

Влияние гистерезиса относительных фазовых проницаемостей на численную оценку эффективности водогазового воздействия

Кобяшев А.В., Пятков А.А., Дубровин А.В., Захаренко В.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
aapyatkov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Работа посвящена исследованию влияния гистерезиса относительных фазовых проницаемостей (ОФП) на численную оценку эффективности водогазового воздействия на моделях различного масштаба: одномерная модель керновой колонки (оценка влияния гистерезиса ОФП на качество адаптации модели на результаты потоковых экспериментов на керновых колонках в условиях отсутствия гравитации), двумерная синтетическая модель двух скважин (оценка влияния гистерезиса ОФП на величину дополнительной добычи нефти в условиях наличия гравитации), трехмерная полномасштабная модель месторождения (оценка влияния гистерезиса ОФП на эффективность водогазового воздействия).

Материалы и методы

Материалы: результаты керновых экспериментов по вытеснению нефти оторочками газа и воды.

Методы: численное моделирование с использованием гидродинамического симулятора Eclipse 300.

Ключевые слова

гистерезис ОФП, смесимость нефти и газа, эффективность ВГВ

Для цитирования

Кобяшев А.В., Пятков А.А., Дубровин А.В., Захаренко В.А. Влияние гистерезиса относительных фазовых проницаемостей на численную оценку эффективности водогазового воздействия // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 41–45. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-41-45

Поступила в редакцию: 22.02.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

The influence of the hysteresis relative permeability on the numerical estimate of the effectiveness of water-alternating-gas injection

Kobyashev A.V., Pyatkov A.A., Dubrovin A.V., Zakharenko V.A.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
aapyatkov@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The work is devoted to the study of the effect of the hysteresis of relative permeability on the numerical evaluation of the effectiveness of water-alternating-gas (WAG) effects on models of various scales: a one-dimensional model of the core column (evaluation of the effect of the hysteresis of the core column on the quality of model adaptation to the results of flow experiments on core columns in the absence of gravity), a two-dimensional synthetic model of two wells (evaluation of the effect of hysteresis relative permeability for the amount of additional oil production in the presence of gravity), three-dimensional full-scale model of the deposit (evaluation of the effect of the hysteresis relative permeability on the efficiency of the WAG).

Materials and methods

Materials: results of core experiments on oil displacement by gas and water fringes.

Methods: numerical simulation using the Eclipse 300 hydrodynamic simulator.

Keywords

hysteresis relative permeability, oil and gas miscibility, efficiently of WAG

For citation

Kobyashev A.V., Pyatkov A.A., Dubrovin A.V., Zakharenko V.A. The influence of the hysteresis relative permeability on the numerical estimate of the effectiveness of water-alternating-gas injection. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 41–45. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-41-45

Received: 22.02.2023

Введение

Закачка газа является одним из эффективных методов повышения нефтеотдачи. Существует два основных подхода к реализации закачки газа: продолжительная закачка газа и водогазовое воздействие (ВГВ), которое подразумевает попеременную закачку воды и газа. Данный метод увеличения

нефтеотдачи теоретически обладает большей эффективностью, чем непрерывная закачка газа, так как позволяет стабилизировать фронт вытеснения и тем самым повысить охват вытеснением на макроуровне [1]. В среднем прирост нефтеотдачи от применения ВГВ составляет 5–10 % (в некоторых случаях до 20 %) [2]. Величина эффекта зависит

от режима смесимости нефти и газа, достигаемого в пласте. Закачка несмешивающегося газа обычно менее эффективна, чем смешивающегося [3].

В процессе реализации ВГВ возможны случаи снижения приемистости воды. Например, в работе [4] на основе данных 19 лабораторных экспериментов показано снижение

приемистости воды в 3,5 раза после закачки в образец оторочки жирного газа. Снижение приемистости воды может стать ключевым фактором, определяющим экономическую эффективность применения технологии ВГВ. В работе [5] авторы выделяют следующие основные факторы, приводящие к снижению приемистости воды: снижение ОФП по воде из-за присутствия в потоке третьей фазы, проявление эффекта гистерезиса ОФП, появление захваченного газа после цикла закачки газа, изменение краевого угла смачиваемости. Эксперименты на керне не позволяют выделить фактор, оказывающий решающее влияние на степень снижения приемистости воды.

