



© Коллектив авторов,
2025



ПЕРСПЕКТИВЫ ЗАКАЧКИ ГАЗА В РЕЖИМЕ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВЫТЕСНЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.В. Кобяшев^{1,*}, А.А. Пятков^{1,2}, С.А. Заночуев¹

¹ООО «РН-Геология Исследования Разработка», РФ, Тюмень

²ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», РФ, Тюмень

Электронный адрес: AVKobyashev@rn-gir.rosneft.ru

Введение. Применение стандартного заводнения для разработки низкопроницаемых коллекторов может оказаться малоэффективным из-за низких темпов закачки воды. В связи с этим особую актуальность приобретают газовые методы повышения нефтеотдачи вследствие высокой подвижности газа, позволяющей обеспечить необходимые темпы закачки. Также при возможности реализации смешивающегося режима вытеснения в условиях пласта закачка газа позволяет максимизировать коэффициент вытеснения нефти. Однако из-за высокой подвижности газа и наличия в пласте высокопроницаемых каналов эффективность газа может быть существенно снижена вследствие его преждевременного прорыва к добывающим скважинам. Закачка газа в режиме водогазового воздействия может существенно снизить вероятность прорыва газа и тем самым повысить коэффициент охвата пласта газовым воздействием при сохранении относительно высоких темпов закачки.

Цель. Оценка эффективности применения водогазового воздействия в режиме смешивающегося вытеснения на неоднородных низкопроницаемых объектах разработки Западной Сибири.

Материалы и методы. В работе на основании выполненных лабораторных исследований закачки газа в режиме водогазового воздействия при реализации смешивающегося вытеснения выполнена оценка газового воздействия на композиционной гидродинамической модели.

Результаты. В работе на основании результатов серии экспериментов по вытеснению нефти газом в тонкой трубке выполнена оценка возможности достижения в условиях пласта режима смешивающегося вытеснения. Газ низкого давления системы подготовки (жирный газ) показал высокую эффективность вытеснения не только на тонкой трубке (Квыт — 0,94 д.ед.), но и на керне (Квыт — 0,695 д.ед.). Эксперименты по довытеснению нефти из керновой колонки в режиме водогазового воздействия показали несущественный прирост Квыт — 0,035 д.ед. При этом проницаемость по воде и газу в циклах ВГВ снижается в 5 и 30 раз соответственно (значение для газа приведено относительно базового цикла закачки газа), что окажет положительное влияние на процесс перераспределения фильтрационных потоков воды и газа в пласте. По результатам численных расчетов на секторных моделях пласта установлено, что, несмотря на смешивающий характер вытеснения и высокую степень однородности коллектора по проницаемости, жирный газ из-за высокой подвижности не позволяет добиться высоких значений Кохв и, как следствие, КИН. Большим потенциалом повышения нефтеотдачи обладает вариант закачки жирного газа в режиме ВГВ как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе.

Заключение. Технология ВГВ, несмотря на несущественный прирост Квыт в рамках керновых экспериментов, позволяет повысить удельную эффективность газового воздействия в среднем в 4,4 раза по сравнению с непрерывной закачкой жирного газа из-за увеличения Кохв воздействием. При этом оба варианта закачки жирного газа позволяют добиться прироста нефтеотдачи по сравнению с вариантом базового заводнения: средний КИН для вариантов заводнения, непрерывной закачки жирного газа и закачки жирного газа в режиме ВГВ составил 0,21, 0,3 и 0,48 д.ед. соответственно.

Ключевые слова: водогазовое воздействие, смешивающееся вытеснение, разработка низкопроницаемых коллекторов с применением закачки газа

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Кобяшев А.В., Пятков А.А., Заночуев С.А. Перспективы закачки газа в режиме смешивающегося вытеснения для повышения нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов юрских отложений Западной Сибири. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):77–85. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-77-85>

Статья поступила в редакцию 13.08.2025

Принята к публикации 03.09.2025

Опубликована 26.12.2025

PROSPECTS OF MISCIBLE GAS INJECTION TO ENHANCE OIL RECOVERY FROM LOW-PERMEABLE JURASSIC RESERVOIRS IN WEST SIBERIA

Alexander V. Kobyashev^{1,*}, Alexander A. Pyatkov^{1,2}, Sergey A. Zanochev¹¹RN-Geology Research Development, RF, Tyumen²Tyumen Industrial University, RF, Tyumen

E-mail: AVKobyashev@rn-gir.rosneft.ru

Introduction. Standard waterflooding in the development of low-permeable reservoirs may be ineffective due to low water injection rates. In this regard, gas methods of enhanced oil recovery are particularly relevant due to the high mobility of gas which allows to reach the required injection rates. Also, if miscible injection is possible, this will maximize the oil displacement efficiency. However, due to the high mobility of gas and the presence of highly permeable channels in the reservoir, the gas efficiency can be significantly reduced due to its premature breakthrough to production wells. WAG injection can significantly reduce the probability of gas breakthrough and thereby increase the gas sweep efficiency while maintaining relatively high injection rates.

