

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2026, Том 18, № 4 / 2026, Vol. 18, Iss. 4 <https://esj.today/issue-4-2026.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/01NZVN426.pdf>

DOI: 10.15862/01NZVN426 (<https://doi.org/10.15862/01NZVN426>)

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)

Ссылка для цитирования этой статьи:

Смирнова, Е. А. Гистерезис относительных фазовых проницаемостей газ-вода в карбонатном коллекторе / Е. А. Смирнова, В. А. Иктисанов, Н. А. Епифанов // Вестник евразийской науки. — 2026. — Т. 18. — № 4. — URL: <https://esj.today/PDF/01NZVN426.pdf>. DOI: 10.15862/01NZVN426.

For citation:

Smirnova E.A., Iktissanov V.A., Epifanov N.A. Investigation of relative permeability hysteresis in a gas-water system in a carbonate reservoir. *The Eurasian Scientific Journal*. 2026;18(4): 01NZVN426. Available at: <https://esj.today/PDF/01NZVN426.pdf>. DOI: 10.15862/01NZVN426. (In Russ., abstract in Eng.).

УДК 622.691.24

Смирнова Елизавета Андреевна

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II», Санкт-Петербург, Россия
Аспирант кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений»
E-mail: Ilindog98@mail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4266-131X>

РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=1178650

SCOPUS: <https://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=59046426200>

Иктисанов Валерий Асхатович

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II», Санкт-Петербург, Россия
Профессор кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений»
Доктор технических наук, профессор
E-mail: Iktisanov_VA@pers.spmi.ru

ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-4295-909X>

РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=682475

SCOPUS: <https://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=24764821400>

Епифанов Никита Алексеевич

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II», Санкт-Петербург, Россия
E-mail: nikita_epifanov2004@mail.ru

Гистерезис относительных фазовых проницаемостей газ-вода в карбонатном коллекторе

Аннотация. В статье рассмотрено влияние состава пластовой воды и гистерезиса относительных фазовых проницаемостей системы газ-вода на оценку временного подземного хранения газа в карбонатном коллекторе Осинского горизонта. Работа направлена на уточнение лабораторных фазовых функций и их последующее использование в гидродинамической модели закачки и отбора газа. Эксперименты выполнены на составной модели керна из трёх образцов с близкими фильтрационно-ёмкостными свойствами. Насыщенность контролировалась по данным центрифугирования и удельного электрического сопротивления с пересчётом по уравнению Арчи. В качестве флюидов использованы азот и две модели пластовой воды одинаковой минерализации, но различного ионного состава. Показано, что при стационарном вытеснении воды газом для второй модели воды получены меньшая конечная водонасыщенность, больший коэффициент вытеснения и более высокая эффективная проницаемость по газу: 58,758 %, 41,242 % и $2,704 \cdot 10^{-3}$ мкм² против 63,072 %, 36,928 % и $2,028 \cdot 10^{-3}$ мкм² для первой

модели. При ступенчатом увеличении расхода газа для второй модели воды коэффициент вытеснения увеличился с 29,59 до 62,34 %, а газовая относительная проницаемость — с 0,0116 до 0,2171. При обратном вытеснении газа водой сформировалась остаточная газонасыщенность 0,299. На основе полученных кривых выполнено моделирование сценариев временного подземного хранения газа и вариантов учёта гистерезиса по моделям Карлсона, Киллоу и Спитери. Установлено, что история насыщения изменяет расчётное соотношение подвижного и защемлённого газа, коэффициент возврата и распределение остаточных запасов газа в водоносном горизонте.

Ключевые слова: относительные фазовые проницаемости; гистерезис насыщения; система газ-вода; карбонатный коллектор; остаточная газонасыщенность; заземление газа; гидродинамическое моделирование

Введение

При гидродинамическом моделировании закачки и последующего отбора газа одной из основных исходных зависимостей являются относительные фазовые проницаемости газа и воды. От их задания зависят расчёт подвижности фаз, положение газовой контактной поверхности, остаточная газонасыщенность и коэффициент возврата газа. Ошибка в этих зависимостях неизбежно приводит к искажению накопленного отбора, распределения насыщенности и соотношения подвижного и защемлённого газа [1].

Особое значение эта задача имеет при оценке временного подземного хранения газа в водоносных горизонтах. В отличие от разработки газовой залежи, в этом случае газовая зона формируется непосредственно в исходно водонасыщенном поровом пространстве. Расчёт рабочей газонасыщенной ёмкости, приёмистости нагнетательных скважин и последующего отбора газа зависит не только от абсолютной проницаемости пласта, но и от особенностей вытеснения воды газовой фазой. Существенную роль играет распределение газа между подвижным и защемлённым состоянием, формирующееся при изменении направления фильтрации [2].

Для карбонатных коллекторов указанная проблема проявляется особенно остро. Эти породы, как правило, характеризуются выраженной неоднородностью порового пространства: одновременно присутствуют межкристаллические, каверновые и трещинные типы пустот. Фильтрация флюидов в таких условиях дополнительно осложняется действием капиллярных сил и эффектами смачиваемости. В результате даже при сходных значениях пористости и абсолютной проницаемости зависимости относительных фазовых проницаемостей могут существенно различаться [3; 4].

В классических моделях относительные фазовые проницаемости (ОФП) обычно представляются в виде однозначных функций текущей насыщенности. Такой принцип лежит в основе зависимостей Кори и Брукса-Кори, где фазовые проницаемости описываются через эффективную насыщенность и конечные значения проницаемостей фаз [5]. Более гибкая модель Ломеланда-Эбельтофта-Томаса (ЛЭТ) позволяет отдельно регулировать начальный участок, переходную область и конечную часть кривой. Именно поэтому она часто используется при обработке специальных исследований керна и переносе лабораторных данных в гидродинамические модели [6].

Однако для системы газ-вода такое представление является приближённым. При вытеснении воды газом несмачивающая газовая фаза формирует проводящие каналы в наиболее крупных и связанных элементах порового пространства. При обратном вытеснении газа водой часть этих каналов разрушается, и газ переходит в защемлённое состояние. В результате одной и той же водонасыщенности могут соответствовать разные значения газовой относительной проницаемости в зависимости от предшествующей истории насыщения [7].

Неучёт этого эффекта особенно опасен при расчётах закачки и отбора газа. Если в модели используется только дренажная кривая, то после смены направления фильтрации газовая фаза остаётся в расчёте более подвижной, чем в реальном поровом пространстве. В этом случае возможно завышение накопленного отбора и коэффициента возврата газа, а также занижение объёма зацементированной газовой фазы [8].

Для описания этого явления применяются модели гистерезиса относительных фазовых проницаемостей. В них фазовые проницаемости рассматриваются не только как функции текущей насыщенности, но и как функции истории её изменения. При этом учитываются максимальная достигнутая насыщенность несмачивающей фазы, остаточная газонасыщенность и положение сканирующих кривых между ветвями дренирования и пропитки [9; 10]. По данным экспериментальных исследований, различие между дренажной и пропиточной ветвями проявляется в системах нефть-вода, газ-вода и газ-нефть, а величина эффекта зависит от смачиваемости, структуры порового пространства и условий опыта [11; 12].

Дополнительную неопределённость для системы газ-вода создаёт состав пластовой воды. Изменение ионного состава водной фазы может влиять на межфазные взаимодействия, условия смачивания и форму кривых относительных фазовых проницаемостей. В связи с этим при оценке фильтрации газа в водонасыщенном карбонатном коллекторе необходимо учитывать не только направление процесса, но и свойства водной фазы, используемой в лабораторном эксперименте [4].

Цель работы — экспериментально оценить влияние состава пластовой воды и истории насыщения на относительные фазовые проницаемости системы газ-вода в карбонатном коллекторе, а также определить, как учёт гистерезиса ОФП отражается на расчётных показателях временного подземного хранения газа. Для достижения этой цели выполнены фильтрационные эксперименты на составной модели карбонатного керна в направлениях вода-газ и газ-вода, сопоставлены кривые ОФП для двух моделей пластовой воды различного ионного состава, выполнена аппроксимация зависимостей моделями Кори и ЛЭТ, а также проведено гидродинамическое моделирование технологических сценариев ВПХГ без учёта и с учётом гистерезиса по моделям Карлсон, Киллоу и Спитери.

