Недропользование. 2025. Т. 25, № 1. С.47-51. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.1.6

ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №1 2025
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Определение оптимального соотношения закачки флюидов при водогазовом воздействии

Н.В. Леушин, А.П. Шевелев, А.Я. Гильманов

Тюменский государственный университет (Российская Федерация, 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6)

Determination of the Optimal Injection Ratio of Fluids in Water-Gas Influence

Nikolai V. Leushin, Alexander P. Shevelev, Alexander Y. Gilmanov

Tyumen State University (6 Volodarskogo st., Tyumen, 625003, Russian)

Получена / Received: 01.12.2024. Принята / Accepted: 05.12.2024. Опубликована / Published: 24.02.2025

Ключевые слова:
водогазовое воздействие, водогазовая смесь, газонефтяной контакт, горизонтальная скважина, газовый фактор, попутный нефтяной газ, поддержание пластового давления, призабойная зона пласта, повышение нефтеотдачи пласта, коэффициент извлечения нефти, углеводород, композиционная модель, опытно-промышленные работы, моделирование, корреляция.

Трудноизвлекаемые запасы растут с каждым годом, и классическая разработка месторождений с такими запасами не так эффективна, поэтому применение методов увеличения нефтеотдачи актуально. В работе будет представлен метод увеличения нефтеотдачи как водогазовое воздействие.
Классифицируют два вида водогазового воздействия: попеременная закачка воды и газа и совместная. В исследовании рассматривается попеременная закачка воды и газа. Сам процесс представляет собой порционную закачку сначала газа, затем воды.
Данный метод обширно внедряется и уже накоплен опыт проведения таких мероприятий, целью было сформировать такие сценарии, чтобы в наибольшей степени охватить реально возможные условия применения водогазового воздействия и найти при этом оптимальное соотношение закачки воды и газа. Под параметры ранжирования были взяты проницаемость коллектора, расчлененность пласта, система разработки с различными конструкциями скважин и расстоянием между скважинами, а также различные объемы закачиваемого агента (вода, газ).
Многовариантные расчеты проводились на секторной гидродинамической модели (E300). Так как опыты на условие смесимости не проводились, считалось, что вытеснение нефти при водогазовом воздействии происходило без смешения газа и нефти.
По результатам обработки всего массива данных (более 10 000 расчетов) была сформирована база систем разработок с различными входными геолого-физическим характеристиками, где получены зависимости накопленной добычи нефти при различных объемах закачки воды и газа.
Эффект применения водогазового воздействия заметен при проницаемости коллектора более 20 мД. Эффективное соотношение закачки воды и газа – это компенсация отборов жидкости, которая должна быть выше 100 % как при закачке воды, так и закачке газа.

Keywords:
Water-gas influence, water-gas mixture, gas-oil contact, horizontal well, gas factor, associated petroleum gas, reservoir pressure maintenance, near-wellbore zone, enhanced oil recovery, oil recovery coefficient, hydrocarbons, compositional model, pilot industrial operations, modeling, correlation.

Unconventional reserves are increasing every year, and the classical development of fields with such reserves is becoming less effective, therefore, the application of enhanced oil recovery methods is highly relevant at the present time.
This paper presents a method for increasing oil recovery through water-gas influence.
There are two types of water-gas influence: alternating water and gas injection and simultaneous injection. This work focuses on alternating water and gas injection. The process involves the sequential injection of gas followed by water.
This method is widely implemented, and experience in conducting such operations has already been accumulated. The goal was to identify scenarios that could cover the realistically possible conditions for the application of water-gas influence and to find the optimally effective ratio of water and gas injection. The parameters for ranking included reservoir permeability, reservoir compartmentalization, the development system with various well designs and spacing between wells, as well as various volumes of injected agents (water, gas).
Multivariate calculations were carried out on a sectoral hydrodynamic model (E300). Since experiments on miscibility conditions were not conducted, it was assumed that oil displacement during water-gas influence occurred without gas mixing with oil.
Based on the processing of the entire dataset (more than 10,000 calculations), a database of development systems with various input geological and physical characteristics was formed, where dependencies for cumulative oil production were obtained at different volumes of water and gas injection.
The effect of water-gas influence is noticeable with reservoir permeability greater than 20 mD. The effective water and gas injection ratio should ensure that the liquid withdrawal compensation is above 100%, both for water and gas injection.

© **Леушин Николай Валентинович** – аспирант кафедры моделирования физических процессов и систем (тел.: +007 912 492 93 38, e-mail: leushinnikval@mail.ru). Контактное лицо для переписки.
© **Шевелев Александр Павлович** – доктор физико-математических наук, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем (тел.: +007 912 991 90 14, e-mail: a.p.shevelev@utmn.ru).
© **Гильманов Александр Янович** – кандидат физико-математических наук, доцент кафедры моделирования физических процессов и систем (тел.: +007 904 496 18 41, e-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru).

