www.georс.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.10 УДК 622.276.3

Исследование влияния параметров эксплуатации скважин залежи нефти карбонатного коллектора на коэффициент продуктивности с применением статистических методов анализа

*В.А. Новиков, Д.А. Мартюшев**

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Коэффициент продуктивности скважин является одним из важнейших показателей для разработки карбонатных коллекторов нефтяных месторождений, контроль и поддержание высоких значений которого определяет уровень добычи углеводородного сырья. Актуальным направлением исследований в области добычи нефти остается определение комплексного влияния геологических и технологических факторов на добывные возможности скважин. Настоящая работа посвящена повышению эффективности эксплуатации добывающих скважин залежи нефти карбонатного коллектора на основании результатов оценки и учета при формировании технологических решений взаимосвязей между коэффициентом продуктивности и геолого-промысловыми параметрами, такими как пластовое давление, забойное давление, скин-фактор, газовый фактор, обводненность продукции, с применением статистических методов анализа. На стадии подготовки исходных данных использованы материалы гидродинамических и промыслово-геофизических исследований, выполненных на скважинах в течение всего периода разработки залежи нефти одного из месторождений Пермского края. Анализ полученной выборки данных с применением статистических методов позволил установить взаимосвязи между продуктивностью скважин и рассматриваемыми геолого-промысловыми параметрами. С использованием пошагового регрессионного анализа построен ряд многомерных статистических моделей, совокупно демонстрирующих на основании частот встречаемости параметров и порядка их включения в модель преобладающее влияние на удельный коэффициент продуктивности скважин значений забойного давления, пластового давления и обводненности продукции. Исследование динамики изменения накопленного коэффициента множественной корреляции при построении статистических моделей позволило выделить диапазоны (области) изменения значений удельного коэффициента продуктивности скважин, для которых характерны индивидуальные взаимосвязи с геолого-промысловыми параметрами, описанные соответствующими математическими зависимостями. Разработанные модели характеризуются высокой работоспособностью, что подтверждается их статистическими оценками при сопоставлении прогнозных и фактических значений удельного коэффициента продуктивности скважин. Сформированы критерии применимости моделей для условий карбонатных коллекторов нефтяных месторождений. Результаты исследования могут использоваться для обоснования и регулирования технологических режимов эксплуатации скважин, планирования программ оптимизационных мероприятий.

Ключевые слова: коэффициент продуктивности скважины, карбонатный коллектор, пластовое давление, забойное давление, обводненность

Для цитирования: Новиков В.А., Мартюшев Д.А. (2024). Исследование влияния параметров эксплуатации скважин залежи нефти карбонатного коллектора на коэффициент продуктивности с применением статистических методов анализа. *Георесурсы,* 26(4), с. 187–199. https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.10

1. Введение

Коэффициент продуктивности скважин является одним из основных параметров при разработке карбонатных коллекторов нефтяных месторождений, оказывающим существенное влияние на процесс извлечения запасов углеводородов из недр (Al-Rbeawi, 2018; Maschio, Schiozer, 2023; Al-Kabbawi, 2024). Этот коэффициент с физической точки зрения характеризует суточный приток пластовой

* Ответственный автор: Дмитрий Александрович Мартюшев
e-mail: martyushevd@inbox.ru

© 2024 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

жидкости (Q, м^3/сут) к забою скважины при изменении депрессии ΔP (разницы между пластовым ($P_{пл}$, МПа) и забойным давлениями ($P_{заб}$, МПа)) на единицу давления (Лысенко, 2009). Формула для определения коэффициента продуктивности скважины ($K_{прод}$, м^3/(сут·МПа)) имеет следующий вид (Дорфман, Туфанова, 2019):

$$K_{\text{прод}} = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{Q}{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}} \quad (1)$$

На практике оценка показателя осложняется его отклонением от линейной зависимости по мере изменения геолого-физических и технологических условий фильтрации, что особенно актуально в отношении карбонатных коллекторов (Liu et al., 2023; Jia et al, 2024).

На сегодняшний день существует множество способов, с помощью которых можно оценить коэффициент продуктивности скважин: это аналитические представления (Hagoort, 2011; Hu et al., 2017; Naik et al., 2018; Maschio, Schiozer, 2023; Zhang et al., 2023); интегрированные подходы (Al-Rbeawi, 2019; Hui et al., 2023); графоаналитические методы (Давлетбакова и др., 2021; Закиров и др., 2023); методы аналогий и косвенных данных (Мухаметшин, 2011); машинное обучение (Бахитов, 2019; Ramah et al., 2022; Nwanwe et al., 2023; Wen et al., 2023; Jia et al., 2024). Нефтедобывающими предприятиями оценка показателя, как правило, проводится с учетом результатов проведенных комплексных гидродинамических исследований (Левченко и др., 2023).

В отечественных и зарубежных исследованиях отмечен ряд факторов, влияющих на продуктивность скважин. Их можно разделить на группы: фильтрационно-емкостные свойства коллектора (Hagoort, 2008; Борхович, Натаров, 2018; Мартюшев, Зайцев, 2019; Козубовский, Кузьмина, 2022; Рябоконь и др., 2024; Сокотущенко, 2023; Zhang et al., 2024); свойства флюида (Мухаметшин, др., 2021; Грачев и др., 2022; Maschio, Schiozer, 2023); степень кольматации пустотного пространства коллектора (Tang et al., 2002; Huseynov et al., 2017; Al-Rbeawi, Kadhim, 2020; Al-Kabbawi, 2024); изменение пластового и забойного давлений (Лысенко, 2009; Поплыгин и др., 2016; Al-Rbeawi, Kadhim, 2017; Мартюшев, 2021; Филиппов и др., 2022; Дьячков и др., 2023); процессы деформации коллектора (Попов и др., 2022) и разгазирования пластовой нефти (Galkin et al., 2021). Отметим, что значительная часть известных нам работ посвящена, как правило, одной из перечисленных выше групп параметров, оказывающих влияние на продуктивность добывающих скважин, главным образом величине забойного давления относительно давления насыщения нефти газом, снижение которого в карбонатных коллекторах может привести к необратимым изменениям их пустотного пространства (Мартюшев, 2020; He et al., 2025).

Актуальным направлением исследований в области добычи нефти остается определение комплексного влияния геологических и технологических факторов на добывные возможности скважин, в том числе с использованием фактических накопленных материалов в ходе разработки месторождений. В связи с этим цель настоящей работы состоит в повышении эффективности эксплуатации добывающих скважин залежи нефти карбонатного коллектора на основании результатов оценки и учета при формировании технологических решений взаимосвязей между коэффициентом продуктивности и геолого-промысловыми параметрами с применением статистических методов анализа.

В соответствии с поставленной целью работы сформулированы следующие основные задачи:

- оценка влияния геолого-промысловых параметров на продуктивность добывающих скважин с применением методов математической статистики;
- разработка статистических моделей для математического описания коэффициента продуктивности скважин на основании фактических геолого-промысловых параметров;
- формирование критериев применимости разработанных статистических моделей для условий карбонатных коллекторов нефтяных месторождений.

2. Геолого-физическая характеристика и состояние разработки исследуемого объекта

Настоящее исследование выполнено на примере объекта разработки C_2b–C_1s одного из месторождений Пермского края, сложенного нефтенасыщенными продуктивными пластами башкирско-серпуховского возраста. Его краткая геолого-физическая характеристика представлена в табл. 1.

К башкирско-серпуховским карбонатным отложениям приурочена одна пластовая нефтяная залежь, подстилаемая водой. Размеры залежи – 2,3 × 2,7 км, высота – 65,5 м. Геологическое строение объекта – сложное. Общая толщина пласта в пределах залежи меняется от 5,2 до 65,2 м, колебания эффективной толщины – от 1,0 до 28,7 м. По разрезу выделяется от 1 до 34 проницаемых прослоев толщиной 0,2–5,4 м (65% скважин включает от 10 до 19 прослоев, средняя расчлененность в целом по объекту – 14,8 ед.). Значение коэффициента песчанистости по скважинам варьирует в узком диапазоне от 0,30 до 0,45 д. ед.,

Параметр	Среднее значение
Тип залежи	Пластовая, подстилаемая водой
Литология коллектора	Карбонатный (известняки, доломиты)
Глубина залегания кровли пласта, м	1824
Начальное пластовое давление, МПа	19,1
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	13,3
Проницаемость, × 10^{-3} мкм^2	63
Пористость, %	11
Коэффициент песчанистости, д. ед.	0,37
Расчлененность, ед.	14,8
Плотность пластовой нефти, кг/м^3	795
Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с	2,7
Давление насыщения нефти газом, МПа	13,6
Газосодержание, м^3/т	96,8
Содержание парафина, %	3,3

Табл. 1. Геолого-физическая характеристика объекта C_2b–C_1s

в среднем составляя 0,37 д. ед., что осложняет разработку объекта. В литологическом отношении объект C_2b–C_1s представлен пористыми известняками и доломитами, перекрытыми глинами нижней части верейского горизонта и плотными карбонатами верхней части башкирского яруса, по фильтрационно-емкостным свойствам является среднепроницаемым и среднепористым. Пластовая нефть особо легкая, парафинистая, незначительной вязкости.

