Недропользование. 2025. Т. 25, № 3. С.223-230. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.12

ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №1 2025
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Лабораторные исследования процесса закачки CO_2 в смеси с метаном в продуктивные терригенные нефтенасыщенные породы

Е.А. Гладких[1], Ю.С. Щербакова[1], Хунвэн Цзин[2], Лиюань Юй[2]

[1]Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)
[2]Китайский университет горного дела и технологий (Китай, 221116, г. Сюйчжоу, Даксью Роуд, 1)

Laboratory Studies of the Process of Injecting CO_2 Mixed with Methane into Productive Terrigenous Oil-Saturated Rocks

Evgenii A. Gladkikh[1], Iuliia S. Shcherbakova[1], Hongwen Jing[2], Liyuan Yu[2]

[1]Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)
[2]China University of Mining and Technology (1 Daxue Road, Xuzhou, 221116, China)

Получена / Received: 05.12.2024. Принята / Accepted: 19.09.2025. Опубликована / Published: 24.10.2025

Ключевые слова:
утилизация CO_2, керн, фильтрационные испытания, смесимое вытеснение, коэффициент вытеснения нефти, фазовая проницаемость, кольматант

Технологическая и экономическая эффективность закачки диоксида углерода (CO_2) зависит от многих факторов, таких как источник CO_2, способ доставки газа на промысел, способ закачки в пласт, характеристики пласта и нефти и т.д. Поэтому до реализации метода на объектах добычи нефти требуется проведение специальных лабораторных испытаний для условий нефтяных и газовых объектов, определение технологической возможности закачки CO_2 и экономической целесообразности.
В работе представлены результаты экспериментальных исследований, выполненных в лаборатории моделирования процессов фильтрации и повышения нефтеотдачи кафедры «Нефтегазовые технологии». С использованием кернового материала на примере одного из месторождений Пермского края выполнены фильтрационные испытания по вытеснению нефти газом (смесь CO_2 и метана) и совместной стационарной фильтрации нефти и газа через пористую среду породы-коллектора. В рамках исследования выполнялась подготовка керна и флюидов, фильтрационные испытания проводились с использованием современного научного оборудования. Моделирование закачки CO_2 в нефтенасыщенные породы осуществлялось на трех разнопроницаемых составных керновых образцах.
В результате установлено, что при использовании газа достигаются высокие значения коэффициента вытеснения нефти, обусловленные практически полной взаимной растворимостью газа и нефти. Потенциально это может существенно повысить долю извлекаемых запасов на новых, только вступающих в промышленную разработку объектах при организации на них закачки CO_2. Определено соотношение газа и нефти в потоке, при котором наступает полная смесимость. Зафиксированы случаи нарушения равновесия системы «нефть – газ», при которой тяжелые компоненты нефти образуют смолистоподобные осадки, которые кольматируют поровое пространство. Определено содержание нефти и газа в потоке, при которых происходило образование кольматантов.

Keywords:
CO_2 utilization, core, filtration tests, miscible displacement, oil displacement coefficient, phase permeability, colmatant

The technological and economic efficiency of carbon dioxide (CO_2) injection depends on many factors, such as the CO_2 source, the method of gas delivery to the field, the method of injection into the reservoir, the characteristics of the reservoir and oil, etc. Therefore, before implementing the method at oil production facilities, it is necessary to conduct special laboratory tests for the conditions of oil and gas facilities, determine the technological feasibility of CO_2 injection and economic feasibility.
The paper presents the results of experimental studies carried out in the laboratory of modeling filtration processes and enhanced oil recovery of the Department of Oil and Gas Technologies. Using core material on the example of one of the fields in the Perm Krai, filtration tests were performed to displace oil with gas (a mixture of CO_2 and methane) and joint stationary filtration of oil and gas through the porous medium of the reservoir rock. As part of the study, core and fluids were prepared, filtration tests were carried out using modern scientific equipment. Modeling of CO_2 injection into oil-saturated rocks was performed on three differently permeable composite core samples.
As a result, it was found that when using gas, high values of the oil displacement coefficient are achieved, due to the almost complete mutual solubility of gas and oil. Potentially, this can significantly increase the share of recoverable reserves at new objects that are just entering industrial development when CO_2 injection is organized. The ratio of gas and oil in the flow at which complete miscibility occurs was determined. Cases of imbalance of the "oil - gas" system were recorded, in which heavy components of oil form resinous sediments that clog the pore space. The content of oil and gas in the flow at which colmatants were formed was determined.

Гладких Евгений Александрович – кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 (342) 219 82 50, e-mail: gladkih.ea@pstu.ru). Контактное лицо для переписки.
Щербакова Юлия Станиславовна – аспирант кафедры нефтегазовых технологий (тел: +007 (342) 219 82 50, e-mail: shch-yu7@yandex.ru).
Хунвэн Цзин – доктор технических наук, исполнительный заместитель директора Государственной ключевой лаборатории геомеханики и глубокой подземной инженерии (e-mail: hwjing@cumt.edu.cn).
Лиюань Юй – доктор технических наук, профессор Государственной ключевой лаборатории геомеханики и глубокой подземной инженерии (e-mail: yuliyuan@cumt.edu.cn).

Evgenii A. Gladkikh (Author ID in Scopus: 6601914558, ORCID: 0000-0003-1917-8995) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (342) 219 82 50, e-mail: gladkih.ea@pstu.ru). The contact person for correspondence.
Iuliia S. Shcherbakova – PhD Student at the Department of Oil and Gas Technologies Perm National Research Polytechnic University (tel: +007 (342) 219 82 50, e-mail: shch-yu7@yandex.ru).
Hongwen Jing (Author ID in Scopus: 9232556100) – PhD in Engineering, Executive Deputy Director of the State Key Laboratory For Geomechanics & Deep Underground Engineering (e-mail: hwjing@cumt.edu.cn).
Liyuan Yu (Author ID in Scopus: 35724771100, ORCID: 0000-0002-8973-7476) – PhD in Engineering, Professor at the State Key Laboratory For Geomechanics & Deep Underground Engineering (e-mail: yuliyuan@cumt.edu.cn).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Лабораторные исследования процесса закачки CO_2 в смеси с метаном в продуктивные терригенные нефтенасыщенные породы одного из месторождений Пермского края / Е.А. Гладких, Ю.С. Щербакова, Хунвэн Цзин, Лиюань Юй // Недропользование. – 2025. – Т.25, №3. – С. 223–230. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.12

Please cite this article in English as:
Gladkikh E.A., Shcherbakova Iu.S., Jing Hongwen, Yu Liyuan. Laboratory Studies of the Process of Injection of CO_2 Mixed with Methane Into Productive Terrigenous Oil-Saturated Rocks of One of the Fields in the Perm Krai. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.3, pp. 223-230. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.12

Введение

В рамках международных усилий по декарбонизации и законодательно закрепленного курса на снижение выбросов парниковых газов в отечественном производстве к 2030 г. [1, 2], следуя американской модели [3], на ряде объектов в Пермском крае рассматривалась возможность секвестрации и утилизации диоксида углерода (CO_2). В качестве способа утилизации предполагалось закачивать CO_2 в нефтепродуктивные толщи разрабатываемого нефтяного месторождения Пермского края как одного из технологических путей декарбонизации в нефтегазовой отрасли [4–6].

Технология закачки CO_2 известна достаточно давно [7, 8]. Она играет значительную роль при добыче нефти на традиционных объектах [9,10] и месторождениях сланцевой нефти [11–14] США, Канады, Китая, стран Ближнего Востока главным образом по причине наличия значительных природных источников CO_2. В России метод пока не получил широкого распространения кроме единичных случаев [15, 16] или находится на стадии проектирования [17, 18].

Существуют различные способы закачки CO_2 [19, 20]: закачка CO_2 в чистом виде, в смеси с другими газами, например, азотом, природным или нефтяным попутным газом, совместная или попеременная закачка с водой и др. Технологическая и экономическая эффективность зависит от многих факторов, таких как источник CO_2, способ доставки газа на промысел, способ закачки в пласт, характеристики пласта и нефти и т.д. [21, 22]. Поэтому до реализации метода на объектах добычи нефти требуется проведение специальных лабораторных испытаний для условий нефтяных [23–34] и газовых объектов [35, 36], определение технологической возможности закачки CO_2 [37] и экономической целесообразности [38, 39].