© **Nikolai V. Leushin** – PhD student at the Department of Modeling Physical Processes and Systems (tel.: +007 912 492 93 38, e-mail: leushinnikval@mail.ru). The contact person for correspondence.
© **Alexander P. Shevelev** (Author ID in Scopus: 37013734300, ORCID: 0000-0003-0017-4871) – Doctor in Physics and Mathematics, Professor at the Department of Modeling Physical Processes and Systems (tel.: +007 912 991 90 14, e-mail: a.p.shevelev@utmn.ru).
© **Alexander Y. Gilmanov** (Author ID in Scopus: 57205429154, ORCID: 0000-0002-7115-1629) – PhD in Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Modeling Physical Processes and Systems (tel.: +007 904 496 18 41, e-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Леушин, Н.В. Определение оптимального соотношения закачки флюидов при водогазовом воздействии / Н.В. Леушин, А.П. Шевелев, А.Я. Гильманов // Недропользование. – 2025. – Т.25, №1. – С. 47–51. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.1.6

Please cite this article in English as:
Leushin N.V., Shevelev A.P., Gilmanov A.Y. Determination of the Optimal Injection Ratio of Fluids in Water-Gas Influence. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.1, pp. 47-51. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.1.6

Введение

Актуальность данной темы обусловлена растущей долей трудноизвлекаемых запасов, что делает водогазовое воздействие (ВГВ) на пласты перспективным инструментом для достижения экономического эффекта за счет повышения нефтеотдачи.

Технология водогазового воздействия становится привлекательной для внедрения, число выполненных мероприятий растет. Наибольшее применение этой технологии нашлось на Самотлорском месторождении. Полученный эффект от данного мероприятия уникален, он превзошел по количеству дополнительной добычи нефти, выполнявшейся на других месторождениях [1–8].

Такой вид геолого-технического мероприятия – технология водогазового воздействия – проводился на таких месторождениях, как Самотлорское, Битковское, Илишевское, Алексеевское, и имел положительный результат [9–18].

На Самотлорском месторождении ВГВ позволило повысить добычу нефти, снизить обводненность на применяемом участке опытно-промышленной разработки (ОПР). По результатам проведения этих мероприятий увеличен коэффициент нефтеизвлечения более 5 %.

На Битковском месторождении данная технология позволила повысить коэффициент нефтеотдачи на 16 %. Такого результата удалось достичь за счет увеличения пластового давления (тренд падения изменился), тем самым возрос дебит нефти, и газовый фактор стабилизировался. Дополнительная добыча от водогазового воздействия составила 750 тыс. т нефти.

Применение ВГВ на Илешевском месторождении (1999) дало положительный результат. Зафиксирован эффект от мероприятий в виде увеличения добываемой продукции нефти, снижения добываемой воды и попутного газа.

На Алексеевском месторождении ВГВ проводилось с 2005 г. Путем смешения подтоварной воды и попутного газа смесь нагнеталась в скважину. Эффект от данного мероприятия позволил увеличить коэффициент нефтеотдачи на 40 % (был 0,170 доли ед., стал 0,240 доли ед.).

Эффект от данной технологии получали и на других месторождениях. Так, на Ваховском месторождении от водогазового воздействия было получено около 5 тыс. т дополнительной добычи нефти.

А сколько качать? А каков объем закачки газа, воды? А при каких геологических условиях ВГВ проявит себя лучше? А какой режим закачки? На эти вопросы и будут получены ответы в ходе данной работы.

Критерии и подходы

Водогазовое воздействие – экономически затратное мероприятие. Для его выполнения необходимо иметь специалистов, обладающих большим опытом, технику, обеспечивающую надежность, безопасность при проведении таких гидродинамических моделей (ГТМ).

Был использован анализ исследования А.И. Вашуркина и М.С. Свищева для подбора условий выполнения ВГВ, критерии представлены на рис. 1.

Сформированные варианты рассчитывались на гидродинамической модели. Модель типа Е300 [19–37] удовлетворяет всем условиям для учета движения трех фаз (рис. 2). С помощью нее возможно рассмотреть, как вытесняет газ различного компонентного состава углеводородный флюид.

Получение правдоподобных расчетов достигается путем использования секторной модели, удовлетворяющей критериям применимости проведения ВГВ (таблица).

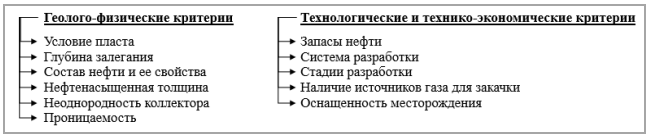


Рис. 1. Критерии подбора участка для ВГВ

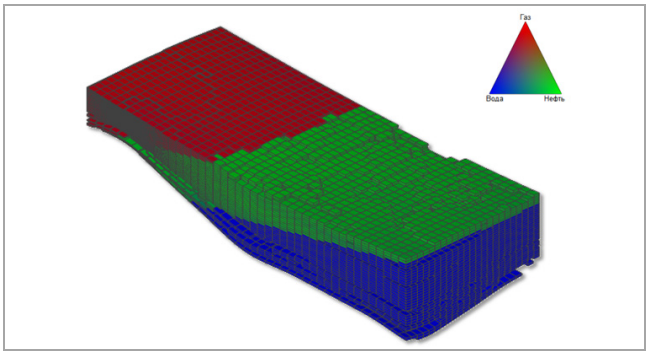


Рис. 2. Секторная ГДМ для проведения многовариантных расчетов

Параметры секторной гидродинамической модели

Параметр	Значение
Нач. нефтенасыщенность, %	85
Нач. водонасыщенность, %	15
$P_{\text{нач. пл}}$, МПа	13,1
$P_{\text{нас}}$, МПа	13,1
$K_{\text{пористости}}$, %	15
$K_{\text{сжимаемости}}$, Мпа$^{-1}$	10^{-4}
$K_{\text{проницаемости}}$, мД	355
Газосодержание, м^3/т	75