Наиболее распространенным приемом моделирования изменения приемистости воды в процессе численной оценки эффективности ВГВ является использование модели трехфазного гистерезиса [6–8].

Целью работы является исследование влияния гистерезиса ОФП на численную оценку эффективности ВГВ.

Результаты экспериментов на керновых колонках

В рамках работ по технико-экономическому обоснованию применения технологии ВГВ на одном из месторождений Восточной Сибири был выполнен эксперимент по вытеснению нефти оторочками воды и газа на составной керновой колонке средней проницаемостью 100 мД. В качестве агентов вытеснения выступали: пластовая вода (вязкость 2,25 мПа·с, минерализация 400 г/л), попутный газ (C1 – 77,9 моль %, C2–C4 – 20,7 моль %). Содержание в газе вытеснения средних компонент C2–C4 ~ 21 моль % приводит к возникновению режима частичной смесимости нефти и газа [9]. Основные параметры рекомбинированной нефти: плотность – 744 кг/м³, вязкость – 2,36 мПа·с, газосодержание – 145 м³/м³. Эксперимент проводился при вертикальной ориентации керновой колонки для исключения эффекта гравитационного разделения флюидов [10].

В таблице 1 представлены основные результаты эксперимента: прирост Квйт относительно базового значения Квйт по воде (Квйт по воде – 0,428 д. ед.), рост перепада давления по воде в циклах ВГВ относительно перепада давления, полученного в ходе базового заводнения.

Финальный прирост Квйт от ВГВ составил 0,183 д. ед. Рост перепада давления в циклах ВГВ в процессе закачки воды составил от 1,4 до 4,5 раз.

Результаты численных экспериментов

В качестве инструмента моделирования использовался коммерческий программный продукт Eclipse 300. Было выполнено 3 серии численных экспериментов: адаптация модели на результаты экспериментов на модели керновой колонки (одномерная модель), прогнозные расчеты на модели двух скважин (двумерная модель) и прогнозные расчеты на полномасштабной модели месторождения (трехмерная модель).

Учет эффекта роста перепада давления по воде в процессе реализации ВГВ в гидродинамической модели возможен с помощью опции трехфазного гистерезиса. В Eclipse 300 использование опции трехфазного гистерезиса осуществляется с помощью задания и настройки параметров ключевого слова WAGHYSTR. Относительная проницаемость газа при повторном дренировании рассчитывается по следующей формуле:

Табл. 1. Результаты эксперимента
Tab. 1. Results of the experiment

Номер цикла ВГВ	Прирост Квйт относительно базового Квйт по воде, д. ед.	Рост перепада давления при закачке воды, раз
1	0,09	1,4
2	0,143	3,9
3	0,162	4,5
4	0,176	2,7
5	0,183	2,3

$$K_{rg}^{drain} = \left[K_{rg}^{input} - K_{rg}^{input} \left(S_g^{start} \right) \right] \times \left[\frac{S_{wco}}{S_w^{start}} \right]^\alpha + \left[K_{rg}^{imb} \left(S_g^{start} \right) \right],$$

где K_{rg}^{drain} – вычисленная относительная проницаемость газа при вторичном дренировании как функция от S_g ; K_{rg}^{input} – относительная проницаемость газа при S_g ; $K_{rg}^{input} \left(S_g^{start} \right)$ – относительная проницаемость газа в начале кривой вторичного дренирования; S_{wco} – связанная водонасыщенность; S_w^{start} – водонасыщенность в начале кривой вторичного дренирования; $K_{rg}^{imb} \left(S_g^{start} \right)$ – относительная проницаемость газа в начале процесса вторичного дренирования (т.е. значение K_{rg} в конце кривой пропитки); α – коэффициент, введенный в ключевом слове WAGHYSTR.