С целью определения возможности и оценки эффективности такого мероприятия на пермских нефтепромысловых объектах в Лаборатории моделирования процессов фильтрации и повышения нефтеотдачи кафедры «Нефтегазовые технологии» (ПНИПУ) были проведены фильтрационные испытания по вытеснению нефти газом (смесь CO_2 и метана) и совместной стационарной фильтрации нефти и газа для продуктивных визейских терригенных отложений одного их месторождений Пермского края. В рамках исследования выполнялась подготовка керна и флюидов, фильтрационные испытания проводились с использованием современного научного оборудования.

Подготовка нефтенасыщенных образцов керна к исследованиям

Моделирование закачки CO_2 в нефтенасыщенные породы производилось на трех разнопроницаемых составных керновых образцах. Каждый составной образец керна компоновался из пяти единичных керновых образцов размерностью 30×30 мм. Подготовка кернов к фильтрационным испытаниям выполнялась на основании требований ОСТ 39-195-86 и включала нижеследующие этапы.

Коллекция образцов керна из 15 единиц очищалась от остатков углеводородов и воды спиртобензольной смесью в аппаратах Сокслета.

После экстракции образцы высушивались в сушильной печи при температуре +102 ˚С в течение 24 ч. Затем выдерживались в эксикаторе над прокаленным хлористым кальцием не менее 24 ч.

Производилось определение геометрических размеров образцов керна.

При помощи газового пермеаметра/порозиметра UPP-500 определялась пористость образцов по гелию $K_п$ газоволюметрическим методом и газопроницаемость методом стационарной фильтрации газа (азота) $K_{прг}$ (ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации»).

Затем согласно требованиям ГОСТ 26250.1-85 («Породы горные. Метод определения открытой пористости жидкостенасыщением») определялись пористость и объем пор $V_{пор}$ методом жидкостенасыщения (рис. 1). Сухие образцы взвешивались с точностью до тысячной доли грамма M_1. образцы насыщались пластовой водой под вакуумом в групповом сатураторе в течение 8 ч: 2 ч раздельное вакуумирование породы и воды, 4 ч – постепенное насыщение образцов с погружением в воды, 2 ч – релаксация (постепенное стравливание вакуума и выдержка образцов в воде для термостабилизации).

Взвешивание насыщенных водой образцов в воздухе M_2 и в жидкости насыщения M_3 с точностью до тысячной грамма осуществлялось с использованием специального приспособления – лабораторных весов для гидростатического взвешивания. По результатам взвешивания с учетом плотности пластовой воды ($\rho_ж$) рассчитывались объем связанных пор по формуле (1) и открытая пористость образцов керна по формуле (2):

$$V_{пор} = \frac{M_2 - M_1}{\rho_ж}, \quad (1)$$

$$K_{п.ж} = \frac{M_2 - M_1}{M_2 - M_3} \cdot 100\ \%. \quad (2)$$

Насыщенные водой образцы помещались в камеру группового капилляриметра В32-32 на полупроницаемую керамическую мембрану, где в них моделировалась остаточная водонасыщенность. Для этого в камеру подавалось избыточное давление газа 12 атм, при этом давлении керны выдерживались в течение 7 суток. За это время подвижная вода вытеснялась газом из порового пространства через нижний торец, а в керне оставалась только капиллярно связанная остаточная вода.

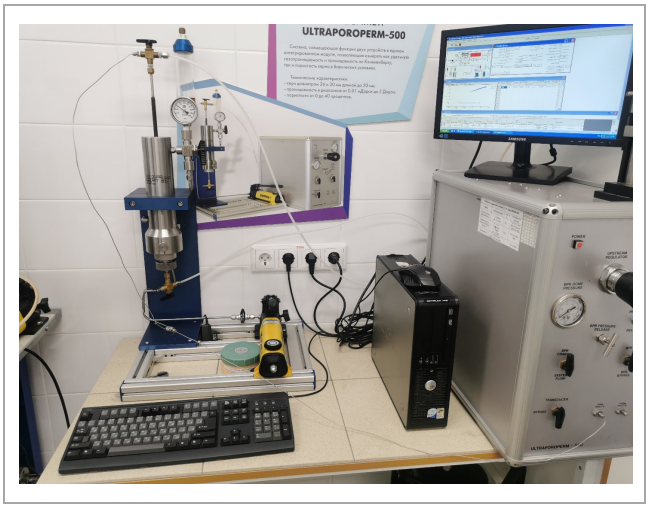


Рис. 1. Определение пористости и газопроницаемости образцов керна на приборе UPP-500

Таблица 1

Характеристики единичных образцов и керновых моделей пласта

Составная модель пласта	Лабораторный номер образца	Длина, см	Диаметр, см	Пористость $K_{пор}$, %	Газопроницаемость $K_{прг}$, $10^{-3} \cdot$ мкм^2	Остаточная водонасыщенность, %
1	1	3,00	3,00	17,90	117,7	4,59
	2	3,00	3,02	19,11	100,8	7,10
	3	3,00	2,99	17,19	98,2	5,18
	4	3,00	2,99	17,00	86,8	4,77
	5	3,00	2,99	18,24	74,7	6,86
В целом по модели 1		15,00	3,00	17,89	95,7	5,74
2	6	3,01	3,02	17,53	68,0	5,81
	7	3,00	2,99	17,44	68,0	6,57
	8	3,00	2,99	17,27	65,5	9,29
	9	3,00	2,99	17,34	53,4	7,90
	10	3,01	3,02	17,54	51,7	10,34
В целом по модели 2		15,02	3,00	17,43	61,3	7,98
3	11	3,00	2,99	16,91	49,2	8,52
	12	3,01	3,02	15,67	42,4	12,05
	13	3,00	3,00	14,13	19,1	10,71
	14	3,00	3,00	15,51	16,4	16,47
	15	3,01	3,02	14,95	15,3	36,33
В целом по модели 3		15,02	3,01	15,43	28,5	16,63



Рис. 2. Установка для моделирования технологий водогазового воздействия с целью повышения нефтеотдачи пластов

Определялась масса кернов с остаточной водой M_4, затем по (3) рассчитывалось значение остаточной водонасыщенности:

$$K_{ов} = \frac{M_4 - M_1}{M_2 - M_1} \cdot 100\ \%. \qquad (3)$$

Далее образцы насыщались керосином под вакуумом.

Из единичных образцов компоновалась составная модель и закладывалась в кернодержатель установки исследования керна, где моделировались термобарические пластовые условия объекта разработки.

Через модель создавалась фильтрация керосина, прокачивалось порядка трех объемов порового пространства модели с целью удаления возможных пузырьков воздуха, защемленных в образцах в процессе их закладки в кернодержатель, и донасыщения кернов керосином при пластовом давлении. Далее производилось насыщение керна пластовой нефтью путем фильтрации через модель пласта со скоростью 0,1 см^3/мин в объеме не менее $3 \cdot V_{пор}$. Таким образом в модели пласта создавалась начальная насыщенность нефтью и остаточной водой.

Модель оставлялась на выдержку при термобарических условиях пласта в течение 24 ч для стабилизации свойств системы «породы – флюид».

Результаты подготовки образцов керна отражены в табл. 1.

Условия проведения исследований

Фильтрационные исследования проводились при давлении гидрообжима 30 МПа, пластовом (внутрипоровое) давлении 17 МПа и температуре 27 °С. При моделировании остаточной водонасыщенности использовалась вода ППД, профильтрованная от механических примесей и углеводородов. В опытах использовалась изовискозная модель нефти вязкостью 2,3 мПа·с при температуре испытания, приготовленная из поверхностной пробы нефти целевого пласта разбавлением керосином и профильтрованная через пористую среду проницаемостью около $10 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Для вытеснения нефти использовалась модель газа (смесь CO_2 и метана) вязкостью 0,085 мПа·с при термобарических условиях эксперимента. Вязкость определена экспериментально путем прокачки смеси газа при термобарических условиях через сухой образец керна с известной проницаемостью.

