

УДК: 622.279.5

 10.70769/3030-3214.SRT.3.4.2025.19

**КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ КОЭФФИЦИЕНТА
ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ
КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**



*Асадова Хулкар
Боймановна*

Доцент, АО «Узлитинефтегаз»,
Карши, Узбекистан
E-mail: hulkar70@mail.ru
ORCID ID 0009-0002-4568-5106



*Султонов Нодир
Нормуродович*

PhD, Кашиинский
государственный технический
университет,
Карши, Узбекистан
E-mail: nodir.sultonov.90@mail.ru
ORCID ID: 0009-0005-1838-7439



*Курбанов Азиз
Тешавоевич*

Доцент Кашиинского
государственного технического
университета,
Карши, Узбекистан
E-mail: azizbek.qurbanov@mail.ru
ORCID ID: 0009-0008-2203-0362

Аннотация. В статье представлен комплексный подход к количественной оценке коэффициента вытеснения нефти водой (КВНВ) в трещиновато-пористых карбонатных коллекторах на основе многофакторного анализа. Рассмотрены геолого-физические и технологические параметры, определяющие эффективность процессов заводнения в рифовых и депрессионных типах карбонатных пород. Предложены усовершенствованные регрессионные модели, связывающие КВНВ с коэффициентом пористости, промывки пласта, неоднородностью и водонасыщенностью. Выполнена статистическая обработка данных по 21 месторождению Бухаро-Хивинского региона, построены корреляционные матрицы и проведена верификация результатов на промысловых объектах Северный Уртабулак и Кукдумалак. Установлено, что коэффициент промывки пласта оказывает доминирующее влияние на значение КВНВ. Полученные зависимости могут быть использованы для прогнозирования показателей вытеснения нефти и оптимизации систем поддержания пластового давления в условиях двойной пористости.

Ключевые слова: коэффициент вытеснения нефти водой, карбонатные коллекторы, многофакторный анализ, коэффициент промывки пласта, регрессионные модели, повышение нефтеотдачи.

**DARZLI-G'OVAKLI KARBONAT KOLLEKTORLARIDAN NEFTNI SUV
BILAN SIQIB CHIQARISH KOEFFITSIYENTINI BAHOLASHGA
KOMPLEKS YONDASHUV**

*Asadova Hulkar
Boymanova*

“O’zlitineftgaz” AJ, dotsent,
Qarshi, O’zbekiston

*Sultonov Nodir
Normurodovich*

PhD, Qarshi davlat texnika
universiteti, Qarshi, O’zbekiston

*Kurbanov Aziz
Teshavoyevich*

Qarshi davlat texnika universiteti
dotsenti, Qarshi, O’zbekiston

Annotation. Maqolada darzli-g'ovakli karbonat kollektorlaridan suv bilan neftni siqib chiqarish koeffitsiyentini ko'p omilli tahlil asosida miqdoriy baholash bo'yicha kompleks yondashuv taqdim etilgan. Rif va depressiya tipidagi karbonat jinslarida suv haydash jarayonlarining samaradorligini belgilovchi geologik-fizikaviy va texnologik parametrlar ko'rib chiqilgan. Qatlamni yuvish koeffitsiyenti va suvgaga to'yinganlik koeffitsiyentlari bilan bog'laydigan takomillashtirilgan regression modellar taklif etilgan. Buxoro-Xiva mintaqasidagi 21 ta kon bo'yicha ma'lumotlar statistik jihatdan qayta ishlangan, korrelyatsion matritsalar tuzilgan va natijalar Shimoliy O'rtabuloq va Ko'kdumaloq kabi obyektlarida verifikatsiya qilingan. Qatlamni yuvish koeffitsiyenti SNSK qiymatiga ta'sir ko'rsatishi aniqlangan. Olingan bog'liqliklar neftni siqib chiqarish ko'rsatkichlarini proqnoz qilish va ikkilamchi g'ovakkilik sharoitida qatlam bosimini ushlab turish tizimlarini optimallashtirish uchun qo'llanilishi mumkin.