Относительная проницаемость воды при повторной пропитке рассчитывается на основе двухфазных и трехфазных кривых с помощью следующего уравнения:

$$K_{rw}^{imb} = K_{rw2} \cdot \left(1 - \frac{S_g^{start}}{S_{gmax}} \right) + K_{rw3} \cdot \left(\frac{S_g^{start}}{S_{gmax}} \right),$$

где K_{rw}^{imb} – вычисленная относительная проницаемость при пропитке; K_{rw2} – двухфазная относительная проницаемость при S_w ; K_{rw3} – трехфазная относительная проницаемость при S_w ; S_{gmax} – максимально достижимая газонасыщенность; S_g^{start} – газонасыщенность в начале процесса пропитки. Подробно модель трехфазного гистерезиса дана в техническом описании Eclipse [11].

Результаты численных экспериментов на одномерной модели

Для определения минимального давления смесимости нефти и газа были выполнены эксперименты по вытеснению нефти газом в тонкой трубке [12]. В процессе адаптации моделей на результаты экспериментов был выполнен анализ чувствительности результатов расчетов к количеству ячеек расчетной сетки. Результаты анализа представлены на рисунке 1.

Из рисунка 1 видно, что результаты расчетов моделей с 500 и 1 000 ячейками практически не отличаются. С точки зрения скорости счета более выгодно использовать модель с 500 ячейками. Поэтому расчеты на микромоделях (модель тонкой трубки и модель керновой колонки) выполнялись с использованием сетки с 500 ячейками.

Результаты адаптации одномерной модели керновой колонки представлены на рисунке 2. Фактические данные выделены синим цветом, расчетные данные без учета гистерезиса – зеленым, расчетные данные с учетом гистерезиса – красным.

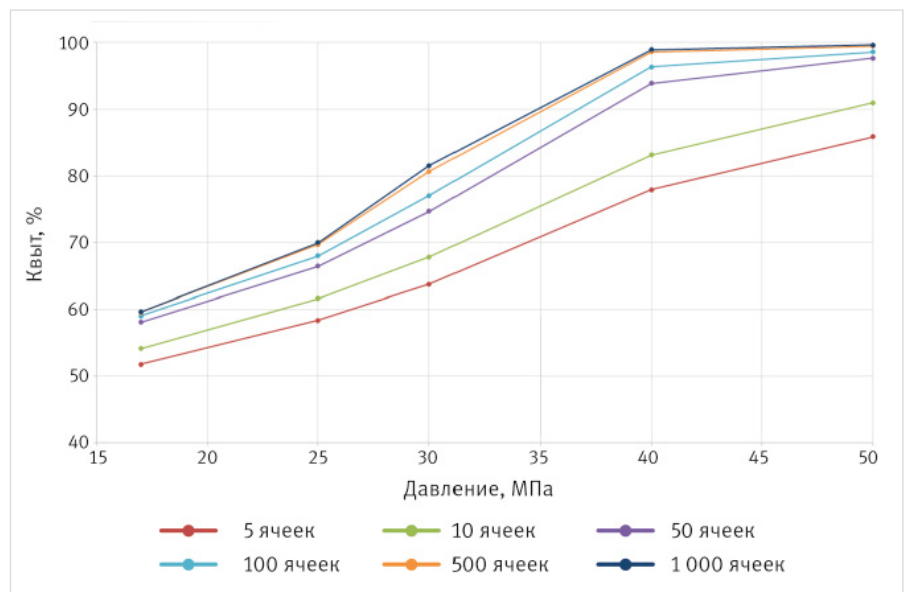


Рис. 1. Зависимость Квйт от давления для разного количества ячеек расчетной сетки в численном эксперименте по вытеснению нефти газом в тонкой трубке
Fig. 1. The dependence of recovery factor on pressure for a different number of cells of the computational grid in a numerical experiment on the displacement of oil by gas in a slim tube

Учет гистерезиса позволил добиться лучшей согласованности расчетной и фактической динамики перепада давления при закачке воды в циклах ВГВ (рис. 2б). Из-за исключения фактора гравитации в эксперименте и численной модели учет гистерезиса не оказал влияния на динамику Квыт (рис. 2а).