Разработка объекта C_2b–C_1s ведется на протяжении 22 лет, в течение первых восьми лет – на естественном режиме единичными скважинами (рис. 1). Разработка залежи с формированием приконтурной системы заводнения включала следующие мероприятия: эксплуатационное бурение, ввод добывающих скважин под закачку и переводы скважин с нижележащих горизонтов, что обусловило достижение максимумов по добыче нефти и жидкости на 12–15-е годы разработки (до 71 и 106 тыс. т соответственно). На протяжении пяти последних лет система разработки не менялась, действующий фонд составляет 13 добывающих и 8 нагнетательных скважин.

Разработка объекта ведется достаточно эффективно: степень выработки извлекаемых запасов нефти составляет 62% при среднегодовой обводненности продукции скважин, равной 42%. Совмещенная карта текущего состояния разработки объекта C_2b–C_1s и распределения плотности остаточных извлекаемых запасов нефти приведена на рис. 2. Текущие дебиты добывающих скважин по нефти варьируют от 0,1 до 38,7 т/сут, жидкости – от 0,2 до 46,8 м^3/сут, объемная обводненность – от 1,9% до 96,9%. Основные остаточные извлекаемые запасы нефти локализованы в северной, центральной и южной частях залежи, в районах с наличием пробуренного фонда скважин, *количественная оценка плотности распределения запасов не приводится в связи с конфиденциальностью данной информации.* Накопленная эффективная компенсация отборов жидкости закачкой составляет 99%. С учетом приконтурного характера реализованной системы заводнения на объекте на сегодняшний день отмечается широкий интервал изменения пластового давления в зоне дренирования добывающих скважин – от 9,1 до 21,9 МПа при среднем значении 17,8 МПа.

Принимая во внимание факт снижения уровней добычи нефти и жидкости при постоянном фонде скважин (до 46 и 80 тыс. т соответственно на последний год разработки), целесообразно было изучить динамику изменения продуктивности скважин. Для определения коэффициентов продуктивности скважин по жидкости на протяжении всего периода разработки рассматриваемого объекта привлечены материалы гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методом восстановления давления (уровня). Для приведения коэффициентов продуктивности всех добывающих скважин по жидкости в единое поле значений проведен пересчет этого показателя в удельный вид ($K_{прод.уд}$, м^3/(сут·МПа·м)) с учетом вскрытой работающей нефтенасыщенной толщины пласта по данным потокометрии на дату проведения каждого соответствующего гидродинамического исследования. Полученные результаты представлены на рис. 3.

Из рис. 3 видно, что на протяжении всего периода разработки карбонатного объекта C_2b–C_1s удельный

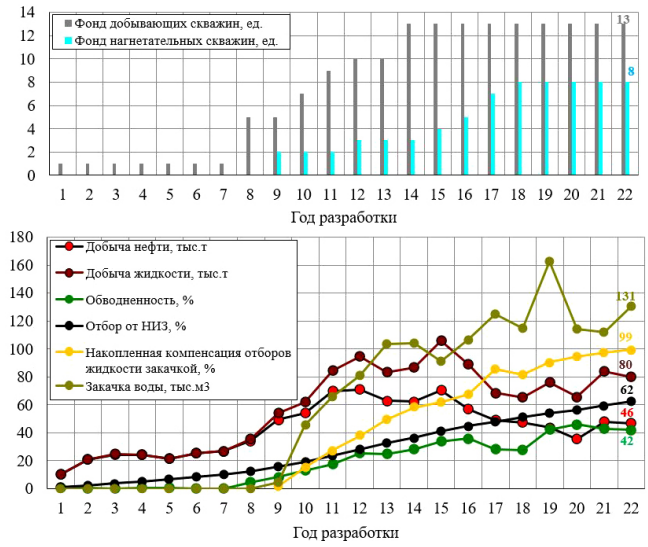

Рис. 1. График разработки объекта C_2b–C_1s

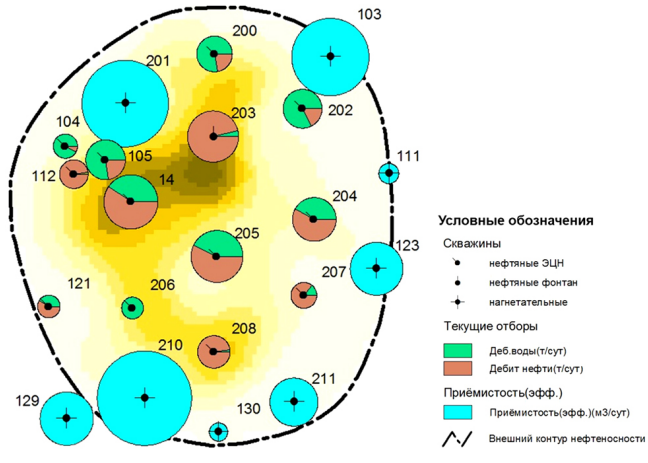

Рис. 2. Совмещенная карта текущего состояния разработки объекта C_2b–C_1s и распределения плотности остаточных запасов нефти

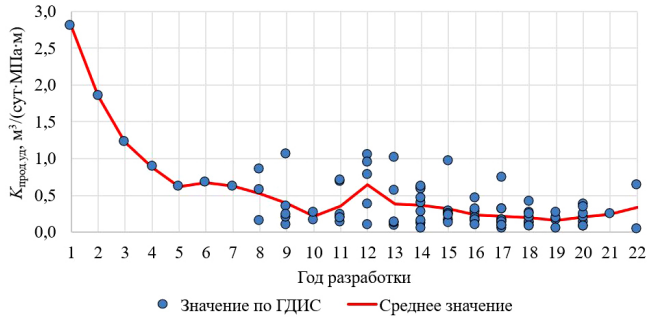

Рис. 3. Динамика изменения удельного коэффициента продуктивности скважин по жидкости на объекте C_2b–C_1s

коэффициент продуктивности добывающих скважин по жидкости снижается с достижением минимальных значений в последние пять лет. Этот факт потребовал проведения статистического анализа промысловых данных для выявления факторов, определяющих полученные результаты, и их учета для повышения эффективности эксплуатации фонда скважин.

3. Материалы и методы

3.1. Геолого-промысловые исследования

В качестве исходной информации для анализа использованы материалы гидродинамических и промыслового-геофизических исследований, при обработке которых определены показатель эффективности – удельный коэффициент продуктивности скважины по жидкости ($K_{прод.уд}$, м^3/(сут·МПа·м)); геолого-промысловые параметры – забойное давление ($P_{заб}$, МПа), текущее пластовое давление ($P_{пл}$, МПа), скин-фактор (S, ед.), газовый фактор (G, м^3/т), объемная обводненность продукции скважины (W, %). Интерпретация кондиционных материалов гидродинамических исследований произведена в модуле Saphir программного продукта KAPPA Workstation (KAPPA Engineering, Франция). Газовый фактор оценен расчетным путем с учетом результатов прямых замеров, выполненных с помощью мобильной передвижной установки «АСМА-Т» (ООО «СОЗАиТ», Россия). Для каждого из параметров использовались данные по 91 наблюдению, полученному с 15 скважин в течение всего периода разработки объекта C_2b–C_1s (табл. 2).

Параметр	Количество наблюдений, ед.	Значение*
$K_{прод.уд}$, м^3/(сут·МПа·м)	91	$\frac{0{,}036 - 2{,}796}{0{,}383 \pm 0{,}415}$
$P_{заб}$, МПа		$\frac{1{,}2 - 19{,}7}{7{,}0 \pm 4{,}0}$
$P_{пл}$, МПа		$\frac{7{,}2 - 23{,}2}{15{,}8 \pm 3{,}1}$
S, ед.		$\frac{-6{,}6 - 32{,}5}{0{,}3 \pm 7{,}0}$
G, м^3/т		$\frac{20{,}6 - 248{,}7}{82{,}1 \pm 43{,}5}$
W, %		$\frac{0{,}0 - 96{,}4}{25{,}7 \pm 29{,}0}$

*Табл. 2. Характеристика параметров, определенных по результатам гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин. *Числитель – интервал изменения значений параметра, знаменатель – среднее значение параметра*

Представленные геолого-промысловые параметры в процессе разработки нефтяной залежи динамически меняются в зависимости от технологических режимов скважин, что должно, с теоретической точки зрения, способствовать изменению продуктивности скважин. Заметим, что параметры, характеризующие неоднородность коллектора (например, расчлененность и коэффициент песчанистости), не используются в ходе анализа из-за их статичности, обусловленной приуроченностью всех скважин к одному объекту разработки. Как следствие, значения этих параметров варьируют в узком диапазоне для значительной части фонда скважин, что не позволяет оценить степень их влияния на коэффициент продуктивности.