Определение коэффициента вытеснения нефти смесью CO_2 и метана

Фильтрационные испытания выполнялись в лаборатории моделирования процессов фильтрации и повышения нефтеотдачи с использованием уникальной научной установки «Установка для моделирования технологий водогазового воздействия с целью повышения нефтеотдачи пластов» кафедры «Нефтегазовые технологии» (рис. 2).

В начале испытания производилась фильтрация нефти, при стабилизации перепада давления определялась проницаемость модели пласта по нефти $K_н$ в термобарических пластовых условиях.

Затем через составной образец осуществлялась прокачка модели газа (моделировалась закачка газа в продуктивный пласт) и вытеснение им нефти при постоянном объемном расходе газа 0,1 см^3/мин в термобарических условиях до полного прекращения выхода нефти из модели пласта.

Сбор и учет вытесненной из модели пласта нефти и прокачанного газа предполагалось производить при помощи ультразвукового трехфазного сепаратора, принцип работы которого основан на отражении ультразвуковой волны от границы флюидных контактов. Чем выше межфазное натяжение на границе несмешивающихся флюидов и больше разность их плотностей, тем более различима эта граница на экране осциллографа. При заданных условиях проведения эксперимента плотность модели газа, определенная объемным методом, составила 0,828 г/см^3, что близко к плотности модели нефти 0,822 г/см^3. Ультразвуковой сепаратор в этих условиях не работает, поэтому сбор нефти и газа, выходящих из модели пласта, осуществлялся в поршневую емкость под поршнем (рис. 3). Техническая вода из надпоршневого пространства через блок противодавления скапывала на весы, таким образом контролировалась общая прокачка через модель. Учет вытесненной нефти производился разово в конце опыта при разгазировании содержимого поршневой емкости в мерный сосуд. Вытеснение нефти продолжалось до стабилизации перепада давления, но не менее 5 поровых объемов модели.

Результаты исследований

На рис. 4 приведена динамика перепада давления при вытеснении нефти.

В подписи линий на рисунке указана начальная проницаемость моделей пласта по нефти при остаточной водонасыщенности. Видно закономерное однотипное изменение перепада давления – сначала рост, затем падение и стабилизация в процессе прокачки газа – различающееся абсолютными значениями: чем выше начальная проницаемость, тем ниже перепад давления.

При стабилизации перепада давления определялась проницаемость модели пласта по газу в конце вытеснения. Было установлено, что проницаемость для газа в конце прокачки приблизилась к начальной проницаемости по нефти (табл. 2), причем чем ниже начальная проницаемость, тем ближе к ней конечная проницаемость по газу.

После завершения фильтрационных испытаний керны вынимались из установки, взвешивались для контроля коэффициента вытеснения, фотографировались.

Значения коэффициента вытеснения нефти газом отражены в табл. 2. Близкие значения проницаемостей по газу в конце вытеснения и по нефти в начале эксперимента согласуются с определенными объемным и весовым методами значениями коэффициента вытеснения, близкими единице. Дополнительным подтверждением высокой степени вытеснения нефти служит то, что образцы керна опыта визуально были достаточны чистыми (рис. 5), как после промывки растворителем. Явные следы нефти видны только на выходном торце последнего по направлению вытеснения образца. Вероятно, это обусловлено высокой степенью смесимости модели газа и нефти [40–42] и практически полным отмывом последней из порового пространства породы-коллектора.

Исследование совместной стационарной фильтрации нефти и CO_2

После проведения экспериментов по вытеснению нефти газом исследовалась совместная стационарная фильтрация нефти и модели газа через модели пласта. Для этого керны подготавливались описанным ранее способом, помещались в фильтрационную установку, где моделировались термобарические пластовые условия.

Испытания производились на 5 режимах с различными соотношениями долей нефти и газа в фильтрационном потоке в последовательности, при которой доля газа в потоке увеличивалась от режима к режиму до достижения в модели остаточной нефтенасыщенности. Суммарная объемная скорость фильтрации двух фаз

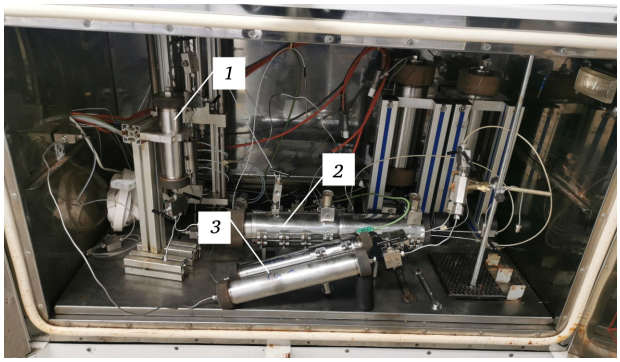


Рис. 3. Кернодержатель и поршневые емкости в термошкафу УНУ: *1* – поршневая емкость для сбора выходящего из модели пласта флюида; *2* – кернодержатель; *3* – поршневые емкости с нефтью и моделью газа

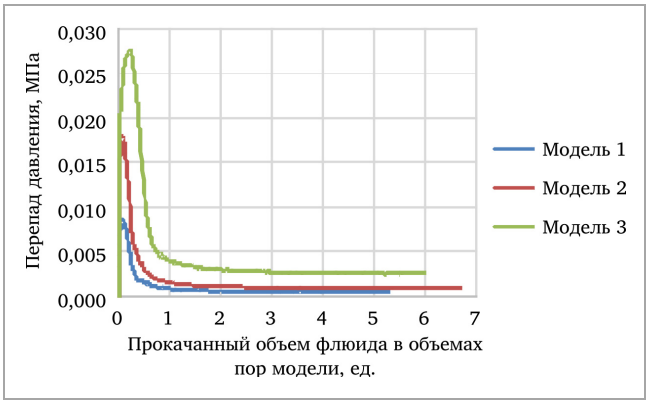


Рис. 4. Динамика перепада давления при вытеснении нефти газом

Таблица 2

Результаты фильтрационных испытаний по определению коэффициента вытеснения нефти смесью CO_2 и метана

Керновая модель	Проницаемость по нефти $K_н$; по CO_2 в конце вытеснения $K_г$, 10^{-3} · мкм^2; ($K_г$/ $K_н$, доли ед.)	Коэффициент вытеснения нефти при закачке газового агента	Максимальное значение давления закачки, МПа	Минимальное значение давления закачки, МПа
1	62,64; 52,87; (0,844)	0,964	0,00856	0,000538
2	33,59; 31,74; (0,945)	0,972	0,01787	0,000856
3	12,17; 11,60; (0,953)	0,970	0,02765	0,00258

поддерживалась постоянной 0,1 см^3/мин. Каждый режим продолжался до стабилизации перепада давления, при этом фиксировались значения суммарного расхода обеих фаз, величина установившегося перепада давления. По окончании режима (при стабилизации перепада давления) модель пласта герметизировалась. Флюид из емкости сбрасывался в мерный цилиндр, при этом растворенный в нефти и свободный CO_2 при атмосферном давлении испарялся. Определялся объем вытесненной нефти, рассчитывалась текущая нефтенасыщенность модели по методу материального баланса с учетом объема закаченной на режиме нефти и изменения ее объема в подводящих и отводящих линиях высокого давления.



а



б

Рис. 5. Образцы керна после опыта по вытеснению нефти газом: *а* – модель 1; *б* – модель 2

Рассчитывались значения фазовых проницаемостей для нефти $K_н$ и газа $K_г$ по следующим зависимостям:

$$K_н = \frac{Q_н \cdot \mu_н \cdot l}{\Delta P \cdot F}, \qquad K_г = \frac{Q_г \cdot \mu_г \cdot l}{\Delta P \cdot F}. \tag{4}$$

Значения относительных фазовых проницаемостей модели пласта для нефти и газа рассчитывались по формулам:

$$\bar{K}_н = \frac{K_н}{K}, \qquad \bar{K}_г = \frac{K_н}{K}. \tag{5}$$

За «базовое» (K) принималось значение проницаемости модели пласта по нефти при остаточной водонасыщенности, определенное на первом режиме. Результаты фильтрационных испытаний приведены в табл. 3.