Objective. Evaluate the performance of miscible WAG (water alternating gas) injection in heterogeneous low-permeable reservoirs in West Siberia.

Materials and methods. The study evaluates gas injection technology on a composite flow simulation model based on laboratory studies of WAG miscible injection. In this paper, based on the results of a series of slim-tube experiments on gas-oil displacement, the possibility of achieving miscible displacement in reservoir conditions was assessed. Low-pressure gas of a treatment system (wet gas) demonstrated high displacement efficiency not only in a slim tube ($E_D = 0.94$), but also on core samples ($E_D = 0.695$). Experiments on additional displacement of oil from a core column at WAG conditions showed an insignificant increase of $E_D = 0.035$. At the same time, the water and gas permeability in the WAG cycles decreased by 5 and 30 times, respectively (the value for gas is given relative to the basic gas injection cycle), which will have a positive effect on the process of redistribution of water and gas flows in a reservoir.

Results. Based on the results of numerical runs of sector reservoir models, it was found that despite the miscible nature of displacement and a high degree of permeability homogeneity within a reservoir, the wet gas, due to its high mobility, does not allow achieving high sweep efficiency and, therefore, high oil recovery factors. The option of wet gas injection in WAG conditions has a high potential for increasing oil recovery in both short and long term.

Conclusion. The WAG technology, despite an insignificant increase in E_D in the core experiments, allows increasing the specific performance of gas injection by an average of 4.4 times compared to continuous wet gas injection due to an increase in sweep efficiency. At the same time, both options of wet gas injection allow achieving an increase in oil recovery compared to the basic flooding option: the average oil recovery factors for water injection, continuous wet gas injection, and wet gas injection options in the WAG conditions were 0.21, 0.3, and 0.48, respectively.

Keywords: water-alternating-gas injection, miscible displacement, development of low-permeable reservoirs using gas injection

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Kobyashev A.V., Pyatkov A.A., Zanochev S.A. Prospects of miscible gas injection to enhance oil recovery from low-permeable Jurassic reservoirs in West Siberia. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):77–85. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-77-85>

Manuscript received 13.08.2025

Accepted 03.09.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

В условиях растущего спроса на энергоносители и истощения традиционных месторождений нефти разработка низкопроницаемых коллекторов приобретает особую актуальность. Из-за низкой проницаемости заводнение подобных коллекторов может оказаться малоэффективным: низкие темпы закачки воды ограничивают способность поддерживать необходимое пластовое давление, что может привести к снижению коэффициента извлечения нефти, несмотря на достаточно высокий коэффициент вытеснения, полученный в ходе лабораторных экспериментов. Данное обстоятельство подчеркивает необходимость поиска альтернативных или дополнительных способов вытеснения.

Одним из перспективных агентов вытеснения может выступать углеводородный газ разной степени жирности. В контексте разработки низкопроницаемых коллекторов газ обладает рядом преимуществ над водой. Во-первых, из-за высокой подвижности газ позволяет поддерживать необходимые темпы закачки для поддержания пластового давления. Во-вторых, в случае выполнения условий смешимости в пласте газ способен вытеснять существенно большее количество нефти, чем вода. Так, в экспериментах на тонкой трубке (случай однородной изотропной среды) $K_{\text{выт}}$ при закачке газа в режиме смешивающегося вытеснения превышает 0,9 д.ед. Недостатками являются, как правило, ограниченный объем запасов газа на месторождении, а также необходимость

в специальной установке для осуществления закачки газа в пласт. Также из-за высокой подвижности газа существует вероятность его преждевременного прорыва к добывающим скважинам даже в условиях однородного по проницаемости коллектора. Для минимизации рисков прорыва закачка газа может осуществляться в режиме водогазового воздействия (ВГВ). Закачка газа в режиме ВГВ преследует создание повышенного сопротивления потоку газа и воды в промытых пропластках и, как следствие, перенаправление агентов вытеснения в слабоохваченные воздействием зоны пласта. Также при реализации ВГВ наблюдается увеличение Квыт в керновых экспериментах вследствие увеличения микроохвата воздействием из-за эффекта захваченного газа. Ограничивающим фактором применения ВГВ является возможное снижение экономических показателей вследствие уменьшения темпов закачки и отбора флюидов по сравнению с режимом непрерывной закачки газа. На одном из месторождений Западной Сибири с низкопроницаемым коллектором имеются компрессорные мощности и газ в достаточном количестве для реализации газового воздействия. Для оценки перспектив закачки газа для повышения нефтеотдачи необходимо определить характер режима вытеснения, возникающего в пласте. Оценка возможности реализации режима смешивающегося вытеснения в пластовых условиях выполняется посредством проведения серии экспериментов по вытеснению нефти газом на тонкой трубке с определением минимального давления смесимости (МДС). Для проведения экспериментов на тонкой трубке были выбраны 2 углеводородных (УВ) газа: газ высокого давления системы подготовки с 76% моль содержанием компонент C_1 и 24% моль содержания жирных компонент (сухой газ) и газ низкого давления системы подготовки с 48% содержанием компонент C_1 и 52% моль содержания жирных компонент (жирный газ). В качестве нефти использовалась рекомбинированная нефть со свойствами соответствующими лёгким нефтям юрских отложений Западной Сибири. Нефть характеризуется следующими макропараметрами (табл. 1). Компонентные составы рекомбинированной нефти и моделей газа вытеснения представлены в табл. 2. После определения состава газа, позволяющего максимизировать Квыт в условиях однородной изотропной среды тонкой трубки, необходимо оценить эффективность вытеснения нефти газом в условиях керна как в режиме непрерывной закачки газа, так и в режиме ВГВ. Финальным этапом оценки

