



ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ ПУТЕМ ПРОВЕДЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА МОДЕЛИ ТОНКОЙ ТРУБКИ С РАЗЛИЧНЫМИ ГАЗАМИ ЗАКАЧКИ ДЛЯ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

© Коллектив авторов,
2024



В.К. Деревянко¹, Г.Д. Сергеев¹, А.В. Болотов^{1,*}, И.Ф. Минханов¹, М.А. Варфоломеев¹, В.В. Чалин¹, В.А. Коваленко², А.Ю.Кушней², А.В. Ваганов², И.Р. Мукминов²

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, Казань

²Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: gasdrive@yandex.ru

Цель. Определение минимального давления смеси, основанного на результатах физического моделирования на модели тонкой трубки, при вытеснении нефти газом для условий ачимовских отложений. Сравнение эффективности метана и попутного нефтяного газа в качестве агента вытеснения.

Материалы и методы. Рекомбинация пластовой нефти производилась по двум направлениям — объединение всех сепараторных проб нефти и последующая рекомбинация, а также объединение глубоких проб пластовой нефти (частично дегазированных) с последующей рекомбинацией. Предварительная оценка минимального давления смеси выполнялась на основе аналитической корреляции и pressure volume temperature (PVT) моделирования. Комплекс исследований по физическому моделированию проводился с использованием модели тонкой трубки — для определения динамики изменения вытеснения и хроматографами — для последующего анализа вышедших нефти и газа. Фильтрационные эксперименты выполнялись в соответствии с условиями ачимовских отложений.

Заключение. Путем физического моделирования на модели тонкой трубки определены коэффициенты вытеснения при закачке метана и попутного нефтяного газа (ПНГ). В ходе анализа полученных результатов оценена динамика изменения газового фактора, депрессии, компонентных составов газа и нефти в ходе фильтрационных экспериментов. На основе полученных данных определены режимы вытеснения и рассчитаны интервалы минимального давления смеси (МДС): 45,03 МПа — для ПНГ; 45,89 МПа — для метана.

Ключевые слова: газовые методы увеличения нефтеотдачи, минимальное давление смеси, slim tube, попутный нефтяной газ, метан, рекомбинированная модель нефти

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарность: работа выполнена при поддержке Группы компаний «Газпром нефть» и за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета.

Для цитирования: Деревянко В.К., Сергеев Г.Д., Болотов А.В., Минханов И.Ф., Варфоломеев М.А., Чалин В.В., Коваленко В.А., Кушней А.Ю., Ваганов А.В., Мукминов И.Р. Оценка эффективности вытеснения нефти газом путем проведения комплексных фильтрационных исследований на модели тонкой трубки с различными газами закачки для ачимовских отложений Западной Сибири. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):73–85. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-73-85>

Статья поступила в редакцию 21.08.2024

Принята к публикации 06.09.2024

Опубликована 27.12.2024

EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF OIL DISPLACEMENT BY GAS USING COMPLEX FILTRATION STUDIES ON A SLIM TUBE MODEL WITH DIFFERENT INJECTION GASES FOR THE ACHIMOV DEPOSITS OF WESTERN SIBERIA

Vadim K. Derevyanko¹, Gregory D. Sergeev¹, Alexander V. Bolotov^{1,*}, Ilgiz F. Minkhanov¹, Mikhail A. Varfolomeev¹, Vladislav V. Chalin¹, Vyacheslav A. Kovalenko², Alexei Y. Kushney², Andrey V. Vaganov², Iskander R. Mukminov²

¹Kazan (Volga Region) Federal University, RF, Kazan

²Gazprom Neft Company Group, RF, Saint Petersburg

E-mail: gasdrive@yandex.ru

Objective. Determination of the minimum miscibility pressure, based on the results of physical modeling on a slim tube model, during oil displacement by gas for the conditions of Achimov deposits. Comparison of the efficiency of methane and associated petroleum gas as a displacement agent.

Materials and methods. Recombination of reservoir oil was performed in two ways — combining all separator oil samples and further recombination, as well as combining reservoir oil samples (partially degassed) and further recombination. Preliminary estimation of the minimum miscibility pressure was performed based on analytical correlation and compositional (PVT — Pressure-Volume-Temperature) modeling. A set of physical modeling studies was performed using a slim tube model to determine the dynamics of displacement changes and chromatographs for further analysis of the released oil and gas. Filtration experiments were performed in accordance with the conditions of the Achimov deposits.

Conclusion. By means of physical modeling on a slim tube model, the displacement coefficients for methane and associated petroleum gas (APG) injection have been determined. During analysis of the obtained results the dynamics of gas/oil ratio, pressure drop, component compositions of gas and oil during filtration experiments was evaluated. On the basis of the obtained data the displacement modes were determined, and the intervals of the minimum miscibility pressure (MMP) were calculated: 45.03 MPa — for APG; 45.89 MPa — for methane.

Keywords: gas enhanced oil recovery methods, minimum miscibility pressure, slim tube, associated petroleum gas, methane, recombined oil model

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

Acknowledgement: the work was supported by Gazprom Neft Company Group and by the Kazan Federal University Strategic Academic Leadership Program.

For citation: Derevyanko V.K., Sergeev G.D., Bolotov A.V., Minkhanov I.F., Varfolomeev M.A., Chalin V.V., Kovalenko V.A., Kushney A.Y., Vaganov A.V., Mukminov I.R. Evaluation of the efficiency of oil displacement by gas using complex filtration studies on a slim tube model with different injection gases for the Achimov deposits of Western Siberia. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):73–85. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-73-85>

Manuscript received 21.08.2024

Accepted 06.09.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

С целью повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) на поздних стадиях разработки применяются различные методы увеличения нефтеотдачи (МУН), в том числе газовые, к которым относят закачку в пласт CO_2 , попутного нефтяного газа (ПНГ), метана (CH_4), азота (N_2). В последнее время число реализуемых проектов по внедрению газовых МУН растет [1], что связано с повышающимся интересом к разработке глубокозалегающих трудноизвлекаемых запасов с низкой проницаемостью, для которых закачка газовых агентов может являться оптимальным решением [2–4].

доставлять газ закачки и нагнетать его в пласт, что требует строительства газопроводной сети, установку компрессорного оборудования и т. д. [1]. Говоря об экономической целесообразности, в среднем стоимость проектов по закачке CO_2 выше, чем при закачке ПНГ [5], что в основном связано с высокими капитальными затратами на транспортировку CO_2 [6]. В этом случае целесообразным может являться закачка ПНГ, особенно на нефтяных месторождениях с высоким газосодержанием [7]. При этом реализация газовых МУН наиболее эффективна при условии достижения смеси-мости пластовой нефти и газа закачки: когда давление воздействия выше минимального давления смеси-мости (МДС). Сравнивая закачку ПНГ и чистого метана, можно утверждать, что достижение смеси-мости для системы «нефть — ПНГ» происходит при меньших давлениях, чем смеси-мость нефти и метана [8]. Общеизвестно, что увеличение доли метана в закачиваемом газе приводит к повышению величины МДС, а увеличение доли C_2+ фракции позволяет снизить МДС [9]. Для предварительного расчета МДС существует множество аналитических корреляций, которые основаны на составах жидкой и газовой фазы, термобарических условий пласта. Следует отметить, что данные математические зависимости позволяют получить

С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ МЕТАНА И ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ АГЕНТОВ ВЫТЕСНЕНИЯ ПРОВЕДЕНО ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МАССООБМЕННЫХ ПРОЦЕССОВ НА МОДЕЛИ ТОНКОЙ ТРУБКИ, ОПРЕДЕЛЕНЫ КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫТЕСНЕНИЯ, ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА, ДЕПРЕССИИ, КОМПОНЕНТНЫХ СОСТАВОВ ГАЗОВ И НЕФТИ, УСТАНОВЛЕНА РЕЖИМЫ ВЫТЕСНЕНИЯ И ИНТЕРВАЛЫ МДС.