3.2. Методы математической статистики

В ряде работ (Галкин и др., 2019; Ponomareva et al., 2021) отмечено, что применение методов математической статистики позволяет эффективно решать задачи в области разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Их использование ограничивается только требованием к наличию достаточного количества промысловых данных высокого качества. Представительная выборка фактических наблюдений (N = 91) по каждому из изучаемых параметров, представленных в табл. 2, позволяет выполнить статистическую обработку материалов для выявления факторов, оказывающих влияние на продуктивность скважин в условиях карбонатного коллектора. Расчеты выполнены в программном продукте Statistica (TIBCO, США, https://www.statsoft.de/en/data-science-applications/tibco-statistica/).

Теснота связи между рассматриваемыми параметрами и ее направление устанавливаются на основе корреляционного анализа, который предусматривает проведение специальных расчетов для определения коэффициента корреляции Пирсона r при заданном уровне значимости p = 0,05 (Галкин и др., 2019). Этот метод получил распространение для оценки корреляций не только между зависимой (в настоящей статье это показатель эффективности $K_{прод.уд}$) и независимыми переменными (это геолого-промысловые параметры: $P_{заб}$, $P_{пл}$, S, G, W), но и непосредственно между независимыми переменными. После завершения расчетов коэффициентов корреляции для всех «пар» переменных результаты объединяются в таблицу – корреляционную матрицу, где на пересечении соответствующих строк и столбцов указываются связи между параметрами как по силе, так и по направлению (Ponomareva et al., 2021).

Для описания взаимосвязей коэффициента продуктивности скважин по жидкости с рассматриваемыми геолого-промысловыми параметрами используется пошаговый регрессионный анализ (Галкин, Колтырин, 2019; Щербаков и др., 2019). Применение метода позволяет получить многомерную зависимость между зависимым показателем и рядом независимых параметров, оказывающих на него единовременное (комплексное) влияние (Галкин, Колтырин, 2019; Галкин и др., 2019). Построение этих многомерных зависимостей (моделей) позволяет не только научно обосновать набор параметров, оказывающих влияние на показатель эффективности, но и изучить приоритетность (порядок) и направление этого влияния (Щербаков и др., 2019). В общем виде порядок включения независимых переменных в модель при пошаговом регрессионном анализе следующий: на первом шаге в нее заносится параметр, оказывающий наибольшее влияние на показатель эффективности, на втором – оказывающий меньшее влияние, чем предыдущий, но большее, чем все другие независимые параметры в составе выборки. Регрессионные коэффициенты определяются с помощью метода наименьших квадратов. По мере включения параметров в многомерную модель дополнительно оценивается их вклад в коэффициент множественной корреляции R, являющийся характеристикой ее достоверности, при заданном уровне значимости p = 0,05.

4. Результаты и их обсуждение

4.1. Оценка влияния геолого-промысловых параметров на продуктивность скважин на основе корреляционного анализа

Для выявления основных зависимостей между удельным коэффициентом продуктивности скважин по жидкости и геолого-промысловыми параметрами построена корреляционная матрица (табл. 3).

В результате анализа корреляционной матрицы установлена только одна статистически значимая прямая связь $K_{прод.уд}$ с геолого-промысловыми параметрами – с забойным давлением при r = 0,49. Все другие корреляции показателя эффективности с $P_{пл}$, S, G, W – слабые, статистически не значимые (r меняется от –0,02 до 0,04). При этом наблюдается наличие значимых корреляций непосредственно между геолого-промысловыми параметрами, а именно прямые связи текущего пластового давления с забойным давлением (r = 0,46), скин-фактором (r = 0,22) и газовым фактором (r = 0,37).

Стоит отметить, что все линейные корреляции, представленные в табл. 3, получены для полной выборки наблюдений и не учитывают, например, вероятные взаимосвязи параметров при различных диапазонах их значений. В связи с этим выполнен более детальный анализ зависимостей между $K_{прод.уд}$ и $P_{заб}$, $P_{пл}$, S, G, W на основе подхода, используемого другими исследователями при решении схожих задач (Щербаков и др., 2019). Полная выборка данных ранжирована по убыванию значений $K_{прод.уд}$, после чего построена зависимость между пятью максимальными значениями показателя эффективности и соответствующими им значениями параметров $P_{заб}$, $P_{пл}$, S, G, W в отдельности с определением коэффициента корреляции r. По аналогии по нарастающей выборке до N = 91 построены последующие зависимости, после чего выполнен анализ динамики изменения накопленного коэффициента r для каждого геолого-промыслового параметра. Обобщенные результаты применения подхода применительно к параметрам $P_{заб}$, $P_{пл}$, S, G, W представлены на рис. 4.

Параметр	$K_{прод.уд}$	$P_{пл}$	$P_{заб}$	S	G	W
$K_{прод.уд}$	1,00	–0,02	0,49	–0,02	0,00	0,04
$P_{пл}$		1,00	0,46	0,22	0,37	0,13
$P_{заб}$			1,00	0,09	0,17	0,01
S				1,00	–0,02	0,18
G					1,00	0,05
W						1,00

Табл. 3. Корреляционная матрица. Примечание: красным цветом показаны статистически значимые корреляции ($p < 0,05$)

Особый интерес представляет зависимость, представленная на рис. 4б, согласно которой практически для всего диапазона $K_{прод.уд}$ отмечается обратная связь с пластовым давлением, хотя теоретически лучшее энергетическое состояние пласта должно способствовать повышению добывных возможностей скважин (Поплыгин и др., 2016). Это объясняется сложным геологическим строением рассматриваемой залежи: объект неоднородный, сильно расчлененный, с различным распределением нефтенасыщенных толщин. Все пропластки приурочены к единому объекту разработки и, соответственно, совместно вскрыты перфорацией. Как следствие, процесс дренирования запасов в таких условиях отличается от процесса в условиях для однородного пласта: для каждого из пропластков характерны индивидуальные продуктивные и энергетические характеристики, соотношение и степень проявления которых в пластовой системе динамично меняются на протяжении разработки. Из-за технологических особенностей проведения гидродинамических исследований (как правило, изучается вскрытый перфорацией интервал пласта целиком, в том числе с целью минимизации потерь добычи нефти) дифференциация и детальный анализ продуктивных и энергетических характеристик отдельных пропластков в настоящей статье не представляются

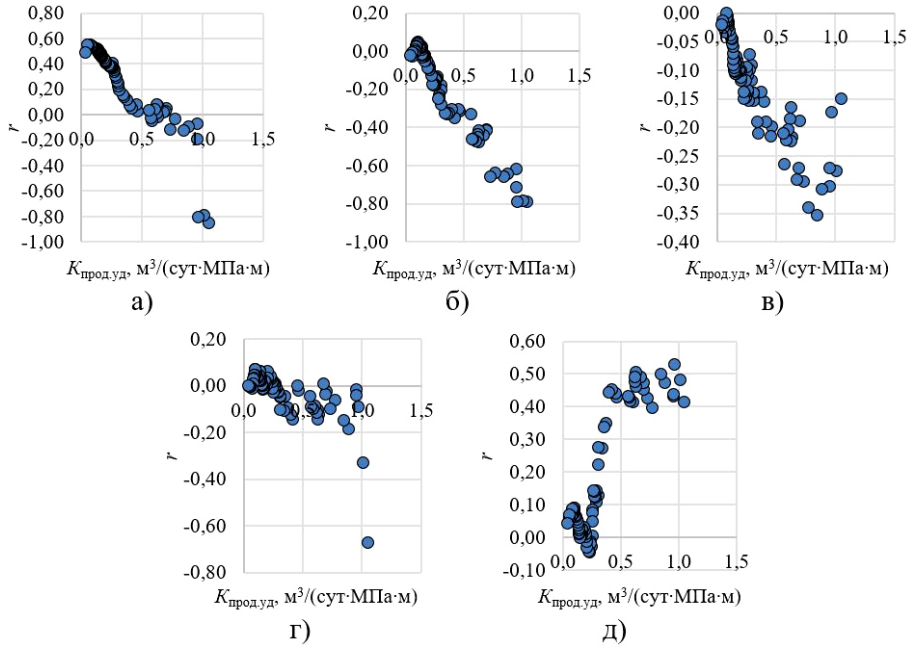

Рис. 4. Динамика изменения накопленного коэффициента корреляции r между $K_{прод.уд}$ и геолого-промысловым параметром: а) $P_{заб}$; б) $P_{пл}$; в) S; г) G; д) W

возможным. Однако полученные по результатам интерпретации материалов гидродинамических исследований значения пластового давления достоверно отражают энергетическое состояние продуктивного пласта в целом в зонах дренирования скважин, являются кондиционными, что подразумевает целесообразность их учета при проведении статистического анализа.

Следует отметить, что для условий рассматриваемой нефтяной залежи влияние факта снижения пластового и забойного давлений в добывающих скважинах ниже давления насыщения нефти газом ($P_{нас}$) на продуктивность добывающих скважин не отмечается. В частности, средние значения $K_{прод.уд}$ статистически не отличаются ($p > 0,05$) при различных $P_{пл}$ *и* $P_{заб}$ относительно $P_{нас}$ (табл. 4), что установлено с помощью *t*-критерия Стьюдента при критическом $p = 0,05$ (Галкин и др., 2019). Поэтому влияние снижения пластового и забойного давлений ниже давления насыщения нефти газом на продуктивность скважин далее не рассматривается.