перспектив закачки газа для повышения нефтеотдачи является проведение расчётов на секторных моделях пласта.

ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА РЕЗУЛЬТАТОВ СЕРИИ НАТУРНЫХ И ЧИСЛЕННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПО ВЫТЕСНЕНИЮ НЕФТИ ЖИРНЫМ ГАЗОМ ПОКАЗАНА ВОЗМОЖНОСТЬ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В РЕЖИМЕ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ПРИРОСТА НЕФТЕОТДАЧИ ПО СРАВНЕНИЮ С ВАРИАНТОМ БАЗОВОГО ЗАВОДНЕНИЯ.

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Целью работы является оценка перспектив повышения нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов юрских отложений Западной Сибири при реализации смешивающегося вытеснения в режимах непрерывной закачки газа и водогазового воздействия.

Для этого были решены следующие задачи:

- выполнена экспериментальная и численная оценка возможности достижения смешивающегося вытеснения в пластовых условиях с использованием сухого и жирного газов на тонкой трубке;
- выполнена экспериментальная оценка потенциала нефтеотдачи на керне при реализации смешивающегося вытеснения;
- проведена экспериментальная оценка потенциала повышения Квыт при реализации водогазового воздействия на керне и определена степень снижения проницаемости воды и газа в циклах ВГВ;
- с использованием секторных моделей пласта выполнена оценка эффективности реализации смешивающегося вытеснения в режимах непрерывной закачки газа и водогазового воздействия.

Таблица 1. Свойства модели пластовой нефти. Составлено авторами
Table 1. Properties of Reservoir Oil Model. Compiled by the authors

Параметр	Значение
Давление насыщения, МПа	15,17
Пластовая температура, °С	93
Плотность дегазированной нефти (по стандартной сепарации), кг/м³	871,1
Газосодержание (по стандартной сепарации):	
м³/м³	91
м³/т	104,5
Плотность пластовой нефти при давлении насыщения, кг/м³	742,8
Динамическая вязкость при пластовом давлении, мПа·с	1,02
Объемный коэффициент при пластовом давлении (по стандартной сепарации)	1,309

Таблица 2. Компонентный состав моделей нефти и газа закачки. Составлено авторами
Table 2. Component Composition of Oil Models and Injection Gas. Compiled by the authors

Компонент	Содержание компонента, % мол.		
	Модель пластовой нефти	Модель газа № 1 (газ высокого давления P = 0,4 МПа) — сухой	Модель газа № 2 (газ низкого давления P = 0,1 МПа) — жирный
N ₂	0,27	0,9237	0,7061
CO ₂	1,337	3,222	3,214
C ₁	30,391	76,21	48,63
C ₂	4,875	9,338	24,109
C ₃	6,972	7,88	14,105
i-C ₄	1,637	1,084	4,388
n-C ₄	2,776	1,084	4,388
i-C ₅	0,703	0,1215	0,177
n-C ₅	0,851	0,1215	0,177
C ₆	1,951	0,012	0,108
C ₇	3,63	-	-
C ₈	7,014	-	-
C ₉ -C ₈₀	37,593	-	-

РЕЗУЛЬТАТЫ

ЭКСПЕРИМЕНТЫ НА ТОНКОЙ ТРУБКЕ

Для оценки возможности достижения смешивающегося вытеснения в пластовых условиях с использованием сухого и жирного газов были выполнены эксперименты по вытеснению модельной нефти жирным и сухим газом из тонкой трубки при различных давлениях. Параметры тонкой трубки: внутренний диаметр — 3,87 мм, длина — 12 м, пористость — 39%, проницаемость — 35,4 мкм². Трубка заполнена кварцевым песком с диаметром частиц 160 — 250 мкм. Давление в экспериментах варьировалось от 26 до 45 МПа (для каждого модельного газа свой набор давлений). Режим вытеснения во всех экспериментах — 7,2 см³/час. Вытеснение нефти из тонкой трубки продолжается до достижения прокачки 1,2 порового объема трубки газом вытеснения. Далее строится зависимость $K_{\text{выт}}$ от давления эксперимента. Минимальное давление смеси (МДС) определяется в точке излома графика: значение давления, при превышении которого дальнейшее повышение давления приводит к минимальному увеличению коэффициента вытеснения [1, 2, 3]. Всего было выполнено 4 эксперимента: 3 эксперимента с сухим газом и 1 эксперимент с жирным газом.

