.4, pp.204-211. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.4

**Введение**

Гидродинамическое состояние прискважинных (призабойных) зон продуктивных пластов (ПЗП) является критерием, во многом определяющим успешное нефтеизвлечение в пределах зоны дренирования скважины. Как следствие, воздействие на призабойную зону является основным элементом системы управления продуктивностью скважин [1–3]. Соответственно, достоверная оценка состояния данной части пласта является важнейшей задачей нефтепромыслового инжиниринга, которая решается на практике посредством интерпретации кривых восстановления давления (КВД). В работе [4] авторы подчеркивают важность наличия результатов интерпретации гидродинамических исследований скважин, в том числе величины скин-фактора, при моделировании процессов в трехмерных моделях сложнопостроенных залежей нефти. В подавляющем большинстве случаев в качестве критерия, характеризующего состояние призабойных зон, используют скин-фактор [5]. В работе [6] авторы приводят результаты исследований по численному моделированию величины скин-фактора с целью изучения эффективности применяемых технологий первичного и вторичного вскрытия газового пласта. Авторы работы [7] называют скин-фактор параметром, характеризующим коллекторские свойства призабойных зон. Однако указывают на сложность определения проницаемости призабойной зоны по известной величине скин-фактора. В работе [8] авторы показывают данные, что определение величины скин-фактора является одной из основных задач гидродинамических исследований скважин, и приводят результаты исследований по разработке алгоритмов его определения в условиях многозабойных скважин. Работа [9] посвящена проблемам трактовки отрицательных величин скин-фактора. Автор указывает на сложность самого понятия «скин-фактор» и на большое количество определяющих его величину процессов.

На более сложную форму кривых восстановления давления скважин в карбонатных коллекторах трещинно-порового типа указывает автор [10]. Аналогичный вывод о выраженном влиянии сложного типа пустотности, а именно наличии трещин, на формы кривых восстановления давления и результаты их интерпретации, получен авторами в работах [11–14].

В статье [15] авторы указывают на одну из основных проблем гидродинамических исследований скважин – неединственность решений, которая сопровождает ручную интерпретацию кривых восстановления давления.

Большое количество неопределенностей сопровождает также практическую реализацию алгоритма диагностирования трещин с учетом данных гидродинамических исследований скважин, о чем авторы алгоритма указывают в статье [16].

Проблема оценки состояния ПЗП по данным исследования скважин в карбонатных коллекторах усугубляется сложностью строения их пустотного пространства [17]. Как правило, процесс восстановления давления продолжается в течение более длительного периода времени, а форма графиков кривой восстановления давлений (КВД) отличается от эталонов. Нередкой является ситуация, когда при исследовании скважин в карбонатных коллекторах давление не восстанавливается до величины пластового, что сопровождается снижением результирующих значений определяемых фильтрационных параметров (проницаемости, скин-фактора) [18, 19]. В качестве примера на рис. 1 и в табл. 1 приведено сравнение двух

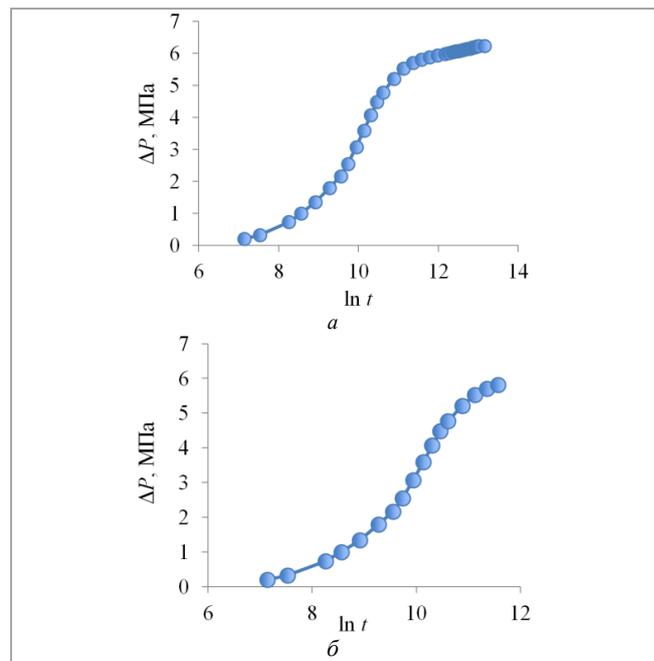


Рис. 1. Графики кривой восстановления давления: а – полностью восстановленная кривая; б – усеченная

Таблица 1

Сопоставление результатов интерпретации полной и сокращенной КВД методом касательной

График КВД (см. рис. 1)	Полностью восстановленная кривая	Усеченная кривая
Продолжительность исследования, мин	7459	1770
Степень восстановления давления, %	99,7	96,7
Проницаемость удаленной зоны пласта, мкм <sup>2</sup>	0,044	0,018
Скин-фактор, б/р	3,1	-2,3

графиков КВД и результатов их интерпретации: в первом случае обработана полностью восстановленная кривая, во втором – специально усеченная. Представленные графики обработаны методом касательной – одним из распространенных методов обработки материалов исследований скважин [20].

Из представленных в табл. 1 данных следует, что сокращение продолжительности исследования и снижение степени восстановления давления всего на 3 % приводит к существенному занижению определяемых параметров. Так, величина скин-фактора при этом принимает ложноотрицательное значение, что свидетельствует о ее выраженной чувствительности к продолжительности остановки скважины на исследование и степени восстановления давления [21].

Интерпретация полной и сокращенной кривых восстановления давления, выполненная в современных программных продуктах, основанных на анализе графика производной давления в билогарифмических координатах, также зачастую приводит к разным результатам, что продемонстрировано на примере тех же данных (рис. 2, табл. 2).