Для внедрения газовых МУН необходимо создать инфраструктуру, позволяющую

лишь ориентировочные значения МДС для определенной системы «нефть — газ», а достоверные результаты получают на основе лабораторных экспериментов. Среди существующих методов определения МДС широко применяемым является исследование вытеснения на модели тонкой трубки (Slim tube) [10], преимуществом которого является то, что при созданных пластовых термобарических условий проводится исследование процесса многоконтактной смесимости в динамике при вытеснении нефти газом при пластовых условиях.

В данной работе представлены результаты комплекса лабораторных исследований, выполненных с целью определения режима вытеснения пластовой нефти в ачимовских отложениях моделью ПНГ и метана.

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Сведения об объекте исследования представлены в табл. 1.

МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

Рекомбинированная модель нефти готовилась при помощи установки рекомбинации проб AMR-T1000.15 с рабочим объемом ячейки 3 л. Термодинамические исследования проб проводились с использованием установки для исследования свойств пластовых флюидов AMR-F 1004 с поворотной PVT-ячейкой. Определение состава неорганических и углеводородных газов проводилось на хроматографе «Хроматэк-Кристалл» 5000 с пламенно-ионизационным детектором и тремя детекторами по теплопроводности. Фракционный состав нефти определялся методом имитированной дистилляции с использованием хроматографа Agilent 7890B Gas Chromatograph. Определение молярной массы методом криоскопии в бензоле проводилось на криостате КРИО-ВТ-12. Замер плотности жидкости и газа под избыточным давлением — цифровой плотномер Anton Paar DMA НРМ.

Исследования режимов вытеснения нефти при закачке газовых агентов проводились на фильтрационной установке (рис. 1) с использованием тонкой трубки в качестве модели пласта (длина — 20 м, внутренний диаметр — 4 мм, проницаемость по азоту — 3 Д, рабочее давление — 70 МПа).

Начальным этапом исследований являлась подготовка рекомбинированной пробы нефти и модельного газа. Процедура подготовки и проведения фильтрационных

Таблица 1. Сведения об исследуемом пласте
Table 1. Information about the studied reservoir

Параметр	Е.И.	Значение
Пласт (горизонт)	-	ачимовские отложения
Пластовое давление	МПа	54,2
Пластовая температура	°С	95,8

экспериментов по определению коэффициента вытеснения ($K_{\text{выт}}$) на модели тонкой трубки описана в работе [4]. Всего по представленной методике проведено восемь фильтрационных экспериментов (табл. 2).

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ

Исходя из вышеобозначенных целей и задач по лабораторному сопровождению проекта газовых МУН на низкопроницаемых коллекторах ачимовских отложений произведен отбор проб пластовых флюидов в потребном объеме, включающем в себя

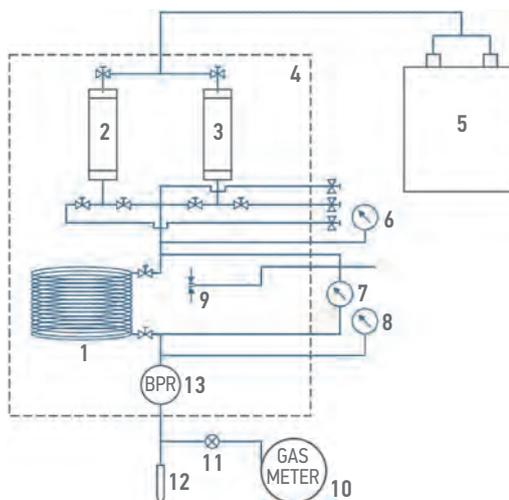


Рис. 1. Принципиальная схема фильтрационной установки. Составлено авторами

- 1 — тонкая трубка; 2, 3 — поршневой цилиндр соответственно с газом и нефтью; 4 — сушильный шкаф; 5 — плунжерный насос; 6, 7, 8 — датчик давления соответственно на входе в модель, дифференциального и на выходе модели; 9 — термопара; 10 — газовый счетчик; 11 — пробоотборник газа сепарации; 12 — бюретка для измерения объема сепарированной нефти; 13 — регулятор обратного давления

Fig. 1. Principle scheme of the filtration unit. Compiled by the authors

- 1 — slim tube; 2, 3 — piston cylinder with gas and oil respectively; 4 — drying box; 5 — plunger pump; 6, 7, 8 — pressure gauge respectively at the model inlet, differential and at the model outlet; 9 — thermocouple; 10 — gas counter; 11 — separation gas sampler; 12 — burette for measuring the volume of separated oil; 13 — back pressure regulator

Таблица 2. Дизайн проведения фильтрационных экспериментов на модели тонкой трубки
Table 2. Design of filtration experiments on a slim tube model

Эксперимент, №	Давление, МПа	Температура, °С	Скорость закачки газа, см ³ /час	Газ закачки
1	38	95,8	6	ПНГ
2	42			ПНГ
3	47			ПНГ
4	45			ПНГ
5	38			Метан
6	43			Метан
7	46			Метан
8	49			Метан

как поверхностные пробы устьевого нефти, сепараторные пробы газа и насыщенной нефти, так и глубинные пробы. По результатам входного контроля и проведенной оценки качества данных проб, подтверждающей удовлетворительную сходимость интенсивных параметров проб насыщенной нефти, составов газа сепарации, подготовительные работы велись по двум направлениям — объединение всех сепараторных проб нефти в один объем для последующего донасыщения газом сепарации на заданное значение газового фактора. Аналогичная процедура по объединению, гомогенизации и донасыщению также проводилась и для глубинных проб пластовой нефти.

Данный подход позволил осуществить подготовку двух пластовых систем, обладающих сходимостью компонентного состава, объемного и фазового поведения, в объемах необходимых для проведения заявленного комплекса исследований. Всего в заданных пластовых термобарических условиях подготовлено порядка 3 л объединенной целевой рекомбинированной пробы (далее ОЦРП), полученной в результате донасыщения объединенных сепараторных проб, а также 1,5 л объединенной глубинной рекомбинированной пробы (далее ОГРП), исходным материалом для которой являлись глубинные пробы пластовой нефти. Данный объем проб гарантирует условие того, что в ходе проведения заявленного комплекса работ каждый отдельно взятый эксперимент по широкому спектру исследовательских направлений проведен с использованием идентичных проб. В табл. 3 представлены сводные результаты комплекса РVT-исследований проб ОЦРП и ОГРП.