$K_{\text{выт}}$ для жирного и сухого газа при давлении 26 МПа составил 0,94 и 0,48 д.ед. соответственно. $K_{\text{выт}}$ для сухого газа при давлениях

35 и 45 МПа составил 0,73 и 0,92 д.ед. соответственно. Из-за ограниченного набора экспериментов зависимость МДС от жирности УВ газа была получена путём численного моделирования (результаты натурных экспериментов послужили основой для настройки численной модели тонкой трубки). Моделирование экспериментов по вытеснению нефти газами различного состава из тонкой трубки осуществлялось с использованием композиционного гидродинамического симулятора Eclipse 300. 1D-модель тонкой трубки состоит из 500 ячеек. Подробно подход к моделированию эксперимента на тонкой трубке описан в работе [4]. Создание 13-компонентной PVT-модели пластовых флюидов для численного моделирования эксперимента Slim Tube выполнялось в симуляторе PVTi. Основой данных для настройки PVT-модели послужили результаты рутинных исследований пластовых флюидов. В качестве уравнения состояния использовалось трёхпараметрическое уравнение Пенга — Робинсона.

После адаптации модели тонкой трубки на результаты экспериментов с моделью нефти № 1 была выполнена серия расчётов с целью получения зависимости МДС от жирности УВ газа. На **рис. 1** представлена искомая зависимость. Зеленой заливкой на графике отмечена область смешивающегося вытеснения, желтой — несмешивающегося. Маркерами выделены фактические

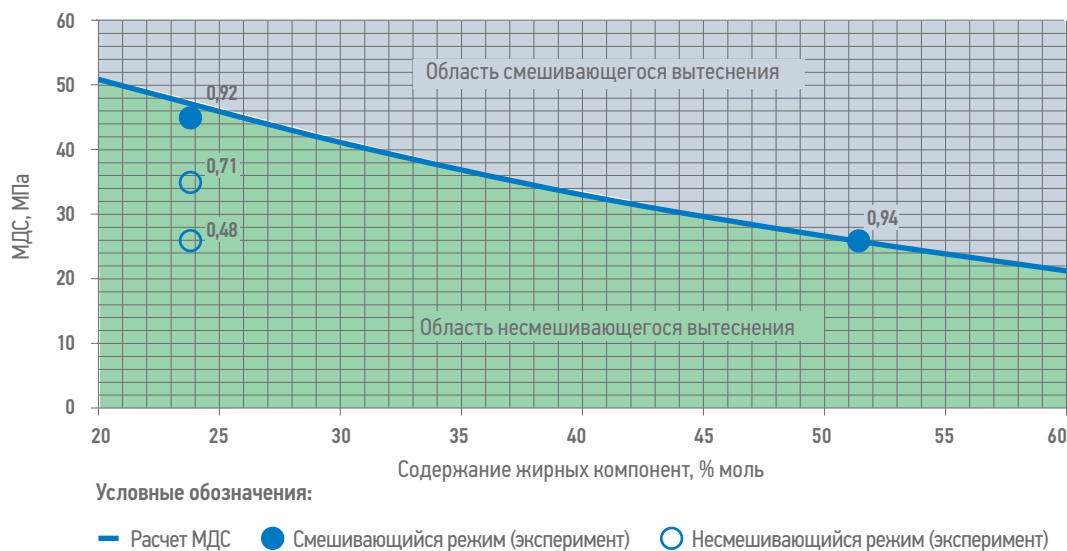


Рис. 1. Зависимость МДС от степени жирности УВ газа. Составлено авторами
Fig. 1. Minimum Miscibility Pressure (MMP) vs. C1/C2+ ratio. Compiled by the authors

результаты (для фактических результатов ось ординат отображает давление эксперимента). Рядом с каждым маркером обозначен $K_{\text{выт}}$, достигнутый в соответствующем эксперименте на момент прокачки 1,2 порового объема трубки газом вытеснения. Расчетное значение МДС несколько завышено для области сухого газа.