После завершения опытов образцы керна извлекались из установки, взвешивались и фотографировались. По данным взвешивания дополнительно контролировалась остаточная нефтенасыщенность кернов.

Анализируя полученные результаты, можно заметить явное несоответствие: относительные проницаемости для нефти на 3-м, а для модели 3 и на 2-м режимах больше 1 (рис. 6). Единственным логичным объяснением этому может быть то, что при соотношении фаз в потоке 50:50, поток представляется однофазной однородной жидкостью с вязкостью меньшей, чем у нефти, но большей, чем у газа.

На 4-м режиме давление значительно выше, чем на 3-м. Стоит отметить, что на этом режиме стабилизации давления не наблюдалось, перепад возрастал. Вызвано это было, вероятно, кольматацией пустотного пространства тяжелыми компонентами нефти, выпадающими в осадок.

Таблица 3

Результаты фильтрационных испытаний по совместной стационарной фильтрации нефти и смеси CO_2 и метана

Номер режима	Доля нефти в потоке, доли ед.	Доля газа в потоке, доли ед.	Перепад давления, атм	Фазовая проницаемость по нефти, 10^{-3} мкм^2	Фазовая проницаемость по газу, 10^{-3} мкм^2	Нефтенасыщенность (Sн), доли ед.	ОФП по нефти ($\bar{K}$н), доли ед.	ОФП по газу ($\bar{K}$г), доли ед.
Модель 1								
1	1	0	0,126	64,250	0,000	0,943	1,000	0,000
2	0,75	0,25	0,244	24,884	0,307	0,668	0,387	0,005
3	0,50	0,50	0,029	139,578	5,158	0,493	2,172	0,080
4	0,25	0,75	0,258	7,844	0,870	0,402	0,122	0,014
5	0	1	0,021	0,000	14,315	0,348	0,000	0,223
Модель 2								
1	1	0	0,236	34,303	0,000	0,920	1,000	0,000
2	0,75	0,25	0,462	13,142	0,162	0,657	0,383	0,005
3	0,50	0,50	0,050	34,988	2,974	0,489	1,020	0,087
4	0,25	0,75	0,346	5,849	0,649	0,391	0,171	0,019
5	0	1	0,035	0,000	8,548	0,334	0,000	0,249
Модель 3								
1	1	0	0,675	11,993	0,000	0,834	1,000	0,000
2	0,75	0,25	0,467	13,001	0,160	0,624	1,084	0,013
3	0,50	0,50	0,114	35,507	1,312	0,469	2,961	0,109
4	0,25	0,75	0,435	4,653	0,516	0,387	0,388	0,043
5	0	1	0,080	0,000	3,759	0,339	0,000	0,313

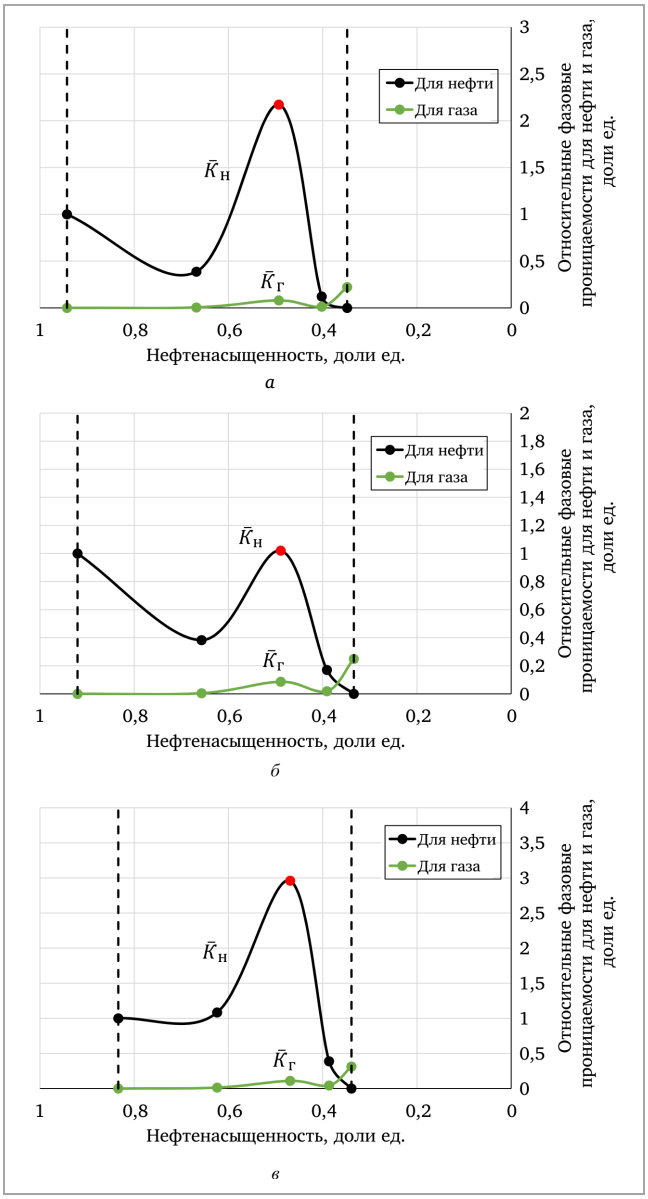


Рис. 6. Изменение относительных фазовых проницаемостей для нефти и газа от нефтенасыщенности: *а* – модели 1; *б* – модели 2; *в* – модели 3



Рис. 7. Изображение бумажных фильтров на входе в керновую модель: слева – после $K_{вт}$; справа – после ОФП; верхние – модель 2; нижние – модель 3

При извлечении керна смолистый осадок черного цвета был обнаружен на входном торце модели пласта, в трубках высокого давления. На фотографии бумажных фильтров (рис. 7), которые устанавливались у входного торца первого образца по направлению фильтрации, отчетливо виден данный осадок. На фильтрах слева после определения коэффициента вытеснения нефти такого осадка нет.

При высоких концентрациях CO_2 может растворять в себе легкие компоненты нефти, при этом тяжелые компоненты могут осаждаться [43–45], что, вероятно, и происходило в данном случае. При избытке газа в потоке в подводящих трубках на входе в кернодержатель появлялись смолистоподобные образования, которые частично задерживались фильтровальной бумагой на входе в модель пласта и накапливались в поровом пространстве образцов. Наличия этих образований на выходном торце не отмечалось.

В опытах по определению $K_{вт}$ осаждения тяжелых фракций не происходило по причине того, что на фронте вытеснения один объем нефти контактирует с таким же объемом газа вдоль поверхности флюидного контакта, т.е. соотношение в данном случае 1:1 или 50:50. А при таком соотношении предположительно установлено, что поток однофазный однородный, т.е. происходит смесимое вытеснение нефти газом.

Заключение

При вытеснении нефти смесью газов (CO_2 + метан) происходит смесимое вытеснение, при этом достигаются высокие значения коэффициента вытеснения 0,964–0,972. Потенциально это может существенно повысить долю извлекаемых запасов на новых, только вступающих в промышленную разработку объектах при организации на них закачки CO_2. Однако справедливо отметить, что результаты получены в «идеальных» лабораторных условиях на линейной модели пласта. Результаты испытаний на площадной модели и (или) многослойной модели пласта могут оказаться хуже ввиду меньшего охвата модели вытеснением. Это требует дальнейшего исследования.

При соотношении нефти и газа 50:50 при термобарических условиях пласта, вероятно, происходит полная смесимость компонентов, поток становится однофазным однородным. Этот эффект при указанном соотношении фаз может иметь частный характер для конкретной использованной в работе нефти, соотношение на фронте вытеснения будет таким всегда.