На рис. 2 и 3 представлены зависимости давления насыщения нефти газом и объемного коэффициента от газосодержания для исследуемых проб. Отдельно отметим,

что на графиках маркерами также обозначены результаты исследования промежуточных состояний целевых проб — объединенной сепараторной пробы насыщенной нефти (ОП), результаты её тестовой рекомбинации на малом объеме, для подтверждения свойств целевых проб, а также исследования двух глубинных проб. Аппроксимирующая линия, которой принадлежат как целевые пробы, так и исходные пробы пластовых флюидов с их промежуточными состояниями, которые соответствуют различным этапам подготовки рекомбинированных проб, по своей сути описывает коэффициент растворимости газа для данного объекта разработки.

Помимо подготовки проб жидкости, характеризующей модель пластовой нефти целевого объекта разработки, также подготовлен потребный объем газа закачки. Состав и свойства модели ПНГ представлены в табл. 4. При подготовке к исследованиям на модели тонкой трубке разработан дизайн фильтрационных экспериментов по определению коэффициента вытеснения. В качестве первого шага экспресс-оценки значения МДС применены корреляционные зависимости Firoozabadi [11] и Maklavani [12]. Данные корреляционные зависимости основаны на связи МДС и термобарических условий пласта (давление и температура), компонентного состава нефти (табл. 3) и закачиваемого газа (табл. 4) (содержание метана, доля CO₂, доля средних компонентов в нефти C₂–C₄, молярная масса компонентов). Результаты расчета представлены в табл. 5.

Результаты расчета МДС находятся в широком диапазоне значений (табл. 5). Следует отметить ограничения при использовании корреляции Maklavani: при расчете значения МДС один из параметров (содержание метана в пластовой нефти) выходит из доверительного интервала 6–55% мольн. По корреляции Firoozabadi не представлено

Таблица 3. Сводные результаты комплекса PVT-исследований
Table 3. Summary results of the PVT-research

Компонент	Молярная масса, г/моль	Содержание, % мольн.	
		ОЦРП	ОГРП
N2	28,0135	-	0,0217
CO2	44,01	0,2959	0,4002
C1	16,043	56,9166	56,1081
C2	30,07	5,2808	5,9266
C3	44,097	4,6183	4,7263
IC4	58,123	0,7616	0,7092
NC4	58,123	2,7736	2,5176
IC5	72,15	0,8827	0,7594
NC5	72,15	1,4465	1,2492
C6	84	2,2153	1,9999
C7	96	3,5723	3,4814
C8	107	3,3935	3,4342
C9	121	1,9903	2,0521
C10	134	1,4976	1,5355
C11	147	1,2129	1,2657
C12	161	1,0305	1,1143
C13+	-	12,1115	12,6984
MM C13+		230,48	231,59
Параметр		ОЦРП	ОГРП
- давление насыщения при пластовой температуре*, МПа		33,549	33,480
- объемное газосодержание, м ³ /м ³		265,085	263,338
- массовое газосодержание, м ³ /т		312,861	308,353
- объемный коэффициент при пластовом давлении**		1,716	1,714
- плотность насыщенной нефти при пластовом давлении, кг/м ³		653,681	656,914
- сепарированной нефти при 20 °С, кг/м ³		847,293	854,015
- молярная масса пластовой нефти, г/моль		74,72	76,29
- молярная масса сепарированной нефти, г/моль		218,59	225,29
* при пластовой температуре 95,8 °С			
** при пластовом давлении 54,23 МПа			

ограничений по свойствам флюида и термобарическим условиям, однако, в отличие от Maklavani, не учитываются физико-химические свойства газа закачки.

Отметим, что корреляционные зависимости, предложенные в открытой печати, позволяют выполнить только предварительную оценку МДС и могут применяться в качестве первоначального подхода для прогноза ступеней давления в лабораторных экспериментах для определения

режима вытеснения (табл. 2). Закачка газовых агентов в смешанном режиме наиболее предпочтительна, так как позволяет достигнуть максимальную эффективность благодаря массообменным процессам между флюидами.

Дополнительно проведена оценка МДС по построенной PVT-модели, согласно методике, приведенной в работе [13]. Значение МДС для ПНГ и метана по результатам PVT-моделирования составляла от 43 до 49 МПа,

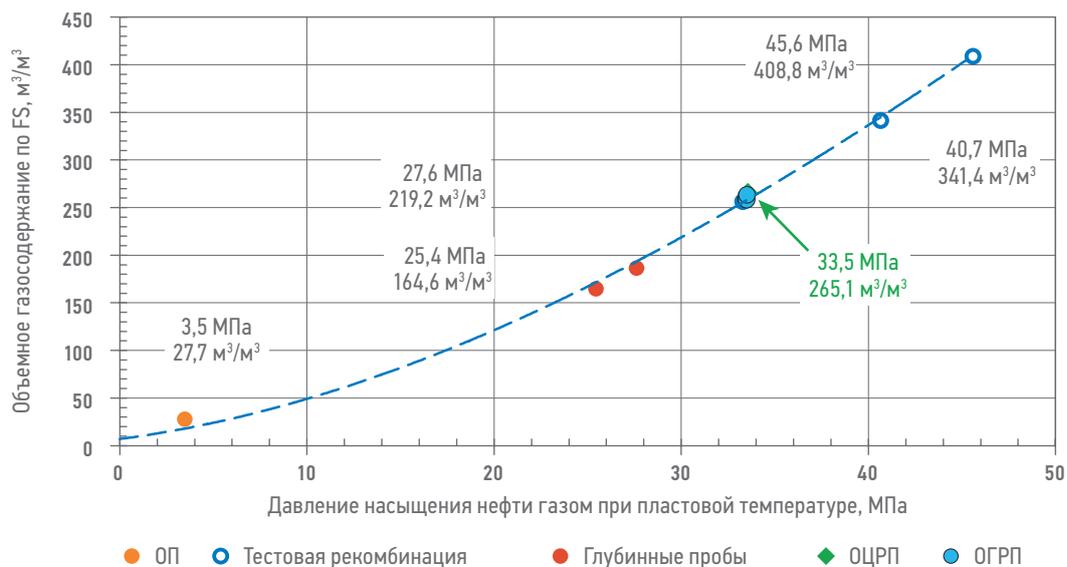


Рис. 2. Зависимость газосодержания от давления насыщения пластовых флюидов. Составлено авторами
 Fig. 2. Dependence of gas content on saturation pressure of formation fluids. Compiled by the authors

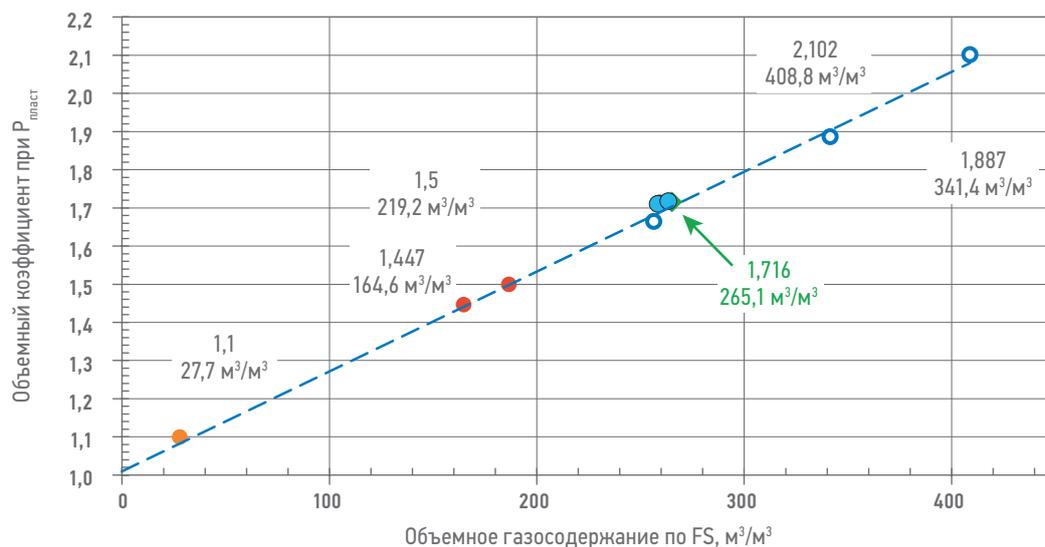


Рис. 3. Зависимость объемного коэффициента от газосодержания пластовых флюидов. Составлено авторами
 Fig. 3. Dependence of volume coefficient on gas content of formation fluids. Compiled by the authors