Зависимость, представленная на **рис. 1**, позволяет определять состав УВ газа и значение пластового давления, необходимые для реализации режима смешивающегося вытеснения. Например, для реализации режима смешивающегося вытеснения на месторождении со средним пластовым давлением на уровне 26 МПа доля жирных компонент газа вытеснения должна быть не ниже 50% моль. Наиболее перспективным агентом вытеснения с точки зрения максимизации $K_{\text{выт}}$ в условиях пласта является жирный газ.

ЭКСПЕРИМЕНТЫ НА КЕРНЕ

Для оценки потенциала повышения нефтеотдачи на керне при реализации смешивающегося вытеснения в условиях пласта был выполнен эксперимент по вытеснению модельной нефти жирным газом (этап 1) с последующим довытеснением оторочками воды и жирного газа (этап 2) на керновой колонке. Параметры керновой колонки: длина — 48 см, диаметр — 37 мм, пористость — 0,155 д.ед., проницаемость — 6 мД, внутрипоровое давление — 25 МПа, начальная нефтенасыщенность — 0,635 д.ед. Параметры модели пластовой нефти и жирного газа приведены в **табл. 1** и **2**.

ЭТАП 1. ВЫТЕСНЕНИЕ МОДЕЛЬНОЙ НЕФТИ ЖИРНЫМ ГАЗОМ

$K_{\text{выт}}$ при прокачке 1,7 порового объема колонки жирным газом составил 0,695 д.ед. — на 0,245 д.ед. меньше, чем в эксперименте на тонкой трубке. Данное отличие объясняется влиянием на процесс вытеснения нефти сложной структуры пористой среды — не вся нефть взаимодействует с жирным газом.

ЭТАП 2. ДОВЫТЕСНЕНИЕ МОДЕЛЬНОЙ НЕФТИ ОТОРОЧКАМИ ВОДЫ И ЖИРНОГО ГАЗА

Для оценки степени прироста $K_{\text{выт}}$ и изменения проницаемости воды и газа в циклах ВГВ был выполнен эксперимент по довытеснению остаточной нефти оторочками воды и жирного газа из исследуемой керновой колонки. По результатам эксперимента отмечается рост перепада давления в ~5 раз в циклах закачки воды и в ~30 раз в циклах закачки газа (относительно базового цикла закачки газа). Прирост $K_{\text{выт}}$ от ВГВ незначительный — 0,035 д.ед. Параметр Лэнда, полученный на финальном этапе эксперимента, равен 7,3.

ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВЫТЕСНЕНИЯ В РЕЖИМАХ НЕПРЕРЫВНОЙ ЗАКАЧКИ ГАЗА И ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СЕКТОРНЫХ МОДЕЛЯХ ПЛАСТА

В качестве инструмента моделирования использовался коммерческий программный продукт Eclipse 300. Численные эксперименты были выполнены в два этапа: адаптация модели на результаты эксперимента

на кривой колонке (одномерная микро-модель), прогнозные расчеты на секторных моделях двух скважин (трёхмерные модели). Для создания моделей использовалась та же 13-компонентная PVT-модель пластовых флюидов, что и на этапе численных экспериментов по вытеснению нефти газом в тонкой трубке.

ЭТАП 1. АДАПТАЦИЯ ЧИСЛЕННОЙ МОДЕЛИ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТА ПО ВЫТЕСНЕНИЮ НЕФТИ ГАЗОМ И ВОДОЙ ИЗ КЕРНОВОЙ КОЛОНКИ

Для учёта эффектов прироста $K_{\text{выт}}$ и снижения проницаемости газа и воды в циклах ВГВ в численной модели использовалась опция трёхфазного гистерезиса [5]. Для учёта неоднородности пористой среды, ограничивающей $K_{\text{выт}}$ жирного газа, в численной модели задаётся уровень неснижаемой остаточной нефтенасыщенности. Одномерная микро-модель состоит из 100 ячеек. Модель подготовлена с сохранением фильтрационно-емкостных свойств кривой колонки. В процессе адаптации корректировались параметры опции трёхфазного гистерезиса. На рис. 2 представлены фактические и расчётные динамики $K_{\text{выт}}$ и перепада давления в опыте ВГВ.

ЭТАП 2. РАСЧЁТЫ НА СЕКТОРНЫХ МОДЕЛЯХ ПЛАСТА

Для оценки технологической эффективности закачки жирного газа были выполнены расчёты на секторных моделях пласта с использованием опций трёхфазного гистерезиса и неснижаемой остаточной нефтенасыщенности. Параметры данных опций были получены в ходе адаптации микро-модели керна на результаты лабораторных

экспериментов. Секторные модели содержат две горизонтальные скважины с двумя вариантами ориентации трещин ГРП — параллельно и перпендикулярно стволу скважин. Параметры моделей: размер блоков сетки — $50 \times 50 \times 2$ м, пористость — 0,142 д.ед., проницаемость — 1,95 мД, толщина нефтенасыщенного интервала — 28 м, длина ствола скважины — 550 м, расстояние между скважинами — 450 м, режим работы добывающей скважины — забойное давление 4 МПа, ограничение забойного давления нагнетательной скважины — 45 МПа, период прогноза — 100 лет.