Из рис. 4 видно, что коэффициенты *r* по мере уменьшения $K_{прод.уд}$ для всех геолого-промысловых параметров изменяются в широком диапазоне: для $P_{заб}$ – от –0,85 до 0,55; для $P_{пл}$ – от –0,79 до 0,05; для *S* – от –0,35 до 0,00; для *G* – от –0,67 до 0,07; для *W* – от –0,05 до 0,53. Полученные результаты указывают на необходимость проведения дальнейшего анализа для определения степени влияния геолого-промысловых параметров на величину $K_{прод.уд}$ по причине невозможности сделать корректные выводы о наличии или отсутствии взаимосвязей только на основании данных в составе корреляционной матрицы. Это возможно сделать с помощью проведения пошагового регрессионного анализа на базе построения многомерных статистических моделей.

4.2. Оценка влияния геолого-промысловых параметров на продуктивность скважин на основе пошагового регрессионного анализа

Для выделения геолого-промысловых параметров, оказывающих комплексное влияние на продуктивность скважин в условиях карбонатного коллектора, методом пошагового регрессионного анализа с включением переменных построена многомерная статистическая модель для всей имеющейся выборки наблюдений ($N = 91$):

$$K^{M1}_{прод.уд} = 0,066 \cdot P_{заб} - 0,041 \cdot P_{пл} + 0,573 \qquad (2)$$

при $R = 0,560$; $p < 10^{-5}$.

Это уравнение включает в себя только два параметра – забойное давление (прямая связь) и текущее пластовое давление (обратная связь). Изменение коэффициента множественной корреляции по мере включения геолого-промысловых параметров в модель происходило в соответствии с уравнением регрессии (слева направо): $R = 0,487; 0,560$. Соответственно, первоочередное влияние на $K_{прод.уд}$ оказывает величина забойного давления.

Каждая статистическая модель применима только в интервале значений соответствующих параметров, использованных для ее построения. В частности, модель (2) применима при следующих условиях: $P_{заб} = 1,2–19,7$ МПа, $P_{пл} = 7,2–23,2$ МПа. Тем не менее модель (2) характеризуется невысоким коэффициентом множественной корреляции ($R = 0,560$) и, как следствие, недостаточно точно описывает величину $K_{прод.уд}$.

По мере снижения удельного коэффициента продуктивности скважин преобладающее влияние на его величину могут оказывать различные геолого-промысловые параметры. Для изучения этого вопроса используется подход, согласно которому выборка данных ранжируется по $K_{прод.уд}$ в порядке убывания, после чего методом пошагового регрессионного анализа строится первая многомерная модель между пятью максимальными значениями $K_{прод.уд}$ и соответствующими им геолого-промысловыми параметрами с определением коэффициента множественной корреляции *R*. Аналогично по нарастающей выборке выполняется построение всех последующих зависимостей до минимального значения $K_{прод.уд}$ при $N = 91$, после чего исследуются все разработанные модели. С применением описанного подхода построено 87 статистических моделей, проведен анализ встречаемости в их составе геолого-промысловых параметров (рис. 5а). Основными параметрами, входящими в многомерные модели, являются $P_{заб}$ (частота включения – 0,943 д. ед, представлен в 82 моделях), *W* (частота – 0,897 д. ед., 78 моделей) и $P_{пл}$ (частота – 0,885 д. ед., 77 моделей). Параметры *S* и *G* встречались только в нескольких моделях (частота включения – 0,184 и 0,092 д. ед. соответственно).

Принимая во внимание тот факт, что при построении многомерных моделей важное значение имеет порядок включения того или иного параметра в зависимость (Щербаков и др., 2019), выполнен соответствующий анализ, результаты которого обобщены в графическом виде на рис. 5б. Отмечается явная очередность (приоритетность) включения нескольких геолого-промысловых параметров в статистическую модель. Так, $P_{заб}$ является доминирующим параметром, оказывающим основное влияние на величину $K_{прод.уд}$ (порядок 1 в 62 моделях), второстепенное влияние при этом оказывают $P_{пл}$ (порядок 2 в 57 моделях) и *W* (порядок 3 в 64 моделях).

На основании анализа частот встречаемости и порядка включения геолого-промысловых параметров в многомерные статистические модели можно отметить наибольшее влияние на величину $K_{прод.уд}$ трех параметров: забойного

Параметр	N_1, ед. (менее $P_{нас}$)	N_2, ед. (более $P_{нас}$)	Среднее значение $K_{прод.уд}$, м³/(сут·МПа·м) (менее $P_{нас}$)	Среднее значение $K_{прод.уд}$, м³/(сут·МПа·м) (более $P_{нас}$)	$\frac{t}{p}$
$P_{пл}$	16	75	0,391 ± 0,663	0,382 ± 0,347	$\frac{0,086}{0,932}$
$P_{заб}$	84	7	0,363 ± 0,415	0,631 ± 0,344	$\frac{-1,658}{0,101}$

Табл. 4. Результаты сопоставления средних значений $K_{прод.уд}$ при различных $P_{пл}$ и $P_{заб}$ относительно $P_{нас}$ с использованием t-критерия Стьюдента (при p = 0,05)

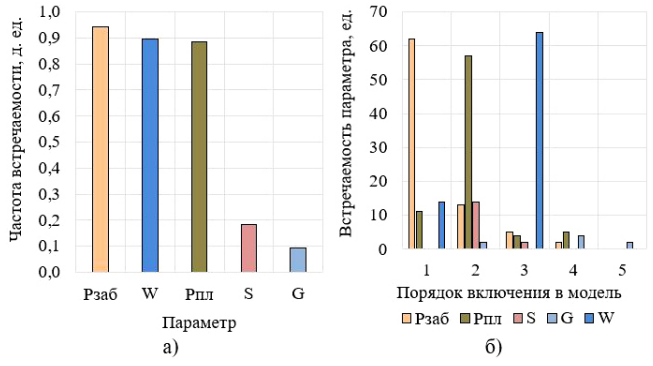

Рис. 5. Результаты анализа встречаемости геолого-промысловых параметров в многомерных статистических моделях для оценки $K_{прод.уд}$: а) частота встречаемости; б) порядок включения параметров в модель

давления, пластового давления и обводненности продукции (частота встречаемости в моделях превышает 0,88 д. ед. при порядке включения от первого до третьего соответственно).

Следующим шагом стало построение зависимости между накопленным коэффициентом множественной корреляции R и $K_{прод.уд}$ (рис. 6) для визуализации и последующего выделения диапазонов (областей) изменения удельного коэффициента продуктивности скважин, для которых, вероятно, характерны индивидуальные взаимосвязи с исследуемыми геолого-промысловыми параметрами.

Из анализа рис. 6 видно, что отчетливо выделяются следующие три области:

- область I, где $K_{прод.уд}$ меняется от 2,796 до 0,733 м³/(сут·МПа·м), характеризуется наиболее высоким значением R с низким темпом его изменения;
- область II, где $K_{прод.уд}$ меняется изменяется от 0,632 до 0,224 м³/(сут·МПа·м), характеризуется интенсивным снижением R;
- область III, где $K_{прод.уд}$ меняется от 0,203 до 0,036 м³/(сут·МПа·м), характеризуется изменением тренда R с отрицательного на положительный.

Для каждого из выделенных диапазонов изменения $K_{прод.уд}$ с помощью построения многомерных

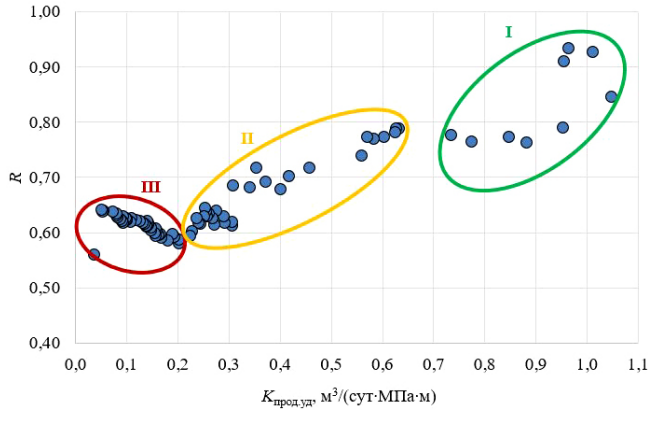

Рис. 6. Динамика изменения накопленного коэффициента множественной корреляции R при построении многомерных моделей для оценки $K_{прод.уд}$ (справа налево): область I – $K_{прод.уд}$ = 2,796–0,733 м³/(сут·МПа·м); область II – $K_{прод.уд}$ = 0,632–0,224 м³/(сут·МПа·м); область III – $K_{прод.уд}$ = 0,203–0,036 м³/(сут·МПа·м)

статистических моделей дано математическое описание: область I описана соотношением (3), область II – (4), область III – (5).

Область I:

$$K^{M2.1}_{прод.уд} = -0{,}350 \cdot P_{пл} + 0{,}114 \cdot P_{заб} + 5{,}431 \quad (3)$$

при R = 0,863; p = 0,0038.