Результаты численных экспериментов на двумерной модели

Для оценки влияния гравитации на эффективность технологии ВГВ были выполнены численные эксперименты на синтетической модели двух скважин. Размерность модели — $1 \times 6 \times 10$ м, размер расчетных блоков — $100 \times 100 \times 1$ м (характерные параметры расчетной сетки прямоугольного элемента полномасштабной модели, включающего добывающую и нагнетательную скважины). Отношение Kz/Kx равно 0,5. Величина циклов вода/газ составила 0,1 порового объема пласта. На рисунке 3 представлены значения КИН в моменты времени, соответствующие прокачке 2 поровых объемов пласта жидкости (10 циклов ВГВ). Также на рисунке 3 представлены результаты расчетов на модели керновой колонки.

На рисунке 3 можно видеть влияние гравитации на величину эффекта от ВГВ. Из-за гравитационного разделения флюидов газ преимущественно фильтруется в кровле пласта,

совершая «полезную работу» лишь в небольшом объеме коллектора. Таким образом, при оценке величины потенциального эффекта от ВГВ решающим фактором, помимо режима смесимости нефти и газа, будет выступать величина отношения проницаемости Kz/Kx . Учет гистерезиса приводит к увеличению прироста КИН от ВГВ по сравнению с вариантом расчета без гистерезиса на 0,043 д. ед. Данный эффект объясняется увеличением охвата вытеснением газом вследствие уменьшения ОФП газа в циклах ВГВ. Для наглядности на рисунке 4 приведены значения газонасыщенности в пласте для вариантов расчетов без гистерезиса и с гистерезисом.

Для анализа чувствительности результатов расчетов к количеству ячеек расчетной сетки дополнительно был выполнен ряд численных экспериментов на двумерных моделях размерностью $1 \times 10 \times 10$, $1 \times 50 \times 10$ и $1 \times 100 \times 10$ ячеек. Установлено, что увеличение количества ячеек расчетной сетки в двумерных моделях приводит к уменьшению коэффициента охвата воздействием газа и, как следствие, к уменьшению прироста КИН от ВГВ. Так, значение прироста КИН от ВГВ для варианта расчета на сетке размерностью $1 \times 6 \times 10$ оказалось выше значения прироста КИН от ВГВ для варианта расчета на сетке размерностью $1 \times 100 \times 10$ на 0,014 д. ед. (0,127 д. ед. вместо 0,141 д. ед.).

Таким образом, проведение прогнозных расчетов на грубых сетках приводит к завышению ожидаемой эффективности ВГВ. Величина ошибки составляет 10 % от величины прироста КИН от ВГВ (для рассмотренных условий).

Результаты численных экспериментов на полномасштабной модели месторождения

Для выполнения оценки эффективности ВГВ в полномасштабную модель были заданы параметры опции гистерезиса, полученные в ходе адаптации модели на результаты керновых экспериментов. Выполнены прогнозны расчеты в варианте базового заводнения и в варианте ВГВ. Было выполнено две серии расчетов — с учетом гистерезиса и без. На рисунке 5а представлены динамики КИН в вариантах базового заводнения и ВГВ. На рисунке 5б представлены динамики газового фактора в вариантах базового заводнения и ВГВ.