Были выполнены расчёты со следующими стратегиями разработки: заводнение, закачка жирного газа, ВГВ с 50% долей газа в цикле (соотношение времени закачки газа и воды: 1 год/1 год), ВГВ с 33% долей газа в цикле (соотношение времени закачки газа и воды: 1 год/2 года). Для добывающей скважины было установлено ограничение по газовому фактору на уровне $5000 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Определение оптимального соотношения циклов закачки газа и воды и их длительности требует проведения многовариантных расчётов. Данная задача выходит за рамки настоящей работы. Настоящие расчёты позволяют оценить технологическую эффективность закачки жирного газа в режимах ВГВ и непрерывной закачки газа на качественном уровне. На рис. 3 представлены зависимости коэффициента извлечения нефти от доли газа в циклах ВГВ на моменты времени 20 и 100 лет с начала воздействия для каждой модели (точки с 0% содержанием газа соответствуют вариантам заводнения, точки со 100% содержанием газа соответствуют вариантам непрерывной закачки жирного газа).

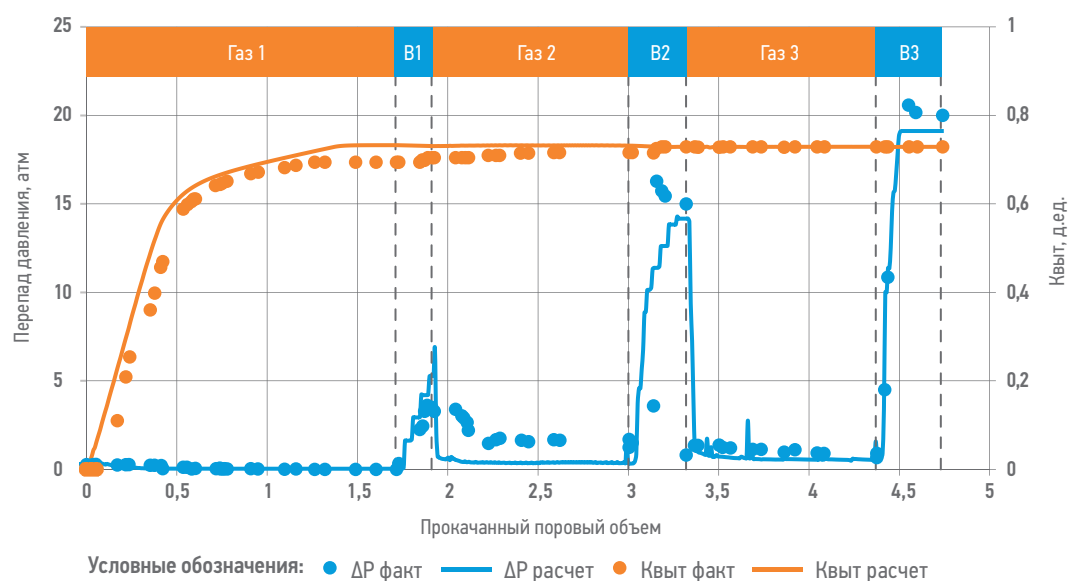


Рис. 2. Расчётная и фактическая динамика $K_{\text{выт}}$ и перепада давления в опыте ВГВ. Составлено авторами
Fig. 2. Estimated and actual E_D profile and pressure drop in a WAG Experiment. Compiled by the authors