в зависимости от группировки компонентного состава. Для оценки режима вытеснения в фильтрационных экспериментах использовался следующий критерий — величина коэффициента вытеснения нефти при прокачке 1,2 порового объема (п.о.) газового агента ($K_{\text{выт}} \geq 90\%$ — режим смесимости) [14]. Первая серия фильтрационных экспериментов проведена с использованием пробы пластовой нефти ОЦРП и ПНГ в качестве газа вытеснения. Первый фильтрационный эксперимент по закачке ПНГ проведен при давлении 38 МПа. При прокачке 1,2 п.о. получен коэффициент вытеснения 59,3 %, что соответствует несмесимому режиму. Следующей

ступенью давления решено принять 42 МПа. В ходе вытеснения получен коэффициент вытеснения 78,4 % при прокачке 1,2 п.о., что аналогично предыдущей ступени давления и свидетельствует о несмесимом режиме вытеснения. В зоне достижения смешанного режима проведено два эксперимента при давлении 45 и 47 МПа. Коэффициенты вытеснения составили 96,4 и 96,8 %, соответственно. При проведении всех фильтрационных экспериментов газовый фактор (ГФ) до прорыва газа был стабильным и соответствовал начальному значению. Наиболее ранний прорыв наблюдался в экспериментах при низких ступенях давления 38 и 42 МПа — 0,3 и 0,7 п.о.,

Таблица 4. Состав и свойства газа закачки
Table 4. Composition and properties of injection gas

Компонент	Молярная масса, г/моль	Содержание, % мольн.
N ₂	28,0135	0,1230
CO ₂	44,01	0,5099
C1	16,043	87,7562
C2	30,07	6,1404
C3	44,097	3,4217
NC4	58,123	1,3129
NC5	72,15	0,3580
C6	84	0,3780
Сумма	-	100,0000
Молярная масса, г/моль		19,03171
Коэффициент сжимаемости		0,9972
Плотность при 20 °С, кг/м ³		0,7934
Относительная плотность		0,6587
Низш. теплота сгорания, кДж/м ³		38,49
Выш. теплота сгорания, кДж/м ³		42,53
Низш. число Воббе, МДж/м ³		47,42
Выш. число Воббе, МДж/м ³		52,40

Таблица 5. Рассчитанные значения МДС для различных газов закачки
Table 5. Calculated MMP values for different injection gases

Корреляционная зависимость	Критерии применимости корреляции	МДС, МПа
Maklavani	1) Пластовая температура от 54 до 149 °С, 2) Концентрация метана в нефтяной фазе от 6 до 55 % мольн., 3) Молярная масса C7+ от 120 до 302 г/моль, 4) Концентрация C2-C6 компонентов в нефтяной фазе от 1 до 63 % мольн., 5) Концентрация C2+ от 0 до 48 % мольн., 6) Молярная масса C2+ в газе закачки от 0 до 72 г/моль	ПНГ — 39,48 Метан — 43,35
Firoozabadi	-	ПНГ — 44,23 Метан — 44,23

что соответствует интервалам изменения компонентного состава газа (рис. 5). Наиболее поздний прорыв газа — 0,9 п.о. происходил при смесимом режиме вытеснения при ступенях давления 45 и 47 МПа соответственно. Следует отметить, что стабилизация депрессии на модели тонкой трубки для экспериментов в смесимом режиме наблюдается в интервале 0,9–1,5 п.о., что соответствует резкому сокращению объема вытесненной нефти из модели пласта, увеличению ГФ и стабилизации газа по компонентному составу, соответствующего начальному газу закачки (рис. 5).

Для оценки влияния жирных компонент в закачиваемом газе на значение МДС принято решение о проведении следующей серии фильтрационных экспериментов

на аналогичных давлениях с метаном в качестве агента закачки и пробой нефти ОГРП (рис. 6).

Первый фильтрационный эксперимент по закачке метана проведен при давлении 38 МПа. При закачке 1,2 п.о. получен коэффициент вытеснения 43,2 %, что соответствует несмесимому режиму и на 16,1 % меньше, чем в аналогичном эксперименте по закачке ПНГ. Следующей ступенью решено принять давление 43 МПа. В ходе вытеснения получен коэффициент вытеснения 74,2 % при прокачке 1,2 п.о., что так же свидетельствует несмесимом режиме вытеснения. Близким к смесимому режиму было вытеснение метаном при давлении 46 МПа — коэффициент вытеснения составил 89,0 %. В зоне достижения смесимого режима

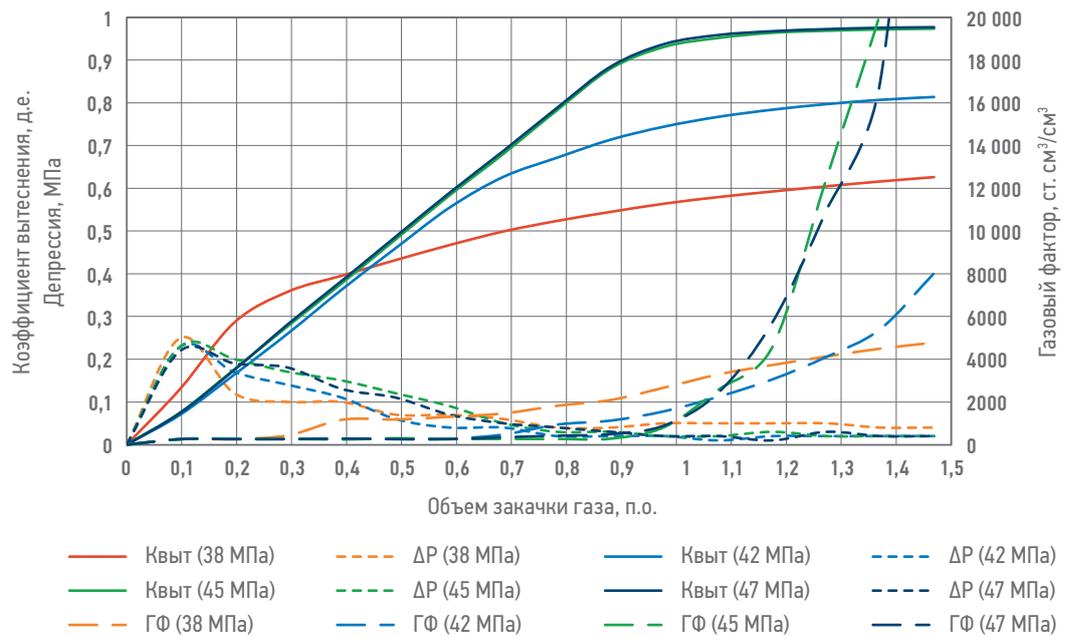


Рис. 4. Динамика коэффициента вытеснения, газового фактора и депрессии в зависимости от объема закачки газа при закачке ПНГ. Составлено авторами
Fig. 4. Dynamics of displacement coefficient, gas/oil ratio and pressure drop as a function of gas injection volume during APG injection. Compiled by the authors