При концентрациях газа около 75 % из нефти осаждаются тяжелые компоненты, которые могут кольматировать пустотное пространство породы-коллектора и тем самым затруднять фильтрацию. Образование осадка может иметь частных характер для данной нефти и требует проверки в каждом конкретном случае. Тем не менее этот риск следует учитывать при планировании закачки CO_2 в нефтесодержащие пласты. Целесообразно отметить, что образование кольматантов отмечалось в случае стационарной фильтрации двухфазного потока газа и нефти с преобладанием газовой фазы. При классическом вытеснении нефти газом затухание фильтрации не отмечено.

По результатам испытаний закачка CO_2 в смеси с метаном показала хорошие результаты, однако применение технологии в чистом виде может потребовать значительных объемов газа. При отсутствии этих объемов может рассматриваться закачка CO_2 с водой совместно или поочередно. Это может стать дальнейшим развитием данной темы. Отдельного внимания также требуют вопросы, касающиеся коррозии оборудования в присутствии CO_2 и взаимодействия CO_2 с породой пласта.

Библиографический список

1. Mitrofanova, I.V. Decarbonization of the economy – the general trend of development of Russia and its regions in the 21st century / I.V. Mitrofanova // Regional economy. South Of Russia. – 2021. – Vol. 9, no. 4. – P. 4–13. DOI: 10.15688/re.volsu.2021.4.1. – EDN MFGOEW.
2. Павлова, П.Л. Анализ зарубежной техники и технологии закачки диоксида углерода в нефтегазоностный пласт. Обзорная статья / П.Л. Павлова, Е.И. Михиенкова // Нефтегазовое дело. – 2021, – Т. 5. – С. 63–65.
3. Blam, I. Yu. Different Modes of Provisioning Decarbonization of the Oil and Gas Industry in Modern Societies / I. Yu. Blam, S. Yu. Kovalev // Journal of Siberian Federal University. Humanities and Social Sciences. – 2024. – Vol. 17, no. 3. – P. 457–464. EDN CWDBNW.
4. Попадько, Н.В. Роль наилучших доступных технологий в декарбонизации российской экономики (на примере нефтегазодобывающего комплекса) / Н.В. Попадько, Ю.В. Ухина // Экономика строительства. – 2024. – № 12. – С. 227–230. – EDN OMBONY.
5. Yoosook, H. CO_2 Utilization for Enhance Oil Recovery with Huff-N-Puff Process in Depleting Heterogeneous Reservoir / H. Yoosook, K. Maneeintr, T. Boonpramote // Energy Procedia. – 2017. – Vol. 141. – P. 184–188. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.11.035
6. Влияние секвестрации углерода в горных породах на изменение фильтрационных и механических характеристик пласта при доизвлечении запасов нефти / А.А. Щербаков, М.С. Турбаков, Хунвэн Цзин, Лиюань Юй, С.Г. Ашихмин, Ю.С. Щербакова // Недропользование. – 2025. – Т.25, № 1. – С. 52–58. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.1.7
7. A Literature Review of CO_2, Natural Gas, and Water-Based Fluids for Enhanced Oil Recovery in Unconventional Reservoirs / L.C. Burrows, F. Haeri, P. Cvetic, S. Sanguinito, F. Shi, D. Tapriyal, A. Goodman, R.M. Enick // Energy and Fuels. – 2020. – Vol. 34 (5). – P. 5331–5380. DOI: 10.1021/ACS.ENERGYFUELS.9B03658
8. Braithwaite, C. A Review of IOR/EOR Opportunities for the Brent Field: Depressurization, the Way Forward / C. Braithwaite // Materials of SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. – Tulsa, Oklahoma, USA. – 1994. – SPE-27766-MS. DOI: 10.2118/27766-MS
9. Design and Implementation of the First CO_2-EOR Pilot in Abu Dhabi, UAE. Materials of SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia / S. Al Hajeri, S. Negahban, G. Al-Yafei, A. Al Basry // Muscat, Oman. – 2010. – SPE-129609-MS. DOI: 10.2118/129609-ms
10. Chen, B. CO_2 water-alternating-gas injection for enhanced oil recovery: Optimal well controls and half-cycle lengths / B. Chen, A.C. Reynolds // Computers and Chemical Engineering. – 2018. – Vol. 113. – P. 44–56. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2018.03.006
11. Jia, B. A Review of the Current Progress of CO_2 Injection EOR and Carbon Storage in Shale Oil Reservoirs / B. Jia, J. Tsau, R. Barati // Fuel. – 2019. – Vol. 236. – P. 404–427. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.08.103.
12. Advancing CO_2 enhanced oil recovery and storage in unconventional oil play–Experimental studies on Bakken shales / L. Jin, S. Hawthorne, J. Sorensen, L. Pekot, B. Kurz, S. Smith, L. Heebink, V. Herdegen, N. Bosshart, J. Torres, C. Dalkhaa, K. Peterson, C. Gorecki, E. Steadman, J. Harju // Applied Energy. – 2017. – Vol. 208. – P. 171–183. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.10.054
13. Evaluation of carbon dioxide storage and miscible gas EOR in shale oil reservoirs / H.R. Lashgari, A. Sun, T. Zhang, G.A. Pope, L.W. Lake // Fuel. – 2019. – Vol. 241. – P. 1223–1235. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.11.076
14. Numerical estimations of storage efficiency for the prospective CO_2 storage resource of shales / E.M. Myshakin, H. Singh, S. Sanguinito, G. Bromhal, A.L. Goodman // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2018. – Vol. 76. – P. 24–31. DOI: 10.1016/j.ijggc.2018.06.010
15. Анурьев, Д.А. История применения технологии закачки углекислого газа в нефтеносные пласты с целью повышения коэффициента извлечения нефти / Д.А. Анурьев, И.И. Жданов // Сборник тезисов XI Международной научно-практической конференции, Ижевск, 16 апреля 2021 года. – Ижевск: Издательский дом «Удмуртский университет», 2021. – С. 154–158. EDN VWTSTG.
16. Опытно-промышленные работы по использованию углекислого газа для интенсификации добычи высоковязкой нефти / В.И. Дарищев, С.А. Харланов, Ю.И. Бабинец [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 2 (255). – С. 29–34. EDN FUPKME.
17. Storing CO_2 underneath the Siberian Permafrost: A win-win solution for long-term trapping of CO_2 and heavy oil upgrading / Y.M. Le Nindre, D. Allier, A. Duchkov, L.K. Altunina, S. Shvartsev, M. Zhelezniak, J. Klerkx // Energy Procedia. – 2011. – Vol. 4. – P. 5414–5421. DOI: 10.1016/J.EGYPRO.2011.02.526
18. Афонин, Д.Г. Факторный анализ расчетной эффективности обработок добывающих скважин углекислым газом по технологии Huff and Puff / Д.Г. Афонин, А.А. Ручкин, Р.М. Галикеев // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 8. – С. 84–88. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-8-84-88. – EDN QXVAHI.
19. Алиев, М.М. Современные методы и способы закачки CO2 в нефтегазовые пласты / М.М. Алиев, А.Р. Ахмаров // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии: сборник материалов VII Международной научно-практической конференции молодых ученых, Альметьевск, 20 декабря 2023 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2023. – С. 52–57. EDN PZWKCL.
20. Хакимов, А.Г. Использование технологии закачки пены CO2 для увеличения нефтеотдачи пластов / А.Г. Хакимов, А.М. Царев, Н.А. Еремин // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 1. – С. 52–55. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-1-52-55. EDN UZEFKG.