В области I параметром, оказывающим основное влияние на $K_{прод.уд}$, является $P_{пл}$ (обратная связь), что подтверждается его первоочередным порядком включения в модель. Изменение коэффициента множественной корреляции по мере включения геолого-промысловых параметров в модель происходило в соответствии с уравнением регрессии (слева направо): R = 0,659; 0,863. Модель (3) применима при следующих условиях: $P_{пл}$ = 11,6–18,0 МПа; $P_{заб}$ = 5,9–14,8 МПа.

Область II:

$$K^{M2.2}_{прод.} = 0{,}020 \cdot P_{заб} - 0{,}002 \cdot W - 0{,}005 \cdot S - \\ - 0{,}001 \cdot G + 0{,}334 \quad (4)$$

при R = 0,714; p = 0,0007.

В области II зависимость $K_{прод.уд}$ от геолого-промысловых параметров более сложная, отмечена комплексная взаимосвязь его величины с $P_{заб}$ (прямая связь), W, S и G (все – обратная связь), что указывает на важную роль процессов продвижения фронта воды, кольматации коллектора и разгазирования нефти на продуктивные свойства скважин. Изменение коэффициента множественной корреляции по мере включения геолого-промысловых параметров в модель происходило в соответствии с уравнением регрессии (слева направо): R = 0,526; 0,656; 0,699; 0,714. Модель (4) применима при следующих условиях: $P_{заб}$ = 1,2–19,7 МПа; W = 0,0–94,8 %; S = –6,5…32,5 ед.; G = 24,3–248,7 м³/т.

Область III:

$$K^{M2.3}_{прод.уд} = -0{,}006 \cdot P_{пл} - 0{,}005 \cdot P_{заб} + 0{,}240 \quad (5)$$

при R = 0,695; $p < 10^{-5}$.

Область III характеризуется минимальными значениями $K_{прод.уд}$, на значения которых оказывают влияние как $P_{пл}$ (обратная связь), так и $P_{заб}$ (также обратная связь). Это, вероятно, свидетельствует о слабой гидродинамической связи скважин, относящихся к данной группе, с областью питания (прекращение притока жидкости из отдельных участков пласта по мере увеличения забойного давления в скважине). Изменение коэффициента множественной корреляции по мере включения геолого-промысловых параметров в модель происходило в соответствии с уравнением регрессии (слева направо): R = 0,611; 0,695. Модель (5) применима при следующих условиях: $P_{пл}$ = 7,9–20,5 МПа; $P_{заб}$ = 3,2–19,5 МПа.

В целом выполненная дифференциация исходной выборки данных для построения многомерных моделей, описывающих величину $K_{прод.уд}$ на основе параметров эксплуатации скважин, позволила построить три качественные статистически значимые зависимости: R = 0,695–0,863 при $p < 0{,}05$. Сопоставление модельных и фактических значений $K_{прод.уд}$ как до дифференциации исходной выборки (уравнение (2), модель М1), так и после нее (уравнения (3)–(5), модели М2.1–М2.3) приведено на рис. 7.

Совместное рассмотрение соотношений (3)–(5) позволило несколько улучшить качество оценки $K_{прод.уд}$

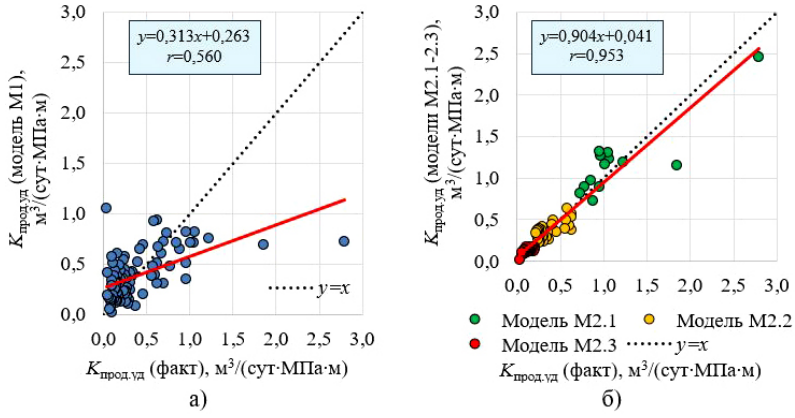

Рис. 7. Сопоставление прогнозных (модельных) и фактических значений $K_{прод.уд}$: а) полная выборка наблюдений (модель М1); дифференциация выборки наблюдений (модели М2.1–М2.3)

по известным геолого-промысловым параметрам относительно уравнения (2), на что указывает как значение коэффициента корреляции r (0,953 против 0,560), так и угловых коэффициентов (0,904 против 0,313). Кроме того, дифференциация выборки наблюдений на области I–III позволила снизить среднюю абсолютную погрешность оценки $K_{прод.уд}$ с 0,208 до 0,079 м^3/(сут·МПа·м), относительную погрешность – с более чем 100 до 22,3%.

С учетом геологических особенностей рассмотренного в статье объекта разработки C_2b–C_1s и полученных математических зависимостей сформированы критерии применимости статистических моделей для условий карбонатных коллекторов нефтяных месторождений (табл. 5).

Таким образом, статистический анализ материалов, полученных в течение периода разработки нефтяной залежи одного из месторождений Пермского края, позволил не только выявить и ранжировать основные геолого-промысловые параметры, оказывающие влияние на добывные возможности скважин в карбонатном коллекторе, но и оценить направление этих связей, а также выполнить математическое описание значений удельного коэффициента продуктивности скважин по жидкости при различных диапазонах изменения этого показателя. Полученные в ходе исследования результаты позволяют принимать эффективные технологические решения как на стадии проектирования разработки, так и на стадии эксплуатации реальных добывающих скважин в карбонатных коллекторах, соответствующих сформированным критериями применимости статистических моделей. В частности, выявленные закономерности могут быть использованы при формировании технологических режимов эксплуатации скважин для обоснования их начальных или регулирования текущих параметров, а также для планирования и своевременной реализации оптимизационных программ геолого-технических мероприятий.

Заключение

В ходе исследования получены следующие основные выводы и результаты.

1. Применение методов математической статистики позволило установить и исследовать основные закономерности между продуктивностью добывающих скважин и геолого-промысловыми параметрами, характеризующими состояние разработки карбонатного

Параметр		Диапазон применимости
Общие геологические критерии (фактические данные объекта C_2b–C_1s)		
Тип нефтяной залежи		Пластовая, подстилаемая водой
Литология коллектора		Карбонатный (известняки, доломиты)
Расчлененность, ед.		1–34
Коэффициент песчанистости, д.ед.		0,30–0,45
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м		3,4–28,7
Проницаемость*, $\times10^{-3}$ мкм^2		1–270
Критерии эксплуатации скважин (по данным статистического моделирования)		
Уравнение (3) – R = 0,863; p = 0,0038: $K_{прод.уд}$ = 2,796–0,733 м^3/(сут·МПа·м)	Пластовое давление, МПа	11,6–18,0
	Забойное давление, МПа	5,9–14,8
Уравнение (4) – R = 0,714; p = 0,0007: $K_{прод.уд}$ = 0,632–0,224 м^3/(сут·МПа·м)	Забойное давление, МПа	1,2–19,7
	Обводненность, %	0,0–94,8
	Скин-фактор, ед.	–6,5…32,5
	Газовый фактор, м^3/т	24,3–248,7
Уравнение (5) – R = 0,695; $p < 10^{-5}$: $K_{прод.уд}$ = 0,203–0,036 м^3/(сут·МПа·м)	Пластовое давление, МПа	7,9–20,5
	Забойное давление, МПа	3,2–19,5

*Табл. 5. Критерии применимости статистических моделей для условий карбонатных коллекторов нефтяных месторождений. *Значение, полученное по данным ГДИС в ходе расчетов коэффициентов продуктивности скважин по жидкости*

коллектора, на примере одного из нефтяных месторождений Пермского края.

2. В результате анализа частоты встречаемости геолого-промысловых параметров и порядка их включения в многомерные статистические модели установлено, что наибольшее влияние на удельный коэффициент продуктивности добывающих скважин по жидкости оказывают три параметра: забойное давление, пластовое давление и обводненность продукции (параметры перечислены по уменьшению степени влияния).

3. Исследование динамики изменения накопленного коэффициента множественной корреляции при построении статистических моделей позволило выделить три диапазона (области) изменения удельного коэффициента продуктивности скважин, для которых характерны индивидуальные взаимосвязи с геолого-промысловыми параметрами:

• область I – $K_{\text{прод.уд}}$ составляет 2,796–0,733 м^3/(сут·МПа·м), влияющие на его величину параметры – пластовое давление (обратная связь), забойное давление (прямая связь);

• область II – $K_{\text{прод.уд}}$ составляет 0,632–0,224 м^3/(сут·МПа·м), влияющие на его величину параметры – забойное давление (прямая связь), обводненность продукции, скин-фактор и газовый фактор (обратная связь);

• область III – $K_{\text{прод.уд}}$ составляет 0,203–0,036 м^3/(сут·МПа·м), влияющие на его величину параметры – пластовое и забойное давления (обратная связь).