Обработка сокращенных кривых восстановления давления в ПО KAPPA Workstation (модуль Saphir) приводит к еще большему количеству неопределенностей. Исключение из анализа последнего участка на графике обуславливает затруднения при выборе интерпретационных моделей, что является основой данного подхода к обработке материалов гидродинамических исследований. Так, при обработке

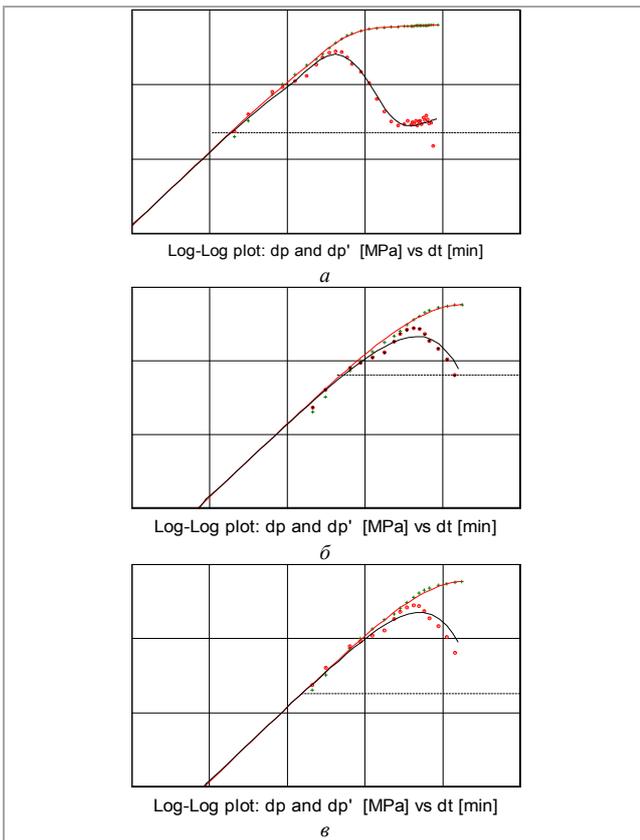


Рис. 2. Интерпретация полной и сокращенной кривых восстановления давления: а – исходная кривая; б – усеченная кривая (модель 1); в – усеченная кривая (модель 2)

Таблица 2

Сопоставление результатов интерпретации полной и сокращенной КВД в ПО KAPPA Workstation (модуль Saphir)

График КВД	Исходная кривая	Усеченная кривая (модель 1)	Усеченная кривая (модель 2)
Продолжительность исследования, мин	7459	1770	1770
Степень восстановления давления, %	99,7	96,7	96,7
Проницаемость удаленной зоны пласта, мкм <sup>2</sup>	0,052	0,019	0,065
Скин-фактор	4,6	-3,1	12,3

Таблица 3

Определение безразмерного диагностического признака

Характеристика КВД	Исходная кривая	Усеченная
Продолжительность исследования, мин	7459	1770
Степень восстановления давления, %	99,7	96,7
Безразмерный диагностический признак <i>d</i>	2,82	2,64

сокращенных данных визуальное совмещение расчетной и фактической КВД достигается при использовании различных интерпретационных моделей, которые, в свою очередь, приводят к получению весьма отличающихся результатов, особенно в значении скин-фактора. То есть сокращение продолжительности исследования, приводящее к исключению заключительных информативных участков на графике КВД, способствует

значительным неопределенностям в выборе интерпретационных моделей и ошибкам определения результирующих параметров, особенно величины скин-фактора.

В связи с этим целесообразно использовать принципиально иные критерии, характеризующие гидродинамическое состояние прискважинных зон пластов, например, безразмерный диагностический признак *d*, определяемый при обработке кривых восстановления давления методом детерминированных моментов давления. В соответствии с алгоритмами [22] метода состояние ПЗП считается ухудшенным, если величина безразмерного диагностического признака  $d > 2,5$ .

В работах [23, 24] показано, что даже при обработке недовосстановленных КВД величина *d* определяется достаточно устойчиво. Данный вывод продемонстрирован на примере результатов обработки данных, использованных в настоящей статье ранее при сравнительном анализе скин-факторов. Необходимо отметить, что, в отличие от метода касательной и алгоритмов ПО KAPPA Workstation (модуль Saphir), метод детерминированных моментов не позволяет оценивать напрямую проницаемость удаленной зоны пласта, в связи с этим к анализу приняты только значения безразмерного диагностического признака *d*, характеризующие состояние ПЗП (табл. 3).

Как следует из представленных в табл. 3 данных, значения *d*, определенные при обработке полной и сокращенной КВД, соответствуют одному диапазону, характеризующему состояние ПЗП как ухудшенное. Таким образом, применительно к рассматриваемым данным можно сделать вывод о том, что значительное сокращение продолжительности исследования скважины не приведет к ошибкам в оценке состояния ПЗП, если в качестве соответствующего инструмента использовать метод детерминированных моментов давления.

Следует отметить, что алгоритм метода детерминированных моментов не предполагает использование большого количества исходных данных: для определения числового значения параметра *d* не требуется дополнительной информации, кроме непосредственно данных скважинных измерений (время и давление). В то же время при определении величины скин-фактора необходимо использовать также большое количество геолого-технологических параметров, таких как дебит скважины, толщина работающей части пласта (формирующей КВД), вязкость нефти и др., что повышает вероятность получения недостоверных оценок состояния ПЗП. Недостатком метода детерминированных моментов давления следует считать низкую его апробированность и незначительное количество исследований, посвященных оценке достоверности его результатов. Также необходимо отметить, что алгоритм применения метода достаточно трудозатратен, для его массового применения требуется специальная программная реализация.

Учитывая вышеизложенное, настоящее исследование посвящено оценке достоверности применения метода детерминированных моментов давления при оценке гидродинамического состояния ПЗП в карбонатных коллекторах. При этом решать поставленную задачу целесообразно в сопоставлении с апробированными подходами к оценке состояния прискважинных зон, основанными на определении величины скин-фактора методом касательной в ПО KAPPA Workstation (модуль Saphir).

Методы и методология

Для решения основной цели исследования используется математический инструмент, неоднократно апробированный при верификации различных геолого-промысловых данных – множественный регрессионный анализ [25–30]. Исследование заключается в построении серии многомерных статистических моделей, прогнозируемым параметром (зависимым признаком) в которых выступает дебит скважины, а независимыми признаками – комплекс геолого-технологических показателей, в том числе верифицируемые параметры, которые, вероятно, формируют прогнозируемую величину. Вывод о достоверности верифицируемого параметра получают на основании факта его включения в многомерную статистическую модель на максимально раннем шаге. Подробно данный принцип верификации рассмотрен в работах [31, 32].