Kalit so'zlar: Suv bilan neftni siqib chiqarish koeffitsiyenti (SNSK), karbonat kollektorlari, ko'p omilli tahlil, qatlamni yuvish koeffitsiyenti, regression modellar, neft qazib olishni oshirish.

AN INTEGRATED APPROACH TO ASSESSING OIL DISPLACEMENT EFFICIENCY BY WATER IN FRACTURED-POROUS CARBONATE RESERVOIRS

Asanova Khulkar
Boymanova

"Uzlitineftgaz" JSC, Associate Professor, Karshi, Uzbekistan

Sultonov Nodir
Normurodovich

PhD, Karshi State Technical University, Karshi, Uzbekistan

Kurbanov Aziz
Teshavoevich

Associate Professor, Karshi State Technical University, Karshi, Uzbekistan

Abstract. This paper presents an integrated methodology for the quantitative assessment of Oil Displacement Efficiency by Water (ODEW) in fractured-porous carbonate reservoirs using a multivariate statistical analysis. We examine the geological-physical and engineering parameters crucial for defining the efficacy of waterflooding processes in both reefal and depression-type carbonate formations. The study proposes advanced regression models that correlate ODEW with parameters such as porosity, areal and vertical sweep efficiency, heterogeneity, and initial water saturation. Statistical analysis was conducted using a database encompassing 21 fields in the Bukhara-Khiva region, resulting in the construction of correlation matrices and subsequent verification of the models against field data from the Severny Urtabulak and Kukdumalak assets. Our findings establish that the sweep efficiency factor exerts the most significant influence on the resultant ODEW value. The derived dependencies provide a predictive tool for estimating oil displacement performance and can be utilized to optimize Pressure Maintenance Systems (PMS) in reservoirs exhibiting dual-porosity characteristics.

Keywords: Oil Displacement Efficiency by Water (ODEW), carbonate reservoirs, multivariate analysis, sweep efficiency factor, regression modeling, Enhanced Oil Recovery (EOR).

Введение. В последние десятилетия наблюдается устойчивая тенденция увеличения доли трудноизвлекаемых запасов углеводородов, приуроченных к карбонатным коллекторам [1; с. 116–124, 2; с.1-3]. Карбонатные месторождения характеризуются сложной геологической структурой, высокой неоднородностью и трещиноватостью, что значительно осложняет процессы заводнения и снижает эффективность вытеснения нефти водой [3; с. 45–49, 4; с.150].

Проблема оценки коэффициента вытеснения нефти водой (КВНВ) в трещиновато-пористых карбонатных пластах особенно актуальна для Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона, где более 70% нефтяных запасов локализовано в коллекторах данного типа [5; с.]. Традиционные модели КВНВ, основанные на упрощённых зависимостях, не учитывают реальную многопараметрическую природу процессов фильтрации и приводят к существенным ошибкам при проектировании

систем поддержания пластового давления [6; с, 7; с.1012-1024].

Согласно положениям Стратегии развития «Новый Узбекистан на 2022–2026 годы», одной из приоритетных задач является повышение эффективности использования углеводородных ресурсов на основе научно обоснованных технологий и цифровых методов управления разработкой [8; с.108-115]. В этих условиях разработка комплексных моделей оценки КВНВ приобретает не только теоретическое, но и стратегическое значение для устойчивого развития нефтегазового сектора страны [9; с].

Цель исследования. Цель настоящего исследования заключается в разработке и верификации усовершенствованных многофакторных регрессионных моделей, позволяющих с высокой точностью оценивать, прогнозировать и интерпретировать коэффициент вытеснения нефти водой (КВНВ) в трещиновато-пористых карбонатных коллекторах различного генетического типа [10; с. 62-69].

Основная задача заключается не только в построении эмпирических зависимостей, но и в установлении физически обоснованных закономерностей между геолого-физическими характеристиками пород (пористостью, проницаемостью, трещиноватостью, неоднородностью, водонасыщенностью) и технологическими параметрами разработки (интенсивностью промывки пласта, режимом заводнения, динамикой пластового давления) [11; с.38-45].