Материалы и методы

Для решения поставленной задачи использован карбонатный керн Осинского горизонта, рассматриваемого как потенциальный объект временного подземного хранения газа в водоносном карбонатном пласте. Лабораторные исследования были направлены на получение фазовых функций системы газ-вода, необходимых для последующего гидродинамического моделирования закачки, формирования газонасыщенной зоны и отбора газа.

Анализируемым материалом являлись стандартные образцы керна из одной группы карбонатных пород с близкими фильтрационно-ёмкостными свойствами. В составную модель включены три образца с сопоставимыми геометрическими размерами, пористостью, абсолютной газопроницаемостью и остаточной водонасыщенностью. Образцы не относились к крайним разностям коллектора — плотным низкопроницаемым или аномально высокопроницаемым кавернозно-трещинным типам, что позволило снизить влияние неоднородности керна на результаты фильтрационных опытов.

После процедуры рассаливания существенных изменений фильтрационно-ёмкостных свойств не зафиксировано. Отобранные образцы были объединены в составной керн длиной 88,2 мм и диаметром 29,6 мм. Для полученной модели средняя пористость составила 11,36 %, абсолютная газопроницаемость — $22,6 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность — 16,67 %, показатель насыщенности по уравнению Арчи — 1,6.

Эксперименты проводились при эффективном давлении 27,2 МПа и температуре 297 К. Сводные характеристики фильтрационно-ёмкостных свойств отдельных образцов и составного керна представлены в таблице 1.

Таблица 1

Фильтрационно-ёмкостные свойства отдельных образцов и составного керна

Номер образца	Длина, мм	Пористость открытая, %	Газопроницаемость, 10^{-3} мкм ²	Остаточная водонасыщенность, %	Объем пор, см ³
1	29,30	12,59	23,97	14,70	2,55
2	29,45	11,05	23,19	17,31	2,24
3	29,45	10,44	20,88	17,98	2,12
Составной керн	88,20	11,36	22,60	16,67	6,91

Составлено авторами

Для уменьшения влияния неоднородности керна образцы подбирались таким образом, чтобы различие проницаемости отдельных частей составной модели не превышало 50 % от среднего значения. Коэффициенты вариации проницаемости, пористости и остаточной водонасыщенности составили соответственно 7,1; 11,2 и 9,6 %.

Перед проведением фильтрационных экспериментов был выполнен подготовительный этап, включающий определение остаточной водонасыщенности, удельного электрического сопротивления при полном насыщении водой и сопротивления при частичном водонасыщении. Измерения проводились методом центрифугирования на ультрацентрифуге с последующим взвешиванием образцов и регистрацией электрического сопротивления после каждого режима обработки.

В ходе экспериментов удельное электрическое сопротивление использовалось как оперативный индикатор изменения насыщенности. Пересчёт значений в водонасыщенность выполнялся по уравнению Арчи, связывающему сопротивление породы при текущем насыщении с сопротивлением при полном водонасыщении [13].

Дополнительная оценка сопоставимости образцов проводилась с использованием данных ядерного магнитного резонанса. Распределения времён поперечной релаксации рассматривались как косвенная характеристика структуры порового пространства и особенностей распределения флюидов. В данной работе ЯМР-данные использовались лишь для подтверждения близости структурных характеристик выбранных образцов [14].

Экспериментальная программа была разделена на три последовательных этапа: подготовка и стандартные петрофизические измерения, определение относительных фазовых проницаемостей при последовательной фильтрации воды и газа, а также обработка полученных зависимостей с последующим использованием в гидродинамическом моделировании. Такая структура позволила раздельно учесть влияние свойств керна, направления фильтрации и состава модельной пластовой воды.

В фильтрационных экспериментах в качестве газовой фазы использовался сжатый азот. Его вязкость принималась по справочным данным для термобарических условий опыта. В качестве водной фазы использовались две модели пластовой воды различного ионного состава с одинаковой минерализацией 330 г/л.

Плотность первой модели воды составляла 1,210 г/см³, вязкость — 2,21 мПа·с. Плотность второй модели воды составляла 1,201 г/см³, вязкость — 1,86 мПа·с. Перед началом каждого фильтрационного опыта составная модель насыщалась соответствующей моделью пластовой воды, после чего определялась проницаемость модели по газу. Химический состав моделей воды представлен в таблице 2.

Таблица 2

Химический состав моделей пластовой воды

Модель пластовой воды №1						
Компонент	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	Cl ⁻	HCO ³⁻	SO ₄ ²⁻
Значение, г/дм ³	62,429	9,015	47,746	209,512	0,724	0,570
Модель пластовой воды №2						
Компонент	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	Cl ⁻	HCO ³⁻	SO ₄ ²⁻
Значение, г/дм ³	6,733	2,145	119,144	201,704	—	0,274

Составлено авторами

Относительные фазовые проницаемости определялись стационарным методом. Через составную модель последовательно прокачивались вода и газ при постоянном суммарном расходе. Скорость фильтрации подбиралась так, чтобы при пересчёте на линейную скорость она не превышала 2 м/сут, поскольку в рассматриваемой задаче основное значение имеет капиллярно-контролируемое вытеснение воды газом.

Суммарный расход составлял 0,08 мл/мин. Последовательно задавались соотношения расходов воды и газа, %: 100/0, 75/25, 50/50, 25/75, 10/90 и 0/100. После выхода на установившийся режим фиксировались перепад давления и изменение насыщенности; минимальный зарегистрированный перепад давления составил 0,17 бар. На каждом режиме через образец прокачивалось не менее пяти поровых объёмов. Фазовые проницаемости рассчитывались по закону Дарси с учётом расхода соответствующей фазы, вязкости флюида, геометрии составной модели, абсолютной проницаемости и измеренного перепада давления [15]. Схема установки приведена на рисунке 1.

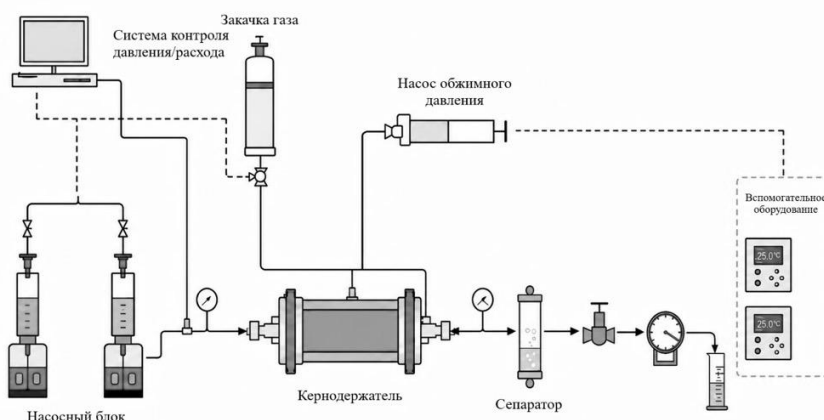


Рисунок 1. Принципиальная схема установки (составлено авторами)

Для оценки гистерезиса ОФП использовались результаты опытов при двух направлениях изменения насыщенности: вытеснение воды газом и вытеснение газа водой. Первое направление соответствовало дренированию, второе — пропитке. Основным сравниваемым параметром являлась газовая относительная проницаемость при одинаковой текущей водонасыщенности, но различной истории её изменения.

Экспериментальные кривые аппроксимировались двумя зависимостями. В качестве базовой использовалась модель Кори, в которой ОФП задаются через нормированную насыщенность и степенные показатели для водной и газовой фаз [5]. Для более гибкого описания формы кривых применялась модель ЛЭТ, позволяющая отдельно регулировать начальный участок, переходную область и конечную часть зависимости [6]. Качество аппроксимации оценивалось по коэффициенту детерминации. Модель Кори рассматривалась

как исходная инженерная зависимость, а модель ЛЭТ — как основной вариант для последующего гидродинамического моделирования.

