ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА

Journal of Mining Institute

Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья *Геотехнология и инженерная геология*

Физическое моделирование формирования насыщенности в переходной зоне газоводяного контакта при упруговодонапорном режиме эксплуатации подземных хранилищ газа в низкопроницаемых коллекторах

А.Р.Гайсин✉, А.И.Шаяхметов, А.И.Пономарев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия

Как цитировать эту статью: Гайсин А.Р., Шаяхметов А.И., Пономарев А.И. Физическое моделирование формирования насыщенности в переходной зоне газоводяного контакта при упруговодонапорном режиме эксплуатации подземных хранилищ газа в низкопроницаемых коллекторах // Записки Горного института. 2026. Т. 279. С. 152-159. EDN HPYFIM

Аннотация

Рост газопотребления, связанный с газификацией регионов России, требует создания новых подземных хранилищ газа (ПХГ) и повышения производительности существующих объектов хранения газа. Создание новых и расширение емкости существующих объектов хранения сопряжено с большими капиталовложениями. Наиболее значительными статьями расходов являются затраты на приобретение буферного газа, который необходим для поддержания пластового давления и производительности ПХГ при отборе газа. Газ обеспечивает «сухую» зону в пределах размещения эксплуатационных скважин, а также формирует переходную зону на газоводяном контакте при упруговодонапорном режиме эксплуатации. Размеры переходной зоны в области газоводяного контакта и необходимый для ее формирования неснижаемый объем буферного газа зависят от типа пласта-коллектора и его фильтрационно-емкостных свойств. При моделировании пластовых процессов в циклах закачки и отбора газа из ПХГ фильтрация газа и воды характеризуется гистерезисом зависимостей относительных фазовых проницаемостей (ОФП), а при создании ПХГ наблюдается еще и смещение зависимостей ОФП в фильтрационных процессах (закачка или отбор газа) одинакового направления. В работе представлены результаты лабораторных экспериментов по фильтрационному моделированию последовательно противонаправленных фильтрационных течений газа и воды в карбонатном пласте-коллекторе с активным аквифером с целью определения количества циклов, необходимых для стабилизации положения ОФП и точек остаточных газо- и водонасыщенности при моделировании закачки газа в ПХГ и его отборе.

Ключевые слова

подземное хранение газа; переходная зона; физическое моделирование; относительные фазовые проницаемости; гистерезис фазовых проницаемостей

Финансирование

Отсутствует.

Поступила: 20.10.2025 ***Принята: 28.04.2026*** ***Онлайн: 26.06.2026*** ***Опубликована: 20.07.2026***

Введение

Большинство подземных хранилищ газа (ПХГ) в России и мире, созданных в пористых проницаемых пластах, эксплуатируются при упруговодонапорном режиме. Присутствие активной воды в пласте приводит к циклическому движению газоводяного контакта (ГВК) в периоды отбора и закачки газа [1, 2]. В первых циклах при создании или расширении емкости действующих ПХГ происходит формирование газонасыщенной области и переходной зоны на газоводяном контакте. В дальнейшем при циклической эксплуатации хранилища размеры и распределение газо- и водонасыщенностей в пределах переходной зоны стабилизируются [3].

На форму и размеры переходной зоны газоводяного контакта влияют технологические параметры закачки и отбора газа, геометрия пласта, структура порового пространства пласта-коллектора, распределение фильтрационно-емкостных параметров, активность пластовых вод и др. [4-6].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

При закачке и отборе газа в процессе создания и циклической эксплуатации ПХГ в переходной зоне ГВК происходит периодическая смена направлений двухфазного течения газа и воды, при которой наблюдается изменение фазовых проницаемостей. Данный эффект получил название гистерезиса относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Ранние исследования в данной области представлены в работах [7-9].

Смещение кривых ОФП наблюдается и при реализации водогазового воздействия (ВГВ) по технологии WAG на пласт [10-12]. Снижение фазовой проницаемости по газу при ВГВ происходит вследствие увеличения остаточной газонасыщенности (т.е. увеличения так называемого захваченного газа) [13, 14]. Данное явление способствует выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин в неоднородных пластах и увеличению коэффициента охвата нефтяного пласта заводнением [15, 16].

Вопросы смещения кривых относительных фазовых проницаемостей при фильтрации флюидов изучаются также применительно к ПХГ, где в зависимости от периода эксплуатации фронт газ – вода может продвигаться либо в зону размещения скважин, либо от нее. Физическое моделирование циклической эксплуатации ПХГ с влиянием активного аквифера проводится на горизонтальных моделях. В процессе экспериментов наблюдается уменьшение газонасыщенного порового объема и увеличение размеров переходной зоны ГВК, которые могут стабилизироваться в некоторых случаях за 8-10 циклов. Процессы, происходящие при смене направления двухфазной фильтрации, для системы газ – вода зависят от структуры порового пространства и распределения фильтрующихся фаз в областях устойчивого вязкостного и капиллярного вытеснения [17-19]. Также одним из факторов, влияющих на изменение газонасыщенности модели, служит проявление гистерезиса ОФП. В работах [20-22] показано, что стабилизация ОФП происходит от трех до пяти циклов закачки.