В варианте расчета без опции гистерезиса прирост КИН от ВГВ на момент времени, соответствующий закачке 0,5 порового объема пласта жидкости, составил 0,04 д. ед. Тогда как в варианте с гистерезисом — 0,06 д. ед. Разница между значениями КИН варианта ВГВ с гистерезисом и варианта ВГВ без гистерезиса составила 0,07 д. ед. Отношение величины газового фактора по варианту ВГВ без гистерезиса к варианту ВГВ с учетом гистерезиса выше в 1,2–1,5 раза, что обусловлено потерей части газа в пласте вследствие его блокирования водой (захваченная газонасыщенность) при смене циклов закачки вытесняющих агентов.

Для анализа чувствительности результатов расчетов к количеству ячеек расчетной сетки дополнительно был выполнен численный эксперимент на участке полномасштабной модели с увеличением количества ячеек расчетной сетки в 4 раза: уменьшение размеров расчетных блоков в направлениях X и Y в два раза. Значение прироста КИН от ВГВ для варианта расчета на мелкой сетке оказалось выше значения прироста КИН от ВГВ для варианта расчета на грубой сетке на 3,5 %.

Итоги

В результате численных экспериментов на моделях различного масштаба установлено влияние гистерезиса ОФП на оценку эффективности водогазового воздействия и качество адаптации модели на результаты керновых экспериментов.

Выводы

- Показано влияние гистерезиса ОФП на качество адаптации модели на результаты эксперимента по вытеснению нефти оторочками воды и газа на керновой колонке. Учет гистерезиса ОФП позволяет корректно воспроизвести рост перепада давления при закачке воды в циклах ВГВ.
- На двумерной синтетической модели двух скважин (учет гравитации) показан вклад гистерезиса ОФП на величину эффекта дополнительной добычи нефти от применения технологии ВГВ. Так, учет гистерезиса ОФП привел к увеличению прироста КИН от ВГВ по сравнению с вариантом расчета без гистерезиса на 0,043 д. ед.
- Показано влияние гистерезиса ОФП на численную оценку эффективности технологии ВГВ на полномасштабной модели одного из месторождений Восточной Сибири. Так, КИН в варианте

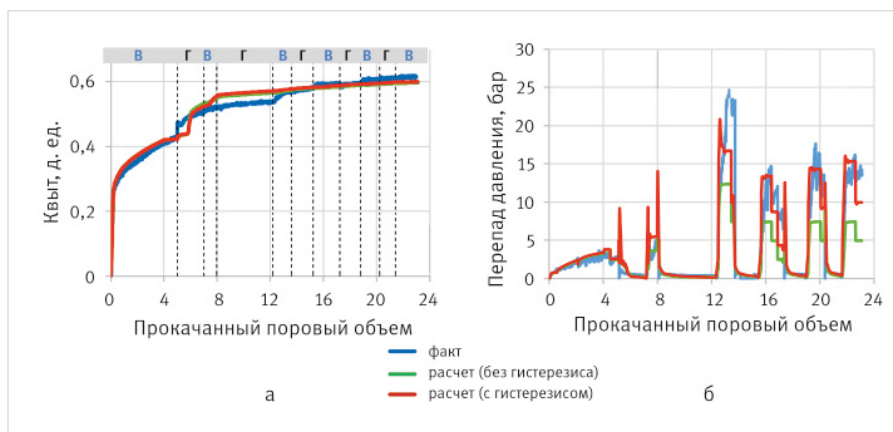


Рис. 2. Динамики фактических и расчетных данных: а — Квыт, б — перепад давления
Fig. 2. Dynamics of actual and calculated data: a – recovery factor, б – pressure drop