История насыщения в гидродинамической модели учитывалась по трём моделям гистерезиса газовой фазы. Модель Карлсона использовалась для построения кривой пропитки несмачивающей фазы, модель Киллоу — для задания сканирующих кривых с учётом точки разворота насыщенности, модель Спитери — для описания защемления и повторной мобилизации газа при различных условиях смачиваемости [8-10]

На заключительном этапе аппроксимированные кривые ОФП были использованы в гидродинамической модели попеременной закачки и отбора газа. Рассматривались пять расчётных вариантов: модель Кори без учёта гистерезиса, модель ЛЭТ без учёта гистерезиса, а также модель ЛЭТ с учётом гистерезиса по Карлсону, Киллоу и Спитери. Сопоставлялись накопленный отбор газа, текущие запасы газа, среднее пластовое давление, дебит в циклах отбора и распределение газонасыщенности.

При интерпретации результатов учитывались возможные источники неопределённости: неоднородность составной модели, направление сборки образцов, состав модели пластовой воды, использование азота вместо природного газа, точность пересчёта электрического сопротивления в насыщенность, достижение стационарного режима и выбранная аналитическая зависимость для аппроксимации кривых. В связи с этим вариант без учёта гистерезиса рассматривался как контрольный, а варианты с моделями Карлсона, Киллоу и Спитери — как сценарные расчёты влияния защемления газа на показатели гидродинамической модели.

Результаты исследования и обсуждение

Сопоставимость образцов, включённых в составную модель, дополнительно проверялась по данным ЯМР. Спектры трёх образцов близки по форме и положению основных максимумов. При полном водонасыщении они расположены в области 316-392 мс, а после снижения водонасыщенности смещаются к 13-32 мс. Следовательно, при центрифугировании вода удалялась преимущественно из более крупных и связанных пор, тогда как остаточная вода сохранялась в мелкопоровой части коллектора (рис. 2).

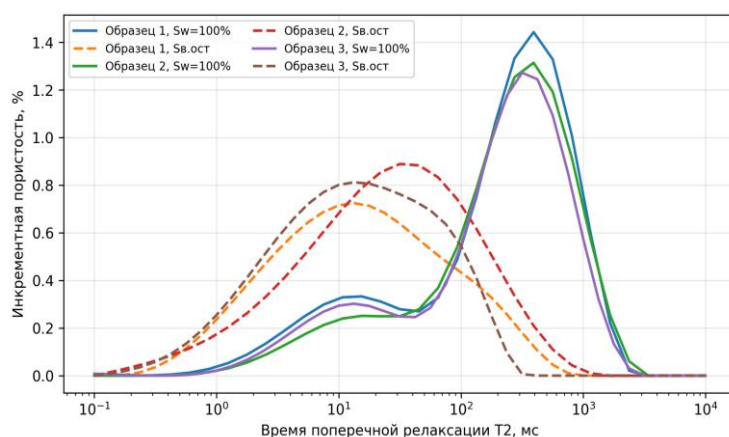


Рисунок 2. Интерпретация ЯМР-спектра стандартных образцов (составлено авторами)

Таким образом, выбранные образцы близки по характеру порового пространства и могут использоваться в составе единой фильтрационной модели. По результатам опытов построены кривые относительных фазовых проницаемостей газа и воды для двух моделей пластовой воды

(рис. 3). Первым рассматривалось вытеснение воды газом, т. е. дренирование. В отличие от опыта по определению коэффициента вытеснения, стационарное определение ОФП проводилось при последовательном изменении соотношения расходов воды и газа. Поэтому полученные зависимости характеризуют не только конечный результат вытеснения, но и форму кривых фазовой фильтрации в интервале совместного движения фаз.

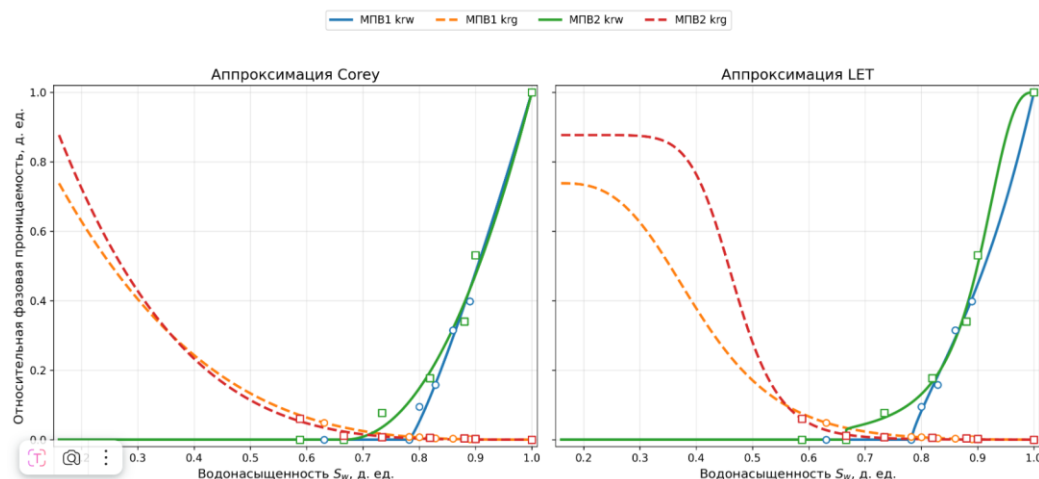


Рисунок 3. Аппроксимация дренажных кривых ОФП для МПВ₁ и МПВ₂ моделями Кори и ЛЭТ (составлено авторами)

При стационарном определении ОФП для МПВ₂ получены меньшая конечная водонасыщенность, больший коэффициент вытеснения и более высокая эффективная проницаемость по газу. Это свидетельствует о влиянии состава модели пластовой воды на формирование газопроводящих каналов при вытеснении воды газом (табл. 3).

Таблица 3.

Основные параметры, полученные по результатам экспериментов вода-газ (составлено авторами)

Параметр	Модель пластовой воды №1		Модель пластовой воды №2	
	ОФП	Квыт	ОФП	Квыт
Остаточная водонасыщенность, %	14,959	16,666	17,086	16,450
Водонасыщенность в конце эксперимента, %	63,072	69,754	58,758	71,248
Коэффициент вытеснения, %	36,928	30,246	41,242	28,752
Проницаемость по воде, 10 ⁻³ мкм ²	22,203	22,203	18,687	22,691
Проницаемость по газу при конечной водонасыщенности, 10 ⁻³ мкм ²	2,028	1,803	2,704	2,028

Составлено авторами

Вместе с тем отдельный опыт по коэффициенту вытеснения показал, что данный эффект зависит от режима фильтрации. В этом опыте для МПВ₂ рост эффективной проницаемости по газу сопровождался меньшим итоговым коэффициентом вытеснения. Следовательно, конечный результат определяется не только подвижностью газа, но и характером удержания воды в поровом пространстве карбонатного керна (рис. 4).

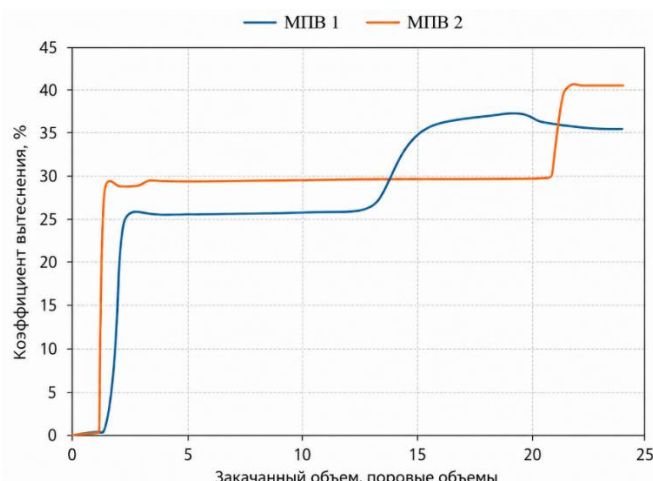


Рисунок 4. Динамика коэффициента вытеснения в зависимости от закачанного порового объема для МПВ₁ и МПВ₂ (составлено авторами)

С позиции создания подземного хранилища газа более благоприятные результаты в целом получены для МПВ₂. При стационарном вытеснении воды газом для этой модели отмечены меньшая конечная водонасыщенность, более высокий коэффициент вытеснения и большая эффективная проницаемость по газу. В отдельном опыте по коэффициенту вытеснения значение коэффициента вытеснения для МПВ₂ оказалось ниже, однако проницаемость по газу в конечном состоянии также была выше, чем для МПВ₁. Поэтому МПВ₂ можно рассматривать как более предпочтительную с точки зрения формирования проводящей газонасыщенной зоны, закачки и последующего отбора газа.