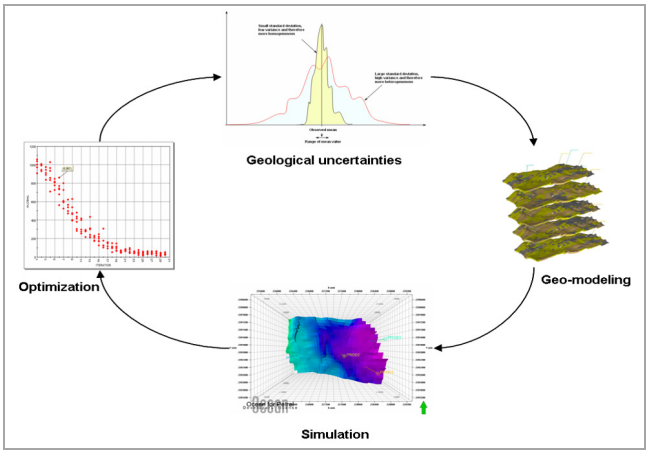


Рис. 3. Методика для системного анализа неопределенностей

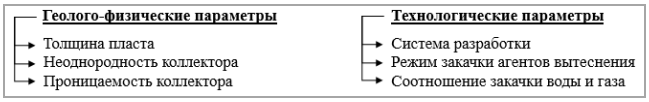


Рис. 4. Параметры для вариаций

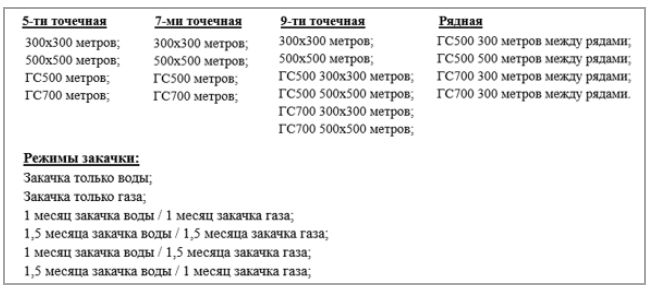


Рис. 5. Перечень сеток скважин и режимов закачки

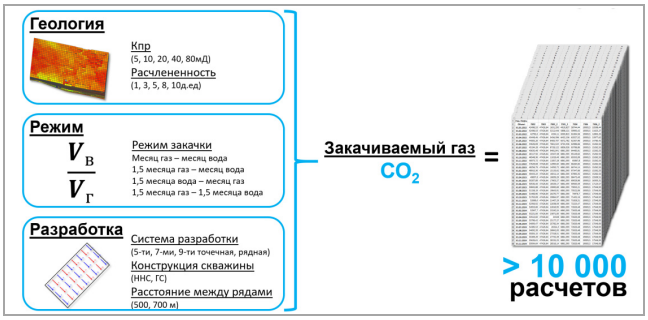


Рис. 6. Объем данных для исследования

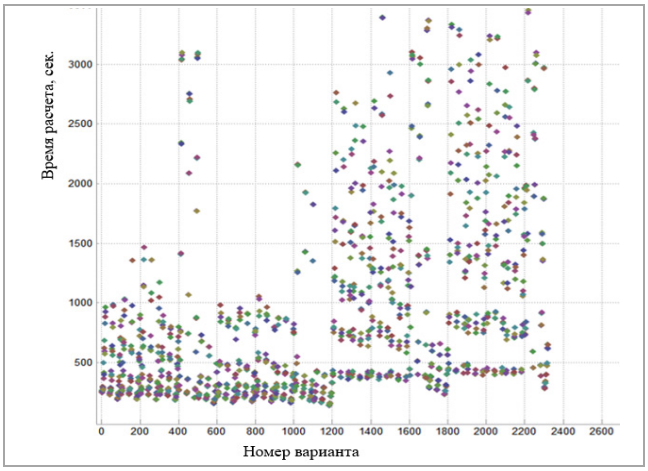


Рис. 7. Фрагмент зависимости продолжительности времени расчета от номера варианта

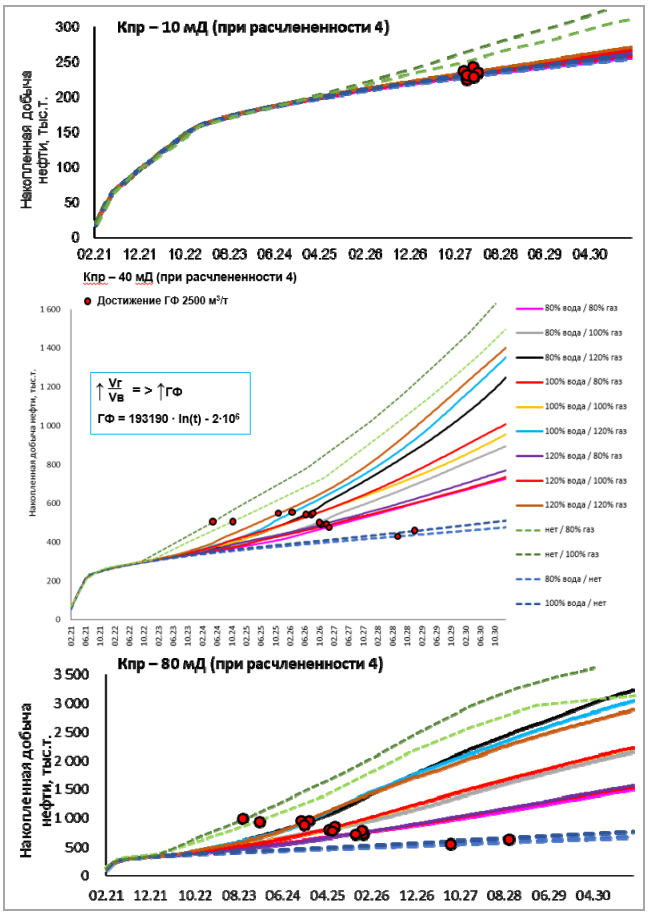


Рис. 8. Распределение накопленной добычи нефти в зависимости от соотношений объемов закачки агентов (воды и газа)