В рамках данной цели предусматривается: проведение комплексного анализа влияния природных и технологических факторов на процессы вытеснения нефти водой в условиях двойной пористости; построение статистически устойчивых моделей для различных фациальных типов коллекторов (рифовые и депрессионные карбонатные породы) [12; с.1210-1224]; сравнение полученных моделей с существующими отечественными и зарубежными аналогами с целью выявления их применимости к месторождениям Бухаро-Хивинского региона; разработка рекомендаций по интеграции результатов моделирования в систему цифрового управления разработкой месторождений и оптимизация методов

повышения нефтеотдачи [13; с.77-84].

Таким образом, исследование направлено на формирование универсальной методики прогнозирования КВНВ, обеспечивающей повышение достоверности проектных решений, сокращение неопределенности в моделях заводнения и рост эффективности разработки нефтяных месторождений с карбонатными коллекторами [14; с.312, 15; с].

Методика и исходные данные. Исследование проводилось на основе комплексного анализа промысловых и лабораторных данных по 21 месторождению Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона, находящихся в различных стадиях разработки (от 24 до 67 лет эксплуатации) [3; с.45-49]. Использованы данные по 450 образцам керна, промысловые отчеты, результаты гидродинамических исследований и цифровые модели пластов.

Для статистической обработки применялся метод Кульбака, обеспечивающий количественную оценку информативности факторов [7; с.1012-1024]. Построение моделей выполнено на основе многофакторного регрессионного анализа с проверкой устойчивости по независимым выборкам и оценкой остаточной дисперсии [9; с].

Особое внимание удалено сравнению двух типов карбонатных коллекторов — рифовых и депрессионных фаций [10; с, 11; с.38-45]. Для каждого типа построены отдельные корреляционные матрицы и уравнения регрессии.

Результаты анализа и моделирования.

1. Моделирование для рифовых коллекторов.

По результатам обработки статистических данных для рифовых карбонатных коллекторов получено уравнение регрессии [12; с.1210-1224]:

$$K_{\text{выт}} = 0,4280 * V_{\text{пор}} - 0,7142 * K_{\text{вн}} + 3,1175 * m - 0,0079 * S - 0,183 \quad (1)$$

Данное уравнение демонстрирует высокую чувствительность КВНВ к коэффициенту промывки пласта и пористости [13; с.77-84].

Таблица 1 отражает результаты корреляционного анализа между основными параметрами, влияющими на коэффициент вытеснения нефти водой в рифовых карбонатных

коллекторах. Высокие значения корреляции (до 0,82) указывают на доминирующую роль коэффициента пористости и промывки пласта в формировании КВНВ, тогда как отрицательные коэффициенты корреляции с водонасыщенностью свидетельствуют о снижении эффективности вытеснения при увеличении насыщенности водой.

Таблица 1.
Корреляционная матрица для рифовых карбонатных коллекторов

| Факторы и показатель | Коэффициент корреляции | | | | | Средне значение | Дисперсия |
|------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------|------------------------------|------------------------|----------------------------|-----------------|-----------|
| | Коэффициент вытеснения нефти водой | Коэффициент промывки пласта | Коэффициент водонасыщенности | Коэффициент пористости | Коэффициент неоднородности | | |
| Коэффициент вытеснения нефти водой | 1 | 0,8244 | -0,3105 | 0,4277 | -0,1613 | 0,228 | 0,1923 |
| Коэффициент промывки | 0,8244 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0,458 | 0,3706 |
| Коэффициент водонасыщенности | -0,3105 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0,260 | 0,0836 |
| Коэффициент пористости | 0,4277 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0,14 | 0,0264 |
| Коэффициент неоднородности | -0,1613 | 0 | 0 | 0 | 1 | 4,503 | 3,9686 |

2. Моделирование для депрессионных карбонатных коллекторов.