21. Применение CO_2 в условиях высоковязкой и сверхвязкой нефти / А.Ю. Спектор, А.М. Семкин, К.Ю. Мироненко, В.А. Дедечко // Нефть. Газ. Новации. – 2023. – № 1 (266). – С. 57–60. EDN PBAWED.
22. Щербаков, А.А. Оценка эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти (на примере месторождений Соликамской депрессии) / А.А. Щербаков, Г.П. Хижняк, В.И. Галкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 2. – С. 70–73. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-2-70-73. EDN POYKAL.
23. Ahmadi, M.A. Numerical modeling of CO_2 injection scenarios in petroleum reservoirs: Application to CO_2 sequestration and EOR / M.A. Ahmadi, B. Pouladi, T. Barghi // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – Vol. 30. – P. 38–49. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.01.038
24. Cyclic confining pressure and rock permeability: Mechanical compaction or fines migration / E.V. Kozhevnikov, M.S. Turbakov, E.P. Riabokon, E.A. Gladkikh, V.V. Poplygin // Heliyon. – 2023. – Vol. 9, no. 11. – P. e21600. DOI: 10.1016/j.heliyon.2023.e21600
25. Apparent Permeability Evolution Due to Colloid Migration Under Cyclic Confining Pressure: On the Example of Porous Limestone / E.V. Kozhevnikov, M.S. Turbakov, E.P. Riabokon, E.A. Gladkikh // Transport in Porous Media. – 2024. – Vol. 151, no. 2. – P. 263–286. DOI: 10.1007/s11242-023-01979-5
26. Influence of Frequency of Wave Action on Oil Production / V.V. Poplygin, C. Qi, M.A. Guzev, E.P. Riabokon, M.S. Turbakov, E.V. Kozhevnikov // International Journal of Engineering. – 2022. – Vol. 35, no. 11. – P. 2072–2076. DOI: 10.5829/IJE.2022.35.11B.02
27. Assessment of the Elastic-Wave Well Treatment in Oil-Bearing Clastic and Carbonate Reservoirs / V. Poplygin, C. Qi, M. Guzev, E. Kozhevnikov, A. Kunitskikh, E. Riabokon, M. Turbakov // Fluid Dynamics & Materials Processing. – 2023. – Vol. 19, no. 6. – P. 1495–1505. DOI: 10.32604/fdmp.2023.022335
28. Effects of ultrasonic oscillations on permeability of rocks during the paraffinic oil flow / E. Riabokon, E. Gladkikh, M. Turbakov, E. Kozhevnikov, M. Guzev, N. Popov, P. Kamenev // Geotechnique Letters. – 2023. – Vol. 13, no. 3. – P. 151–157. DOI: 10.1680/jgele.22.00137
29. The Rehbinder Effect in Testing Saturated Carbonate Geomaterials / E. Riabokon, M. Turbakov, E. Kozhevnikov, V. Poplygin, H. Jing // Materials. – 2023. – Vol. 16, no. 8. – P. 3024. DOI: 10.3390/ma16083024
30. Colloidal-induced permeability degradation assessment of porous media / E.V. Kozhevnikov, M.S. Turbakov, E.A. Gladkikh, E.P. Riabokon, V.V. Poplygin, M.A. Guzev, C. Qi, H. Jing // Géotechnique Letters. – 2022. – Vol. 12, no. 3. – P. 217–224. DOI: 10.1680/jgele.22.00017
31. Colloid Migration As A Reason For Porous Sandstone Permeability Degradation During Coreflooding / E.V. Kozhevnikov, M.S. Turbakov, E.A. Gladkikh, E.P. Riabokon, V.V. Poplygin, M.A. Guzev, C. Qi, A.A. Kunitskikh // Energies. – 2022. – Vol. 15, no. 8. – P. 2845. DOI: 10.3390/en15082845
32. Beeson, D. Laboratory Investigation of the Water-Driven Carbon Dioxide Process for Oil Recovery / D. Beeson, G. Ortloff // Journal of Petroleum Technology. – 1959. – Vol. 11, iss. 4. – P. 63–66. DOI: 10.2118/1100-g.l
33. Bon, J. An Investigation of Minimum Miscibility Pressure for CO_2-Rich Injection Gases with Pentanes-Plus Fraction / J. Bon, H.K. Sarma, A.M. Theophilos // Materials of SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific. – Kuala Lumpur, Malaysia, 2005. – SPE-97536-MS. DOI: 10.2118/97536-ms.
34. Investigation of CO_2/N_2 Injection in Tight Oil Reservoirs with Confinement Effect / S. Wu, Z. Li, Z. Wang, H.K. Sarma, C. Zhang, M. Wu // Energy Science and Engineering. – 2020. – Vol. 8, iss. 4. – P. 1194–1208. DOI: 10.1002/ese3.578.
35. Физическое моделирование процессов молекулярной диффузии при закачке диоксида углерода в продуктивные пласты / С.А. Хан, В.М. Троицкий, С.Г. Рассохин [и др.] // Газовая промышленность. – 2013. – № S (696). – С. 68–72. EDN RIISBH.
36. Исследование возможности частичного замещения буферного газа на диоксид углерода на подземных хранилищах газа / А.С. Гарайшин, И.Г. Бебешко, А.В. Григорьев [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2015. – № 3 (23). – С. 79–83. EDN WJGQDN.
37. Laboratory Investigation of Enhanced Light-Oil Recovery by CO_2/Flue Gas Huff-n-Puff Process / Y. Zhang, S. Sayegh, S. Huang, M. Dong // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2006. – Vol. 45, iss. 2. – PETSOC-06-02-01. DOI: 10.2118/06-02-01.
38. Mirzaei-Paiaman, A. Techno-economic-environmental study of CO_2 and aqueous formate solution injection for geologic carbon storage and enhanced oil recovery / A. Mirzaei-Paiaman, O.A. Carrasco-Jaim, R. Okuno // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2024. – Vol. 138. – 104257. DOI: 10.1016/J.IJGGC.2024.104257
39. Techno-economic evaluation of CO_2-EOR and carbon storage in a shallow incised fluvial reservoir using captured-CO_2 from an ethanol plant / P. Longe, S. Molomjav, J.S. Tsau, S. Musgrove, J. Villalobos, J. D'Erasmo, M.M. Alhajeri, R. Barati // Geoenergy Science and Engineering. – 2025. – Vol. 246. – 213559. DOI: 10.1016/J.GEOEN.2024.213559
40. Determination of minimum miscibility and near-miscibility pressures for CO_2-oil mixtures in shale reservoirs / Y. Song, Z. Song, Y. Mo, Q. Zhou, Y. Jing, F. Chen, S. Tian, Z. Chen // Fuel. – 2025. – Vol. 388. DOI: 10.1016/j.fuel.2025.134531
41. Pore-scale insights into CO_2-EOR performance in depleted oil reservoirs by miscibility – compared with WAG injection / Y. Wang, Z. Fan, C. Yang, H. Weng, K. He, D. Wang // Geoenergy Science and Engineering. – 2025. – Vol. 250. – 213839. DOI: 10.1016/J.GEOEN.2025.213839
42. Enhanced oil recovery through CO_2 injection: The role of pentane in improving miscibility of CO_2 and oil / M. Zhao, Y. Xie, X. Meng, L. Li, C. Dai, Z. Zhang, Z. Ma, Y. Wang, Z. Xu, X. Song // Fuel. – 2025. – Vol. 392. – 134935. DOI: 10.1016/J.FUEL.2025.134935
43. Волошин, А.И. Технологические осложнения (повреждение пласта) при закачке CO2 для повышения нефтеотдачи. Часть 2. Взаимодействие CO_2 с пластовой нефтью: изменение смачиваемости, осаждение и отложение асфальтенов в пласте / А.И. Волошин, М.Г. Волков, В.А. Докичев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 4 (150). – С. 74–95. DOI: 10.17122/ntj-oil-2024-4-74-95. EDN LBMNQZ.
44. Formation Damage Through Asphaltene Precipitation Resulting from CO_2 Gas Injection in Iranian Carbonate Reservoirs / A. Kalantari-Dahaghi, V. Gholami, J. Moghadasi, R. Abdi // SPE Production & Operations. – 2008. – Vol. 23, no. 2. – P. 210–214. DOI: 10.2118/99631-PA
45. Formation Damage Due to Asphaltene Precipitation During CO_2 Flooding Processes with NMR Technique / K. Qian, S. Yang, H.-E. Dou, J. Pang, Y. Huang // Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies Nouvelles. – 2019. – Vol. 74. – 11 p. DOI: 10.2516/ogst/2018084