Различные степени неопределенности встречаются во всех сферах. Добыча углеводородов – не исключение, неопределенности могут встречаться как в инфраструктуре, находящейся на поверхности, так и в глубине земли (рис. 3).

Для митигации рисков использовано решение, которое охватывает большинство возможных комбинаций перебора критериев. В работе будут варьироваться основные геолого-физические и технологические параметры [38–45], которые затрагивают условия применимости технологии (рис. 4).

Вариация параметров с помощью арифметики задавалась в гидродинамическом симуляторе. Для изменения толщины пласта и порового объема использовалось изменение активных ячеек за счет внедрения неколлектора. Значения неоднородности пласта и проницаемости подбирались путем анализа фактического опыта проведения технологии (значения для неоднородности пласта – 1, 4, 8, для проницаемости – 5, 10, 20, 40, 80 мД).

Подход к разработке месторождений индивидуален, поэтому создание сценариев с технологическими параметрами было времязатратным.

Различные конструкции скважин, их расположение относительно друг друга и прочее не дают однозначного понимания о влиянии закачки газа и воды. Поэтому с целью охватить большой объем были сознаны наиболее распространенные модели сеток скважин (18 вариантов), чтобы произвести расчет на гидродинамическом симуляторе. А также рассмотрено шесть режимов закачки (рис. 5).

Общий массив данных, который был сформирован, – это более 10 000 расчетов (рис. 6).

Каждый расчет занимал различное время: от 3 мин до 1 ч. Продолжительность расчета зависела от количества и конструкции скважин, режима закачки (рис. 7).

Результаты

Анализ результатов проводился на примере пятиточечной системы разработки горизонтальными скважинами длиной 500 м при различных режимах закачки воды и газа, проницаемости пласта и его расчлененности. Для оценки эффекта водогазового воздействия взят показатель по накопленной добыче нефти во времени. Влияющий на успешность варианта критерий – газовый фактор (ГФ > 2500 м^3/т). Ввиду высоких значений ГФ появляются осложнения в работе глубинно-насосного оборудования, а также ограничения по инфраструктуре.

Полученные результаты расчетов представлены на рис. 8.

Обсуждение

Проведенный анализ всех варьируемых параметров показывает, что при проницаемости пласта менее 10 мД эффект от ВГВ незначителен и не сильно чувствителен к различным вариациям режимов закачки газа и вода, а вытесняющий агент закачки газа оказывается более эффективным, что при компенсации отборов 80 %, что и при 100 % компенсации. Это связано с тем, что газ (CO_2) обладает большей подвижностью. При смешении с нефтяной фазой снижает ее вязкость и действие капиллярных сил, удерживающих остаточную нефть.

Но с увеличением проницаемости (>20 мД) ограничителем в эффективности мероприятия вступает газовый фактор. При этом выстраивается

корреляция газового фактора от закачиваемого объема газа и воды. Чем больше газа закачено в пласт, тем раньше достигаются предельные значения газового фактора. Дальнейшая эффективность технологии ВГВ зависит от экономической составляющей.

Заключение

Эффект применения водогазового воздействия заметен при проницаемости коллектора более 20 мД. Эффективное соотношение закачки воды и газа – это компенсация отборов жидкости, она должна быть выше 100 % как при закачке воды, так и закачке газа.

По результатам обработки всего массива данных (более 10 000 расчетов) сформирована база систем разработок с различными входными геолого-физическими характеристиками, по которой были сформированы критерии применимости, при которой проведение водогазового воздействия успешно.

Выявлена корреляция между достижением предельного газового фактора (ГФ > 2500 м^3/т) от геолого-физических характеристик пласта и соотношения закачиваемого флюида, геолого-физических характеристик пласта.

Путем проработки всех сценариев выявлено оптимальное соотношение закачки флюида в зависимости от различных конструкций скважин, систем разработок, геолого-физических характеристик.