В отличие от упомянутых работ, в [23] физическое моделирование процессов циклической закачки и отбора газа проводили на объемных моделях, где керновые модели размещались в параллельно расположенных кернодержателях. Результаты экспериментов по смещению ОФП были использованы для построения трехмерной гидродинамической модели для дальнейшего исследования переходной зоны ГВК. В работах [24, 25] представлена важность учета эффекта гистерезиса. Гидродинамическая модель с учетом данного эффекта показала лучшую сходимость с историческими данными реального объекта хранения газа [24].

В исследовании [26] проведены фильтрационные эксперименты на песчанике (проницаемость 65 мД, длина 60 см) при двух сценариях начальной насыщенности – 18 и 100 %. Установлена зависимость динамики ОФП при моделировании циклической закачки от начального состояния (дренаж или пропитка).

Накопленный опыт в изучении эффекта гистерезиса фазовых проницаемостей стал основой разработки математических моделей для описания изменения фильтрационных свойств в зависимости от условий пропитки и дренирования в процессе фильтрации флюидов. Широкое использование математических моделей в гидродинамических симуляторах получили модели гистерезиса Carlson и Killough [27, 28].

Анализ опубликованных работ в области физического моделирования показал важность учета эффекта гистерезиса ОФП в циклических процессах фильтрации воды и газа при эксплуатации ПХГ. В настоящей работе представлены результаты фильтрационных экспериментов по исследованию формирования переходной зоны на газоводяном контакте в керновой модели карбонатного пласта с активным аквифером для определения количества циклов закачки и отбора газа, необходимого для стабилизации остаточной газонасыщенности и ОФП. Рассмотрены два варианта моделирования создания ПХГ с различающимися начальными условиями насыщенности – в истощенном газовом пласте и в водоносном пласте.

Методы

Фильтрационно-емкостные параметры и определение структуры порового пространства образцов керна. Информацию о фильтрационно-емкостных свойствах пласта и их зависимостях получают в процессе лабораторных исследований [29, 30]. Исследования выполнялись на образцах керна карбонатного коллектора. Подготовка образцов осуществлялась согласно ОСТ 39-195-86

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

и включала экстрагирование от углеводородов, отмыв от солей в дистиллированной воде, сушку до постоянной массы в сушильном шкафу. Пористость и абсолютная проницаемость по газу определялись на газовом пермеаметре/порозиметре ПИК-ПП (АО «Геологика», Россия).

Результаты определения фильтрационно-емкостных свойств представлены в табл.1. Средняя проницаемость модели, состоящей из шести кернов, определяется как среднее гармоническое значение по ее длине.

Таблица 1

Результаты определения фильтрационно-емкостных свойств образцов керна

Образец	d, см	l, см	$V_{пор}$, см^3	k, мД по газу с поправкой Клинкенберга	$k_{ср}$, мД
Керн 1	2,98	4,02	4,265	26,463	20,5
Керн 2	2,99	3,99	5,056	23,244	
Керн 3	2,99	3,97	4,424	21,295	
Керн 4	2,99	3,96	3,502	19,25	
Керн 5	2,98	4,00	3,924	19,062	
Керн 6	2,99	3,91	4,305	16,337	
Сумма	–	23,85	25,48	–	–

Методика проведения фильтрационных исследований. Принципиальная схема установки представлена на рис.1. Поршневые емкости Е1 и Е2 заполнялись фильтруемыми флюидами – водой и газом соответственно. Пластовые условия по давлению создавались при помощи насосов высокого давления, по температуре – с использованием нагревательных элементов. В качестве модели пластовой воды использовался раствор NaCl с минерализацией 150 г/л, в качестве газа – азот.

Составная керновая модель (шесть образцов) помещалась в кернодержатель КД в порядке, указанном на рис.1. Фильтрация воды производилась в прямом направлении от керна 1 к керну 6 (линии голубого цвета), фильтрация газа – в обратном направлении – от керна 6 к керну 1 (линии зеленого цвета). Для регулирования направления фильтрации использовались двухходовые вентили К1-К7. На выходе из КД установлен сепаратор высокого давления С с камерой, позволяющей замерять объемы вышедших фаз из КД. За сепаратором установлен блок регулирования противодавления BPR. Перепад давления в процессе фильтрации флюидов регистрировался при помощи дифференциального манометра ДМ.