4. Дифференцированно построенные многомерные статистические модели в разрезе выделенных областей I–III позволили с достаточно высокой степенью достоверности воспроизвести динамику изменения $K_{\text{прод.уд}}$ на протяжении периода разработки нефтяной залежи по фактическим геолого-промысловым параметрам: совокупный коэффициент корреляции r прогнозных и фактических значений составил 0,953; средняя абсолютная и относительная погрешность оценки – 0,079 м^3/(сут·МПа·м) и 22,3% соответственно. С учетом геологических особенностей рассмотренной нефтяной залежи и полученных математических зависимостей сформированы критерии применимости статистических моделей для условий карбонатных коллекторов нефтяных месторождений.

5. Результаты исследования и подходы, используемые для обработки геолого-промысловой информации, могут быть применены на карбонатных объектах нефтяных месторождений, соответствующих сформированным критериям применимости статистических моделей, для обоснования начальных или регулирования текущих технологических режимов эксплуатации скважин, а также при планировании и реализации оптимизационных программ геолого-технических мероприятий. Перспективными направлениями дальнейших работ являются детальный анализ влияния на добывные возможности скважин в карбонатных коллекторах деформационных процессов и свойств флюида при различных геолого-технологических условиях.

Финансирование/Благодарности

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

Авторы выражают благодарность рецензентам и редакции за тщательный анализ работы и ценные комментарии, благодаря которым она была улучшена.

Литература

Бахитов Р.Р. (2019). Применение алгоритмов машинного обучения в задачах прогноза коэффициента продуктивности скважин карбонатных месторождений. *Нефтяное хозяйство*, (9), с. 82–85. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-9-82-85

Борхович С.Ю., Натаров А.Л. (2018). Влияние геолого-физических условий на продуктивность добывающих скважин. *Нефть. Газ. Новации*, (7), с. 28–30.

Галкин В.И., Пономарева И.Н., Черных И.А., Филиппов Е.В., Чумаков Г.Н. (2019). Методика определения забойного давления с использованием многомерных моделей. *Нефтяное хозяйство*, (1), с. 40–43. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-1-40-43

Галкин В.И., Колтырин А.Н. (2019). Исследование и анализ методов определения эффективности применения технологии пропантного гидроразрыва пласта. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 330(11), с. 50–58. https://doi.org/10.18799/24131830/2019/11/2347

Грачев С.И., Земцов Ю.В., Семененко А.Ф., Акинин Д.В. (2022). Исследование влияния подвижности двухфазного потока в коллекторе нижненеокомской подсвиты на снижение коэффициента продуктивности. *Нефтяное хозяйство*, (2), с. 85–87. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-2-85-87

Давлетбакова Л.А., Габитова С.И., Климов В.Ю., Шуваев Д.В., Эдельман И.Я., Шмидт С.А. (2021). Новый метод мониторинга динамики изменения коэффициента продуктивности скважин. *PROнефть. Профессионально о нефти*, 6(2), с. 33–38.

Дорфман М.Б., Туфанова О.П. (2019). Влияние создаваемых депрессий при эксплуатации скважин на изменение коэффициента продуктивности в карбонатных коллекторах. *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*, (4), с. 52–57. https://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-4(112)-52-57

Дьячков А.А., Галимов Р.Г., Фуфаев С.А. (2023). Влияние снижения забойного давления ниже давления насыщения на коэффициент продуктивности в условиях низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты на примере месторождения Шаимского района. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (10), с. 42–48. https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10(382)-42-48

Закиров Н.Н., Александров В.М., Ягафаров А.К., Спасибов В.М., Попова Ж.С. (2023). К вопросу точности оценки коэффициента продуктивности малодебитных скважин. *Нефтегазовое дело*, 21(2), с. 6–16. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-6-16

Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В. (2022). Исследование влияния процесса разработки залежи на продуктивность скважин. *PROнефть. Профессионально о нефти*, 7(2), с. 32–40. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40

Левченко И.С., Каган К.Г., Левченко В.С., Ермоловский А.В., Протасова С.А., Смолянская О.А. (2023). Опыт оценки продуктивных характеристик эксплуатационного объекта гидродинамическими и геохимическими методами. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (10), с. 57–65. https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10(382)-57-65

Лысенко В.Д. (2009). О закономерности снижения коэффициента продуктивности скважин по нефти. *Нефтепромысловое дело*, (5), с. 8–10.

Мартюшев Д.А. (2020). Оценка влияния напряженного состояния горных пород на проницаемость карбонатных коллекторов. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 331(8), с. 24–33. https://doi.org/10.18799/24131830/2020/8/2765

Мартюшев Д.А. (2021). Экспериментальное исследование влияния забойного давления добывающих скважин на выработку запасов из сложнопостроенных карбонатных коллекторов. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 332(5), с. 110–119. https://doi.org/10.18799/24131830/2021/5/3190

Мартюшев Д.А., Зайцев Р.А. (2019). Влияние петрофизических параметров рифогенных карбонатных коллекторов нефтяных месторождений турнейско-фаменских отложений Верхнего Прикамья на продуктивность добывающих скважин. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 330(11), с. 77–85. https://doi.org/10.18799/24131830/2019/11/2350

Мухаметшин В.Ш. (2011). Оценка коэффициента продуктивности залежей по косвенным данным на стадии составления первых проектных документов. *Нефтегазовое дело*, 9(3), с. 11–12.

Мухаметшин В.Ш., Кулешова Л.С., Сафиуллина А.Р. (2021). Группирование и выделение залежей нефти в карбонатных коллекторах по продуктивности на стадии проведения геолого-разведочных работ. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 332(12), с. 43–51. https://doi.org/10.18799/24131830/2021/12/2982

Поплыгин В.В., Уирсигроч М., Павловская Е.Е. (2016). Прогнозирование изменения коэффициентов продуктивности скважин в башкирско-серпуховских отложениях месторождений севера Пермского края. *Нефтяное хозяйство*, (10), с. 78–81.

Попов С.Н., Чернышов С.Е., Гладких Е.А. (2022). Влияние деформаций терригенного коллектора в процессе снижения забойного и пластового давления на изменение проницаемости и продуктивности скважины. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 333(9), с. 148–157. https://doi.org/10.18799/24131830/2022/9/3640

Рябоконь Е.П., Турбаков М.С., Гладких Е.А., Кожевников Е.В., Гузев М.А. (2024). Восстановление проницаемости горной породы, ухудшенной жидкостью глушения скважин, с помощью ультразвуковых колебаний: экспериментальные исследования. *Георесурсы*, 26(1), с.118–126. https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.10

Сокотущенко В.Н. (2023). Определение удельных коэффициентов продуктивности и дебита группы скважин с учётом неоднородности призабойной зоны пласта. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (3), с. 41–45. https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-3(375)-41-45

Филиппов Е.В., Захаров Л.А., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. (2022). Воспроизведение пластового давления методами машинного обучения и исследование его влияния на процесс образования трещин при гидравлическом разрыве пласта. *Записки Горного института*, 258, с. 924–932. https://doi.org/10.31897/PMI.2022.103

Щербаков А.А., Хижняк Г.П., Галкин В.И. (2019). Прогнозирование коэффициента продуктивности скважин с боковым стволом (на примере Уньвинского месторождения). *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 330(5), с. 93–99. https://doi.org/10.18799/24131830/2019/5/272

Al-Kabbawi F.A.A. (2024). Simple pseudo-steady state productivity index correlations for infinite-conductivity horizontal wells based on a rigorous, semi-analytical model. *Geoenergy Science and Engineering*, 233, 212534. https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212534

Al-Rbeawi S. (2019). Integrated deterministic approaches for productivity index of reservoirs depleted by horizontal wells and undergone multiphase flow conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 64, pp. 152–174. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.01.024

Al-Rbeawi S., Kadhim F. (2017). The impact of hydraulic flow unit & reservoir quality index on pressure profile and productivity index in multi-segments reservoirs. *Petroleum*, 3(4), pp. 414–430. https://doi.org/10.1016/j.petlm.2017.05.004

Al-Rbeawi S., Kadhim F.S. (2020). Practical solution for stabilized pseudo-steady state productivity index of multiple vertical wells depleting closed reservoirs. *Petroleum*, 6(1), pp. 53–69. https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.10.002

Al-Rbeawi S. (2018). The optimal reservoir configuration for maximum productivity index of gas reservoirs depleted by horizontal wells under Darcy and non-Darcy flow conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 49, pp. 179–193. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.11.012

Galkin V.I., Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Chernykh I.A. (2021). Developing features of the near-bottomhole zones in productive formations at fields with high gas saturation of formation oil. *Journal of Mining Institute*, 249, pp. 386–392. https://doi.org/10.31897/PMI.2021.3.7

Hagoort J. (2008). Stabilized well productivity in double-porosity reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 11(05), pp. 940–947. https://doi.org/10.2118/110984-PA

Hagoort J. (2011). Semisteady-state productivity of a well in a rectangular reservoir producing at constant rate or constant pressure. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 14(06), pp. 677–686. https://doi.org/10.2118/149807-PA

He M., Yang Q., Asteris P.G., Zhao Q. (2025). A comparative study of three types of strength criteria for rocks. *Rock Mechanics Letters*, 2(1), 8. https://doi.org/10.70425/rml.202501.8