Библиографический список

1. Зацепин, В.В. Основные вопросы применения и классификации технологий водогазового воздействия / В.В. Зацепин, Р.А. Максутов // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 12. – С. 16–21.
2. Максутов, Р.А. Классификация технологий водогазового воздействия / Р.А. Максутов, В.В. Зацепин // Технологии ТЭК. – 2007. – № 1. – С. 42–45.
3. Рузин, Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): учеб. пособие / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк. – Ухта, 2014. – С. 127.
4. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Часть 2. Исследование довытеснения модели нефти водогазовыми смесями после заводнения / А.Н. Дроздов, Ю.А. Егоров, В.П. Телков [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2006. – № 3. – С. 48–51.
5. Казаков, К.В. Технология интенсификации водогазового воздействия на низкопроницаемых коллекторах / К.В. Казаков, К.А. Бравичев // Вестник ЦКР Роснедра. – 2014. – № 6. – С. 46–51.
6. РД 39Р-05753520-1125-94. Руководство по применению технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты. – Томск: ТомскНИПИнефть, 1994. – 82 с.
7. РД 39-9-151-79. Руководство по проектированию и применению метода заводнения с газоводяными смесями. – Тюмень: СибНИИНП, 1979. – С. 141.
8. Лысенко, В.Д. Проблемы разработки залежи нефти при газовом заводнении и чередующейся закачке воды и газа / В.Д. Лысенко // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 2. – С. 4–15.
9. Зацепин, В.В. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействии с закачкой водогазовой смеси в пласт / В.В. Зацепин // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 1. – С. 10–13.
10. Егоров, Ю.А. Газовые методы – новая технология увеличения нефтеотдачи пластов / Ю.А. Егоров // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 11. – С. 24–27.
11. Анализ международного опыта закачки углекислого газа в различных геолого-технологических условиях разработки нефтяных месторождений / К.А. Заякин [и др.] // Недропользование. – 2023. – Т. 23, № 2. – С. 71–76. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.3
12. Анализ реализации водогазового воздействия на нефтяные пласты первоочередного опытного участка Самотлорского месторождения / А.С. Трофимов [и др.] // Перспективы применения газовых методов повышения нефтеотдачи пластов: сб. науч. тр. – М.: ВНИИ, 1989. – С. 60–64.
13. Водогазовое воздействие на опытном участке Самотлорского месторождения / Е.П. Ефремов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 12. – С. 36–40.
14. Иванишин, В.С. Об эффективности создания газоводяной репрессии на Битковском месторождении / В.С. Иванишин, Ж.И. Карнаушевская, Е.И. Лискевич // Нефтяное хозяйство. – 1975. – № 2. – С. 35–38.
15. Проект реализации водогазового воздействия на Алексеевском месторождении / Р.Х. Муслимов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 6. – С. 23–31.
16. Водогазовое воздействие на Новогоднем месторождении / С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, В.В. Левочкин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 12. – С. 40–43.
17. Муслимов, Р.Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Р.Х. Муслимов. – Казань: Изд-во КГУ, 1999. – С. 280.
18. Эффективность применения водогазовых смесей для повышения нефтеотдачи и перераспределения фильтрационных потоков / Г.П. Хижняк, А.М. Амиров [и др.] // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 18. – С. 42–52. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.5
19. Дизайн водогазового воздействия: пути достижения смешиваемости, инструменты и методы анализа, оценка эффективности / Т.А. Поспелова, А.В. Кобяшев, П.А. Гужиков, А.С. Васильев [и др.] // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – 16 с. DOI: 10.2118/196758-MS
20. Валеев, А.С. Планирование параметров водогазового воздействия / А.С. Валеев, А.П. Шевелев // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – 11 с. DOI: 10.2118/187843-MS
21. Гончарова, О.Р. Повышение эффективности разработки газонефтяных (нефтегазовых) залежей на основе подбора оптимальных проектных решений для месторождений пермского края / О.Р. Гончарова, С.В. Козлов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20, № 1. – С. 88–100. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.8
22. Лискевич, Е.И. Экспериментальные исследования процесса комбинированного вытеснения нефти водой и газом : дис. канд. техн. наук : 05.15.06 / Евгений Иванович Лискевич. – Ивано-Франковск, 1974. – 151 с..
23. Водогазовое воздействие на пласт на основе попутного газа как альтернатива заводнению / В.И. Крючков, Р.Р. Ибатуллин, Г.В. Романов, Р.З. Сахабутдинов // Интервал. – 2002. – № 6. – С. 46–50.
24. Рублев, А.Б. Моделирование работы залежи с применением метода материального баланса / А.Б. Рублев, К.М. Федоров, А.П. Шевелев // Нефть и газ. – 2011. – № 5. – С. 33.