Первый фильтрационный эксперимент выполнялся на образцах керна при 100 %-ной начальной водонасыщенности. Эксперимент начинался с фильтрации воды и определения проницаемости керновой модели. Проницаемость составной модели по воде составила 16,4 мД, что немного меньше проницаемости, определенной по газу, – 20,5 мД. Снижение проницаемости породы для воды по сравнению с газом может объясняться образованием на твердой поверхности адсорбционных полимолекулярных слоев, уменьшающих поперечное сечение поровых каналов [31, 32].

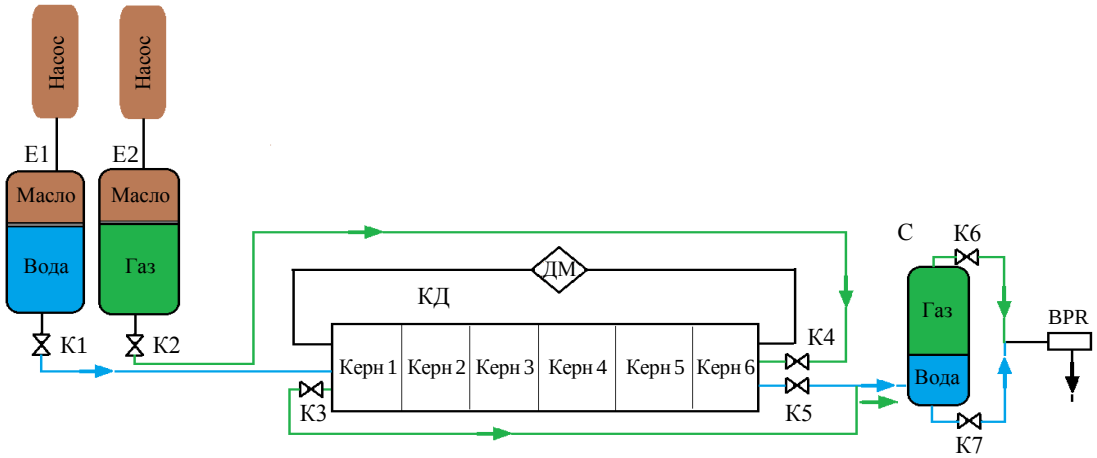


Рис.1. Принципиальная схема фильтрационной установки

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Второй эксперимент выполнялся на образцах керна при 30 %-ной остаточной водонасыщенности и начинался с фильтрации газа и определения проницаемости по газу при связанной воде.

Пластовые условия в обоих экспериментах были одинаковыми – температура 23 °С, давление 7 МПа, эффективное давление 4 МПа. Образцы кернов внутри КД для двух опытов устанавливались с соблюдением одинаковой последовательности.

Фильтрация воды через керновую модель проводилась в прямом направлении с постоянным расходом 0,02 мл/мин, что соответствует скорости движения $\approx 0{,}16 \cdot 10^{-4}$ м/с, определяемой по формуле

$$v = \frac{Q}{mS\left(\alpha_1 - \alpha_2\right)},$$

где Q – расход, м^3/с; m – средняя пористость фильтрационной модели пласта, д.ед.; S – площадь поперечного сечения модели, м^2; α_1 – газонасыщенность к концу цикла закачки газа в модель, д.ед.; α_2 – газонасыщенность к концу цикла закачки воды в модель, д.ед.

Заданная скорость движения воды соответствует скорости движения воды по напластованию в ПХГ с углом наклона пласта 6° при перемещении газоводяного контакта на ~20 м в проекции на вертикальную ось за цикл отбора газа. В сепараторе замерялся объем вытесненного газа для фиксации динамики водонасыщенности керновой модели.

Фильтрация газа в керновую модель проводилась с расходом 0,02 мл/мин и последующим увеличением до 0,4 мл/мин после прорыва газа через модель пласта и резкого снижения градиента давления. Для фиксации динамики водонасыщенности керновой модели объем вытесненной воды замерялся в сепараторе С.

Водонасыщенность также определялась по зависимости насыщенности модели от удельного электрического сопротивления согласно формуле Арчи. Цикл состоял из закачки воды и последующей закачки газа в противоположном направлении. Нагнетание воды или газа в составную керновую модель проводилось до стабилизации градиента давления и удельного электрического сопротвления. При этом закачка воды проводилась в объеме не менее трех поровых объемов модели ($3V_{пор}$), а при закачке газа для выхода на стабилизацию параметров фильтрации требовалось прокачать до двенадцати ($12V_{пор}$).

В процессе эксперимента регистрировалась динамика следующих параметров: перепад давления на дифференциальном манометре, удельное электрическое сопротивление керновой модели, объем вытесненного в сепаратор флюида, объем закачанного флюида.