В рамках настоящего исследования построены три многомерных статистических моделей с использованием таких характеристик ПЗП, как скин-фактор, определенный при обработке КВД в ПО Карра Workstation (модуль Saphir), –  $S^S$ ; скин-фактор, определенный при обработке КВД графоаналитическим методом касательной, –  $S^{МК}$ , а также с применением безразмерного диагностического признака  $d$ . Помимо указанных параметров, в качестве исходных данных использован также комплекс следующих показателей:

- толщина пласта  $h$  (м);
- пластовое давление  $P_{пл}$  (МПа);
- забойное давление  $P_{заб}$  (МПа);
- обводненность  $W$  (%);
- коэффициент проницаемости  $k$  (мД);
- газовый фактор  $\Gamma$  (м<sup>3</sup>/т).

Указанные параметры выбраны, исходя из предположения их вероятного влияния на величину дебита скважин в совокупности с характеристиками призабойной зоны пласта, а также наличия верифицированных значений их величин на период, соответствующий дате остановки скважины на исследование.

Исходные данные приняты по результатам ГДИ скважин одного из месторождений севера Пермского края (залежь нефти в сложнопостроенных карбонатах турнейско-фаменского возраста), а количество данных соответствует объему выполненных на объекте исследований и составляет  $n = 83$ .

Первая многомерная модель построена с использованием геолого-промысловых показателей и величины  $S^S$ ; вторая – то же с величиной  $S^{МК}$ , при построении третьей модели используется показатель  $d$ . Для каждой модели приводятся диапазоны применимости и рассчитываются статистические оценки, на основании которых сравниваются их прогностические способности. Для числовой оценки вклада каждого показателя в результирующую работоспособность модели на каждом шаге ее формирования рассчитывается текущее значение коэффициента детерминации. Предлагается считать достоверным показателем состояния ПЗП, использованный в модели с наиболее высокими статистическими оценками. При равных оценках наиболее достоверен тот показатель, который включен в модель на раннем шаге.

Результаты

Серия многомерных статистических моделей дебитов жидкости, построенных с целью сравнительной оценки достоверности параметров, характеризующих призабойные зоны, приведена ниже.

Модель, построенная с использованием геолого-технологических показателей и параметра  $S^S$ , имеет вид:

$$Q_{ж}^{M1} = 3,218P_{заб} + 0,028k + 0,218W - 6,724h + 2,487. \quad (1)$$

Статистические оценки модели имеют следующие значения: коэффициент детерминации  $R = 0,802$ , уровень значимости  $p < 0,0001$ , стандартная ошибка расчета 14,8 м<sup>3</sup>/сут. Формирование модели (1) происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов  $R$ , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,745; 0,784; 0,796; 0,802. Модель (1) характеризуется границами применимости, представленными в табл. 4.

Таблица 4

Диапазоны применимости модели (1)

Показатель	Диапазон применения	Показатель	Диапазон применения
$P_{заб}$ , МПа	1,92–18,05	$W$ , %	11,0–60,0
$k$ , мД	0,631–2883,5	$h$ , м	2,8–31

Модель, построенная с использованием геолого-технологических показателей и параметра  $S^{МК}$ , имеет вид:

$$Q_{ж}^{M2} = 6,005P_{заб} + 0,016k + 0,012B - 0,684S^{МК} + 8,597 \quad (2)$$

при  $R = 0,805$ ,  $p < 0,0001$ , стандартная ошибка – 16,6 м<sup>3</sup>/сут.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов  $R$ , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,722; 0,777; 0,794; 0,805. Диапазоны значений показателей, при которых модель (1) может быть применима, представлены в табл. 5.

Таблица 5

Диапазоны применимости модели (2)

Показатель	Диапазон применения	Показатель	Диапазон применения
$P_{заб}$ , МПа	1,92–18,05	$B$ , %	11,0–60,0
$k$ , мД	0,631–2883,5	$S^{МК}$	-7,39... + 38,8

Модель, построенная с использованием геолого-технологических показателей и параметра  $d$ , имеет вид:

$$Q_{ж}^{M3} = 1,745P_{заб} + 0,076k + 20,438d + 0,101W - 1,612h + 1,761 \quad (3)$$

при  $R = 0,882$ ,  $p < 0,0001$ , стандартная ошибка – 6,6 м<sup>3</sup>/сут.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов  $R$ , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,714, 0,820; 0,840; 0,858; 0,882. Данная формула может быть использована при значениях показателей, приведенных в табл. 6.

Таблица 6

Диапазоны применимости модели (3)

Показатель	Диапазон применения	Показатель	Диапазон применения
$P_{заб}$ , МПа	1,92–18,05	$W$ , %	11,0–60,0
$k$ , мД	0,631–2883,5	$h$ , м	2,8–31
$d$ , б/р	1,77–4,0		

Высокие статистические оценки модели (3), а также факт включения в ее состав на третьем шаге показателя  $d$  позволяют сделать вывод о возможности

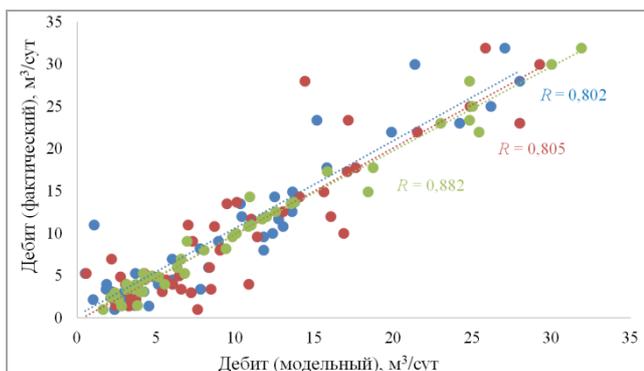


Рис. 3. Корреляционные поля между фактическими и рассчитанными дебитами

его использования при оценке состояния ПЗП в рассматриваемых условиях сложнопостроенных карбонатных коллекторов.

Дополнительное исследование построенных статистических моделей выполнено при анализе корреляционных полей, сопоставляющих фактические и рассчитанные по моделям (1)–(3) дебиты (рис. 3).