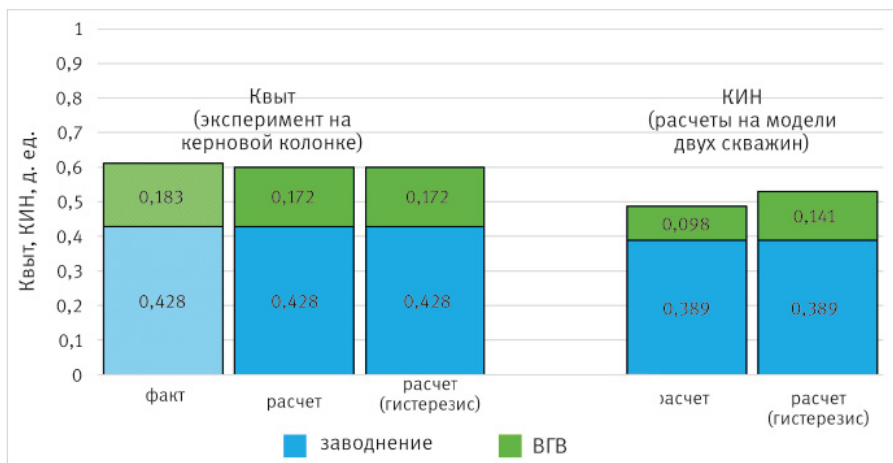


Рис. 3. Значения Квыт для модели керновой колонки и КИН для синтетической модели двух скважин с отношением $Kz/Kx = 0,5$ в момент времени, соответствующий прокачке 2 поровых объемов пласта жидкости (10 циклов ВГВ)
Fig. 3. The value of recovery factor for the core column model and for the synthetic model of two wells with a ratio of $Kz/Kx = 0,5$ at time points corresponding to pumping 2 pore volumes of the liquid reservoir (10 cycles of WAG)

расчета с опцией гистерезиса выше КИН в варианте расчета без опции гистерезиса на 0,07 д. ед., а значение газового фактора ниже в 1,2–1,5 раза.

Литература

1. Chen Y. et al. Impact of relative permeability hysteresis on water-alternating-gas wagg injectivity: modeling and experimental study. SPE annual technical conference and exhibition held in San Antonio, Texas, USA, 2017, SPE-187425-MS. (In Eng).
2. Christensen J.R. et al. Review of wag field experience. SPE Reservoir Evaluation & Engineering (Society of Petroleum Engineers), 1998. Vol. 4, issue 2, P. 97–106, SPE-71203-PA (In Eng).
3. Meyer J.P. Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO₂EOR) injection well technology. American Petroleum Institute, Washington, DC. 2007. (In Eng).
4. Schneider F.N., Owens W.W. Relative permeability studies of gas-water flow following solvent injection in carbonate rocks. SPE J, 1976, issue 16, P. 23–30, SPE-5554-PA. (In Eng).
5. Rogers J.D. et al. A literature analysis of WAG injectivity abnormalities in the CO₂ process. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 2000, SPE-59329-MS. (In Eng).
6. Spiteri E.J. Relative permeability hysteresis: a new model and impact on reservoir simulation. MS degree. 2005. Stanford University, Stanford, California. (In Eng).
7. Mahzari P., Sohrabi M.A. Robust methodology to simulate water-alternating-gas experiments at different scenarios under near-miscible conditions. SPE Journal, 2017, issue 22, P. 1506–1518, SPE-185955-PA. (In Eng).
8. Duchenne S. et al. Extended three-phase relative permeability formulation and its application to the history-matching of multiple WAG corefloods under mixed-wet conditions. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, 2016, SPE-183257-MS. (In Eng).
9. Кобяшев А.В., Пятков А.А., Захаренко В.А., Громова Е.А., Долгов И.А. Оценка минимального давления смесимости и минимального уровня обогащения при

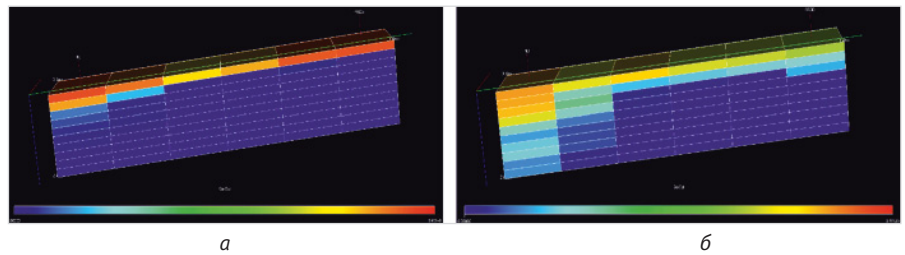


Рис. 4. Газонасыщенность в процессе ВГВ: а — расчет без учета гистерезиса, б — расчет с учетом гистерезиса
Fig. 4. Gas saturation in the WAG process: а — calculation without hysteresis, б — calculation with hysteresis