Hu J., Zhang Ch., Rui Z., Yu Y., Chen Zh. (2017). Fractured horizontal well productivity prediction in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 151, pp. 159–168. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.12.037

Hui G., Chen Zh., Wang Y., Zhang D., Gu F. (2023). An integrated machine learning-based approach to identifying controlling factors of unconventional shale productivity. *Energy*, 266, 126512. https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126512

Huseynov R., Babayev J., Sadikoglu K., Azizov E., Ismayilova F. (2017). Water breakthrough effect on well productivity and skin factor change. *SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition*, SPE-189033-MS. https://doi.org/10.2118/189033-MS

Jia J., Li D., Wang L., Fan Q. (2024). Novel Transformer-based deep neural network for the prediction of post-refracturing production from oil wells. *Advances in Geo-Energy Research*, 13(2), pp. 119–131. https://doi.org/10.46690/ager.2024.08.06

Liu W., Chen Zh., Hu Y., Xu L. (2023). A systematic machine learning method for reservoir identification and production prediction. *Petroleum Science*, 20(1), pp. 295–308. https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.09.002

Maschio C., Schiozer D.J. (2023). A new procedure for well productivity and injectivity calibration to improve short-term production forecast. *Geoenergy Science and Engineering*, 229, 212105. https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212105

Naik S., You Zh., Bedrikovetsky P. (2018). Productivity index enhancement by wettability alteration in two-phase compressible flows. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 50, pp. 101–114. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.11.007

Nwanwe Ch.C., Duru U.I., Anyadiegwu Ch., Ekejuba A.I.B. (2023). An artificial neural network visible mathematical model for real-time prediction of multiphase flowing bottom-hole pressure in wellbores. *Petroleum Research*, 8(3), pp. 370–385. https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2022.10.004

Ponomareva I.N., Galkin V.I., Martyushev D.A. (2021). Operational method for determining bottom hole pressure in mechanized oil producing wells, based on the application of multivariate regression analysis. *Petroleum Research*, 6(4), pp. 351–360. https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.05.010

Ramah Sh.G., Othman M.A., Nouh A.Z., El-Kwidy T. (2022). Prediction of fold-of-increase in productivity index post limited entry fracturing using artificial neural network. *Petroleum Research*, 7(2), pp. 236–245. https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.09.002

Tang Y., Yildiz T., Ozkan E., Kelkar M. (2002). Effects of formation damage and high-velocity flow on the productivity of perforated horizontal wells. S*PE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE-77534-MS. https://doi.org/10.2118/77534-MS

Wen Sh., Wei B., You J., He Y., Xin J., Varfolomeev M.A. (2023). Forecasting oil production in unconventional reservoirs using long short term memory network coupled support vector regression method: A case study. *Petroleum*, 9(4), pp. 647–657. https://doi.org/10.1016/j.petlm.2023.05.004

Zhang G., Tan Z, Zhang G., Li D., Liu Ch., Zhang Zh., Cao J., Lei X. (2024). A multi-mineral model for predicting petrophysical properties of complex metamorphic reservoirs: Case study of the Bozhong Depression, Bohai Sea. *Energy Geoscience*, 5(3), 100271. https://doi.org/10.1016/j.engeos.2023.100271

Zhang M., Nguyen K., Wang Zh.-Q., Ayala L.F. (2023). Flowback and early-time production modeling of unconventional gas wells using an improved semi-analytical method. *Petroleum Science*, 20(6), pp. 3441–3449. https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.06.003

Сведения об авторах

Владимир Андреевич Новиков – кандидат тех. наук, старший научный сотрудник кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр. Комсомольский, д. 29
e-mail: novikov.vladimir.andr@gmail.com

Дмитрий Александрович Мартюшев – доктор тех. наук, доцент, профессор кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр. Комсомольский, д. 29
e-mail: martyushevd@inbox.ru

Статья поступила в редакцию 25.03.2024;
Принята к публикации 02.08.2024;
Опубликована 20.12.2024

ORIGINAL ARTICLE

Study of the Influence of Well Operation Parameters of a Carbonate Reservoir Oil Formation on the Coefficient of Productivity Using Statistical Methods of Analysis

*V.A. Novikov, D.A. Martyushev**
Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation
**Corresponding author: Dmitriy A. Martyushev, e-mail: martyushevd@inbox.ru*

Abstract. Well productivity index is one of the most important indicators for the development of carbonate reservoirs of oil fields, control and maintenance of high values of which determines the levels of hydrocarbon production. Determination of the complex influence of geological and technological factors on production capabilities of wells remains an actual direction of research in the field of oil producing. The present paper is devoted to improving the efficiency of production wells in a carbonate reservoir oil deposit based on the results of evaluation and consideration of the relationship between the productivity index and geological and field parameters such as reservoir pressure, bottomhole pressure, skin-factor, gas-oil ratio, water cut, using statistical methods of analysis. At the stage of preparation of initial data the materials of hydrodynamic and production-geophysical studies performed on the wells during the whole period of development of oil reservoir of one of the fields of Perm region were involved. The analysis of the obtained data sample with the use of statistical methods allowed us to study the relationships between the specific well productivity index and the considered geological and production parameters. Multivariate statistical models were developed using step-by-step regression analysis, collectively demonstrating the predominant influence of bottomhole pressure, reservoir pressure and water cut on the specific well productivity index based on the frequencies of occurrence of parameters and the order of their inclusion in the model. The study of the dynamics of changes in the accumulated multiple correlation coefficient during the development of statistical models allowed us to identify the ranges (areas) of change in the values of the specific well productivity index, which are characterized by individual correlations with geological and production parameters described by the corresponding mathematical dependencies. The developed models are characterized by high quality, which is confirmed by their statistical evaluations when comparing forecast and factual values of specific well productivity index. The criteria of applicability of models for conditions of carbonate reservoirs of oil fields are formed. The results of the study can be used for justification and regulation of technological modes of well operation, planning programs of optimization measures.

Keywords: well productivity index, carbonate reservoir, reservoir pressure, bottomhole pressure, water cut

Recommended citation: Novikov V.A., Martyushev D.A. (2024). Study of the Influence of Well Operation Parameters of a Carbonate Reservoir Oil Formation on the Coefficient of Productivity Using Statistical Methods of Analysis. *Georesursy = Georesources*, 26(4), pp. 187–199. https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.10

Acknowledgements

The research was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No. FSNM-2024-0005).

The authors are grateful to the reviewers and editors for careful analysis of the paper and valuable comments, thanks to which it was improved.

References

Al-Kabbawi F.A.A. (2024). Simple pseudo-steady state productivity index correlations for infinite-conductivity horizontal wells based on a rigorous, semi-analytical model. *Geoenergy Science and Engineering*, 233, 212534. https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212534

Al-Rbeawi S. (2019). Integrated deterministic approaches for productivity index of reservoirs depleted by horizontal wells and undergone multiphase flow conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 64, pp. 152–174. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.01.024

Al-Rbeawi S., Kadhim F. (2017). The impact of hydraulic flow unit & reservoir quality index on pressure profile and productivity index in multi-segments reservoirs. *Petroleum*, 3(4), pp. 414–430. https://doi.org/10.1016/j.petlm.2017.05.004

Al-Rbeawi S., Kadhim F.S. (2020). Practical solution for stabilized pseudo-steady state productivity index of multiple vertical wells depleting closed reservoirs. *Petroleum*, 6(1), pp. 53–69. https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.10.002

Al-Rbeawi S. (2018). The optimal reservoir configuration for maximum productivity index of gas reservoirs depleted by horizontal wells under Darcy and non-Darcy flow conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 49, pp. 179–193. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.11.012

Bakhitov R.R. (2019). Application of machine learning algorithms in tasks of well productivity index forecasting for carbonate oil fields. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 9, pp. 82–85. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-9-82-85

Borkhovich S.Yu., Natarov A.I. (2018). The effect of geological and physical conditions upon production well efficiency. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 7, pp. 28–30. (In Russ.)

Davletbakova L.A., Gabitova S.I., Klimov V.Yu., Shuvaev D.V., Edelman I.Ya., Shmidt S.A. (2021). A new method for monitoring wells productivity index dynamics. *PROneft*, 6(2), pp. 33–38. (In Russ.)