25. Compositional modeling with formation damage to investigate the effects of CO_2–CH_4 water alternating gas (WAG) on performance of coupled enhanced oil recovery and geological carbon storage / J. Cho, B. Min, S. Kwon, G. Park, K.S. Lee // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – No. 205. – P. 108795. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108795
26. Оценка минимального давления смесимости и минимального уровня обогащения при вытеснении нефти попутным нефтяным газом для условий месторождений Восточной Сибири / А.В. Кобяшев, А.А. Пятков, В.А. Захаренко [и др.] // Экспозиция нефть газ. – 2021. – № 83. – С. 35. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-35-38
27. A Comprehensive Review of the Oil Flow Mechanism and Numerical Simulations in Shale Oil Reservoirs / Z. Li, Z. Lei, W. Shen, D.A. Martyushev, X. Hu // Energies. – 2023. – No. 16 (8). – P. 3516. DOI: 10.3390/en16083516
28. Проектирование смешивающегося водогазового воздействия с учетом обогащения газа на промысле / К.М. Федоров, Т.А. Поспелова, А.В. Кобяшев, А.С. Васильев, В.А. Захаренко [и др.] // Газовая промышленность. – 2019. – № 12 (794). – С. 46–52.
29. Регулирование водогазового воздействия на пласт / С.В. Гусев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 6. – С. 146.
30. Водогазовое воздействие на пласт на основе попутного газа как альтернатива заводнению / Крючков В.И. [и др.] // Интервал. – 2002. – № 6. – С. 46–50.
31. Wang, Q. Oil production performance and reservoir damage distribution of miscible CO_2 soaking-alternating-gas (CO2-SAG) flooding in low permeability heterogeneous sandstone reservoirs / Q. Wang, J. Shen, P. Lorinczi // Journal of Petroleum Science and Engineering – 2021. – No. 204. – P. 108741. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108741
32. Case analysis on hydrocarbon alternative gas miscible flooding in PuBei oil field / G. Ping, W. Zhonglin, T. Guangtian, Y. Kailei, L. Bin, L. Yukai, Z. Maolin // SPE 80487. DOI: 10.2118/80487-MS
33. Кокорев, В.И. Разработка технологии борьбы с гидратами при осуществлении водогазового воздействия / В.И. Кокорев // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 2. – С. 42–47.
34. Christensen, J.R. Review of WAG Field Experience / J.R. Christensen, E.H. Stenby, A. Skauge // SPE. – 2001. – No. 2. – P. 97–106. DOI: 10.2118/71203-PA
35. Killough, J.E. Reservoir Simulation with History-Dependent Saturation Functions / J.E. Killough // SPE. – 1976. – No. 16 (01). – P. 37–48. DOI: 10.2118/5106-PA
36. Shahverdi, H. Modelling of Cyclic Hysteresis of Three-Phase Relative Permeability during WaterAlternating-Gas (WAG) Injection / H. Shahverdi, M. Sohrabi // SPE. – 2013. – No. 7. – P. 5232–5253. DOI: 10.2118/166526-MS
37. Carlson, F.M. Simulation of Relative Permeability Hysteresis to the Non-wetting Phase / F.M. Carlson // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 1981. – P. 10157.
38. Петраков, А.М. О достоверности экспериментального определения коэффициентов вытеснения нефти методами газового и водогазового воздействия / А.М. Петраков, Ю.А. Егоров, Т.Л. Ненартович // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 9. – С. 100–102.
39. Deep learning-based pore network generation: Numerical insights into pore geometry effects on microstructural fluid flow behaviors of unconventional resources / B.-E. Guo, N. Xiao, D. Martyushev, Z. Zhao // Energy. – 2024. – No. 294. – P. 130990. DOI: 10.1016/j.energy.2024.130990
40. Effect of chemicals on the phase and viscosity behavior of water in oil emulsions / M. Shafiei, Y. Kazemzadeh, D.A. Martyushev, Z. Dai, M. Riazi // Scientific Reports. – 2023. – No. 13. – P. 4100. DOI: 10.1038/s41598-023-31379-0
41. 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. – Vol. 249. – P. 386–392. DOI: 10.31897/PMI.2021.3.7
42. Moradpour, N. Experimental analysis of hybrid low salinity water alternating gas injection and the underlying mechanisms in carbonates / N. Moradpour, P. Pourafshary, D. Zivar. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – No. 202. – P. 108562. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108562
43. Experimental verification of the effects of three metal oxide nanoparticles on mass transfer at gas-liquid interface // L. Wang, Z. Li, T. Lu, F. Lai // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – No. 211. – P. 110122. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110122
44. Holmgren, C.R. Effect of Free Gas Saturation on Oil Recovery by Water Flooding / C.R. Holmgren, R.A. Morse // SPE. – 1951. – Vol. 192. – P. 135–140. DOI: 10.2118/951135-G
45. Мищенко, И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И.Т. Мищенко. – М., 2008. – 295 с.