References

1. Mitrofanova, I.V. Decarbonization of the economy - the general trend of development of Russia and its regions in the 21st century. *Regional economy. South of Russia*, 2021, vol. 9, no. 4, pp. 4-13. DOI: 10.15688/re.volsu.2021.4.1. EDN MFGOEW.
2. Pavlova P.L., Mikhienkova E.I. [Analiz zarubezhnoi tekhniki i tekhnologii zakachki dioksida ugleroda v neftegazonostnyi plast. Obzornaia stat'ia [Analysis of foreign equipment and technology of carbon dioxide injection into the oil and gas reservoir. Review article]. *Neftegazovoe delo*, 2021, vol. 5, pp. 63-65. DOI: 10.17122/ogbus-2021-5-58-97
3. Blam I.Yu., Kovalev S.Yu. Different Modes of Provisioning Decarbonization of the Oil and Gas Industry in Modern Societies. *Journal of Siberian Federal University. Humanities and Social Sciences*, 2024, vol. 17, no. 3, pp. 457-464. EDN CWDBNW.
4. Popad'ko N.V., Ukhina Iu.V. Rol' nailuchshikh dostupnykh tekhnologii v dekarbonizatsii rossiiskoi ekonomiki (na primere neftegazodobyvaiushchego kompleksa) [The role of the Best Available Techniques in the decarbonization of the Russian economy]. *Ekonomika stroitel'stva*, 2024, no. 12, pp. 227-230. EDN OMBONY. DOI: 10.24412/0131-7768-2024-12-227-230
5. Yoosook H., Maneeintr K., Boonpramote T. CO_2 Utilization for Enhance Oil Recovery with Huff-N-Puff Process in Depleting Heterogeneous Reservoir. *Energy Procedia*, 2017, vol. 141, pp. 184-188. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.11.035
6. Shcherbakov A.A., Turbakov M.S., Tszin Khunven, Iui Liiuan', Ashikhmin S.G., Shcherbakova Iu.S. Vliianie sekvestratsii ugleroda v gornykh porodakh na izmenenie fil'tratsionnykh i mekhanicheskikh kharakteristik plasta pri doizvlechenii zapasov nefti [The influence of carbon sequestration in rocks on the change in filtration and mechanical characteristics of the reservoir during additional oil reserve recovery]. *Nedropol'zovanie*, 2025, vol. 25, no. 1, pp. 52-58. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.1.7
7. Burrows L.C., Haeri F., Cvetic P., Sanguinito S., Shi F., Tapriyal D., Goodman A., Enick R.M. A Literature Review of CO_2, Natural Gas, and Water-Based Fluids for Enhanced Oil Recovery in Unconventional Reservoirs. *Energy and Fuels*, 2020, vol. 34 (5), pp. 5331-5380. DOI: 10.1021/ACS.ENERGYFUELS.9B03658
8. Braithwaite C. A Review of IOR/EOR Opportunities for the Brent Field: Depressurization, the Way Forward. *Materials of SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, USA, 1994, SPE-27766-MS. DOI: 10.2118/27766-MS
9. Al Hajeri S., Negahban S., Al-Yafei G., Al Basry A. Design and Implementation of the First CO_2-EOR Pilot in Abu Dhabi, UAE. *Materials of SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Muscat, Oman, 2010, SPE-129609-MS. DOI: 10.2118/129609-ms
10. Chen B., Reynolds A.C. CO_2 water-alternating-gas injection for enhanced oil recovery: Optimal well controls and half-cycle lengths. *Computers and Chemical Engineering*, 2018, vol. 113, pp. 44-56. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2018.03.006
11. Jia B. A Review of the Current Progress of CO_2 Injection EOR and Carbon Storage in Shale Oil Reservoirs / B. Jia, J. Tsau, R. Barati // Fuel. – 2019. – Vol. 236. – P. 404–427. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.08.103.
12. Jin L., Hawthorne S., Sorensen J., Pekot L., Kurz B., Smith S., Heebink L., Herdegen V., Bosshart N., Torres J., Dalkhaa C., Peterson K., Gorecki C., Steadman E., Harju J. Advancing CO_2 enhanced oil recovery and storage in unconventional oil play-Experimental studies on Bakken shales. *Applied Energy*, 2017, vol. 208, pp. 171-183. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.10.054
13. Lashgari H.R., Sun A., Zhang T., Pope G.A., Lake L.W. Evaluation of carbon dioxide storage and miscible gas EOR in shale oil reservoirs. *Fuel*, 2019, vol. 241, pp. 1223-1235. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.11.076
14. Myshakin E.M., Singh H., Sanguinito S., Bromhal G., Goodman A.L. Numerical estimations of storage efficiency for the prospective CO_2 storage resource of shales. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, vol. 76, pp. 24-31. DOI: 10.1016/j.ijggc.2018.06.010
15. Anur'ev D.A., Zhdanov I.I. Istoriia primeneniia tekhnologii zakachki uglekislogo gaza v neftenosnye plasty s tsel'iu povysheniia koeffitsienta izvlecheniia nefti [History of the application of carbon dioxide injection technology into oil-bearing formations to increase oil recovery]. *Sbornik tezisov XI Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, Izhevsk, 16 April 2021*. Izhevsk: Izdatel'skii dom "Udmurtskii universitet", 2021, pp. 154-158. EDN VWTSTG.
16. Darishchev V.I., Kharlanov S.A., Babinets Iu.I. et al. Opytno-promyshlennye raboty po ispol'zovaniiu uglekislogo gaza dlia intensifikatsii dobychi vysokoviazkoi nefti [Pilot-test operations and the use of carbon dioxide to stimulate high-viscous oil production]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2022, no. 2 (255), pp. 29-34. EDN FUPKME.
17. Le Nindre Y.M., Allier D., Duchkov A., Altunina L.K., Shvartsev S., Zhelezniak M., Klerkx J. Storing CO_2 underneath the Siberian Permafrost: A win-win solution for long-term trapping of CO_2 and heavy oil upgrading. *Energy Procedia*, 2011, vol. 4, pp. 5414-5421. DOI: 10.1016/J.EGYPRO.2011.02.526
18. Afonin D.G., Ruchkin A.A., Galikeev R.M. Faktornyi analiz raschetnoi effektivnosti obrabotok dobyvaiushchikh skvazhin uglekislym gazom po tekhnologii Huff and Puff [Factor analysis of estimated efficiency of producing wells treatments with carbon dioxide using Huff and Puff technology]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2024, no. 8, pp. 84-88. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-8-84-88. EDN QXVAHI.
19. Aliev M.M., Akhmarov A.R. Sovremennye metody i sposoby zakachki CO_2 v neftegazovye plasty [Modern methods and techniques for injecting CO_2 into oil and gas reservoirs]. *Energiia molodezhi dlia neftegazovoi industrii: sbornik materialov VII Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii molodykh uchenykh, Al'met'evsk, 20 December 2023*. Al'met'evsk: Al'met'evskii gosudarstvennyi neftianoi institut, 2023, pp. 52-57. EDN PZWKCL.
20. Khakimov A.G., Tsarev A.M., Eremin N.A. Ispol'zovanie tekhnologii zakachki peny SO2 dlia uvelicheniia nefteotdachi plastov [Using CO2 foam injection technology to increase oil recovery]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2025, no. 1, pp. 52-55. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-1-52-55. EDN UZEFKG.
21. Spektor A.Iu., Semkin A.M., Mironenko K.Iu., Dedechko V.A. Primenenie CO2 v usloviiakh vysokoviazkoi i sverkhviazkoi nefti [Application of CO_2 in high-viscous and ultra-viscous oil conditions]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2023, no. 1 (266), pp. 57-60. EDN PBAWED.