Обсуждение результатов

Для анализа структуры порового пространства образцов керна использовались результаты капилляриметрии, обработка результатов проводилась по методике, описанной в работе [33]. По результатам анализа распределения размеров поровых каналов и их долевого участия в фильтрации флюидов установлено, что большая часть пустотного пространства представлена порами с размерами 0,27-3,57 мкм. Такой размер поровых каналов характеризует микропористую структуру, в которой движение флюидов происходит при значительном участии капиллярных сил.

Результаты фильтрационных исследований. Во время первого эксперимента было проведено девять циклов закачек газа и воды через керновую модель. По результатам закачек для каждого цикла построены зависимости относительных фазовых проницаемостей по газу и воде от текущей водонасыщенности. Расчет ОФП проведен по методике Тота для нестационарного режима фильтрации флюидов [34]. Зависимости ОФП по газу строились по результатам, полученным на этапе фильтрации газа, а ОФП по воде – на этапе фильтрации воды. На рис.2 представлены зависимости ОФП системы газ – вода для первого, второго, третьего и девятого циклов. Зависимости для циклов 4-8 не представлены, поскольку могут усложнить восприятие общей картины тренда смещения положения ОФП при наложении соседних линий друг на друга.

Часто в гидродинамических симуляторах ОФП аппроксимируются математической моделью Кори [35-37], которая представляет собой степенную зависимость фазовой проницаемости от водонасыщенности. Настройка данной модели проводится с использованием эмпирических параметров, которые влияют на формы ОФП. В табл.2 приведены исходные данные для построения ОФП, представленных на рис.2.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2026. Т. 279. С. 152-159
© А.Р.Гайсин, А.И.Шаяхметов, А.И.Пономарев, 2026

Таблица 2

Данные для настройки корреляции Кори первого эксперимента

Параметр	Цикл 1	Цикл 2	Цикл 3	Цикл 9
Минимальная водонасыщенность S_{wl}	0,630	0,614	0,612	0,543
Максимальная водонасыщенность S_{wu}	0,779	0,779	0,741	0,6917
Критическая водонасыщенность S_{wcr}	0,630	0,614	0,656	0,573
Критическая газонасыщенность S_{gcr}	0,230	0,230	0,280	0,360
Фазовая проницаемость по газу k_{rgu} при $S = S_{wu}$	0,086	0,091	0,077	0,081
Фазовая проницаемость по воде k_{rwu} при $S = S_{wu}$	0,142	0,132	0,117	0,088
Степень n_g при относительной фазовой проницаемости по газу k_{rg}	2	1,5	3,5	1,5
Степень n_w при относительной фазовой проницаемости по воде k_{rw}	3,5	5,5	2	5,5

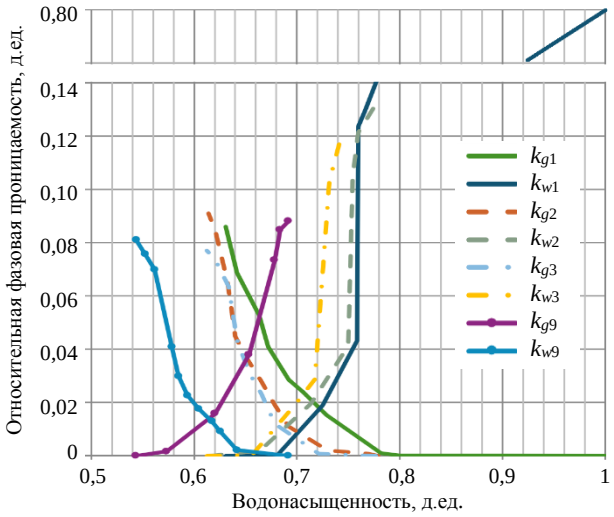


Рис.2. Динамика смещения зависимостей ОФП во время первого эксперимента
k_{g1}, k_{g2}, k_{g3}, k_{g9} – относительные фазовые проницаемости по газу; k_{w1}, k_{w2}, k_{w3}, k_{w9} – относительные фазовые проницаемости по воде на время окончания циклов 1, 2, 3, 9

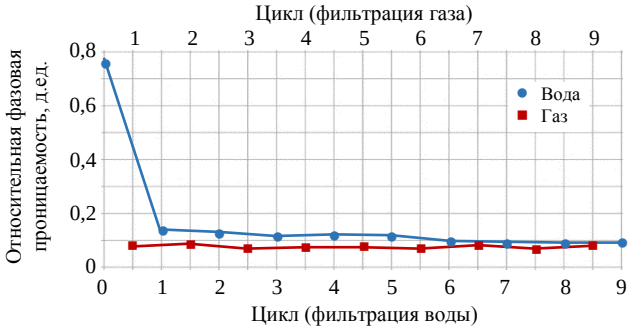


Рис.3. Динамика концевых точек ОФП для модели с начальной водонасыщенностью 100 %