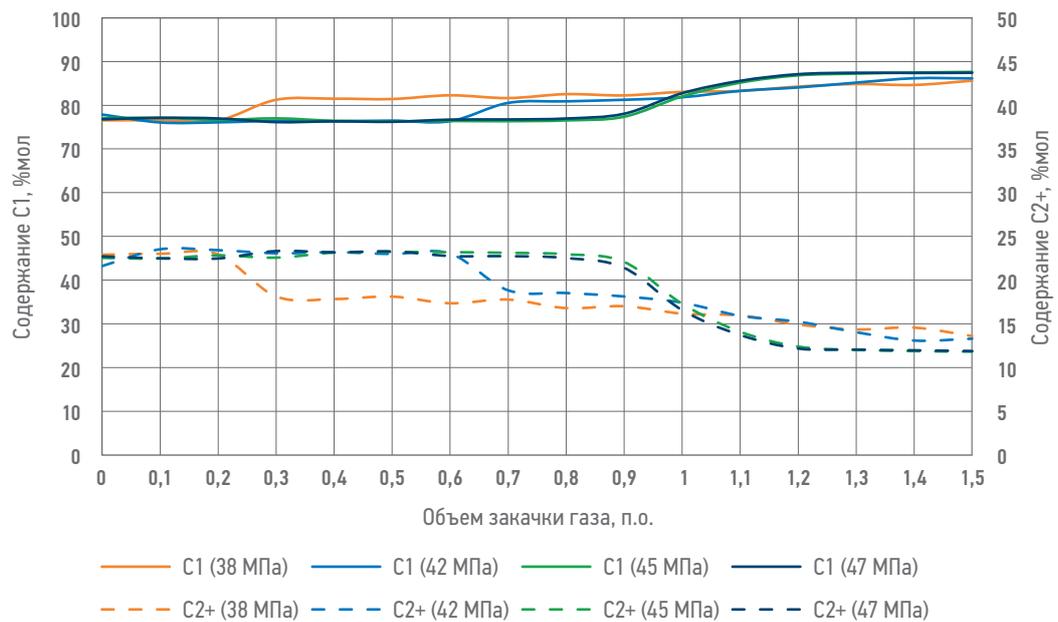


Рис. 5. Динамика изменения компонентного состава газа в зависимости от объема закачки газа при закачке ПНГ. Составлено авторами
Fig. 5. Dynamics of changes in gas component composition depending on the volume of gas injection during APG injection. Compiled by the authors

проведен эксперимент при давлении 49 МПа и получен Квыт 93,9 %. Стоит отметить, что даже при ступенях давления выше на 1 МПа (эксперименты 6–7) и на 2 МПа (эксперимент 8) относительно экспериментов на ПНГ (эксперименты 2–4), коэффициенты вытеснения при закачке метана оказались значительно ниже — на 4,2, 7,4, 2,9 % в экспериментах 6–8 соответственно.

При проведении экспериментов с применением метана в качестве агента вытеснения наблюдаются аналогичные записки ПНГ интервалы прорыва газа (рис. 6 и 7). Следует отметить, что наименьшие значения коэффициентов вытеснения получены при закачке метана в экспериментах на наименьших ступенях давления 38 и 43 МПа, в которых наблюдался

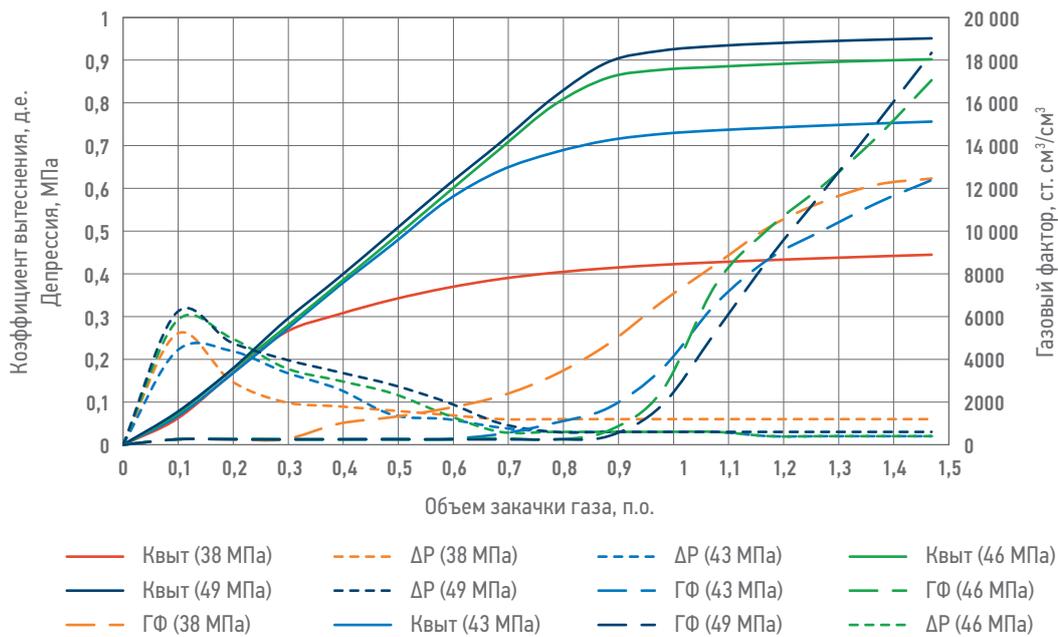


Рис. 6. Динамика изменения коэффициента нефтевытеснения, газового фактора и депрессии в зависимости от объема закачки газа при закачке метана. Составлено авторами
Fig. 6. Dynamics of changes in oil displacement coefficient, gas/oil ratio and pressure drop depending on the volume of gas injection during methane injection. Compiled by the authors