### Обсуждение

Основной целью настоящих исследований является сравнительная оценка достоверности характеристик прискважинных зон продуктивных пластов, представленных низкопроницаемыми сложнопостроенными карбонатными коллекторами. Для рассматриваемых условий характерна высокая продолжительность процесса восстановления давления при исследовании скважин [33–37]. Как следствие, нередкой является ситуация, когда в ходе исследования давление на забое скважины не восстанавливается полностью до величины пластового. На примере одной скважины продемонстрирована справедливость отмеченного в научной литературе вывода, что обработка невосстановленных КВД приводит к существенным ошибкам в определении фильтрационных характеристик зон дренирования, в том числе ПЗП. При этом следует отметить, что ошибки в определении скин-фактора при обработке невосстановленных КВД характеризуется как распространенный графоаналитический метод касательной, так и современный подход, заключающийся в анализе графика производной давления в билогарифмических координатах [38–42].

Для интерпретации кривых восстановления давления скважин, эксплуатирующих низкопроницаемые карбонатные коллектора, следует использовать альтернативные методы с целью получения числовых характеристик прискважинных зон, например метод детерминированных моментов давления [43–45]. Помимо возможности применения для обработки невосстановленных КВД, метод детерминированных моментов характеризуется рядом дополнительных преимуществ, например, отсутствием в перечне исходных данных каких-либо других геолого-технологических показателей (дебита скважин, толщины пласта, вязкости нефти и т.п.). Однако рекомендации по практическому применению метода должны основываться на детальном исследовании достоверности в индивидуальных геолого-физических условиях. В настоящем исследовании с этой целью использован подход, ранее успешно апробированный для решения схожих задач нефтяного инжиниринга – множественный регрессионный анализ.

Все кривые восстановления давления скважин добывающего фонда интерпретированы методом касательной с определением скин-фактора, в ПК Saphir, а также методом детерминированных моментов давления с получением в том числе характеристик состояния ПЗП. Результаты интерпретации дополнены комплексом геолого-технологических показателей и использованы как независимые переменные при построении многомерных статистических моделей. Прогнозируемым параметром является дебит скважин по жидкости, поскольку выбранные независимые переменные, вероятно, оказывают влияние на его величину.

В результате построены многомерные статистические модели дебита по трем вариантам. В первом варианте использованы результаты интерпретации КВД в ПО KAPPA Workstation (модуль Saphir) во втором – методом касательной, в третьем – методом детерминированных моментов давления. При анализе построенных моделей получен ряд важных выводов.

Во-первых, все построенные модели характеризуются высокими статистическими оценками, что позволяет рекомендовать их к использованию не только с целью верификации геолого-технологических показателей, но и непосредственно для прогностических задач.

Во-вторых, включение в каждую модель на первом шаге забойного давления свидетельствует о выраженном влиянии данного показателя на дебит жидкости и важность его контроля при мониторинге эксплуатации скважин.

Многомерная статистическая модель (1), построенная при использовании результатов интерпретации КВД в ПО KAPPA Workstation (модуль Saphir), характеризуется высокими оценками, но ни в одном из шагов в ее состав не входит величина скин-фактора. Соответственно, для условий рассматриваемого месторождения данный параметр не контролирует приток жидкости к скважинам. Причины данного явления целесообразно изучить в рамках отдельного исследования.

Скин-фактор, определенный по методу касательной, в совокупности с комплексом остальных параметров влияет на формирование дебитов скважин, о чем свидетельствует факт его включения в модель на четвертом шаге. Однако необходимо отметить, что дебит косвенно участвует в определении скин-фактора при обработке КВД методом касательной, то есть параметры не являются в полной мере независимыми, а включение скин-фактора в статистическую модель может быть также объяснено указанным фактом.

Безразмерный диагностический признак  $d$  определяется без участия дебита скважины и каких-либо других дополнительных параметров, то есть является в полной мере независимым признаком статистического моделирования. Соответственно, его включение на третьем шаге в модель (3) указывает на наличие связи между параметрами и подчеркивает целесообразность использования показателя для оценки состояния призабойных зон низкопроницаемых карбонатных коллекторов.

Также необходимо отметить, что все построенные статистические модели характеризуются высокими статистическими оценками. Данный вывод подтверждается при анализе корреляционных полей, на которых точки группируются достаточно тесно и равномерно на всем рассматриваемом диапазоне. Как

следствие, построенные модели рекомендуется использовать не только при решении верификационной задачи, как в настоящей статье, но и для непосредственного прогнозирования притока жидкости в скважину.

В целом используемый подход по оценке достоверности характеристик призабойной зоны пласта позволяет учесть их влияние на процессы фильтрации в комплексе с другими факторами, что дает возможность обоснованно рекомендовать его к тиражированию для решения схожих задач при невозможности верификации параметра посредством сопоставления с фактически определенной (измеренной) величиной.

### Заключение

В условиях низкопроницаемых карбонатных коллекторов материалы гидродинамических исследований скважин зачастую характеризуются недостаточной степенью восстановления забойного давления до величины пластового.