Dorfman M.B., Tufanova O.P. (2019). Influence of the created drawdowns during wells operation on the productivity coefficient change in carbonate reservoirs. *Equipment and technologies for oil and gas complex*, 4 (112), pp. 52–57. (In Russ.) https://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-4(112)-52-57

Dyachkov A.A., Galimov R.G., Fufaev S.A. (2023). The effect of bottomhole pressure reduction below saturation pressure on the productivity coefficient in conditions of low-permeable reservoirs of the tyumen formation on the example of the Shaimskiy district deposit. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 10(382), pp. 42–48. (In Russ.) https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10(382)-42-48

Filippov E.V., Zakharov L.A., Martyushev D.A., Ponomareva I.N. (2022). Reproduction of reservoir pressure by machine learning methods and study of its influence on the cracks formation process in hydraulic fracturing. *Journal of Mining Institute*, 258, pp. 924–932. (In Russ.) https://doi.org/10.31897/PMI.2022.103

Galkin V.I. Koltyrin A.N. (2019). Research and analysis of methods for determining the efficiency of application of the proppant hydraulic fracturing. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 330(11), pp. 50–58. (In Russ.) https://doi.org/10.18799/24131830/2019/11/2347

Galkin V.I., Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Chernykh I.A. (2021). Developing features of the near-bottomhole zones in productive formations at fields with high gas saturation of formation oil. *Journal of Mining Institute*, 249, pp. 386–392. https://doi.org/10.31897/PMI.2021.3.7

Galkin V.I., Ponomareva I.N., Chernykh I.A., Filippov E.V., Chumakov G.N. (2019). Methodology for estimating downhole pressure using multivariate model. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 1, pp. 40–43. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-1-40-43

Grachev S.I., Zemtsov Yu.V., Semenenko A.F., Akinin D.V. (2022). Study of the influence of the mobility of a two-phase flow in the reservoir of the lower neokomian subformation on the decrease in the productivity index. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 2, pp. 85–87. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-2-85-87

Hagoort J. (2008). Stabilized well productivity in double-porosity reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering,* 11, pp. 940–947. https://doi.org/10.2118/110984-PA

Hagoort J. (2011). Semisteady-state productivity of a well in a rectangular reservoir producing at constant rate or constant pressure. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 14, pp. 677–686. https://doi.org/10.2118/149807-PA

He M., Yang Q., Asteris P.G., Zhao Q. (2025). A comparative study of three types of strength criteria for rocks. *Rock Mechanics Letters*, 2(1), 8. https://doi.org/10.70425/rml.202501.8

Hu J., Zhang C., Rui Z., Yu Y., Chen Z. (2017). Fractured horizontal well productivity prediction in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 151, pp. 159–168. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.12.037

Hui G., Chen Z., Wang Y., Zhang D., Gu F. (2023). An integrated machine learning-based approach to identifying controlling factors of unconventional shale productivity. *Energy*, 266, 126512. https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126512

Huseynov R., Babayev J., Sadikoglu K., Azizov E., Ismayilova F. (2017). Water breakthrough effect on well productivity and skin factor change. *SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition*, SPE-189033-MS. https://doi.org/10.2118/189033-MS

Jia J., Li D., Wang L., Fan Q. (2024). Novel Transformer-based deep neural network for the prediction of post-refracturing production from oil wells. *Advances in Geo-Energy Research*, 13(2), pp. 119–131. https://doi.org/10.46690/ager.2024.08.06

Kozubovsky A.G., Kuzmina T.V. (2022). The impact of development of reservoir on well productivity. *PROneft*, 7(2), pp. 32–40. (In Russ.) https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40

Levchenko I.S., Kagan K.G., Levchenko V.S., Ermolovskiy A.V., Protasova S.A., Smolyanskaya O.A. (2023). Experience of estimation of operational object production characteristics by applying hydrodynamic and geochemical methods. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 10(382), pp. 57–65. (In Russ.) https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10(382)-57-65

Liu W., Chen Z., Hu Y., Xu L. (2023). A systematic machine learning method for reservoir identification and production prediction. *Petroleum Science*, 20(1), pp. 295–308. https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.09.002

Lysenko V.D. (2009). On the regularity of decrease in the oil productivity index of wells. *Neftepromyslovoe delo = Oilfield Engineering*, 5, pp. 8–10. (In Russ.)

Martyushev D.A. (2020). Rock stress state influence on permeability of carbonate reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 331(8), pp. 24–33. (In Russ.) https://doi.org/10.18799/24131830/2020/8/2765

Martyushev D.A. (2021). Experimental study of the influence of bottomhole pressure of producing wells on reserve production from complicated carbonate reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 332(5), pp.110–119. (In Russ.) https://doi.org/10.18799/24131830/2021/5/3190

Martyushev D.A., Zaytsev R.A. (2019). Influence of oilfield reef carbonate reservoir petrophysical parameters of tournasian-famennian deposits in Upper Kama on well productivity. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 330(11), pp.77–85. (In Russ.) https://doi.org/10.18799/24131830/2019/11/2350

Maschio C., Schiozer D.J. (2023). A new procedure for well productivity and injectivity calibration to improve short-term production forecast. *Geoenergy Science and Engineering,* 229, 212105. https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212105

Mukhametshin V.Sh. (2011). Estimation of reservoir productivity factor based on indirect data at the stage of working out initial design documents. *Neftegazovoe delo=Petroleum Engineering*, 9(3), pp. 11–12. (In Russ.)

Mukhametshin V.Sh., Kuleshova L.S., Safiullina A.R. (2021). Grouping and determining oil reservoirs in carbonate reservoirs by their productivity at the stage of geological exploration. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 332(12), pp. 43–51. (In Russ.) https://doi.org/10.18799/24131830/2021/12/2982

Naik S., You Zh., Bedrikovetsky P. (2018). Productivity index enhancement by wettability alteration in two-phase compressible flows. *Journal of Natural Gas Science and Engineering,* 50, pp. 101–114. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.11.007

Nwanwe Ch.C., Duru U.I., Anyadiegwu Ch., Ekejuba A.I.B. (2023). An artificial neural network visible mathematical model for real-time prediction of multiphase flowing bottom-hole pressure in wellbores. *Petroleum Research*, 8(3), 370–385. https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2022.10.004

Ponomareva I.N., Galkin V.I., Martyushev D.A. (2021). Operational method for determining bottom hole pressure in mechanized oil producing wells, based on the application of multivariate regression analysis. *Petroleum Research*, 6(4), pp. 351–360. https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.05.010

Poplygin V.V., Wiercigroch M., Pavlovskaia E.E. (2016). Forecasting changes of the wells productive coefficients for the bashkirian-serpukhovian deposits in the north of the Perm region. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 10, pp. 78–81. (In Russ.)

Popov S.N., Chernyshov S.E., Gladkikh E.A. (2022). Influence of sandstone reservoir deformations during bottomhole and reservoir pressure decreasing on the permeability and well productivity changes. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 333(9), pp. 148–157. (In Russ.) https://doi.org/10.18799/24131830/2022/9/3640

Ramah Sh.G., Othman M.A., Nouh A.Z., El-Kwidy T. (2022). Prediction of fold-of-increase in productivity index post limited entry fracturing using artificial neural network. *Petroleum Research*, 7(2), pp. 236–245. https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.09.002

Riabokon E.P., Turbakov M.S., Gladkikh E.A., Kozhevnikov E.V., Guzev M.A. (2024). Restoration of Rock Permeability Degraded by Well Killing Fluid Using Ultrasonic Vibrations: Experimental Studies. *Georesursy = Georesources*, 26(1), pp. 118–126. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.10

Shcherbakov A.A., Khizhnyak G.P., Galkin V.I. (2019). Prediction of sidetrack wells productivity index (on example of the Unvinskoe field*). Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 330(5), pp. 93–99. (In Russ.) https://doi.org/10.18799/24131830/2019/5/272

Sokotushchenko V.N. (2023). Determination of specific coefficients of productivity and flow rate of a group of wells, taking into account the heterogeneity of a reservoir bottom-hole zone. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 3(375), pp. 41–45. (In Russ.) https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-3(375)-41-45

Tang Y., Yildiz T., Ozkan E., Kelkar M. (2002). Effects of formation damage and high-velocity flow on the productivity of perforated horizontal wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE-77534-MS. https://doi.org/10.2118/77534-MS

Wen Sh., Wei B., You J., He Y., Xin J., Varfolomeev M.A. (2023). Forecasting oil production in unconventional reservoirs using long short term memory network coupled support vector regression method: A case study. *Petroleum*, 9(4), pp. 647–657. https://doi.org/10.1016/j.petlm.2023.05.004

Zakirov N.N., Alexandrov V.M., Yagafarov A.K., Spasibov V.M., Popova Zh.S. (2023). To the question of accuracy of evaluation of the productivity factor of low-production wells. *Neftegazovoe delo=Petroleum Engineering*, 21(2), pp. 6–16. (In Russ.). https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-6-16

Zhang G., Tan Z, Zhang G., Li D., Liu Ch., Zhang Zh., Cao J., Lei X. (2024). A multi-mineral model for predicting petrophysical properties of complex metamorphic reservoirs: Case study of the Bozhong Depression, Bohai Sea. *Energy Geoscience*, 5(3), 100271. https://doi.org/10.1016/j.engeos.2023.100271

Zhang M., Nguyen K., Wang Zh.-Q., Ayala L.F. (2023). Flowback and early-time production modeling of unconventional gas wells using an improved semi-analytical method. *Petroleum Science*, 20 (6), pp. 3441–3449. https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.06.003

About the Authors

Vladimir A. Novikov – Cand. Sci. (Technical Sciences), Senior Researcher, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University

29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation

e-mail: novikov.vladimir.andr@gmail.com

Dmitriy A. Martyushev – Dr. Sci. (Technical Sciences), Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University

29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation

e-mail: martyushevd@inbox.ru

Manuscript received 25 March 2024;
Accepted 2 August 2024;
Published 20 December 2024

© 2024 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)