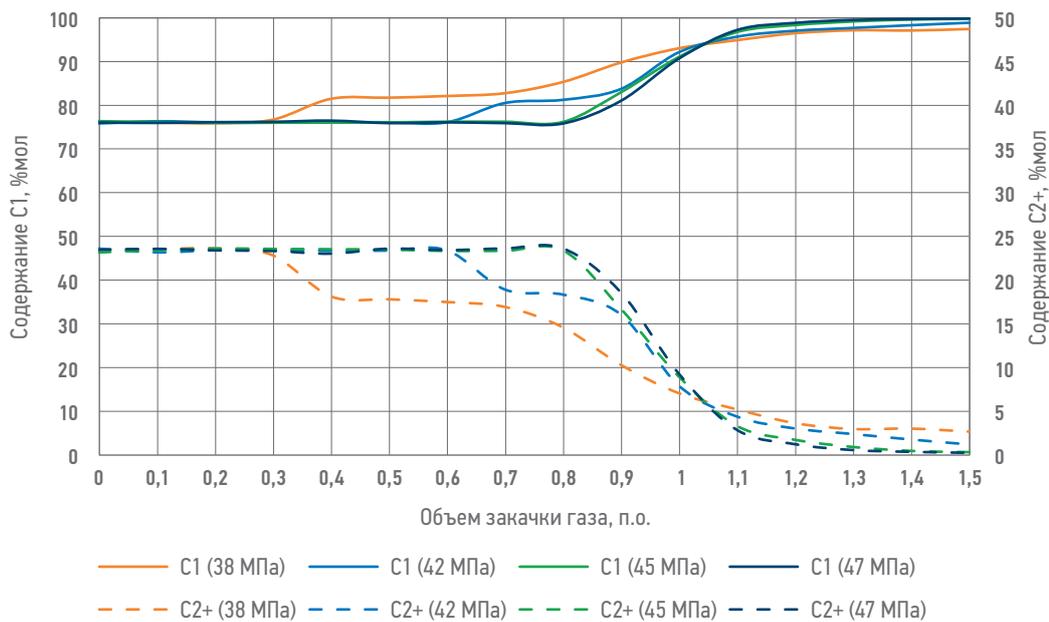


Рис. 7. Динамика изменения компонентного состава газа в зависимости от объема закачки газа при закачке метана. Составлено авторами
Fig. 7. Dynamics of changes in gas component composition depending on the volume of gas injection during methane injection. Compiled by the authors

несмесимый режим вытеснения. Ранние прорывы газа (в интервале 0,3–0,7 п.о.) подтверждают данное наблюдение. Сводные результаты проведенных экспериментов представлены в табл. 6. По полученным коэффициентам вытеснения пластовой нефти ПНГ и метаном (табл. 6) и соответствующим давлениям нагнетания рассчитаны средние значения МДС

по нескольким методам статистической регрессии (табл. 7, рис. 8 и 9). Значение МДС определялось по зависимостям коэффициентов вытеснения от давления закачки агента. Следует отметить, что одним из наиболее распространенных приемов определения точки излома является проведение линейных трендов для максимальных значений коэффициентов

Таблица 6. Сводные результаты экспериментов по определению режима вытеснения на модели тонкой трубки
Table 6. Summary results of experiments to determine the displacement mode on the slim tube model

Эксперимент, №	Давление, МПа	Газосодержание (начальное/ достигнутое при 1.2 п.о.), см ³ /см ³	K _{выт} нефти при 1,2 п.о. по объему, %	Газ закачки	Рекомбинированная проба	Тип вытеснения нефти газом
1	38	257/3732	59,3	ПНГ	ОЦРП	несмесимый
2	42	254/3061	78,4	ПНГ	ОЦРП	несмесимый
3	45	259/4597	96,4	ПНГ	ОЦРП	смесимый
4	47	257/5746	96,8	ПНГ	ОЦРП	смесимый
5	38	253/10204	43,2	Метан	ОГРП	несмесимый
6	43	255/8733	74,2	Метан	ОГРП	несмесимый
7	46	251/10165	89,0	Метан	ОГРП	несмесимый
8	49	251/8768	93,9	Метан	ОГРП	смесимый

Таблица 7. Сопоставление методов статистической регрессии экспериментальных данных по вытеснению ПНГ и метаном
Table 7. Comparison of statistical regression methods of experimental data on APG and methane displacement

Метод статистической регрессии	Пороговые значения K _{выт} , %	МДС при вытеснении ПНГ, МПа	МДС при вытеснении метаном, МПа
Восходящий тренд по трем точкам и K _{выт} — 90%/95%	90	43,94	46,01
	95	44,89	46,87
Восходящий тренд по двум первым точкам и K _{выт} — 90%/95%	90	44,43	45,55
	95	45,48	46,35
Пересечение линейных трендов (точка перегиба)	–	45,16–45,80	45,17–45,77
Среднее значение МДС ± ст. отклонение, МПа	–	45,03 ± 0,13	45,89 ± 0,12

вытеснения (смесимый режим) и его возрастающих значений при более низких давлениях (несмесимый режим). Пересечение этих трендов и указывает на значение МДС [14]. В случае недостаточно четкой точки излома определяется интервал значений МДС, и точка на границе смешивающегося

и несмешивающегося режима может использоваться дважды в качестве общей. Альтернативным способом является построение линейной регрессии коэффициентов вытеснения для несмешивающихся испытаний в тонкой трубке и поиск точки пересечения со значением абсциссы, равным пороговому

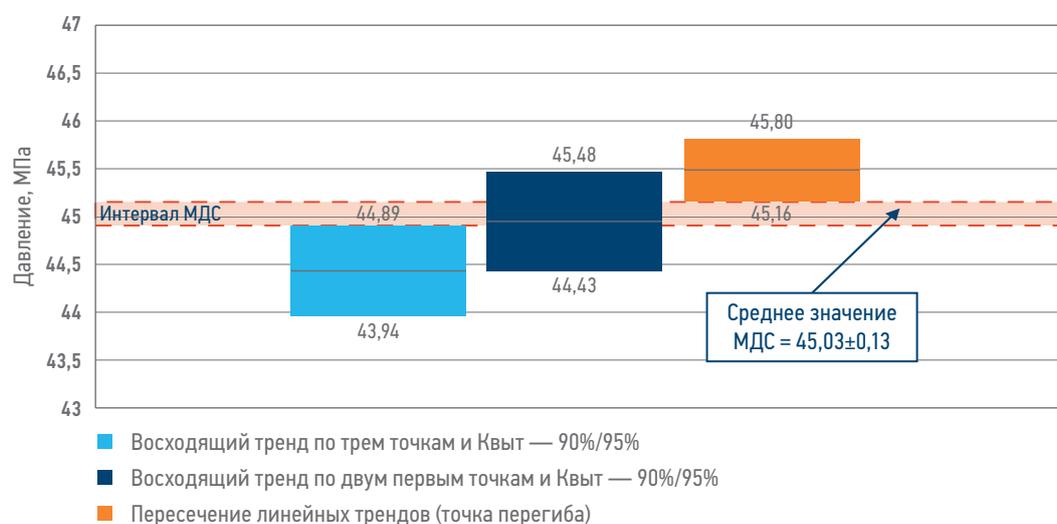


Рис. 8. Сопоставление линейных экстраполяций и пересечений по экспериментальным значениям для оценки МДС при закачке ПНГ. Составлено авторами

Fig. 8. Comparison of linear extrapolations and intersections from experimental values to estimate MMP for APG injection. Compiled by the authors