Эксперимент по ступенчатому увеличению расхода газа для МПВ₂ показал выраженную зависимость эффективности вытеснения воды и газовой проводимости от интенсивности фильтрации. При увеличении расхода газа с 0,08 до 30 мл/мин наблюдалось закономерное перераспределение фаз в поровом пространстве. Водонасыщенность, рассчитанная по данным удельного электрического сопротивления, снижалась с 70,41 до 37,66 %, тогда как коэффициент вытеснения воды газом возрастал с 29,59 до 62,34 %. Параллельно фиксировалось увеличение газовой относительной проницаемости (с 0,0116 до 0,2171) и приёмистости модели — с 0,53 до 10,0 мл/(мин·бар).

Полученные изменения указывают на постепенное вовлечение в фильтрацию всё более мелких и слабо связанных поровых каналов. При низких расходах значительная их часть остаётся заполненной водой, тогда как при росте интенсивности потока газ начинает преодолевать дополнительные капиллярные ограничения и формировать более устойчивую проводящую сеть.

С точки зрения интерпретации ОФП данные режимы целесообразно рассматривать как дополнительное ограничение для газовой ветви в области высоких газонасыщенностей. В отличие от стационарных точек, характеризующих установившееся соотношение фазовых расходов, ступенчатое увеличение расхода позволяет зафиксировать стадию доосушения водонасыщенной модели, которая не всегда отражается в классических экспериментах.

Использование водонасыщенности, рассчитанной по УЭС, обеспечивает привязку изменения газовой проницаемости к реальной внутренней перестройке насыщенности, а не только к объёмам отобранной воды. Поэтому полученные при ступенчатом увеличении расхода точки целесообразно использовать совместно со стационарными данными ОФП и капиллярными ограничениями при построении зависимости $k_{rg}(S_w)$.

С точки зрения временного подземного хранения газа полученные результаты показывают, что рабочая газонасыщенная ёмкость и приемистость водоносного карбонатного пласта зависят от режима закачки. При повышении расхода газа дополнительно вовлекается 32,75 процентных пункта порового объёма, а газовая проводимость возрастает почти в 19 раз. Данный эффект указывает на формирование более связной газовой зоны и должен учитываться при прогнозе давления закачки, приемистости нагнетательных скважин и объёма временно размещаемого газа. На рисунке 5 приведены зависимости коэффициента вытеснения и ОФП по газу от расхода газа, а также зависимости остаточной водонасыщенности и газовой ОФП от капиллярного числа.

По результатам аппроксимации получены зависимости коэффициента вытеснения воды газом от расхода газа (1), ОФП по газу от расхода газа (2), остаточной водонасыщенности от капиллярного числа (3) и ОФП по газу от капиллярного числа (4):

$$K_{\text{выт}}(Q) = 43,4855 + 5,4098 \ln Q, R^2 = 0,9986, \quad (1)$$

$$k_{rg}(Q) = 0,006024 + \frac{0,216479Q}{2,4974 + Q}, R^2 = 0,9913, \quad (2)$$

$$S_{\text{wir}}(Ca) = 54,0929 - 5,4098 \ln(Ca \cdot 10^8), R^2 = 0,9986, \quad (3)$$

$$k_{rg}(Ca) = 0,006024 + \frac{0,216479Ca \cdot 10^8}{1,5962 + Ca \cdot 10^8}, R^2 = 0,9913, \quad (4)$$

где:

Q — расход газа в мл/мин;

Ca — капиллярное число, отношение между вязкими и капиллярными силами, д. ед.

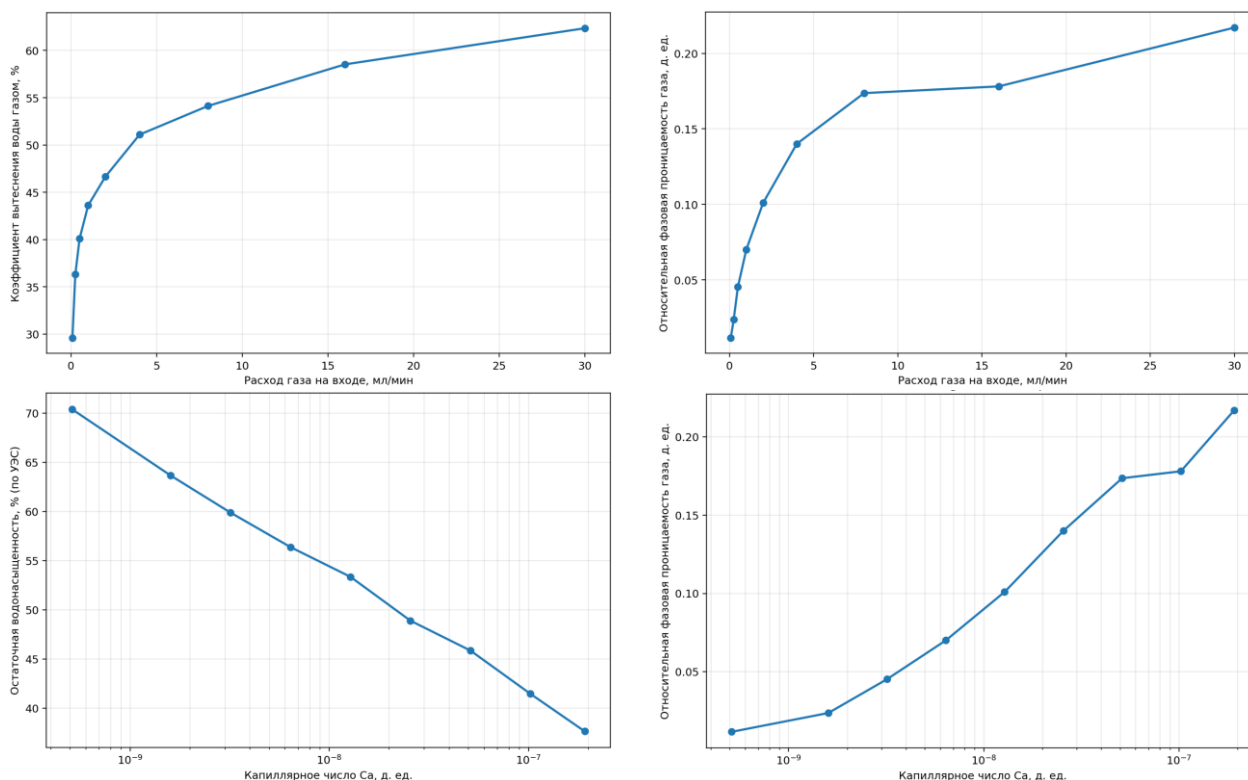


Рисунок 5. Влияние расхода газа и капиллярного числа на вытеснение воды и газовую относительную проницаемость для МПВ₂ (составлено авторами)

Наиболее существенные различия установлены при сопоставлении дренажной и пропиточной ветвей газовой относительной проницаемости. При дренировании газовая фаза формирует проводящие каналы в поровом пространстве. При обратном вытеснении газа водой часть этих каналов разрушается, и газ переходит в остаточное состояние. Поэтому при одной и той же водонасыщенности газовая относительная проницаемость на пропитке оказывается значительно ниже, чем на дренировании.

Для наглядной оценки этого эффекта ветвь пропитки сопоставлена с дренажными кривыми в линейной и логарифмической шкалах (рис. 6). При водонасыщенности 0,30 газовая относительная проницаемость на пропиточной ветви составила 0,0094 для МПВ₁ и 0,0116 для МПВ₂. На дренажной ветви при той же водонасыщенности соответствующие значения равны 0,4898 и 0,5713. Следовательно, в данной области газовая проницаемость на пропитке примерно в 50 раз ниже, чем на дренировании.