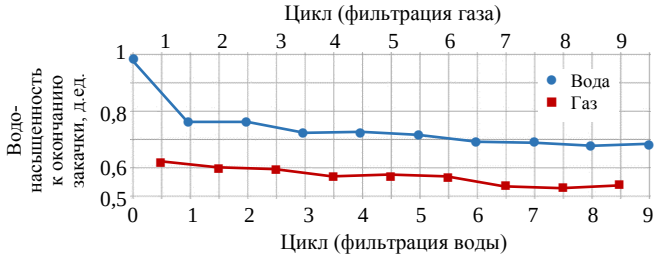


Рис.4. Изменение водонасыщенности к окончанию цикла закачки воды/газа в процессе эксперимента для модели с начальной водонасыщенностью 100 %

На рис.3 показана динамика концевых точек ОФП по газу и воде в циклах 1-9 первого эксперимента.

На рис.4 представлены изменения значений водонасыщенности к концу циклов закачки газа и воды.

По результатам первого эксперимента установлено смещение кривых относительных фазовых проницаемостей. ОФП по воде выходит на стабилизацию к восьмому циклу закачки воды на уровне 0,08 д.ед. (рис.3). Точка нулевого цикла закачки воды характеризует относительную фазовую проницаемость по воде при 100 %-ной водонасыщенности. При этом ОФП по газу снизилась незначительно и установилась на уровне 0,08-0,09 д.ед. На протяжении восьми циклов переменной закачки газа и воды происходит увеличение газонасыщенного порового объема модели и смещение ОФП и их концевых точек насыщенностей за счет защемления пузырьков газа. Данное защемление происходит вследствие изменения сечения проводящих капилляров в гидрофильном коллекторе (проявление эффекта Жамена [38]). Стабилизация насыщенности наступает после восьмого цикла и устанавливается на значениях 70 и 53 % водонасыщенности на окончание этапа закачки воды и газа соответственно.

Во втором эксперименте для модели с начальной водонасыщенностью 30 % также были получены зависимости ОФП в процессах циклической закачки. На рис.5 представлены зависимости ОФП по газу и воде от водонасыщенности в циклах попеременной закачки воды и газа. Проведено четыре цикла закачки. На первом этапе проводились закачка газа и снятие ОФП по газу при начальной водонасыщенности (точка цикла 1 фильтрации газа) (рис.6).

В табл.3 приведены исходные данные для построения ОФП, представленные на рис.5.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Из рис.5 видно, что смещение кривых ОФП в процессе эксперимента на модели с начальной 30 %-ной водонасыщенностью направлено в зону увеличения водонасыщенности после первого цикла закачки газа/воды. Расхождение результатов, полученных после второго и четвертого циклов, незначительно.

Из рис.6 следует, что гистерезис фазовой проницаемости по воде наблюдался только после одного цикла закачки воды. Дальнейшая циклическая фильтрация воды и газа не приводит к уменьшению ОФП по воде. После стабилизации относительная фазовая проницаемость по воде установилась на уровне 0,03 д.ед., что в 2,7 раза ниже, чем в предыдущем эксперименте (см. рис.3). Снижение фазовой проницаемости по газу между циклами 1 и 2 (фильтрация газа) обусловлено уменьшением газонасыщенного порового объема и ростом водонасыщенности после первого цикла закачки воды. Дальнейшего снижения ОФП по газу не наблюдалось, как и в предыдущем эксперименте. Относительная фазовая проницаемость по газу в данном эксперименте сопоставима с предыдущим опытом (см. рис.3).

В данном опыте наблюдается снижение водонасыщенности до 58 % на момент окончания этапа закачки воды в циклах 1 и 2 и ее стабилизация в циклах 2-4 на уровне значений 54-55 %. Водонасыщенность на момент окончания этапа закачки газа также стабилизировалась после одного цикла на уровне 41 %.

Заключение

В работе представлено описание двух фильтрационных экспериментов на составной керновой модели карбонатного коллектора проницаемостью 20,5 мД по циклической противонаправленной закачке газа и воды с различными начальными условиями (при 100 и 30 %-ной начальной водонасыщенности), моделирующими движение газоводяного контакта в периодах закачки и отбора газа при эксплуатации ПХГ. По результатам фильтрационных исследований установлено следующее:

• Для зоны пласта со 100 %-ной начальной водонасыщенностью (при создании хранилища в водоносном пласте или для зоны ниже начального положения ГВК в истощенном газовом месторождении) стабилизации насыщенностей относительных фазовых проницаемостей при эксплуатации ПХГ может занимать около восьми циклов закачки/отбора газа.