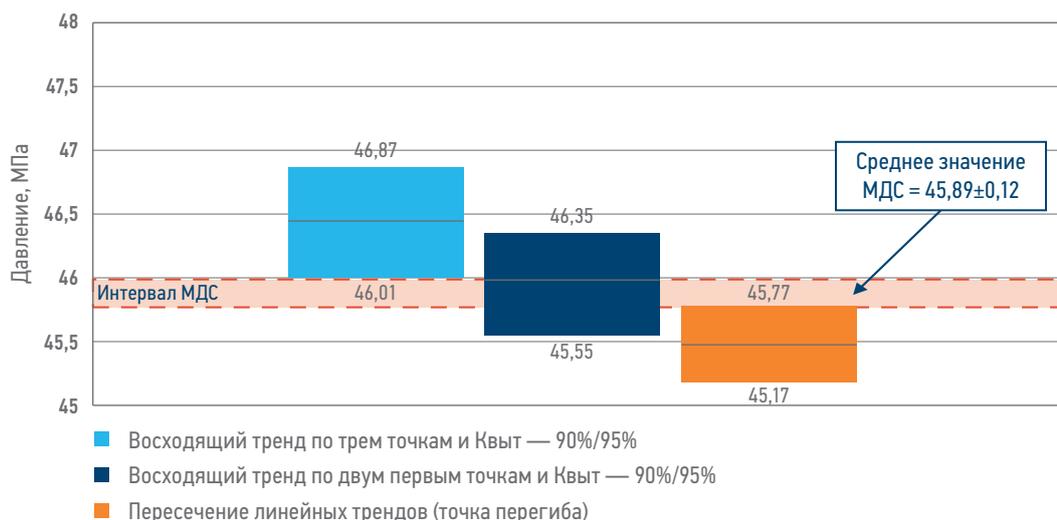


Рис. 9. Сопоставление линейных экстраполяций и пересечений по экспериментальным значениям для оценки МДС при закачке метана. Составлено авторами
Fig. 9. Comparison of linear extrapolations and intersections from experimental values to estimate MMP for methane injection. Compiled by the authors

значению 90 и 95 %. Следовательно, значение МДС указывается в небольшом диапазоне давлений, так как пороговое значение коэффициента вытеснения не может быть выбрано однозначно (табл. 7, рис. 8 и 9).

ВЫВОДЫ

Проведение комплексных исследований на модели тонкой трубки позволило определить значение МДС для различных газовых агентов закачки в пласты ачимовских отложений Западной Сибири. Значения МДС для каждого газа закачки даны в узких диапазонах, так как расчет производился

по нескольким методам статистической регрессии для нахождения более достоверных значений. Закономерно наибольшие коэффициенты вытеснения наблюдались при закачке ПНГ, где значение МДС составило в среднем 45,03 МПа. Следует отметить, что данный ПНГ достаточно сухой, так как содержание метана составляет 87,8 %. Схожая динамика вытеснения и значений МДС при закачке ПНГ и метана для пластов ачимовских отложений позволяют говорить о достаточно близкой эффективности обоих агентов и, соответственно, об их возможной взаимозаменяемости. Дальнейший выбор вытесняющего агента предлагается делать на основе технико-экономических расчетов.

Список литературы

1. Zhao-xia Liu, Yan Liang, Qiang Wang, Yong-jun Guo, Ming Gao, Zheng-bo Wang, Wan-lu Liu. Status and progress of world-wide EOR field applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 193, pp. 107449.
2. Burrows L.C., Haeri F., Cvetic P., Sanguinito S., Shi F., Tapriyal D., Goodman A., Enick R.M. A Literature Review of CO₂, Natural Gas, and Water-Based Fluids for Enhanced Oil Recovery in Unconventional Reservoirs. *Energy & Fuels*. 2020, no. 34(5), pp. 5331–5538.
3. Sorokin A.S., Bolotov A.V., Nuriev D.R., Derevyanko V.K., Minkhanov I.F., Varfolomeev M.A. Dynamic Criteria for Physical Modeling of Oil Displacement by Gas Injection. *Processes*. 2022, no. 10(12), pp. 2620.
4. Derevyanko V.K., Bolotov A.V., Minkhanov I.F., Varfolomeev M.A., Usmanov S.A., Saifullin E.R., Sagirov R.N. (2023, November). Feasibility of Foam-Enhanced Water-Gas Flooding for a Low-Permeability High-Fractured Carbonate Reservoir. Screening of Foaming Agent and Flooding Simulation / In SPE Annual Caspian Technical Conference (p. D031S015R008). SPE.
5. Luiz Felipe Niedermaier Custodio, Cleyton de Carvalho Carneiro. Global enhanced oil recovery assessment: A comprehensive data-driven analysis using self-organizing maps. *Geoenergy Science and Engineering*, 2024, pp. 212771.
6. Dorcas S. Eyinla, Smith Leggett, Foued Badrouchi, Hossein Emadi, Olajide J. Adamolekun, Olumuyiwa T. Akinsanpe. A comprehensive review of the potential of rock properties alteration during CO₂ injection for EOR and storage. *Fuel*. 2023, vol. 353.
7. Ning Yanrui, Kazemi Hossein. Ethane-Enriched Gas Injection EOR in Niobrara and Codell: A Dual-Porosity Compositional Model. 2018.
8. Steven B. Hawthorne, David J. Miller, Carol B. Grabanski, Lu Jin. Experimental Determinations of Minimum Miscibility Pressures Using Hydrocarbon Gases and CO₂ for Crude Oils from the Bakken and Cut Bank Oil Reservoirs. *Energy & Fuels*. 2020, vol. 34(5), pp. 6148–6157.
9. Salaria Sardari F., Khorsand Movaghar M.R. A simulation approach to achieve the best miscible enrichment in gas flooding and chemical injection process for enhanced oil recovery. *Asia-Pac. J. Chem. Eng.* 2017, no. 12, pp. 230–246.
10. Dindoruk B., Johns R., and Franklin M. Orr. Measurement and Modeling of Minimum Miscibility Pressure: A State-of-the-Art Review. *SPE Res Eval & Eng* 24. 2021, pp. 367–389.
11. Firoozabadi A., Aziz K. Analysis and correlation of nitrogen and lean-gas miscibility pressure. *SPE Reservoir Engineering*. 1986, vol. 1, issue 06. Available at: <https://doi.org/10.2118/13669-PA>.

12. Maklavani A.M. [et al.] New minimum miscibility pressure (MMP) correlation for hydrocarbon miscible injections. *Brazilian journal of petroleum and gas*. 2010, vol. 4, issue 1, pp. 11–18. Available at: <http://www.portalabpg.org.br/bjpgg/index.php/bjpgg/article/view/83/116>

13. Деревянко В.К., Сергеев Г.Д., Болотов А.В., М.А. Варфоломеев, А.С. Сорокин, Коваленко В.А., Пенгун А.В., Федоровский С.А., Серопян Р.Ю., Морозов М.А., Еремеев Д.М. Сравнение эффективности вытеснения нефти при закачке углекислого и нефтяного газов на Царичанском + Филатовском месторождении // Нефтяное хозяйство. — 2023. — № 01. — С. 34–39. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-1-34-39>.

14. Zhang K., Gu Y. Two different technical criteria for determining the minimum miscibility pressures (MMPs) from the slim-tube and corefood tests. *Fuel*. 015, no. 161, pp. 146–156.

References

1. Zhao-xia Liu, Yan Liang, Qiang Wang, Yong-jun Guo, Ming Gao, Zheng-bo Wang, Wan-lu Liu. Status and progress of worldwide EOR field applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 193, pp. 107449.

2. Burrows L.C., Haeri F., Cvetic P., Sanguinito S., Shi F., Tapriyal D., Goodman A., Enick R.M. A Literature Review of CO₂, Natural Gas, and Water-Based Fluids for Enhanced Oil Recovery in Unconventional Reservoirs. *Energy & Fuels*. 2020, no. 34(5), pp. 5331–5538.

3. Sorokin A.S., Bolotov A.V., Nuriev D.R., Derevyanko V.K., Minkhanov I.F., Varfolomeev M.A. Dynamic Criteria for Physical Modeling of Oil Displacement by Gas Injection. *Processes*. 2022, no. 10(12), pp. 2620.