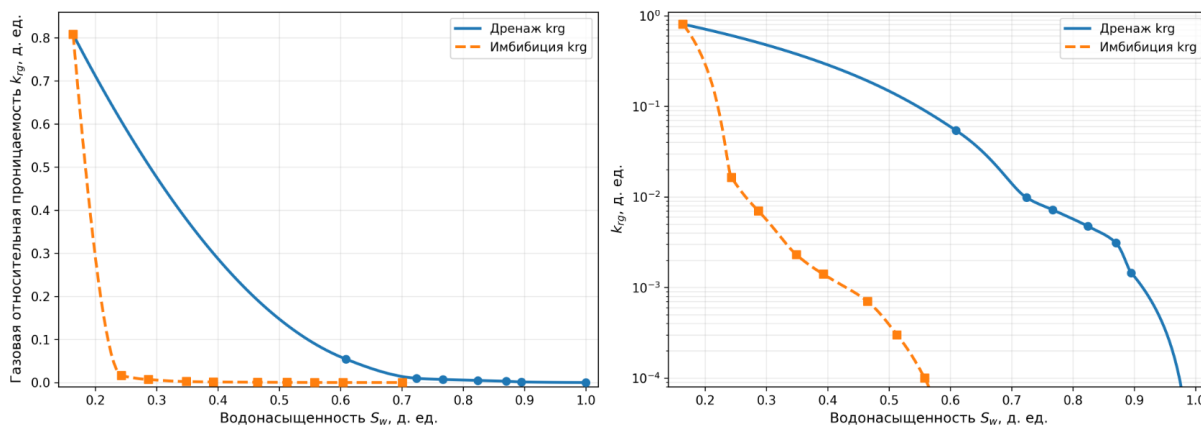


Рисунок 6. Сопоставление газовой ветви ОФП при дренировании и пропитке (составлено авторами)

Конечная водонасыщенность после пропитки составила 0,701, что соответствует остаточной газонасыщенности 0,299. Это значение характеризует долю газа, потерявшего фильтрационную связанность после вытеснения водой.

Следовательно, после смены направления фильтрации газовая фаза не может рассматриваться как полностью подвижная. Именно этот эффект является физической основой гистерезиса ОФП и должен учитываться при гидродинамическом моделировании ВПХГ.

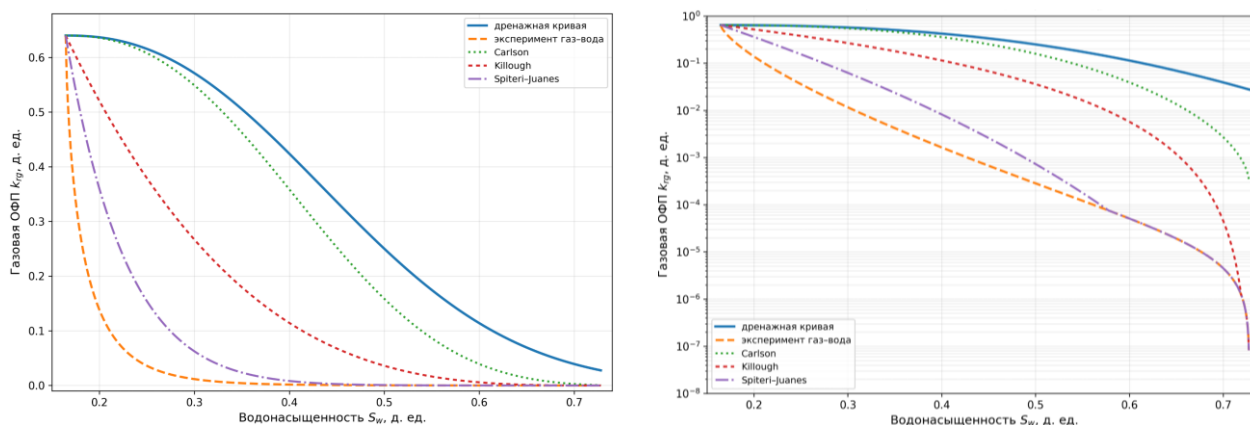


Рисунок 7. Сканирующие кривые газовой ветви ОФП для МПВ₂ (модели Карлсона, Киллоу и Спитери) (составлено авторами)

Для переноса лабораторных данных в гидродинамическую модель построены сканирующие кривые газовой ветви по моделям Карлсона, Киллоу и Спитери (рис. 7).

Их сопоставление показывает, что результат определяется не только конечными точками дренирования и пропитки, но и выбранным способом учёта истории насыщения. Модель Карлсона даёт наименее консервативную оценку повторной газовой подвижности после смены направления фильтрации. Модель Киллоу занимает промежуточное положение. Модель Спитери после калибровки по экспериментальной ветви газ-вода наиболее близко воспроизводит резкое снижение k_{rg} , связанное с заземлением газа. Для ВПХГ это различие принципиально, поскольку выбор модели гистерезиса определяет расчётное соотношение подвижного и заземлённого газа, а следовательно, влияет на коэффициент возврата и остаточные запасы газа в водоносном горизонте. В совокупности лабораторные результаты показывают, что основной фактор неопределённости при моделировании циклов закачки и отбора связан с гистерезисом газовой фазы. Состав модели пластовой воды влияет на исходные дренажные кривые ОФП и коэффициент вытеснения, однако именно смена направления фильтрации приводит к наиболее резкому снижению газовой подвижности. Поэтому использование в модели только дренажной кривой приводит к завышению эффективной газовой проницаемости после последующего водонасыщения.

Гидродинамическое моделирование

Для оценки практической значимости полученных зависимостей выполнено гидродинамическое моделирование закачки и отбора газа. Сначала были рассмотрены пять технологических сценариев ВПХГ, отличающихся продолжительностью первичной закачки газа и последующим режимом циклического отбора. Циклический режим был выбран как основной, поскольку он позволяет дополнительно вовлечь в отбор часть газа, остающуюся в пласте после первичной эксплуатации. Параметры расчётных сценариев приведены в таблице 4.

Дополнительным ограничением при выборе расчетного режима ВПХГ является максимально допустимое пластовое давление, определяемое геомеханической устойчивостью коллектора и флюидоупора [16]. По результатам механических испытаний керна горизонтальная составляющая эффективного давления составляет 9,2 МПа при пластовом давлении 15,1 МПа. Соответственно, полное минимальное горизонтальное напряжение может быть предварительно оценено как 24,5 МПа. В сценариях 4 и 5 максимальное среднее пластовое давление после первичной закачки достигает 24,4–24,5 МПа, то есть практически совпадает с расчетной геомеханической границей раскрытия трещин. В режиме закачки забойное давление нагнетательной скважины превышает среднее пластовое, что приводит к снижению допустимого запаса по давлению и, соответственно, уменьшает общий уровень технологической безопасности. В этой связи сценарии 4 и 5 не рассматриваются как базовые варианты реализации ВПХГ и используются лишь как предельные расчётные случаи, отражающие рост рабочей ёмкости при работе вблизи геомеханических ограничений. В дальнейших расчётах целесообразно ограничиться диапазоном максимальных давлений порядка 22,0–23,3 МПа.

Таблица 4

Основные расчётные показатели технологических сценариев ВПХГ

Сценарий	Первичная закачка, лет	Накопленный отбор, млн ст. м ³	Конечное давление, МПа	Коэффициент возврата газа, %	Средний интервал закачки, дни	Средний интервал отбора, дни
1	10	84,79	16,459	41,71	90	90
2	10	147,43	16,793	50,47	80	60
3	10	158,73	18,947	48,29	150	30
4	15	147,95	17,175	48,16	120	60
5	15	145,44	19,735	43,99	150	30

Составлено авторами

Проведённые расчёты показали, что влияние гистерезиса ОФП проявляется главным образом после смены направления фильтрационного процесса, то есть на стадии отбора газа и последующей дозаправки. На этапе первичного формирования газонасыщенной зоны различия между моделями ОФП остаются небольшими, поскольку процесс соответствует дренажной ветви, при которой газ вытесняет воду. После перехода к циклическому режиму различия между Кори, ЛЭТ и гистерезисными моделями становятся более заметными, так как при обратном ходе насыщения вода начинает вытеснять газ, а часть газовой фазы теряет связность и переходит в малоподвижное состояние.