### Библиографический список

- Гасанов, Р.А. Способы улучшения фильтрационных свойств призабойной зоны скважины / Р.А. Гасанов, Дж.Р. Гасымова // Горный журнал. – 2021. – № 10. – С. 76–80. DOI: 10.17580/gzh.2021.10.09
- A physics-guided eXtreme gradient boosting model for predicting the initial productivity of oil wells / Y. Dong, L. Song, Q. Zhao, Z. Ding, L. Qiu, C. Lu, G. Chen // *Geoenergy Science and Engineering*. – 2023. – Vol. 231. – Article 212402. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212402
- Developing features of the near-bottomhole zones in productive formations at fields with high gas saturation of formation oil / V.I. Galkin, D.A. Martyushev, I.N. Ponomareva, I.A. Chernykh // *Journal of Mining Institute*. – 2021. – V. 249. – P. 386–392. DOI: 10.31897/PMI.2021.3.7
- Kumar A. Simultaneous inversion of permeability, skin and boundary from pressure transient test data in three-dimensional single well reservoir model / A. Kumar, L. Liang, K. Ojha // *Petroleum Research*. – 2024. – Vol. 9, iss. 2. – P. 265–272. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2024.01.004
- Оценка качества первичного, вторичного вскрытия пластов и освоения скважины по результатам гидродинамических исследований / В.А. Иктисанов, Н.Х. Мусабирова, А.В. Байгусhev, М.Х. Билалов, Ф.Ф. Ахмадишин // *Нефтяное хозяйство*. – 2020. – № 7. – С. 33–35. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-7-33-35
- Numerical simulation of skin factors for perforated wells with crushed zone and drilling-fluid damage in tight gas reservoirs / Z. Zhang, J. Guo, H. Liang, Y. Liu // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2024. – Vol. 90. – Article 103907. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.103907
- ES-MDA applied to estimate skin zone properties from injectivity tests data in multilayer reservoirs / T.M.D. Silva, R.V. Bela, S. Pesco, A. Barreto // *Computers & Geosciences*. – 2021. – Vol. 146. – Article 104635. DOI: 10.1016/j.cageo.2020.104635
- Assisted history matching and graphical methods for estimating individual layer properties from well testing data in stratified reservoirs with multilateral wells / R.V. Bela, S. Pesco, A.B. Barreto, M. Onur // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 208. – Article 109326. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109326
- Иктисанов, В.А. К вопросу об отрицательном скин-факторе / В.А. Иктисанов // *Нефтяное хозяйство*. – 2020. – № 12. – С. 101–105. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-12-101-105
- Свалов, А.М. Особенности кривых притока и восстановления давления в трещиновато-пористых коллекторах / А.М. Свалов // *Инженерно-физический журнал*. – 2021. – Т. 94, № 2. – С. 393–399.
- A new numerical well test method of multi-scale discrete fractured tight sandstone gas reservoirs and its application in the Kelasu Gas Field of the Tarim Basin / H. Sun, W. Ouyang, S. Zhu, Y. Wan, Y. Tang, W. Cao // *Natural Gas Industry B*. – 2023. – Vol. 10, iss. 2. – P. 103–113. DOI: 10.1016/j.ngib.2023.01.003
- Analytical well-test model for hydraulically fractured wells with multiwell interference in double porosity gas reservoirs / C. Wei, Y. Liu, Y. Deng, S. Cheng, H. Hassanzadeh // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 103. – Article 104624. DOI: 10.1016/j.jngse.2022.104624
- Quantification of the effect of fracturing on heterogeneity and reservoir quality of deep-water carbonate reservoirs / O.K. Mohammed-Sajed, P.W.J. Glover, M.A. Alrashedi, R.E.Ll Collier // *Journal of African Earth Sciences*. – 2024. – Vol. 218. – Article 105383. DOI: 10.1016/j.jafrearsci.2024.105383
- Understanding the Mechanism of Hydraulic Fracturing in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs: Microseismic Monitoring and Well Testing / D.A. Martyushev, Y. Yang, Y. Kazemzadeh, D. Wang, Y. Li // *Arabian Journal for Science and Engineering*. – 2024. – Vol. 49(6). – P. 8573–8586. DOI: 10.1007/s13369-023-08513-1
- Application of deep learning on well-test interpretation for identifying pressure behavior and characterizing reservoirs / P. Dong, Z. Chen, X. Liao, W. Yu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 208. – Article 109264. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109264
- Chen, Z. A workflow of fracture geometry diagnostics of unconventional wells with complex fracture networks coupling fracture mapping and well testing / Z. Chen, X. Liao // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 208. – Article 109310. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109310
- Reznikov, I. Model-based interpretation of bottomhole pressure records during matrix treatments in layered formations / I. Reznikov, D. Abdrazakov, D. Chuprakov // *Petroleum Science*. – 2024. DOI: 10.1016/j.petsci.2024.05.027
- Application of fuzzy comprehensive evaluation method to assess effect of conformance control treatments on water-injection wells / H. Jia, P. Li, W. Lv, J. Ren, C. Cheng, R. Zhang, Z. Zhou, Y. Liang // *Petroleum*. – 2024. – Vol. 10, iss. 1. – P. 165–174. DOI: 10.1016/j.petlm.2022.04.006
- Wang, H. Pore pressure prediction based on rock physics theory and its application in seismic inversion / H. Wang, J. Ma, L. Li // *Journal of Applied Geophysics*. – 2024. – Vol. 229. – Article 105494. DOI: 10.1016/j.jappge.2024.105494
- Soromotin, A.V. Prediction of Hydrodynamic Parameters of the State of the Bottomhole Zone of Wells Using Machine Learning Methods / A.V. Soromotin, D.A. Martyushev, A.A. Melekhin // *Geosursury*. – 2024. – Vol. 26(1). – P. 109–117. DOI: 10.18599/grs.2024.1.9
- Yamkin, M.A. Machine learning methods for selecting candidate wells for bottomhole formation zone treatment / M.A. Yamkin, E.U. Safiullina, A.V. Yamkin // *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. – 2024. – Vol. 335. – Iss. 5. – P. 7–16. DOI: 10.18799/24131830/2024/5/4428
- Пономарева, И.Н. К обработке кривых восстановления давления низкопродуктивных скважин / И.Н. Пономарева // *Нефтяное хозяйство*. – 2010. – № 6. – С. 78–79.
- Ерофеев, А.А. Оценка условий применения методов обработки кривых восстановления давления скважин в карбонатных коллекторах / А.А. Ерофеев, И.Н. Пономарева, М.С. Турбаков // *Инженер-нефтяник*. – 2011. – № 3. – С. 12–15.
- Ерофеев, А.А. Особенности обработки кривых восстановления давления в скважинах, эксплуатирующих залежи высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах / А.А. Ерофеев, И.Н. Пономарева, В.А. Мордвинов // *Нефтяное хозяйство*. – 2010. – № 10. – С. 113–115.
- Multivariate analysis and forecasting of the crude oil prices: Part 1 – Classical machine learning approaches / N. Jha, H.K. Tanneru, S. Palla, I.H. Mafat // *Energy*. – 2024. – Vol. 296. – Article 131185. DOI: 10.1016/j.energy.2024.131185
- Forecasting oil production in unconventional reservoirs using long short term memory network coupled support vector regression method: A case study / S. Wen, B. Wei, J. You, Y. He, J. Xin, M.A. Varfolomeev // *Petroleum*. – 2023. – Vol. 9. – Iss. 4. – P. 647–657. DOI: 10.1016/j.petlm.2023.05.004
- Expertise-informed Bayesian convolutional neural network for oil production forecasting / J. Zang, J. Wang, K. Zhang, E.-S. M. El-Alfy, J. Mańdziuk // *Geoenergy Science and Engineering*. – 2024. – Vol. 240. – Article 213061. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213061
- Ponomareva, I.N. A new approach to predict the formation pressure using multiple regression analysis: Case study from Sukharev oil field reservoir – Russia. / I.N. Ponomareva, D.A. Martyushev, S.K. Govindarajan // *Journal of King University – Engineering Sciences*. – 2022. DOI: 10.1016/j.jksues.2022.03.005
- Productivity Prediction Model of Perforated Horizontal Well Based on Permeability Calculation in Near-Well High Permeability Reservoir Area / S. Zhang, K. Guo, X. Gao, H. Yang, J. Zhang, X. Han // *Energy Engineering*. – 2023. – Vol. 121. – Iss. 1. – P. 59–75. DOI: 10.32604/ee.2023.041709
- A new predrilling reservoir permeability prediction model and its application / G. Chen, Y. Meng, J. Huan, Y. Wang, L. Xiao, L. Zhang, D. Feng // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 210. – Article 110086. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.110086
- Martyushev, D.A. Adaptation of transient well test results / D.A. Martyushev, I.N. Ponomareva, W. Shen // *Journal of Mining Institute*. – 2023. – Vol. 264. – P. 919–925.