Таблица 3

Данные для настройки корреляции Кори второго эксперимента

Параметр	Цикл 1	Цикл 2	Цикл 4
S_{wl}	0,298	0,420	0,423
S_{wu}	0,578	0,545	0,543
S_{wcr}	0,349	0,470	0,473
S_{gcr}	0,474	0,505	0,497
k_{rgu}	0,070	0,062	0,071
k_{rwu}	0,061	0,032	0,029
n_g	1,3	1,8	1,8
n_w	8	4	4

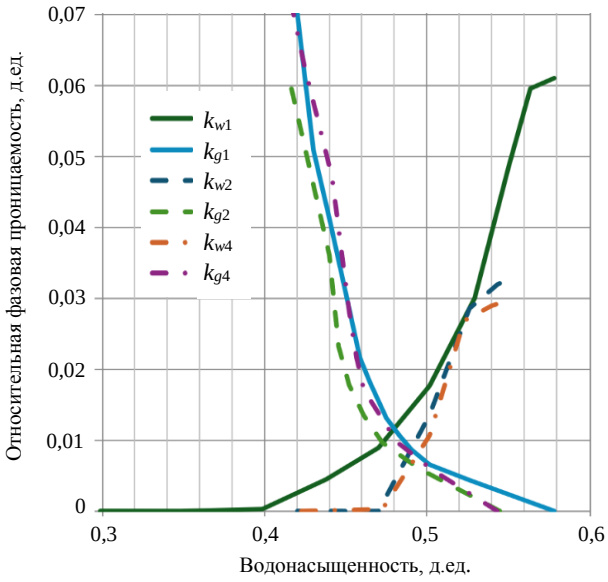


Рис.5. ОФП для модели с начальной водонасыщенностью 30 %

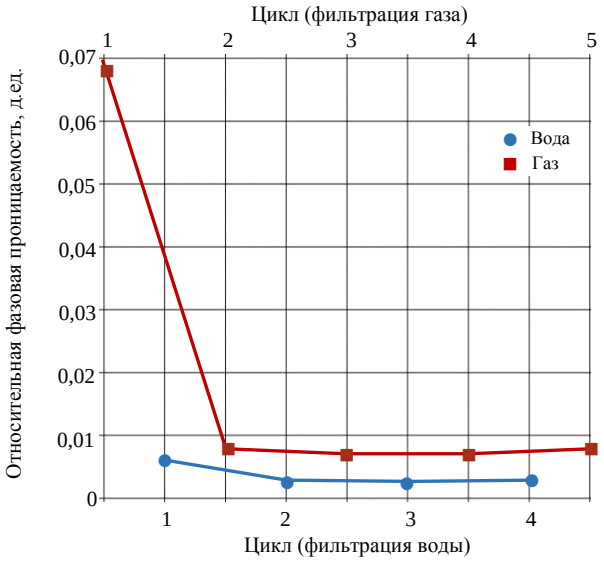


Рис.6. Динамика концевых точек ОФП для модели с начальной водонасыщенностью 30 %

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

• Для газонасыщенной зоны пласта, которая характеризуется 30 %-ной связанной водонасыщенностью, стабилизация фильтрационных параметров при циклической эксплуатации ПХГ наступает после двух циклов закачки/отбора.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Ермолаев А.И., Ефимов С.И., Харитонов И.П.* Методы интенсификации притока газа к скважинам подземного хранилища газа – оценка масштабов применения // Наука и техника в газовой промышленности. 2021. № 3 (87). С. 73-79.

2. *Пономарев А.И., Владимиров И.В., Калиновский Ю.В. и др.* Аналитическое обоснование параметров аквифера при адаптации цифровой модели подземного хранилища газа в истощенном газоконденсатном месторождении // Вести газовой науки. 2018. № 1 (33). С. 203-206.

3. *Енгибарян М.А., Поваров Д.А.* Повышение эффективности эксплуатации ПХГ, созданных в пористых пластах с активной водонапорной системой, как части единой системы газоснабжения // Газовая промышленность. 2018. № 6 (769). С. 72-77.

4. *Гайсин А.Р., Шаяхметов А.И., Пономарев А.И. и др.* Особенности формирования области газонасыщенности при создании ПХГ в истощенной газовой залежи в коллекторе трещиновато-порового типа с активным аквифером // Георесурсы. 2024. Т. 26. № 1. С. 136-144. DOI: 10.18599/grs.2024.1.12

5. *Zhengru Yang, Shabani M., Solano N. et al.* Experimental determination of gas-water relative permeability for ultra-low-permeability reservoirs using crushed-rock samples: Implications for drill cuttings characterization // Fuel. 2023. Vol. 347. № 128331. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.128331