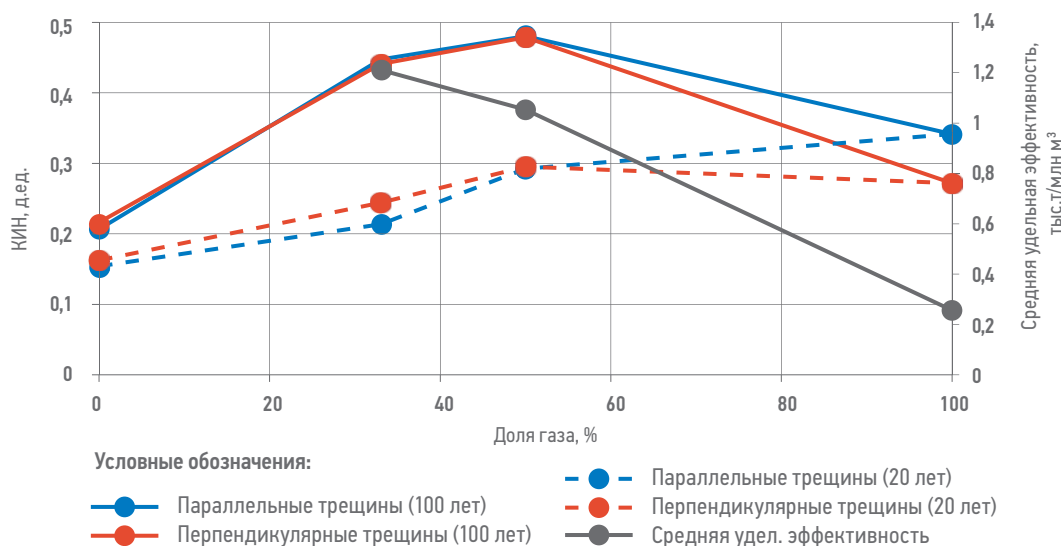


Рис. 3. Зависимость КИН и средней удельной эффективности от доли газа в циклах ВГВ. Составлено авторами
Fig. 3. Oil Recovery Factor (ORF) and Average Specific Efficiency vs. Gas Fraction in WAG cycles. Compiled by the authors

Наименьший КИН как за период 20, так и за период 100 лет достигается в варианте закачки воды — 0,16 и 0,21 д.ед. соответственно. Такая низкая эффективность базового варианта заводнения объясняется малыми темпами закачки воды из-за крайне низкой ОФП по воде — 0,05. За 100-летний период воздействия прокачено всего ~30% порового объема пласта воды.

В варианте закачки газ для «модели с параллельными трещинами ГРП» газовый фактор достиг предельного значения 5000 м³/м³ на 12 год с начала воздействия. КИН на момент остановки добывающей скважины составил 0,34 д.ед. при прокачке 0,5 порового объема пласта газа. Для модели «с перпендикулярными трещинами ГРП» остановка скважины и прорыв газа произошёл раньше — газовый фактор на добывающей скважине достиг значения 5000 м³/м³ на 8-й год с начала воздействия. КИН при этом составил 0,27 д.ед., а объем закачки газа — 0,45 порового объема пласта. Низкая эффективность жирного газа обусловлена высоким значением ОФП газа — 0,3. Газ быстро прорывается к добывающей скважине, несмотря на достаточно однородный коллектор. В долгосрочной перспективе (горизонт 100 лет) наилучшим вариантом с точки зрения максимизации добычи нефти является вариант закачки жирного газа в режиме ВГВ с 50% долей газа в цикле. КИН для вариантов с параллельными и перпендикулярными трещинами ГРП составляет ~0,48 д.ед., прирост КИН относительно варианта закачки газа — 0,14 и 0,21 д.ед. при прокачке 0,62 и 0,74 порового объема газа соответственно. Прирост КИН относительно варианта заводнения составляет 0,27 д.ед. В краткосрочной же

перспективе (горизонт 20 лет) варианты закачки газа в режиме ВГВ показывают худшие значения добычи нефти по сравнению с вариантом закачки газа (за исключением варианта ВГВ с 50% долей газа в модели с перпендикулярными трещинами). Данный результат объясняется более высокими темпами закачки газа по сравнению с вариантами ВГВ. Так, для варианта ВГВ с 50% долей газа в цикле на модели с параллельными трещинами на момент 20 лет с начала воздействия было прокачено всего 0,16 порового объема газа и воды и достигнут КИН 0,29 д.ед. Тогда как в варианте закачки жирного газа объем закачки газа составил 0,49 порового объема пласта, при этом КИН достиг 0,34. В случае ограниченного объема жирного газа для реализации рассмотренных вариантов воздействия важной характеристикой, помимо абсолютных значений добычи нефти, становится значение удельной эффективности газового воздействия, представляющее соотношение:

$$\alpha = \frac{Qo_{prod}^g - Qo_{prod}^w}{Qg_{inj}},$$

где Qo_{prod}^g — накопленная добыча нефти в варианте газового воздействия, выраженная в тыс. т, Qo_{prod}^w — накопленная добыча нефти в базовом варианте заводнения, выраженная в тыс. т, Qg_{inj} — накопленный объем закачки газа в варианте газового воздействия, выраженный в млн м³. На рис. 3 представлена зависимость удельной эффективности газового воздействия от доли газа в цикле ВГВ. Из рис. 3 можно видеть, что более эффективно реализовывать закачку жирного газа в режиме ВГВ как в долгосрочной, так и в краткосрочной перспективе для обоих вариантов

ориентации трещин ГРП. Удельная эффективность газового воздействия в режиме ВГВ превосходит удельную эффективность газового воздействия в режиме непрерывной закачки газа в среднем в 4,4 раза. Газ в данном случае совершает больше «полезной» работы за счёт увеличения охвата воздействием. Таким образом, даже в однородном по проницаемости коллекторе закачка газа в режиме смешивающегося вытеснения не позволяет максимизировать нефтеотдачу при минимизации объёмов закачки газа. Что делает закачку газа в режиме ВГВ перспективным способом воздействия в подобных коллекторах.