4. Derevyanko V.K., Bolotov A.V., Minkhanov I.F., Varfolomeev M.A., Usmanov S.A., Saifullin E.R., Sagirov R.N. (2023, November). *Feasibility of Foam-Enhanced Water-Gas Flooding for a Low-Permeability High-Fractured Carbonate Reservoir. Screening of Foaming Agent and Flooding Simulation* / In SPE Annual Caspian Technical Conference (p. D031S015R008). SPE.

5. Luiz Felipe Niedermaier Custodio, Cleyton de Carvalho Carneiro. Global enhanced oil recovery assessment: A comprehensive data-driven analysis using self-organizing maps. *Geoenergy Science and Engineering*. 2024, pp. 212771.

6. Dorcas S. Eyinla, Smith Leggett, Foued Badrouchi, Hossein Emadi, Olajide J. Adamolekun, Olumuyiwa T. Akinsanpe. A comprehensive review of the potential of rock properties alteration during CO₂ injection for EOR and storage. *Fuel*. 2023, vol. 353.

7. Ning Yanrui, Kazemi Hossein. *Ethane-Enriched Gas Injection EOR in Niobrara and Codell: A Dual-Porosity Compositional Model*. 2018

8. Steven B. Hawthorne, David J. Miller, Carol B. Grabanski, and Lu Jin. Experimental Determinations of Minimum Miscibility Pressures Using Hydrocarbon Gases and CO₂ for Crude Oils from the Bakken and Cut Bank Oil Reservoirs. *Energy & Fuels*. 2020, vol. 34(5), pp. 6148–6157.

9. Salari Sardari F., Khorsand Movaghar M.R. A simulation approach to achieve the best miscible enrichment in gas flooding and chemical injection process for enhanced oil recovery. *Asia-Pac. J. Chem. Eng.* 2017, no. 12, pp. 230–246.

10. Dindoruk B., Johns R., and Franklin M. Orr. Measurement and Modeling of Minimum Miscibility Pressure: A State-of-the-Art Review. *SPE Res Eval & Eng* 24, 2021, pp. 367–389.

11. Firoozabadi A., Aziz K. *Analysis and correlation of nitrogen and lean-gas miscibility pressure*. SPE Reservoir Engineering. 1986, vol. 1, issue 06. Available at: <https://doi.org/10.2118/13669-PA>.

12. Maklavani A.M. [et al.] New minimum miscibility pressure (MMP) correlation for hydrocarbon miscible injections. *Brazilian journal of petroleum and gas*. 2010, vol. 4, issue 1, pp. 11–18. Available at: <http://www.portalabpg.org.br/bjpgg/index.php/bjpgg/article/view/83/116>

13. Derevyanko V.K. et al. Comparison of oil displacement efficiency during associated petroleum gas and carbon dioxide injection at Tsarichanskoye + Filatovskoye field (Russian). *Oil Industry Journal*. 2023, vol. 2023, no. 01, pp. 34–39. (In Russ.)

14. Zhang K., Gu Y. Two different technical criteria for determining the minimum miscibility pressures (MMPs) from the slim-tube and corefood tests. *Fuel*. 015, no. 161, pp. 146–156.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.К. Деревянко — разработка концепции статьи, обзор публикаций по теме статьи, интерпретация данных физического моделирования, подготовил текст и рисунки. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Г.Д. Сергеев — получение PVT данных для анализа. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.В. Болотов — разработка концепции статьи, развитие методического подхода физического моделирования, интерпретация данных физического моделирования. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.Ф. Минханов — разработка концепции статьи, обзор публикаций по теме статьи, интерпретация данных физического моделирования. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

М.А. Варфоломеев — разработка концепции статьи, окончательное утверждение публикуемой версии. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.В. Чалин — разработка концепции статьи, подготовил текст и рисунки. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Vadim K. Derevyanko — developed the article concept, review of publications on the topic of the article, interpretation of physical modeling data, prepared the text and figures. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Gregory D. Sergeev — obtaining PVT data for analysis. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Alexander V. Bolotov — developed the article concept, development of a methodical approach to physical modeling, interpretation of physical modeling data. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ilgiz F. Minkhanov — developed the article concept, review of publications on the topic of the article, interpretation of physical modeling data. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Mikhail A. Varfolomeev — developed the article concept, final approval of the published version. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Vladislav V. Chalin — developed the article concept, prepared the text and figures. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

В.А. Коваленко — разработка концепции статьи, анализ данных PVT моделирования, окончательное утверждение публикуемой версии. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.Ю. Кушней — разработка концепции статьи, окончательное утверждение публикуемой версии. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.В. Ваганов — разработка концепции статьи, окончательное утверждение публикуемой версии. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.Р. Мукминов — разработка концепции статьи, окончательное утверждение публикуемой версии. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Vyacheslav A. Kovalenko — developed the article concept, PVT simulation data analysis, the final approval of the published version. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Alexei Y. Kushney — developed the article concept, the final approval of the published version. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Andrey V. Vaganov — developed the article concept, the final approval of the published version. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Iskander R. Mukminov — developed the article concept, the final approval of the published version. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Вадим Константинович Деревянко — младший научный сотрудник, ассистент, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Георгий Дмитриевич Сергеев — младший научный сотрудник, инженер, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Александр Владимирович Болотов* — ведущий научный сотрудник, доцент, Казанский (Приволжский) федеральный университет 420008, Россия, г. Казань, ул. Кремлевская, д. 18, корп. 1.
e-mail: gasdrive@yandex.ru
Web of Science: U-4288-2019
SPIN-код: 7868-7574
Scopus: 57197323287

Ильгиз Фаильевич Минханов — младший научный сотрудник, старший преподаватель, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Михаил Алексеевич Варфоломеев — ведущий научный сотрудник, заведующий кафедрой, доцент, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Владислав Валерьевич Чалин — лаборант, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Вячеслав Андреевич Коваленко — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Алексей Юрьевич Кушней — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Андрей Валерьевич Ваганов — руководитель программ проектов, Группа компаний «Газпром нефть»

Искандер Раисович Мукминов — заместитель исполнительного директора по геологии, Группа компаний «Газпром нефть»

Vadim K. Derevyanko — Junior researcher, Assistant, Kazan (Volga Region) Federal University

Georgiy D. Sergeev — Junior researcher, Engineer, Kazan (Volga Region) Federal University

Alexander V. Bolotov* — Senior researcher, Associate Professor, Kazan (Volga Region) Federal University
18, Bldg. 1, Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russia.
e-mail: gasdrive@yandex.ru
Web of Science: U-4288-2019
SPIN-code: 7868-7574
Scopus: 57197323287

Ilgiz F. Minkhanov — Junior researcher, Senior lecturer, Kazan (Volga Region) Federal University

Mikhail A. Varfolomeev — Senior researcher, Head of the Department, Associate Professor, Kazan (Volga Region) Federal University

Vladislav V. Chalin — Laboratory assistant, Kazan (Volga Region) Federal University

Vyacheslav A. Kovalenko — Main specialist, Gazprom нефt company group

Alexei Y. Kushney — Head of department, Gazprom нефt company group

Andrey V. Vaganov — Project program manager, Gazprom нефt company group

Iskander R. Mukminov — Deputy executive director for geology, Gazprom нефt company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author