References

1. Zatsepin V.V., Maksutov R.A. Osnovnye voprosy primeneniia i klassifikatsii tekhnologii vodogazovogo vozdeistviia [Key issues of application and classification of water-gas impact technologies]. *Neftepromyslovoe delo*, 2008, no.12, pp. 16-21.
2. Maksutov R.A., Zatsepin V.V. Klassifikatsiia tekhnologii vodogazovogo vozdeistviia [Classification of water-gas impact technologies]. *Tekhnologii TEK*, 2007, no. 1, pp. 42-45.
3. Ruzin, L.M., Moroziuk O.A. Metody povysheniia nefteotdachi plastov (teoriia i praktika) [Methods of enhancing oil recovery (theory and practice)]. Ukhta, 2014, 127 p.
4. Drozdov A.N., Egorov Iu.A., Telkov V.P. et al. Tekhnologiia i tekhnika vodogazovogo vozdeistviia na neftianye plasty. Chast' 2. Issledovanie dovytesneniia modeli nefti vodogazovymi smesiami posle zavodneniia [Technology and technique of water-gas impact on oil reservoirs. Part 2. Study of additional displacement of oil model by water-gas mixtures after flooding]. *Territoriia Neftegaz*, 2006, no. 3, pp. 48-51.
5. Kazakov K.V., Bravichev K.A. Tekhnologiia intensifikatsii vodogazovogo vozdeistviia na nizkopronitsaemykh kollektorakh [Technology of intensification of water-gas impact on low-permeability reservoirs]. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2014, no. 6, pp. 46-51.
6. RD 39R-05753520-1125-94. Rukovodstvo po primeneniiu tekhnologii vodogazovogo vozdeistviia na neftianye plasty [RD 39R-05753520-1125-94. Guide to the application of water-gas stimulation technology on oil reservoirs]. Tomsk: TomskNIPIneft', 1994, 82 p.
7. RD 39-9-151-79. Rukovodstvo po proektirovaniiu i primeneniiu metoda zavodneniia s gazovodianymi smesiami [RD 39-9-151-79. Guide to design and application of the flooding method with gas-water mixtures]. Tiumen': SibNIINP, 1979, 141 p.
8. Lysenko V.D. Problemy razrabotki zalezhi nefti pri gazovom zavodnenii i chereduiushcheisia zakachke vody i gaza [Problems of oil reservoir development with gas flooding and alternating water and gas injection]. *Neftepromyslovoe delo*, 2007, no. 2, pp. 4-15.
9. Zatsepin V.V. Opyt promyshlennoi realizatsii tekhnologii vodogazovogo vozdeistvii s zakachkoi vodogazovoi smesi v plast [Experience of industrial implementation of water-gas interaction technology with injection of water-gas mixture into the formation]. *Neftepromyslovoe delo*, 2007, no. 1, pp. 10-13.
10. Egorov Iu.A. Gazovye metody - novaia tekhnologiia uvelicheniia nefteotdachi plastov [Gas methods - a new technology for increasing oil recovery]. *Neftepromyslovoe delo*, 2009, no. 11, pp. 24-27.
11. Zaiakin K.A. et al. Analiz mezhdunarodnogo opyta zakachki uglekislogo gaza v razlichnykh geologo-tekhnologicheskikh usloviiakh razrabotki neftianykh mestorozhdenii [Analysis of International Experience of Carbon Dioxide Injection in Various Geological and Technological Conditions of Oil Field Development]. *Nedropol'zovanie*, 2023, vol. 23, no. 2, pp. 71-76. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.3
12. Trofimov A.S. et al. Analiz realizatsii vodogazovogo vozdeistviia na neftianye plasty pervoocherednogo opytnogo uchastka Samotlorskogo mestorozhdeniia [Analysis of the implementation of water-gas impact on oil reservoirs of the primary experimental site of the Samotlor field]. *Perspektivy primeneniia gazovykh metodov povysheniia nefteotdachi plastov. Sbornik nauchnykh trudov*. Moscow: VNII, 1989, pp. 60-64.
13. Efremov E.P. et al. Vodogazovoe vozdeistvie na opytnom uchastke Samotlorskogo mestorozhdeniia [Water-gas interaction at the experimental site of the Samotlor field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1986, no. 12, pp. 36-40.
14. Ivanishin V.S., Karnaushevskaia Zh.I., Liskevich E.I. Ob effektivnosti sozdaniia gazovodianoi repressii na Bitkovskom mestorozhdenii [On the effectiveness of creating a gas-water repression at the Bitkovskoye field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1975, no. 2, pp. 35-38.
15. Muslimov R.Kh. et al. Proekt realizatsii vodogazovogo vozdeistviia na Alekseevskom mestorozhdenii [Project for the implementation of water-gas impact at the Alekseevskoye field]. *Neftepromyslovoe delo*, 2004, no. 6, pp. 23-31.
16. Zakirov S.N., Indrupskii I.M., Levochkin V.V. et al. Vodogazovoe vozdeistvie na Novogodnem mestorozhdenii [Water-gas impact at the Novogodnee field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2006, no. 12, pp. 40-43.
17. Muslimov R.Kh. Planirovanie dopolnitel'noi dobychi i otsenka effektivnosti metodov uvelicheniia nefteotdachi plastov [Planning additional production and evaluating the effectiveness of enhanced oil recovery methods]. Kazan': Kazanskii gosudarstvennyi universitet, 1999, 280 p.
18. Khizhniak G.P., Amirov A.M. et al. Effektivnost' primeneniia vodogazovykh smesei dlia povysheniia nefteotdachi i pereraspredeleniia fil'tratsionnykh potokov [Efficiency of application of water-gas mixtures used to increase oil recovery and rearrange fluid flow]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2016, vol. 15, no. 18, pp. 42-52. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.5
19. Pospelova T.A., Kobiashev A.V., Guzhikov P.A., Vasil'ev A.S. et al. Dizain vodogazovogo vozdeistviia: puti dostizheniia smeshivaemosti, instrumenty i metody analiza, otsenka effektivnosti [Wag Design: Miscibility Challenge, Tools and Techniques for Analysis, Efficiency Assessment]. *Society of Petroleum Engineers*, 2019, 16 p. DOI: 10.2118/196758-MS
20. Valeev A.S., Shevelev A.P. Planirovanie parametrov vodogazovogo vozdeistviia [Design of WAG Parameters]. *SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2017*, 2017, 11 p. DOI: 10.2118/187843-MS
21. Goncharova O.R., Kozlov S.V. Povyshenie effektivnosti razrabotki gazoneftianykh (neftegazovykh) zalezhei na osnove podbora optimal'nykh proektnykh reshenii dlia mestorozhdenii Permskogo kraia [Improvement of the effectiveness of gas-oil (oil-gas) reservoirs engineering by selecting rational design for Perm Region fields]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2020, vol. 20, no. 1, pp. 88-100. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.8