32. Martyushev, D.A. Conditions for effective application of the decline curve analysis method / D.A. Martyushev, I.N. Ponomareva, V.I. Galkin // *Energies*. – 2021. – Vol. 14(20). – Article 6461. DOI: 10.3390/en14206461
33. Li, Q. Fluid identification in fractured media with genetic algorithm / Q. Li, X. Yang, H. Wang // *Journal of Applied Geophysics*. – 2024. – Vol. 227. – Article 105409. DOI: 10.1016/j.jappgeo.2024.105409
34. High-pressure capacity expansion and water injection mechanism and indicator curve model for fractured-vuggy carbonate reservoirs / L. Chen, C. Jia, R. Zhang, P. Yue, X. Jiang, J. Wang, Z. Su, Y. Xiao, Y. Lv // *Petroleum*. – 2024. – Vol. 10. – Iss. 3. – P. 511-519. DOI: 10.1016/j.petlm.2024.01.001
35. Martyushev, D.A. Interporosity Flow Between Matrix and Fractures in Carbonates: A Study of its Impact on Oil Production / D.A. Martyushev, I.N. Ponomareva, S. Davoodi, A. Kadkhodaie // *Arabian Journal for Science and Engineering*. – 2024. DOI: 10.1007/s13369-024-09533-1
36. Otchere, D.A. Fundamental error in tree-based machine learning model selection for reservoir characterization / D.A. Otchere // *Energy Geoscience*. – 2024. – Vol. 5, iss. 2. – Article 100229. DOI: 10.1016/j.engeos.2023.100229
37. Fracture identification of carbonate reservoirs by deep forest model: An example from the D oilfield in Zagros Basin / C. Ji, S. Dong, L. Zeng, Y. Liu, J. Hao, Z. Yang // *Energy Geoscience*. – 2024. – Vol. 5, iss. 3. – Article 100300. DOI: 10.1016/j.engeos.2024.100300
38. Пономарева, И.Н. Условия применения скин-фактора для оценки состояния присквизинных зон продуктивных пластов / И.Н. Пономарева, М.Б. Савчик, А.А. Ерофеев // *Нефтяное хозяйство*. – 2011. – № 7. – С. 114–115.
39. Integrated rock physics characterization of unconventional shale reservoir: A multidisciplinary perspective / L. Zhao, Y. Zhao, D. Yan, J. Zhu, J. Cai // *Advances in Geo-Energy Research*. – 2024. – Vol. 14(2). – P. 86–89. DOI: 10.46690/ager.2024.11.02
40. Research status and application of artificial intelligence large models in the oil and gas industry / H. LIU, Y. REN, X. LI [et al.] // *Petroleum Exploration and Development*. – 2024. – Vol. 51, iss. 4. – P.1049–1065. DOI: 10.1016/S1876-3804(24)60524-0
41. Regression analysis and its application to oil and gas exploration: A case study of hydrocarbon loss recovery and porosity prediction, China / Y. Li, X. Li, M. Guo, C. Chen, P. Ni, Z. Huang // *Energy Geoscience*. – 2024. – Vol. 5, iss. 4. – Article 100333. DOI: 10.1016/j.engeos.2024.100333
42. The effect of fracture networks on the vertical permeability of a tight carbonate reservoir analogue: laminites from the Crato Formation, NE Brazil / M.L. Alencar, T.S. de Miranda, O.J.C. Filho [et al.] // *Marine and Petroleum Geology*. – 2024. – Vol. 162. – Article 106735. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2024.106735
43. Permeability prediction of heterogeneous carbonate gas condensate reservoirs applying group method of data handling / M. Z. Kamali, S. Davoodi, H. Ghorbani [et al.] // *Marine and Petroleum Geology*. – 2022. – Vol. 139. – Article 105597. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2022.105597
44. The effect of fracturing on permeability in carbonate reservoir rocks / F. Rashid, D. Hussein, P. Lorinczi, P.W.J. Glover // *Marine and Petroleum Geology*. – 2023. – Vol. 152. – Article 106240. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2023.106240
45. Bridging the gap: Integrating static and dynamic data for improved permeability modeling and super k zone detection in vuggy reservoirs / J.C.R. Gavidia, S.M. Mohammadizadeh, G.F. Chinellato [et al.] // *Geoenergy Science and Engineering*. – 2024. – Vol. 241. – Article 213152. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213152