С учётом геомеханического ограничения дальнейшее сопоставление выполнено для сценариев 1–3 [17]. Их целесообразно рассматривать в зависимости от предполагаемой схемы использования газа: локальное обеспечение ближайших населённых пунктов либо подключение объекта к магистральной системе с последующим сбытом газа.

Сценарий 1 предусматривает равные интервалы отбора и дозаправки продолжительностью около 90 дней. Такой режим является наиболее осторожным по интенсивности циклов, однако характеризуется сравнительно низким накопленным отбором и быстрым снижением дебита газа. Поэтому он может рассматриваться как контрольный или резервный вариант.

Сценарий 2 основан на режиме четырёх месяцев дозаправки и двух месяцев отбора. В течение года это обеспечивает около четырёх месяцев отбора и восьми месяцев компенсационной закачки. Такой режим является наиболее сбалансированным: он поддерживает регулярную сезонную работу, не приводит к чрезмерному падению давления и обеспечивает устойчивый уровень отбора. Поэтому сценарий 2 выбран как основной показательный вариант для сопоставления моделей ОФП.

Сценарий 3 включает более длительную дозаправку и короткий период отбора: около пяти месяцев закачки и одного месяца отбора. Он обеспечивает наиболее высокие текущие дебиты и наибольший накопленный отбор, однако требует большей пропускной способности системы и отражает более интенсивный режим эксплуатации газонасыщенной зоны.

Таким образом, сценарий 2 занимает промежуточное положение между осторожным сценарием 1 и более интенсивным сценарием 3. Именно поэтому он удобен для анализа влияния ОФП: режим достаточно активен, чтобы проявились различия между моделями, но при этом не является предельным по давлению или по интенсивности отбора.

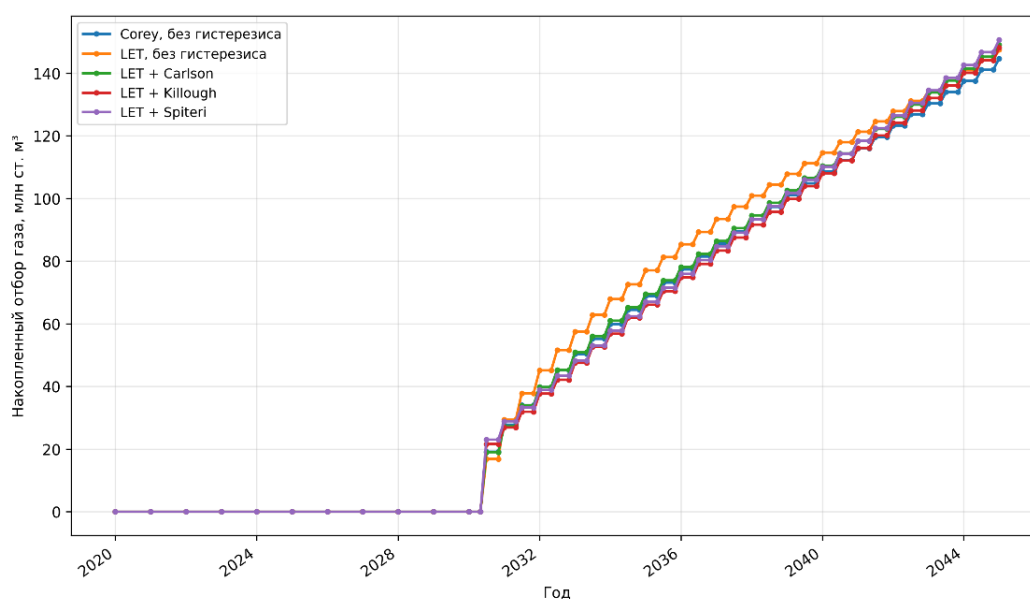


Рисунок 8. Динамика накопленного отбора газа (сценарий 2) (составлено авторами)

Дальнейший анализ показывает, что после первого цикла эксплуатации различия между моделями становятся более выраженными. Наибольший накопленный отбор фиксируется в варианте с ЛЭТ-моделью без учёта гистерезиса — 23,67 млн ст. м³. Для модели Кори без учета гистерезиса значение составляет 20,86 млн ст. м³. Варианты с учетом гистерезиса занимают промежуточное положение: Спитери — 22,83 млн ст. м³, Карлсон — 22,46 млн ст. м³, Киллоу — 21,09 млн ст. м³. Уже на этом этапе видно, что учет гистерезиса изменяет не только форму кривых ОФП, но и расчетную подвижность газа в модели (рис. 8).

К концу расчетного периода наибольший накопленный отбор сохраняется в варианте ЛЭТ + Спитери. Однако сравнение модели Кори без гистерезиса с моделями ЛЭТ с гистерезисом не является чистой оценкой влияния гистерезиса, так как одновременно изменяются и способ аппроксимации, и учет истории насыщения. Поэтому основным сопоставлением следует считать сравнение варианта ЛЭТ без гистерезиса с вариантами ЛЭТ, в которых гистерезис учитывается по моделям Карлсона, Киллоу и Спитери (табл. 5).

Таблица 5

Сравнение показателей ГДМ на конец периода (составлено авторами)

Вариант	Накопленный отбор газа, млн. ст. м ³	Текущие запасы газа, млн. ст. м ³	Среднее давление, бар	Коэффициент возврата газа, %	Δ отбора к ЛЭТ без гист., %
Кори	144,63	147,45	167,39	49,52	-1,90
ЛЭТ	147,43	144,67	167,93	50,47	0,00
ЛЭТ + Карлсон	149,02	143,09	175,27	51,01	+1,07
ЛЭТ + Киллоу	148,09	144,00	169,76	50,70	+0,45
ЛЭТ + Спитери	150,64	141,46	165,50	51,57	+2,18

Составлено авторами

Сопоставление моделей ОФП для сценария 2 показало, что учет гистерезиса не приводит к снижению накопленного отбора газа относительно базовой модели ЛЭТ без гистерезиса. Напротив, расчетные варианты ЛЭТ + Карлсон, ЛЭТ + Киллоу и ЛЭТ + Спитери дают небольшой прирост накопленного отбора соответственно на 1,07, 0,45 и 2,18 %. Наибольший коэффициент возврата получен для модели ЛЭТ + Спитери — 51,57 %, однако этот вариант характеризуется также минимальными текущими запасами газа и наиболее низким конечным средним давлением.

Следовательно, увеличение накопленного отбора в гистерезисных вариантах не следует интерпретировать как однозначное улучшение режима эксплуатации: оно отражает более интенсивное вовлечение сформированного газонасыщенного объема в отбор и сопровождается перераспределением остаточного газа и давления в пласте. Наиболее высокий запас давления сохраняется в варианте ЛЭТ + Карлсон, тогда как ЛЭТ + Спитери является наиболее продуктивным по отбору. Таким образом, влияние гистерезиса в сценарии 2 проявляется не столько в ухудшении или улучшении модели в целом, сколько в изменении баланса между извлекаемым газом, остаточными запасами и поддержанием пластового давления.

Динамика среднего пластового давления также отражает различия между моделями ОФП (рис. 9). В варианте ЛЭТ без учёта гистерезиса конечное давление составляет 167,93 бар. При включении гистерезиса конечное давление зависит от выбранной модели: для Карлсона оно достигает 175,27 бар, для Киллоу — 169,76 бар, для Спитери — 165,50 бар.

Следовательно, гистерезис изменяет не только отбор газа, но и распределение давления в пласте. В результате часть газа сохраняется в пласте в виде менее подвижного или заземленного объема, что ограничивает его вовлечение в отбор и одновременно поддерживает более высокий уровень пластового давления.