6. *Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р., Минченко Ю.С.* Особенности создания подземных резервуаров в истощенных нефтегазоконденсатных месторождениях // Записки Горного института. 2020. Т. 244. С. 418-427. DOI: 10.31897/PMI.2020.4.4

7. *Hamid M.A., Musa T.A., Elbaloula H.A.A. et al.* Fitting Relative Permeability's Curves Based on Laboratory Production Data for A Thermal Composite Core Flooding Experiment // Journal of Petroleum Engineering & Technology. 2019. Vol. 9. Iss. 3. P. 41-56. DOI: 10.37591/jopet.v9i3.3426

8. *Lysyy M., Fernø M.A., Ersland G.* Effect of relative permeability hysteresis on reservoir simulation of underground hydrogen storage in an offshore aquifer // Journal of Energy Storage. 2023. Vol. 64. № 107229. DOI: 10.1016/j.est.2023.107229

9. *Rezaei A., Hassanpouryouzband A., Molnar I. et al.* Relative Permeability of Hydrogen and Aqueous Brines in Sandstones and Carbonates at Reservoir Conditions // Geophysical Research Letters. 2022. Vol. 49. Iss. 12. DOI: 10.1029/2022GL099433

10. *Afzali S., Ghamartale A., Rezaei N., Zendehboudi S.* Mathematical modeling and simulation of water-alternating-gas (WAG) process by incorporating capillary pressure and hysteresis effects // Fuel. 2020. Vol. 263. № 116362. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.116362

11. *Ganguly E., Misra S.* Spatiotemporal Variations in the Connectivity of Wetting and Nonwetting Phases during Water Alternating Gas Injection // Energy & Fuels. 2021. Vol. 35. Iss. 2. P. 1129-1142. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.0c03170

12. *Дроздов Н.А.* Фильтрационные исследования на кернах и насыпных моделях Уренгойского месторождения для определения эффективности водогазового воздействия на пласт при извлечении конденсата из низконапорных коллекторов и нефти из нефтяных оторочек // Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 783-794. DOI: 10.31897/PMI.2022.71

13. *Zhenkai Bo, Boon M., Hajibeygi H., Hurter S.* Impact of experimentally measured relative permeability hysteresis on reservoir-scale performance of underground hydrogen storage (UHS) // International Journal of Hydrogen Energy. 2023. Vol. 48. Iss. 36. P. 13527-13542. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.12.270

14. *Fatemi M., Shahrokhi O., Sohrabi M. et al.* Experimental Investigation of Oil Recovery from Carbonate Reservoir Rocks Under Oil-Wet Condition: Waterflood, Gas Injection, SWAG and WAG Injections // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 9-12 November 2015, Abu Dhabi, UAE, OnePetro, 2015. № SPE-177641-MS. DOI: 10.2118/177641-MS

15. *Afzali S., Rezaei N., Zendehboudi S.* A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) injection // Fuel. 2018. Vol. 227. P. 218-246. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.04.015

16. *Higgs S., Ying Da Wang, Chenhao Sun et al.* Direct measurement of hydrogen relative permeability hysteresis for underground hydrogen storage // International Journal of Hydrogen Energy. 2024. Vol. 50. Part D. P. 524-541. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.07.270

17. *Sheng Peng.* Gas-water relative permeability of unconventional reservoir rocks: Hysteresis and influence on production after shut-in // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2020. Vol. 82. № 103511. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103511

18. *Keumarsi M.M., Mollaei R., Fatemi M.* Microfluidics simulations of the importance of micro porosity on the dynamic wettability alteration of the porous media: Effects of wettability alteration scenario, mixed-wettability, flow rate and oil viscosity // Geoenergy Science and Engineering. 2025. Vol. 254. № 214034. DOI: 10.1016/j.geoen.2025.214034

19. *Михайловский А.А.* Применение упрощенных газогидродинамических прокси-моделей для оперативных технологических расчетов газовых промыслов и подземных хранилищ // Вести газовой науки. 2018. № 1 (33). С. 193-202.

20. *Золотухин А.Б., Язынина И.В., Шеляго Е.В.* Гистерезис относительных фазовых проницаемостей в системе вода-нефть в гидрофильных коллекторах // Нефтяное хозяйство. 2016. № 3. С. 78-80.

21. *Sinan Zhu, Junchang Sun, Guoqi Wei et al.* Numerical simulation-based correction of relative permeability hysteresis in water-invaded underground gas storage during multi-cycle injection and production // Petroleum Exploration and Development. 2021. Vol. 48. Iss. 1. P. 190-200. DOI: 10.1016/S1876-3804(21)60015-0

22. *Троицкий В.М., Григорьев Б.А., Рассохин С.Г. и др.* Физическое моделирование циклов закачки и отбора газа при разработке и эксплуатации ПХГ. Гистерезис фазовых проницаемостей // Вести газовой науки. 2019. № 1 (38). С. 18-28.