22. Liskevich E.I. Eksperimental'nye issledovaniia protsessa kombinirovannogo vytesneniia nefti vodoi i gazom [Experimental studies of the process of combined displacement of oil by water and gas]. Ph D. Thesis. Ivano-Frankovsk, 1974, 151 p.
23. Kriuchkov V.I., Ibatullin R.R., Romanov G.V., Sakhabutdinov R.Z. Vodogazovoe vozdeistvie na plast na osnove poputnogo gaza kak al'ternativa zavodneniiu [Water-gas stimulation of the formation based on associated gas as an alternative to flooding]. *Interval*, 2002, no. 6, pp. 46-50.
24. Rublev A.B., Fedorov K.M., Shevelev A.P. Modelirovanie raboty zalezhi s primeneniem metoda material'nogo balansa [Modeling of deposit operation using the material balance method]. *Neft' i gaz*, 2011, no. 5, 33 p.
25. Cho J., Min B., Kwon S., Park G., Lee K.S. Compositional modeling with formation damage to investigate the effects of CO_2-CH_4 water alternating gas (WAG) on performance of coupled enhanced oil recovery and geological carbon storage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, no. 205, 108795 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108795
26. Kobiashev A.V., Piatkov A.A., Zakharenko V.A. et al. Otsenka minimal'nogo davleniia smesimosti i minimal'nogo urovnia obogashcheniia pri vytesnenii nefti poputnym neftianym gazom dlia uslovii mestorozhdenii Vostochnoi Sibiri [Estimating minimum miscibility pressure and minimum oil swelling when displaced by associated petroleum gas for the conditions of an East Siberian field]. *Ekspozitsiia neft' gaz*, 2021, no. 4, P. 35-38. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-35-38
27. Li Z., Lei Z., Shen W., Martyushev D.A., Hu X. A Comprehensive Review of the Oil Flow Mechanism and Numerical Simulations in Shale Oil Reservoirs. *Energies*, 2023, no. 16 (8), 3516 p. DOI: 10.3390/en16083516
28. Fedorov K.M., Pospelova T.A., Kobiashev A.V., Vasil'ev A.S., Zakharenko V.A. et al. Proektirovanie smeshivaiushchegosia vodogazovogo vozdeistviia s uchetom obogashcheniia gaza na promysle [Miscible water-alternating-gas design with in-field gas enrichment]. *Gazovaia promyshlennost'*, 2019, no. 12 (794), pp. 46-52.
29. Gusev S.V. et al. Regulirovanie vodogazovogo vozdeistviia na plast [Regulation of water-gas impact on the formation]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1990, no. 6, 146 p.
30. Kriuchkov V.I. [et al. Vodogazovoe vozdeistvie na plast na osnove poputnogo gaza kak al'ternativa zavodneniiu [Water-gas stimulation of the formation based on associated gas as an alternative to flooding]. *Interval*, 2002, no. 6, pp. 46-50.
31. Wang Q., Shen J., Lorinczi P. Oil production performance and reservoir damage distribution of miscible CO_2 soaking-alternating-gas (CO_2-SAG) flooding in low permeability heterogeneous sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, no. 204, 108741 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108741
32. Ping G., Zhonglin W., Guangtian T., Kailei Y., Bin L., Yukai L., Maolin Z. Case Analysis on Hydrocarbon Alternative Gas Miscible Flooding in PuBei Oil Field. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, September 2003*. DOI: 10.2118/80487-MS
33. Kokorev V.I. Razrabotka tekhnologii bor'by s gidratami pri osushchestvlenii vodogazovogo vozdeistviia [Development of technology of hydrates elimination during water-gas impact]. *Neftepromyslovoe delo*. 2010, no. 2, pp. 42-47.
34. Christensen J.R., Stenby E.H., Skauge A. Review of WAG Field Experience. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2001, no. 2, pp. 97-106. DOI: 10.2118/71203-PA
35. Killough J.E. Reservoir Simulation with History-Dependent Saturation Functions. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1976, no. 16 (01), pp. 37-48. DOI: 10.2118/5106-PA
36. Shahverdi H., Sohrabi M. Modelling of Cyclic Hysteresis of Three-Phase Relative Permeability during WaterAlternating-Gas (WAG) Injection. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, September 2013*. DOI: 10.2118/166526-MS
37. Carlson F.M. Simulation of Relative Permeability Hysteresis to the Non-wetting Phase *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1981, 10157 p.
38. Petrakov A.M., Egorov Iu.A., Nenartovich T.L. O dostovernosti eksperimental'nogo opredeleniia koeffitsientov vytesneniia nefti metodami gazovogo i vodogazovogo vozdeistviia [On the reliability of the experimental determination of oil displacement coefficients by gas and water-gas stimulation methods]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 9, pp. 100-102.
39. Guo B.-E., Xiao N., Martyushev D., Zhao Z. Deep learning-based pore network generation: Numerical insights into pore geometry effects on microstructural fluid flow behaviors of unconventional resources. *Energy*, 2024, no. 294, 130990 p. DOI: 10.1016/j.energy.2024.130990
40. Shafiei M., Kazemzadeh Y., Martyushev D.A., Dai Z., Riazi M. Effect of chemicals on the phase and viscosity behavior of water in oil emulsions. *Scientific Reports*, 2023, no. 13, 4100 p. DOI: 10.1038/s41598-023-31379-0
41. 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
42. Moradpour N., Pourafshary P., Zivar D. Moradpour N. Experimental analysis of hybrid low salinity water alternating gas injection and the underlying mechanisms in carbonates. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, no. 202, 108562 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108562
43. Wang L., Li Z., Lu T., Lai F. Experimental verification of the effects of three metal oxide nanoparticles on mass transfer at gas-liquid interface. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, no. 211, 110122 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110122
44. Holmgren C.R., Morse R.A. Effect of Free Gas Saturation on Oil Recovery by Water Flooding. *SPE*, 1951, vol. 192, pp. 135-140. DOI: 10.2118/951135-G
45. Mishchenko I.T. Raschety pri dobyche nefti i gaza [Calculations in oil and gas production]. Moscow, 2008, 295 p.

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