## References

1. Gasanov R.A., Gasymova Dzh.R. Sposoby uluchsheniia fil'tratsionnykh svoystv prizaboinoi zony skvazhiny [Methods for improving the filtration properties of the well bottomhole zone]. *Gornyi zhurnal*, 2021, no. 10, pp. 76-80. DOI: 10.17580/gzh.2021.10.09
2. Dong Y., Song L., Zhao Q., Ding Z., Qiu L., Lu C., Chen G. A physics-guided eXtreme gradient boosting model for predicting the initial productivity of oil wells. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, vol. 231, Article 212402. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212402
3. Galkin V.I., Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Chernykh I.A. Developing features of the near-bottomhole zones in productive formations at fields with high gas saturation of formation oil. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 249, pp. 386-392. DOI: 10.31897/PMI.2021.3.7
4. Kumar A., Liang L., Ojha K. Simultaneous inversion of permeability, skin and boundary from pressure transient test data in three-dimensional single well reservoir model. *Petroleum Research*, 2024, vol. 9, iss. 2, pp. 265-272. DOI: 10.1016/j.ptrs.2024.01.004
5. Iktisanov V.A., Musabirova N.Kh., Baigushev A.V., Bilalov M.Kh., Akhmadishin F.F. Otsenka kachestva pervichnogo, vtorichnogo vskrytiia plastov i osvoeniia skvazhiny po rezul'tatam gidrodinamicheskikh issledovaniy [Evaluation of well completion quality based on flow test result]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2020, no. 7, pp. 33-35. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-7-33-35
6. Zhang Z., Guo J., Liang H., Liu Y. Numerical simulation of skin factors for perforated wells with crushed zone and drilling-fluid damage in tight gas reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2024, vol. 90, Article 103907. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.103907
7. Silva T.M.D., Bela R.V., Pesco S., Barreto A. ES-MDA applied to estimate skin zone properties from injectivity tests data in multilayer reservoirs. *Computers & Geosciences*, 2021, vol. 146, Article 104635. DOI: 10.1016/j.cageo.2020.104635
8. Bela R.V., Pesco S., Barreto A.B., Onur M. Assisted history matching and graphical methods for estimating individual layer properties from well testing data in stratified reservoirs with multilateral wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208, Article 109326. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109326
9. Iktisanov V.A. K voprosu ob otritsatel'nom skin-faktore [On negative values of skin factor]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2020, no. 12, pp. 101-105. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-12-101-105
10. Svalov A.M. Osobennosti krivyykh pritoka i vosstanovleniia davleniia v treshchinovato-poristykh kollektorakh [Features of inflow and pressure recovery curves in fractured-porous reservoirs]. *Inzhenerno-fizicheskii zhurnal*, 2021, vol. 94, no. 2, pp. 393-399.
11. Sun H., Ouyang W., Zhu S., Wan Y., Tang Y., Cao W. A new numerical well test method of multi-scale discrete fractured tight sandstone gas reservoirs and its application in the Kelasu Gas Field of the Tarim Basin. *Natural Gas Industry B*, 2023, vol. 10, iss. 2, pp. 103-113. DOI: 10.1016/j.ngib.2023.01.003
12. Wei C., Liu Y., Deng Y., Cheng S., Hassanzadeh H. Analytical well-test model for hydraulically fractured wells with multiwell interference in double porosity gas reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2022, vol. 103, Article 104624. DOI: 10.1016/j.jngse.2022.104624
13. Mohammed-Sajed O.K., Glover P.W.J., Alrashedi M.A., Collier R.E.LI Quantification of the effect of fracturing on heterogeneity and reservoir quality of deep-water carbonate reservoirs. *Journal of African Earth Sciences*, 2024, vol. 218, Article 105383. DOI: 10.1016/j.jafrearsci.2024.105383
14. Martyushev D.A., Yang Y., Kazemzadeh Y., Wang D., Li Y. Understanding the Mechanism of Hydraulic Fracturing in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs: Microseismic Monitoring and Well Testing. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2024, vol. 49 (6), pp. 8573-8586. DOI: 10.1007/s13369-023-08513-1
15. Dong P., Chen Z., Liao X., Yu W. Application of deep learning on well-test interpretation for identifying pressure behavior and characterizing reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208, Article 109264. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109264
16. Chen Z., Liao X. A workflow of fracture geometry diagnostics of unconventional wells with complex fracture networks coupling fracture mapping and well testing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208, Article 109310. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109310
17. Reznikov I., Abdrazakov D., Chuprakov D. Model-based interpretation of bottomhole pressure records during matrix treatments in layered formations. *Petroleum Science*, 2024. DOI: 10.1016/j.petsci.2024.05.027
18. Jia H., Li P., Lv W., Ren J., Cheng C., Zhang R., Zhou Z., Liang Y. Application of fuzzy comprehensive evaluation method to assess effect of conformance control treatments on water-injection wells. *Petroleum*, 2024, vol. 10, iss. 1, pp. 165-174. DOI: 10.1016/j.petlm.2022.04.006
19. Wang H., Ma J., Li L. Pore pressure prediction based on rock physics theory and its application in seismic inversion. *Journal of Applied Geophysics*, 2024, vol. 229, Article 105494. DOI: 10.1016/j.jappgeo.2024.105494
20. Soromotin, A.V., Martyushev D.A., Melekhin A.A. Prediction of Hydrodynamic Parameters of the State of the Bottomhole Zone of Wells Using Machine Learning Methods. *Georesursy*, 2024, vol. 26 (1), pp. 109-117. DOI: 10.18599/grs.2024.1.9
21. Yamkin M.A., Safiullina E.U., Yamkin A.V. Machine learning methods for selecting candidate wells for bottomhole formation zone treatment. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, iss. 5, pp. 7-16. DOI: 10.18799/24131830/2024/5/4428
22. Ponomareva I.N. K obrabotke krivyykh vosstanovleniia davleniia nizkoproduktivnykh skvazhin [For processing of recovery curves of pressure of low-productive wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 6, pp. 78-79.
23. Erofeev A.A., Ponomareva I.N., Turbakov M.S. Otsenka uslovii primeneniia metodov obrabotki krivyykh vosstanovleniia davleniia skvazhin v karbonatnykh kollektorakh [Evaluation of the application conditions for methods of processing well pressure recovery curves in carbonate reservoirs]. *Inzhener-neftianik*, 2011, no. 3, pp. 12-15.
24. Erofeev A.A., Ponomareva I.N., Mordvinov V.A. Osobennosti obrabotki krivyykh vosstanovleniia davleniia v skvazhinakh, ekspluatiruiushchikh zalezhi vysokoviazkikh neftei v karbonatnykh kollektorakh [Processing features of recovery curves of pressure in wells of the carbonate collector with high-viscosity oil]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 10, pp. 113-115.
25. Jha N., Tanner H.K., Palla S., Mafat I.H. Multivariate analysis and forecasting of the crude oil prices: Part I – Classical machine learning approaches. *Energy*, 2024, vol. 296, Article 131185. DOI: 10.1016/j.energy.2024.131185
26. Wen S., Wei B., You J., He Y., Xin J., Varfolomeev M.A. Forecasting oil production in unconventional reservoirs using long short term memory network coupled support vector regression method: A case study. *Petroleum*, 2023, vol. 9, iss. 4, pp. 647-657. DOI: 10.1016/j.petlm.2023.05.004
27. Zang J., Wang J., Zhang K., E.-S. El-Alfy M., Mañdziuk J. Expertise-informed Bayesian convolutional neural network for oil production forecasting. *Geoenergy Science and Engineering*, 2024, vol. 240, Article 213061. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213061
28. Ponomareva I.N., Martyushev D.A., Govindarajan S.K. A new approach to predict the formation pressure using multiple regression analysis: Case study from Sukharev oil field reservoir - Russia. *Journal of King University - Engineering Sciences*, 2022. DOI: 10.1016/j.jksues.2022.03.005
29. Zhang S., Guo K., Gao X., Yang H., Zhang J., Han X. Productivity Prediction Model of Perforated Horizontal Well Based on Permeability Calculation in Near-Well High Permeability Reservoir Area. *Energy Engineering*, 2023, vol. 121, iss. 1, pp. 59-75. DOI: 10.32604/ee.2023.041709