ВЫВОДЫ

По результатам натурных и численных экспериментов на тонкой трубке определён состав жирного газа, позволяющего реализовать режим смешивающегося вытеснения в пласте: доля жирных компонент газа должна быть не ниже 50% мол. Кв_{вт} при вытеснении нефти жирным газом в тонкой трубке составил 0,94 д.ед. (при прокачке 1,2 порового объёма трубки).

Эксперименты на керне также показали высокую эффективность вытеснения нефти жирным газом. Коэффициент вытеснения при прокачке 2 поровых объёмов образца

составил 0,695 д.ед. Реализация закачки жирного газа в режиме ВГВ не привела к существенному приросту коэффициента вытеснения. При этом отмечается снижение проницаемости воды и газа в циклах ВГВ в 5 и 30 раз соответственно.

По результатам численных расчётов на секторных моделях пласта установлено, что, несмотря на смешивающий характер вытеснения и высокую степень однородности коллектора по проницаемости, жирный газ из-за высокой подвижности не позволяет добиться высоких значений Кохв и как следствие КИН. Большим потенциалом повышения нефтеотдачи обладает вариант закачки жирного газа в режиме ВГВ как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе. Технология ВГВ, несмотря на несущественный прирост $K_{\text{ввт}}$ в рамках керновых экспериментов, позволяет повысить удельную эффективность газового воздействия в среднем в 4,4 раза по сравнению с непрерывной закачкой жирного газа из-за увеличения Кохв воздействием. При этом оба варианта закачки жирного газа позволяют добиться прироста нефтеотдачи по сравнению с вариантом базового заводнения: средний КИН для вариантов заводнения, непрерывной закачки жирного газа и закачки жирного газа в режиме ВГВ составил 0,21, 0,3 и 0,48 д.ед. соответственно.

Список литературы

1. Lake L.W. *Enhanced Oil Recovery*. — Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, 1989. — 550 p.
2. Danesh A. *PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids*. — Elsevier Science B.V., 1998. — 396 p.
3. Ezekwe N. *Petroleum Reservoir Engineering Practice*. — Prentice Hall, 2010. — 770 p.
4. Кобышев А.В. и др. 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(634). — С. 14–22. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-202110\(634\)-14-22](https://doi.org/10.33285/0207-2351-202110(634)-14-22)
5. Кобышев А.В. и др. Влияние гистерезиса относительных фазовых проницаемостей на численную оценку эффективности водогазового воздействия // Экспозиция Нефть Газ. — 2023. — № 1. — С. 41–45. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-141-45>

References

1. Lake L.W. *Enhanced Oil Recovery*. Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, 1989. 550 p.
2. Danesh A., *PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids*. Elsevier Science B.V., 1998. 396 p.
3. Ezekwe N. *Petroleum Reservoir Engineering Practice*. Prentice Hall, 2010. 770 p.
4. Kobyshev A.V. et al. Comparing the performance of various agents (water, WAG) in the geological conditions of vuggy-porous B5 reservoir of Severo-Danilovskoye Field according to laboratory experiments. *Oilfield Engineering*. 2021, no. 10(634), pp. 14–22. (In Russ.) [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-10\(634\)-14-22](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-10(634)-14-22)
5. Kobyshev A.V. et al. *Effect of relative permeability hysteresis on WAG numerical assessment*. *Exposure Oil Gas*. 2023, no. 1, pp. 41–45. (In Russ.) <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-1-41-45>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.В. Кобяшев — общее руководство, постановка целей и задач исследований, анализ результатов лабораторных и численных экспериментов, выводы.

А.А. Пятков — обобщение результатов лабораторных исследований, создание численных моделей оценки эффективности закачки газа.

С.А. Заночуев — выполнение лабораторных исследований.

Alexander V. Kobyashev — provided general management of the study, set goals and objectives, analyzed results of laboratory and numerical experiments, summarized the study results.

Alexander A. Pyatkov — summarized the laboratory research results, built numerical models for assessing gas injection efficiency.

Sergey A. Zanochev — performed laboratory studies.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Вячеславович Кобяшев* — главный менеджер управления научно-технического развития, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»
625002, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1.
e-mail: AVKobyashev@rn-gir.rosneft.ru

Александр Александрович Пятков — главный специалист управления научно-технического развития, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»; ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Сергей Анатольевич Заночуев — начальник отдела исследования свойств пластовых флюидов, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Alexander V. Kobyashev* — Chief manager, Scientific and Technical Development Division, RN-Geology Research Development
79/1, Osipenko str., 625002, Tyumen, Russia
e-mail: AVKobyashev@rn-gir.rosneft.ru

Alexander A. Pyatkov — Chief specialist, Scientific and Technical Development Division, RN-Geology Research Development; Tyumen Industrial University

Sergey A. Zanochev — Team leader, Reservoir Fluid Properties Research, RN-Geology Research Development

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author