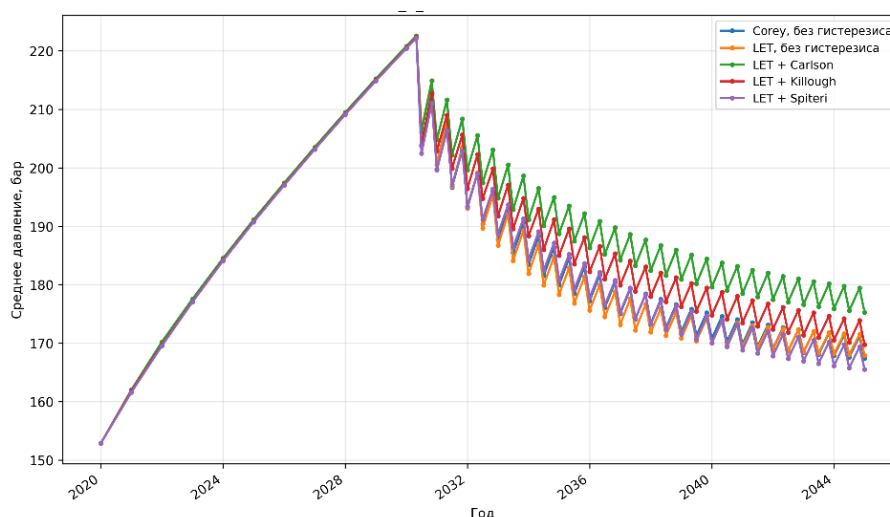


Рисунок 9. Динамика среднего давления по вариантам гидродинамического моделирования (составлено авторами)

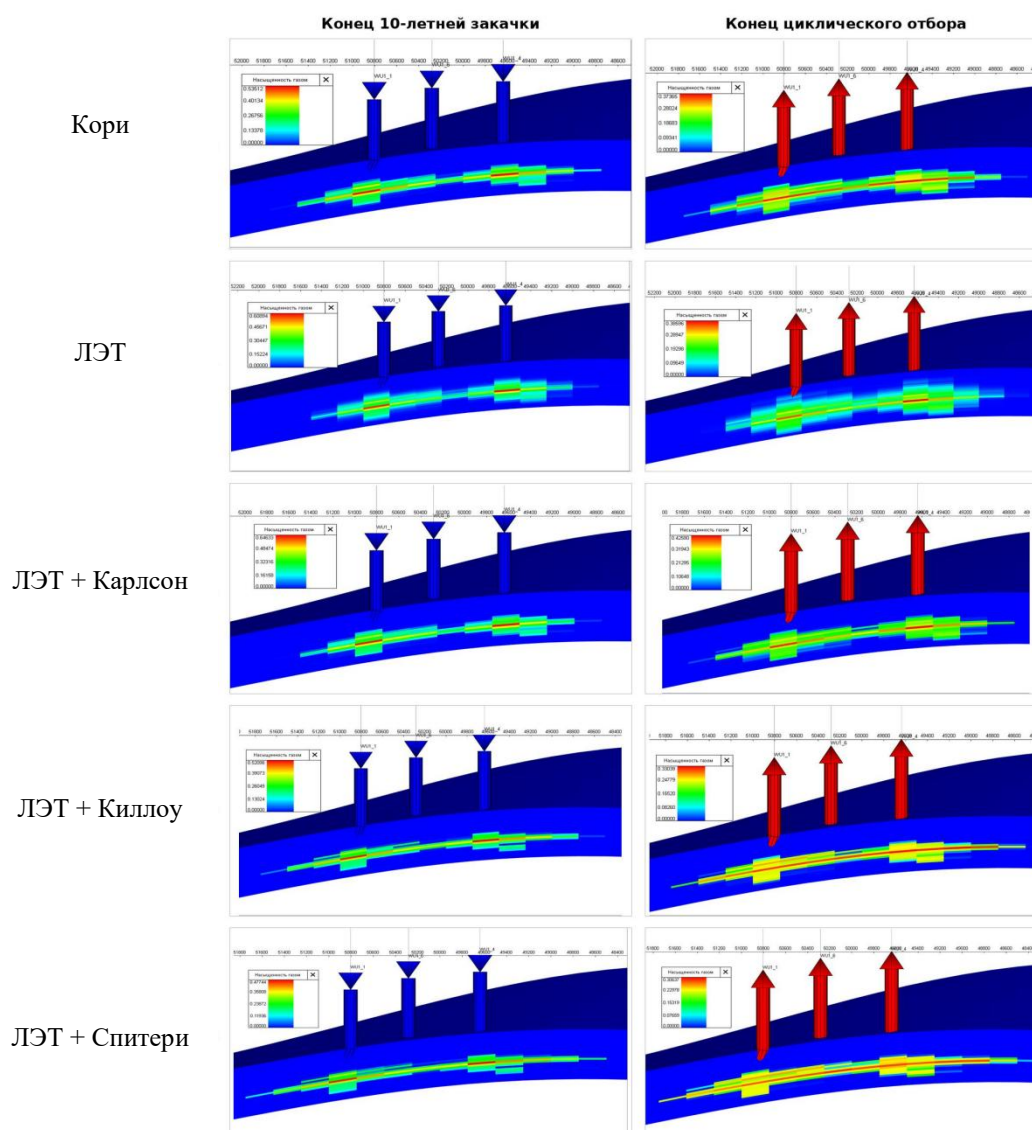


Рисунок 10. Распределение газонасыщенности на конец расчетного периода по 5 расчётным моделям (составлено авторами)

Пространственное распределение газонасыщенности также согласуется с лабораторными результатами (рис. 10). В варианте без учета гистерезиса газовая зона после циклов отбора выглядит более подвижной, так как расчетная модель допускает более эффективную мобилизацию газа. В вариантах с моделями Карлсона, Киллоу и Спитери сохраняются зоны повышенной газонасыщенности между скважинами. Это свидетельствует о наличии менее подвижной или заземленной части газовой фазы после смены направления фильтрации.

Таким образом, лабораторные и расчётные результаты согласуются между собой. В фильтрационном эксперименте установлено резкое снижение газовой относительной проницаемости при переходе от дренирования к пропитке и формирование остаточной газонасыщенности. В гидродинамической модели этот эффект проявляется не только в изменении накопленного отбора, но и в перераспределении газонасыщенности, текущих запасов газа и пластового давления. Поэтому вариант без учёта истории насыщения следует рассматривать как контрольный расчёт, а не как основной прогнозный сценарий ВПХГ в водоносном карбонатном горизонте.

При интерпретации полученных результатов необходимо учитывать ограничения выполненного исследования. Эксперименты проведены на одной составной модели керна, поэтому полученные значения не следует напрямую распространять на весь диапазон карбонатных разностей без дополнительных исследований. В качестве газовой фазы использовался азот, а не природный газ. Кроме того, влияние состава модели пластовой воды установлено по изменению формы кривых ОФП и коэффициента вытеснения, но для объяснения механизма этого влияния необходимы специальные исследования смачиваемости и межфазных свойств. Несмотря на эти ограничения, полученные результаты показывают принципиальную необходимость учета гистерезиса ОФП при гидродинамическом моделировании систем газ-вода.

Заключение

1. Подобрана составная модель карбонатного керна Осинского горизонта с близкими фильтрационно-ёмкостными свойствами отдельных образцов. Коэффициенты вариации проницаемости, пористости и остаточной водонасыщенности составили соответственно 7,1; 11,2 и 9,6 %. Данные ЯМР подтвердили близость структуры порового пространства выбранных образцов, что позволило использовать их для стационарного определения ОФП.

2. Показано, что состав модели пластовой воды влияет на вытеснение воды газом. При стационарном определении ОФП для МПВ₂ получены меньшая конечная водонасыщенность, больший коэффициент вытеснения и более высокая эффективная проницаемость по газу: 58,758 %, 41,242 % и $2,704 \cdot 10^{-3}$ мкм² против 63,072 %, 36,928 % и $2,028 \cdot 10^{-3}$ мкм² для МПВ₁. Следовательно, различие ионного состава водной фазы должно учитываться при задании дренажных кривых ОФП для водонасыщенных карбонатных коллекторов.