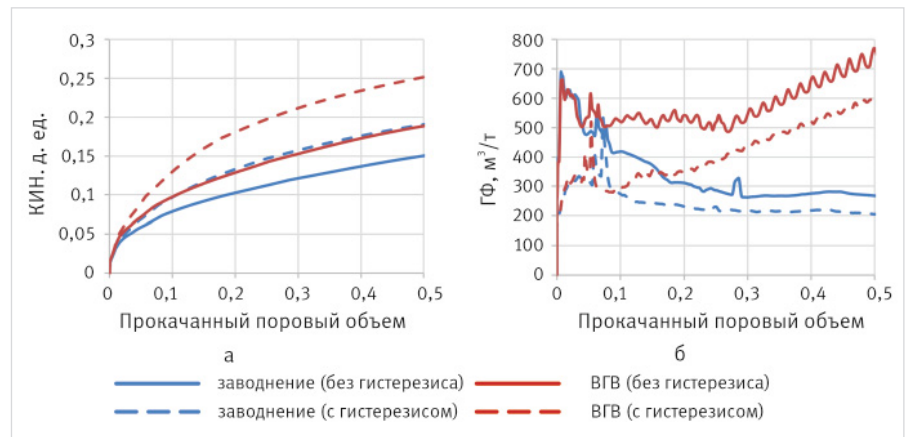


Рис. 5. Результаты численной оценки эффективности ВГВ на полномасштабной модели: а — КИН, б — газовый фактор
Fig. 5. Results of numerical evaluation of the efficiency of WAG on a full-scale model: а — recovery factor, б — gas factor

вытеснении нефти попутным нефтяным газом для условий месторождения Восточной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 4. С. 35–38.

10. Кобяшев А.В., Захаренко В.А., Пятков А.А., Кочетов А.В., Загоровский А.А., Комисаренко А.С., Долгов И.А. Сравнение эффективности различных агентов воздействия (вода, водогазовое воздействие) в геологических условиях кавернозно-порового коллектора пласта Б5 Северо-Даниловского месторождения по лабораторным экспериментам //

Нефтепромысловое дело. 2021. № 10. С. 14–22.

11. ECLIPSE Technical Description. Schlumberger. 2014.
12. Кобяшев А.В. Экспериментальное и численное определение параметров смесимости при обосновании газового воздействия на примере Северо-Даниловского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2022. № 5. С. 75–89.

ENGLISH

Results

As a result of numerical experiments on models of various scales, the effect of the hysteresis relative permeability on the assessment of the effectiveness of WAG exposure and the quality of model adaptation on the results of core experiments has been established.

Conclusions

- The effect of relative permeability hysteresis on the quality of model adaptation on the results of an experiment on the displacement of oil by fringes of water and gas on a core column is shown. Taking into account the relative permeability hysteresis allows to correctly reproduce the growth of the pressure drop during water injection in the WAG cycles.
- A two-dimensional synthetic model of two wells (taking into account

gravity) shows the contribution of relative permeability hysteresis to the magnitude of the effect of additional oil production from the use of WAG technology. Thus, taking into account the relative permeability hysteresis led to an increase in the increase in recovery factor from WAG compared to the calculation option without hysteresis by 0,043.

- The effect of the relative permeability hysteresis on the numerical evaluation of the efficiency of the WAG technology on a full-scale model of one of the deposits in Eastern Siberia is shown. So, the recovery factor in the calculation variant with the hysteresis option is higher than the recovery factor in the calculation variant without the hysteresis option by 0,07, and the value of the gas factor is 1,2–1,5 times lower.