30. Chen G., Meng Y., Huan J., Wang Y., Xiao L., Zhang L., Feng D. A new predrilling reservoir permeability prediction model and its application. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 210, Article 110086. DOI: 10.1016/j.petro.2021.110086
31. Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Shen W. Adaptation of transient well test results. *Journal of Mining Institute*, 2023, vol. 264, pp. 919-925.
32. Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Galkin V.I. Conditions for effective application of the decline curve analysis method. *Energies*, 2021, vol. 14 (20), Article 6461. DOI: 10.3390/en14206461
33. Li Q., Yang X., Wang H. Fluid identification in fractured media with genetic algorithm. *Journal of Applied Geophysics*, 2024, vol. 227, Article 105409. DOI: 10.1016/j.jappgeo.2024.105409
34. Chen L., Jia C., Zhang R., Yue P., Jiang X., Wang J., Su Z., Xiao Y., Lv Y. High-pressure capacity expansion and water injection mechanism and indicator curve model for fractured-vuggy carbonate reservoirs. *Petroleum*, 2024, vol. 10, iss. 3, pp. 511-519. DOI: 10.1016/j.petlm.2024.01.001
35. Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Davoodi S., Kadkhodaie A. Interporosity Flow Between Matrix and Fractures in Carbonates: A Study of its Impact on Oil Production. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2024. DOI: 10.1007/s13369-024-09533-1
36. Otchere D.A. Fundamental error in tree-based machine learning model selection for reservoir characterization. *Energy Geoscience*, 2024, vol. 5, iss. 2, Article 100229. DOI: 10.1016/j.engeos.2023.100229
37. Ji C., Dong S., Zeng L., Liu Y., Hao J., Yang Z. Fracture identification of carbonate reservoirs by deep forest model: An example from the D oilfield in Zagros Basin. *Energy Geoscience*, 2024, vol. 5, iss. 3, Article 100300. DOI: 10.1016/j.engeos.2024.100300
38. Ponomareva I.N., Savchik M.B., Erofeev A.A. Usloviia primeneniia skin-faktora dlia otsenki sostoianiia priskvazhinnykh zon produktivnykh plastov [Conditions of skin factor use when estimating the state of the critical area of formation]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 7, pp. 114-115.
39. Zhao L., Zhao Y., Yan D., Zhu, J., Cai J. Integrated rock physics characterization of unconventional shale reservoir: A multidisciplinary perspective. *Advances in Geo-Energy Research*, 2024, vol. 14 (2), pp. 86-89. DOI: 10.46690/ager.2024.11.02
40. H. Liu, Y. Ren, X. Li et al. Research status and application of artificial intelligence large models in the oil and gas industry. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, vol. 51, iss. 4, pp. 1049-1065. DOI: 10.1016/S1876-3804(24)60524-0
41. Li Y., Li X., Guo M., Chen C., Ni P., Huang Z. Regression analysis and its application to oil and gas exploration: A case study of hydrocarbon loss recovery and porosity prediction, China. *Energy Geoscience*, 2024, vol. 5, iss. 4, Article 100333. DOI: 10.1016/j.engeos.2024.100333
42. Alencar M.L., de Miranda T.S., Filho O.J.C. et al. The effect of fracture networks on the vertical permeability of a tight carbonate reservoir analogue: laminites from the Crato Formation, NE Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 2024, vol. 162, Article 106735. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2024.106735
43. Kamali M.Z., Davoodi S., Ghorbani H. et al. Permeability prediction of heterogeneous carbonate gas condensate reservoirs applying group method of data handling. *Marine and Petroleum Geology*, 2022, vol. 139, Article 105597. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2022.105597
44. Rashid F., Hussein D., Lorinczi P., Glover P.W.J. The effect of fracturing on permeability in carbonate reservoir rocks. *Marine and Petroleum Geology*, 2023, vol. 152, Article 106240. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2023.106240
45. Gavidia J.C.R., Mohammadzadeh S.M., Chinelatto G.F. et al. Bridging the gap: Integrating static and dynamic data for improved permeability modeling and super k zone detection in vuggy reservoirs. *Geoenergy Science and Engineering*, 2024, vol. 241, Article 213152. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213152

Финансирование. Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2024-0005).

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.