3. Установлено, что при увеличении расхода газа для МПВ₂ происходит дополнительное доосушение модели. При росте расхода с 0,08 до 30 мл/мин водонасыщенность снизилась с 70,41 до 37,66 %, коэффициент вытеснения увеличился с 29,59 до 62,34 %, газовая относительная проницаемость возросла с 0,0116 до 0,2171, а приёмистость модели — с 0,53 до 10,0 мл/(мин·бар). Этот результат показывает, что рабочая газонасыщенная ёмкость ВПХГ зависит от режима закачки и преодоления капиллярных барьеров.

4. При обратном вытеснении газа водой наблюдается существенное снижение газовой относительной проницаемости: при водонасыщенности около 0,30 величина k_{rg} на пропиточной ветви оказалось примерно в 50 раз ниже, чем на дренажной. Конечная водонасыщенность достигает 0,701, что соответствует остаточной газонасыщенности 0,299. Это подтверждает, что после смены направления фильтрации газовая фаза частично теряет подвижность.

5. Построение сканирующих кривых по моделям Карлсона, Киллоу и Спитери показывает, что выбор подхода к описанию гистерезиса существенно влияет на оценку доли подвижного и заземлённого газа. Модель Карлсона даёт наиболее консервативную оценку восстановления подвижности газа, модель Киллоу занимает промежуточное положение, тогда как модель Спитери лучше воспроизводит резкое падение k_{rg} , наблюдаемое в эксперименте.

6. С учётом геомеханических ограничений сценарии 4 и 5 дополнительно подтверждаются как предельные: после первичной закачки среднее пластовое давление достигает 24,4–24,5 МПа, что близко к расчётной границе возможного раскрытия трещин. Поэтому для последующих расчётов предпочтительно ограничиваться диапазоном 22,0–23,3 МПа.

7. Таким образом, для практических задач локального газоснабжения наиболее устойчивым остаётся сценарий 2, тогда как сценарий 3 ориентирован на максимальную производительность при подключении к магистральной инфраструктуре. Сценарий 1 выполняет роль контрольного режима, позволяющего оценить чувствительность системы к снижению интенсивности эксплуатации.

8. Учёт гистерезиса ОФП приводит к существенной корректировке как извлекаемых запасов, так и распределения давления и насыщенности, поэтому модель без истории насыщения следует рассматривать лишь как базовый расчётный ориентир, а не как окончательный прогноз поведения ВПХГ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Moghadasi L., Guadagnini A., Inzoli F., Bartosek M. Interpretation of two-phase relative permeability curves through multiple formulations and model quality criteria // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. Vol. 135. P. 738–749. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.10.027.
2. Zhu S., Sun J., Wei G., Zheng D., Wang J., Shi L., Liu X. 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. No. 1. P. 190–200. DOI: 10.1016/S1876-3804(21)60015-0.
3. Khadem B., Saberi M.R., Krief M., Abbasi H.R. Investigating the analytical relationship between pore geometry and other pore space properties in carbonate rocks // Petroleum Geoscience. 2024. Vol. 30. No. 1. Article petgeo2023–028. DOI: 10.1144/petgeo2023-028.
4. Wan T., Yang S., Wang L., Sun L. Experimental investigation of two-phase relative permeability of gas and water for tight gas carbonate under different test conditions // Oil & Gas Science and Technology — Revue d'IFP Energies nouvelles. 2019. Vol. 74. Article 23. DOI: 10.2516/ogst/2018102.
5. Brooks R.H., Corey A.T. Hydraulic properties of porous media and their relation to drainage design // Transactions of the ASAE. 1964. Vol. 7. No. 1. P. 26–28. DOI: 10.13031/2013.40684.
6. Lomeland F., Ebeltoft E., Thomas W.H. A new versatile relative permeability correlation // International Symposium of the Society of Core Analysts. Toronto, Canada, 21–25 August 2005. Paper SCA2005-32. URL: <https://jgmaas.com/SCA/2005/SCA2005-32.pdf> (дата обращения: 15.06.2026).
7. Land C.S. Calculation of imbibition relative permeability for two- and three-phase flow from rock properties // Society of Petroleum Engineers Journal. 1968. Vol. 8. No. 2. P. 149–156. DOI: 10.2118/1942-PA.

8. Killough J.E. Reservoir simulation with history-dependent saturation functions // Society of Petroleum Engineers Journal. 1976. Vol. 16. No. 1. P. 37–48. DOI: 10.2118/5106-PA.
9. Carlson F.M. Simulation of relative permeability hysteresis to the nonwetting phase // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, USA, 4–7 October 1981. Paper SPE-10157-MS. DOI: 10.2118/10157-MS.
10. Spiteri E.J., Juanes R., Blunt M.J., Orr F.M. A new model of trapping and relative permeability hysteresis for all wettability characteristics // SPE Journal. 2008. Vol. 13. No. 3. P. 277–288. DOI: 10.2118/96448-PA.
11. Lan Y., Guo P., Liu Y., Wang S., Cao S., Zhang J., Sun W., Qi D., Ji Q. State of the art on relative permeability hysteresis in porous media: petroleum engineering application // Applied Sciences. 2024. Vol. 14. No. 11. Article 4639. DOI: 10.3390/app14114639.
12. 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.
13. Archie G.E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics // Transactions of the AIME. 1942. Vol. 146. No. 1. P. 54–62. DOI: 10.2118/942054-G.
14. Raznitsyn A.V. Development of a method for identifying zones to minimize fluid cross flows when modeling reservoirs using the material balance method // Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering. 2022. Vol. 22. No. 3. P. 109–115. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.3.2.
15. Shabarov A.B., Shatalov A.V., Markov P.V., Shatalova N.V. Relative permeability calculation methods in multiphase filtration problems // Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy. 2018. Vol. 4. No. 1. P. 79–109. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109.
16. You J., He Z., Huang X., Feng Z., Wanyan Q., Li S., Xu H. An integrated assessment approach for underground gas storage in multi-layered water-bearing gas reservoirs // Sustainability. 2025. Vol. 17. No. 14. Article 6401. DOI: 10.3390/su17146401.
17. Петраков Д. Г., Пеньков Г. М., Золотухин А. Б. Экспериментальное исследование влияния горного давления на проницаемость песчаника // Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 244–251. DOI: 10.31897/PMI.2022.24.

Smirnova Elizaveta Andreevna

Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia

E-mail: Ilimdog98@mail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4266-131X>

RSCI: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=1178650

SCOPUS: <https://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=59046426200>

Iktissanov Valery Askhatovich

Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia

E-mail: Iktisanov_VA@pers.spmi.ru

ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-4295-909X>

RSCI: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=682475

SCOPUS: <https://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=24764821400>

Epifanov Nikita Alekseevich

Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia

E-mail: nikita_epifanov2004@mail.ru

Investigation of relative permeability hysteresis in a gas-water system in a carbonate reservoir

Abstract. The article examines the influence of formation-water composition and hysteresis of gas–water relative permeability on the assessment of temporary underground gas storage in the carbonate reservoir of the Osinsky horizon. The study is aimed at refining laboratory phase-flow functions and their subsequent application in a reservoir simulation model of gas injection and withdrawal. The experiments were carried out on a composite core model consisting of three samples with similar porosity and permeability properties. Saturation was monitored using centrifugation data and electrical resistivity measurements, with water saturation recalculated using Archie's equation. Nitrogen and two synthetic formation brines with the same salinity but different ionic compositions were used as fluids. It is shown that, during steady-state water displacement by gas, the second brine model provided a lower final water saturation, a higher displacement efficiency, and a higher effective gas permeability: 58,758 %, 41,242 % and $2,704 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$ compared 63,072 %, 36,928 % и $2,028 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$ with for the first brine model. With a stepwise increase in gas flow rate for the second brine model, the displacement efficiency increased from 29,59 to 62,34 %, while gas relative permeability increased from 0,0116 to 0,2171. During reverse displacement of gas by water, a residual gas saturation of 0,299 was formed. Based on the obtained curves, scenarios of temporary underground gas storage and different approaches to accounting for hysteresis using the Carlson, Killough, and Spiteri models were simulated. It was found that saturation history changes the calculated ratio between mobile and trapped gas, the gas recovery factor, and the distribution of residual gas reserves in the aquifer.

Keywords: relative permeability; saturation hysteresis; gas-water system; carbonate reservoir; residual gas saturation; gas trapping; reservoir simulation