References

1. Chen Y. et al. Impact of relative permeability hysteresis on water-alternating-gas wagg injectivity: modeling and experimental study. SPE annual technical conference and exhibition held in San Antonio, Texas, USA, 2017, SPE-187425-MS. (In Eng).
2. Christensen J.R. et al. Review of wag field experience. SPE Reservoir Evaluation & Engineering (Society of Petroleum Engineers), 1998. Vol. 4, issue 2, P. 97–106, SPE-71203-PA (In Eng).
3. Meyer J.P. Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO₂EOR) injection well technology. American Petroleum Institute, Washington, DC. 2007. (In Eng).
4. Schneider F.N., Owens W.W. Relative permeability studies of gas-water flow following solvent injection in carbonate rocks. SPE J, 1976, issue 16, P. 23–30, SPE-5554-PA. (In Eng).

5. Rogers J.D. et al. A literature analysis of WAG injectivity abnormalities in the CO₂ process. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 2000, SPE-59329-MS. (In Eng).
6. Spiteri E.J. Relative permeability hysteresis: a new model and impact on reservoir simulation. MS degree, 2005, Stanford University. Stanford. California. (In Eng).
7. Mahzari P., Sohrabi M.A. Robust methodology to simulate water-alternating-gas experiments at different scenarios under near-miscible conditions. SPE Journal, 2017, issue 22, P. 1506–1518, SPE-185955-PA. (In Eng).
8. Duchenne S. et al. Extended three-phase relative permeability formulation and its application to the history-matching of multiple WAG corefloods under mixed-wet conditions. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, 2016, SPE-183257-MS. (In Eng).
9. Kobayashv A.V. Pyatkov A.A., Zakharenko V.A., Gromova E.A., Dolgov I.A. Estimating minimum miscibility pressure and minimum oil swelling when displaced by associated petroleum gas for the conditions of an East Siberian field. Exposition Oil Gas, 2021, issue 4, P. 35–38. (In Russ).
10. Kobayashv A.V. Zakharenko V.A., Pyatkov A.A., Kochetov A.V., Zagorovsky A.A., Komissarenko A.S., Dolgov I.A. Comparison of efficiency of different agents of influence (water, water-gas impact) under geological conditions of the cavernous-porous reservoir of B5 formation of the North Danilovskoe field by the data obtained during laboratory experiments. Oldfield engineering, 2021, issue 10, P. 14–22. (In Russ).
11. ECLIPSE Technical Description. Schlumberger. 2014. (In Russ).
12. Kobayashv A.V. A case study of the Severo-Danilovskoye field on experimental and numerical determination of miscibility parameters when justifying gas injection. Oil and Gas Studies, 2022, P. 75–89. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кобяшев Александр Вячеславович, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Kobayashv Alexander Vyacheslavovich, general manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Пятков Александр Александрович, к.ф.-м.н., ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Pyatkov Alexander Alexandrovich, ph.d. of physico-mathematical sciences, lead engineer, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Для контактов: aapyatkov@tnc.rosneft.ru

Corresponding author: aapyatkov@tnc.rosneft.ru

Дубровин Александр Владимирович, менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Dubrovin Alexander Vladimirovich, manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Захаренко Владимир Александрович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Zakharenko Vladimir Alexandrovich, senior engineer, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

ООО «Выставочная компания
Сибэкспосервис»



Семнадцатая межрегиональная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ
НОВЫЙ УРЕНГОЙ, 15–16 марта 2023



Шестнадцатая межрегиональная специализированная выставка

НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ. ТЭК
НИЖНЕВАРТОВСК, 4–5 октября 2023



Тринадцатая межрегиональная специализированная выставка

САХАПРОМЭКСПО – 2023
ЯКУТСК, 25–26 октября 2023

+7 (383) 335 63 50
vk ses@gandex.ru
www.ses.net.ru

**ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ**

Генеральный информационный партнер