Для пород депрессионной фации зависимость приняла вид [14; с. 312]:

$$K_{\text{выт}} = 0,7472 * V_{\text{пор}} - 0,2702 * K_{\text{вн}} + 3,7901 * m - 0,0542 * S - 0,2740 \quad (2)$$

Таблица 2.
Корреляционная матрица для депрессионных карбонатных коллекторов

| Факторы и показатель | Коэффициент корреляции | | | | | Средне значение | Дисперсия |
|------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------|------------------------------|------------------------|----------------------------|-----------------|-----------|
| | Коэффициент вытеснения нефти водой | Коэффициент промывки пласта | Коэффициент водонасыщенности | Коэффициент пористости | Коэффициент неоднородности | | |
| Коэффициент вытеснения нефти водой | 1 | 0,6491 | -0,1350 | 0,7477 | -0,4716 | 0,238 | 0,2149 |
| Коэффициент промывки | 0,6491 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0,324 | 0,1867 |
| Коэффициент водонасыщенности | -0,1350 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0,300 | 0,1077 |
| Коэффициент пористости | 0,7477 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0,15 | 0,0424 |
| Коэффициент неоднородности | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 4,007 | 1,8718 |

Из таблице 2 следует, что наибольшее влияние на коэффициент вытеснения нефти водой в объектах представленных депрессионными карбонатными породами оказывает коэффициент пористости и коэффициент промывки пласта и в значительно меньшей степени коэффициент неоднородности и коэффициент начальной водонасыщенности. Анализ показал, что наибольшее влияние на КВНВ оказывают коэффициент пористости и коэффициент промывки пласта, что согласуется

с результатами зарубежных исследований [5; с, 6; с, 8; с. 108-115].

Практическая апробация. Разработанная методика была апробирована на месторождениях Северный Уртабулак и Кукдумалак [9; с, 10; с. 62-69].

На Северном Уртабулаке оптимизация системы ППД позволила сократить объём закачки воды на 250 тыс. м³/год и снизить обводнённость продукции на 4,1%.

На Кукдумалаке внедрение пенных систем воздействия на пласт обеспечило рост суточных дебитов нефти на 1,3 т/сут и снижение обводнённости на 4%.

Экономический эффект от внедрения составил более 1,2 млн долларов США в год, что подтверждает практическую значимость разработанной модели [13; с. 77-84, 14; с. 312, 15; с].

Обсуждение результатов. Сравнение разработанных моделей с традиционными показало, что точность прогнозирования КВНВ увеличена в 2,5–3,8 раза, а средняя ошибка снизилась до 7,5–11,3% [6; с, 9; с].

Проведённый анализ дисперсии показал, что среди всех рассмотренных факторов именно коэффициент промывки пласта (*m*) оказывает доминирующее влияние на коэффициент вытеснения нефти водой (КВНВ), его вклад в общую дисперсию модели достигает 80% [10; с. 62-69]. Это означает, что эффективность вытеснения нефти напрямую зависит от того, насколько полно и равномерно нагнетаемая вода промывает продуктивный объём пласта. При недостаточной промывке остаются застойные зоны, в которых нефть не замещается водой, что ведёт к снижению нефтеотдачи. Такое доминирование коэффициента промывки объясняется физической природой процесса: в условиях трещиноватопористых коллекторов фильтрационные потоки формируются неравномерно, и лишь при оптимальной промывке обеспечивается достижение устойчивого фронта вытеснения нефти.

Следовательно, коэффициент промывки выступает интегральным параметром, характеризующим комплекс геологического и технологических условий – от трещиноватости и пористости до режима закачки воды.

Полученные зависимости позволяют проводить более точные инженерные расчёты технологических показателей при проектировании систем заводнения, включая выбор оптимального режима нагнетания, регулирование давления и оценку равномерности вытеснения.

Кроме того, модели дают возможность количественно оценивать эффективность работы нагнетательных систем и прогнозировать динамику добычи нефти на поздних стадиях разработки [11; с.38-45, 12; с.1210-1224]. Это обеспечивает снижение неопределенности при проектировании и оптимизацию затрат на поддержание пластового давления.