23. *Jinkai Wang, Jialin Fu, Jun Xie, Jieming Wang.* Quantitative characterisation of gas loss and numerical simulations of underground gas storage based on gas displacement experiments performed with systems of small-core devices connected in series // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2020. Vol. 81. № 103495. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103495

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

24. *Jinkai Wang, Xiaoyong Feng, Qiqi Wanyan et al*. Hysteresis effect of three-phase fluids in the high-intensity injection–production process of sandstone underground gas storages // Energy. 2022. Vol. 242. № 123058. DOI: 10.1016/j.energy.2021.123058

25. *Ghanizadeh A., Chengyao Song, Clarkson C.R., Younis A*. Relative permeability of tight hydrocarbon systems: An experimental study // Fuel. 2021. Vol. 294. № 119487. DOI: 10.1016/j.fuel.2020.119487

26. *Fatemi S.M., Sohrabi M.* Relative permeabilities hysteresis for oil/water, gas/water and gas/oil systems in mixed-wet rocks // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. Vol. 161. P. 559-581. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.11.014

27. *Красовский А.В., Голофаст С.Л., Рауданен Е.В.* Влияние динамических фазовых проницаемостей на снижение дренируемых запасов газа сеноманских залежей // SOCAR Proceedings. 2016. № 4. С. 48-54. DOI: 10.5510/OGP20160400297

28. *Казаков К.В.* Методические вопросы гидродинамического моделирования водогазового воздействия и закачки газа // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 3 (56). С. 42-47.

29. *Жуков В.С., Кузьмин Ю.О.* Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 658-666. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.5

30. *Дорфман М.Б., Сентемов А.А., Белозеров И.П.* Исследование вытесняющей способности водных растворов лигносульфоната на насыпных моделях пласта // Записки Горного института. 2023. Т. 264. С. 865-873.

31. *Михайлов Н.Н., Туманова Е.С*. Фазовая проницаемость низкопроницаемых коллекторов // Нефтепромысловое дело. 2020. № 8 (620). С. 28-38. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-8(620)-28-38

32. *Дмитриев Н.М., Максимов В.М., Михайлов Н.Н., Кузьмичев А.Н.* Экспериментальное изучение фильтрационных свойств анизотропных коллекторов углеводородного сырья // Бурение и нефть. 2015. № 11. С. 6-9.

33. *Ратников И.Б., Шульга Р.С., Романов Е.А*. Интерпретация данных капиллярных исследований // Горные науки и технологии. 2016. № 4. С. 24-39. DOI: 10.17073/2500-0632-2016-4-24-37

34. *Орлов Д.М., Федосеев А.П., Савченко Н.В. и др.* Использование метода нестационарной фильтрации для оценки влияния скорости фильтрации на относительные фазовые проницаемости // Вести газовой науки. 2015. № 3 (23). С. 8-14.

35. *Степанов А.В., Зубарева И.А., Волгин Е.Р.* Гидродинамическое моделирование лабораторных экспериментов по вытеснению нефти термополимерным раствором // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Т. 8. № 2 (30). С. 77-100. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-2-77-100

36. *Степанов С.В., Вокина В.Р.* К вопросу о сопоставимости относительных фазовых проницаемостей, полученных разными методами // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2024. Т. 10. № 2 (38). С. 45-55. DOI: 10.21684/2411-7978-2024-10-2-45-55

37. *Галкин С.В., Кочнев А.А., Бельтюков Д.А.* Аппроксимация кривых относительных фазовых проницаемостей при создании геолого-гидродинамических моделей залежей высоковязкой нефти // Нефтепромысловое дело. 2022. № 12 (648). С. 28-33. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-12(648)-28-33

38. *Кадет В.В., Галечян А.М.* Учет эффекта Жамена в перколяционной модели движения микродисперсных водогазовых смесей в нефтяном пласте // Вести газовой науки. 2023. № 2 (54). С. 118-123.

***Авторы*: Айдар Рамилевич Гайсин,** *аспирант* (*Уфимский государственный нефтяной технический университет*, *Уфа*, *Республика Башкортостан*, *Россия*), *ramilka112@mail.ru*, *https://orcid.org/0009-0001-6661-2611*, **Айрат Ильфатович Шаяхметов,** *канд. техн. наук*, *доцент* (*Уфимский государственный нефтяной технический университет*, *Уфа*, *Республика Башкортостан*, *Россия*), *https://orcid.org/0000-0001-5416-8392*, **Александр Иосифович Пономарев,** *д-р техн. наук*, *профессор* (*Уфимский государственный нефтяной технический университет*, *Уфа*, *Республика Башкортостан*, *Россия*), *https://orcid.org/0000-0003-0483-7732*.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0