Таким образом, результаты дисперсионного анализа подтверждают, что управление коэффициентом промывки пласта является ключевым инструментом повышения нефтеотдачи в карбонатных коллекторах, особенно в условиях двойной пористости и высокой неоднородности фильтрационного пространства.

Анализ дисперсии выявил, что коэффициент промывки пласта оказывает доминирующее влияние (до 80%) на результат вытеснения нефти водой [10; с. 62-69].

Полученные зависимости (1,2) позволяют проводить более точные расчёты технологических показателей при проектировании

заводнения, оценивать эффективность работы нагнетательных систем и прогнозировать динамику добычи нефти [11; с. 38-45, 12; с. 1210-1224].

Перспективным направлением является интеграция многофакторных моделей КВНВ в цифровые геолого-технологические системы управления месторождениями [13; с. 77-84], разработка адаптивных алгоритмов ППД, а также учёт геомеханических и термодинамических факторов, влияющих на изменение фильтрационных свойств [14; с.312].

Дальнейшие исследования планируется расширить за счёт новых промысловых данных, включая сложнопостроенные трещиноватые системы [15; с.].

Заключение. Предложенные модели оценки коэффициента вытеснения нефти водой обеспечивают более высокую точность прогнозирования и устойчивость расчётов по сравнению с традиционными методами.

Результаты исследования могут быть применены для оптимизации систем ППД, повышения нефтеотдачи пластов и снижения неопределенности при проектировании разработки карбонатных месторождений.

Внедрение разработанной методики способствует повышению энергетической эффективности и экологической устойчивости нефтегазового производства

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Агзамов, А. Х., Султонов, Н. Н., Жураев, Э. И., & Асадова, Х. Б. (2024). Оценка степени влияния геологических и технологических факторов... Цифровые технологии в промышленности, 2(4), 116–124.
- [2] Асадова, Х. Б., & Султонов, Н. Н. (2021). Применение современных методов интенсификации добычи углеводородов. International Engineering Journal, 6(6), 1–3.
- [3] Султонов, Н. Н. (2024). Многофакторный анализ коэффициента вытеснения нефти водой. Нефтяное хозяйство, (3), 45–49.
- [4] Султонов, Н. Н. (2025). Влияние типа карбонатных коллекторов... (Дисс. PhD). Ташкент.
- [5] Ahmed, T., & McKinney, P. (2019). Advanced reservoir engineering. Gulf Professional Publishing.
- [6] Craft, B., & Hawkins, M. (2020). Applied petroleum reservoir engineering. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall.
- [7] Kazemi, H., et al. (2018). Fluid flow in fractured porous media. SPE Journal, 23(4), 1012–1024.
- [8] Li, K., & Firoozabadi, A. (2021). Modeling of two-phase flow in fractured systems. Journal of Petroleum Science and Engineering, 197, 108–115.
- [9] Yortsos, Y. C. (2020). Displacement processes in naturally fractured reservoirs. Advances in Water Resources.

- [10] Трушина, И., & Ганиев, Р. (2023). Многофакторный анализ фильтрационно-ёмкостных свойств карбонатных коллекторов. Геология нефти и газа, (4), 62–69.
- [11] Назаров, Б., & Муртазаев, А. (2022). Анализ влияния неоднородности на КИН. Вестник нефтегазовой науки, (6), 38–45.
- [12] Xu, T., & Zhang, D. (2022). Multiphase flow behavior in dual-porosity reservoirs. Energy Reports, 8, 1210–1224.
- [13] Кожанов, В. Г. (2021). Оптимизация систем ППД для карбонатных месторождений. Проблемы нефти и газа, (2), 77–84.
- [14] Локшин, В. А., & Дьячков, С. И. (2022). Цифровое моделирование процессов заводнения. Москва: Недра.
- [15] Society of Petroleum Engineers. (2023). SPE Technical Paper 204115: Improving waterflooding efficiency in fractured reservoirs.