22. Shcherbakov A.A., Khizhniak G.P., Galkin V.I. Otsenka effektivnosti meroprriiatii po intensifikatsii dobychi nefti (na primere mestorozhdenii Solikamskoi depressii) [Effectiveness evaluation of oil production stimulation measures (on the example of the Solikamsk depression fields)]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2019, no. 2, pp. 70-73. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-2-70-73. EDN POYKAL.
23. Ahmadi M.A., Pouladi B., Barghi T. Numerical modeling of CO_2 injection scenarios in petroleum reservoirs: Application to CO_2 sequestration and EOR. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol. 30, pp. 38-49. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.01.038
24. Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Riabokon E.P., Gladkikh E.A., Poplygin V.V. Cyclic confining pressure and rock permeability: Mechanical compaction or fines migration. Heliyon, 2023, vol. 9, no. 11, e21600 p. DOI: 10.1016/j.heliyon.2023.e21600
25. Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Riabokon E.P., E.A. Gladkikh Apparent Permeability Evolution Due to Colloid Migration Under Cyclic Confining Pressure: On the Example of Porous Limestone. *Transport in Porous Media*, 2024, vol. 151, no. 2, pp. 263-286. DOI: 10.1007/s11242-023-01979-5
26. Poplygin V.V., Qi C., Guzev M.A., Riabokon E.P., Turbakov M.S., Kozhevnikov E.V. Influence of Frequency of Wave Action on Oil Production. *International Journal of Engineering*, 2022, vol. 35, no. 11, pp. 2072-2076. DOI: 10.5829/IJE.2022.35.11B.02
27. Poplygin V., Qi C., Guzev M., Kozhevnikov E., Kunitskikh A., Riabokon E., Turbakov M. Assessment of the Elastic-Wave Well Treatment in Oil-Bearing Clastic and Carbonate Reservoirs. *Fluid Dynamics & Materials Processing*, 2023, vol. 19, no. 6, pp. 1495-1505. DOI: 10.32604/fdmp.2023.022335
28. Riabokon E., Gladkikh E., Turbakov M., Kozhevnikov E., Guzev M., Popov N., Kamenev P. Effects of ultrasonic oscillations on permeability of rocks during the paraffinic oil flow. *Geotechnique Letters*, 2023, vol. 13, no. 3, pp. 151-157. DOI: 10.1680/jgele.22.00137
29. Riabokon E., Turbakov M., Kozhevnikov E., Poplygin V., Jing H. The Rehbinder Effect in Testing Saturated Carbonate Geomaterials. *Materials*, 2023, vol. 16, no. 8, 3024 p. DOI: 10.3390/ma16083024
30. Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Gladkikh E.A., Riabokon E.P., Poplygin V.V., Guzev M.A., Qi C., Jing H. Colloidal-induced permeability degradation assessment of porous media. *Géotechnique Letters*, 2022, vol. 12, no. 3, pp. 217-224. DOI: 10.1680/jgele.22.00017
31. Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Gladkikh E.A., Riabokon E.P., Poplygin V.V., Guzev M.A., Qi C., Kunitskikh A.A. Colloid Migration As A Reason For Porous Sandstone Permeability Degradation During Coreflooding. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 8, 2845 p. DOI: 10.3390/en15082845
32. Beeson D., Ortloff G. Laboratory Investigation of the Water-Driven Carbon Dioxide Process for Oil Recovery. *Journal of Petroleum Technology*, 1959, vol. 11, iss. 4, pp. 63-66. DOI: 10.2118/1100-g.l
33. Bon J., Sarma H.K., Theophilos A.M. An Investigation of Minimum Miscibility Pressure for CO_2-Rich Injection Gases with Pentanes-Plus Fraction. *Materials of SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific*. Kuala Lumpur, Malaysia, 2005. SPE-97536-MS. DOI: 10.2118/97536-ms.
34. Wu S., Li Z., Wang Z., Sarma H.K., Zhang C., Wu M. Investigation of CO_2/N_2 Injection in Tight Oil Reservoirs with Confinement Effect. *Energy Science and Engineering*, 2020, vol. 8, iss. 4, pp. 1194-1208. DOI: 10.1002/ese3.578.
35. Khan S.A., Troitskii V.M., Rassokhin S.G. et al. Fizicheskoe modelirovanie protsessov molekuliarnoi diffuzii pri zakachke dioksida ugleroda v produktivnye plasty [Physical modeling of molecular diffusion processes during injection of carbon dioxide into productive formations]. *Gazovaia promyshlennost'*, 2013, no. S (696), pp. 68-72. EDN RIISBH.
36. Garaishin A.S., Bebeshko I.G., Grigor'ev A.V. et al. Issledovanie vozmozhnosti chastichnogo zameshcheniia bufernogo gaza na dioksid ugleroda na podzemnykh khranilishchakh gaza [Study of the possibility of partial replacement of buffer gas with carbon dioxide in underground gas storage facilities]. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik Vesti gazovoi nauki*, 2015, no. 3 (23), pp. 79-83. EDN WJGQDN.
37. Zhang Y., Sayegh S., Huang S., Dong M. Laboratory Investigation of Enhanced Light-Oil Recovery by CO_2/Flue Gas Huff-n-Puff Process. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2006, vol. 45, iss. 2, PETSOC-06-02-01. DOI: 10.2118/06-02-01
38. Mirzaei-Paiaman A., Carrasco-Jaim O.A., Okuno R. Techno-economic-environmental study of CO_2 and aqueous formate solution injection for geologic carbon storage and enhanced oil recovery. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2024, vol. 138, 104257. DOI: 10.1016/J.IJGGC.2024.104257
39. Longe P., Molomjav S., Tsau J.S., Musgrove S., Villalobos J., D'Erasmo J., Alhajeri M.M., Barati R. Techno-economic evaluation of CO_2-EOR and carbon storage in a shallow incised fluvial reservoir using captured-CO_2 from an ethanol plant. *Geoenergy Science and Engineering*, 2025, vol. 246, 213559. DOI: 10.1016/J.GEOEN.2024.213559
40. Song Y., Song Z., Mo Y., Zhou Q., Jing Y., Chen F., Tian S., Chen Z. Determination of minimum miscibility and near-miscibility pressures for CO_2-oil mixtures in shale reservoirs. *Fuel*, 2025, vol. 388. DOI: 10.1016/j.fuel.2025.134531
41. Wang Y., Fan Z., Yang C., Weng H., He K., Wang D. Pore-scale insights into CO_2-EOR performance in depleted oil reservoirs by miscibility - compared with WAG injection. *Geoenergy Science and Engineering*, 2025, vol. 250, 213839. DOI: 10.1016/J.GEOEN.2025.213839
42. Zhao M., Xie Y., Meng X., Li L., Dai C., Zhang Z., Ma Z., Wang Y., Xu Z., Song X. Enhanced oil recovery through CO_2 injection: The role of pentane in improving miscibility of CO_2 and oil. *Fuel*, 2025, vol. 392, 134935. DOI: 10.1016/J.FUEL.2025.134935
43. Voloshin A.I., Volkov M.G., Dokichev V.A. Tekhnologicheskie oslozhneniia (povrezhdenie plasta) pri zakachke CO_2 dlia povysheniia nefteotdachi. Chast' 2. Vzaimodeistvie CO_2 s plastovoi neft'iu: izmenenie smachivaemosti, osazhdenie i otlozhenie asfal'tenov v plaste [Technological complications (formation damage) during CO_2 injection for enhanced oil recovery. Part 2. Interaction of CO_2 with formation oil: wettability change, asphaltene precipitation and deposition in the formation]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov*, 2024, no. 4 (150), pp. 74-95. DOI: 10.17122/ntj-oil-2024-4-74-95. EDN LBMNQZ.
44. Kalantari-Dahaghi A., Gholami V., Moghadasi J., Abdi R. Formation Damage Through Asphaltene Precipitation Resulting from CO_2 Gas Injection in Iranian Carbonate Reservoirs. *SPE Production & Operations*, 2008, vol. 23, no. 2, pp. 210-214. DOI: 10.2118/99631-PA
45. Qian K., Yang S., Dou H.-E., Pang J., Huang Y. Formation Damage Due to Asphaltene Precipitation During CO_2 Flooding Processes with NMR Technique. *Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies Nouvelles*, 2019, vol. 74, 11 p. DOI: 10.2516/ogst/2018084

Финансирование. Исследования выполнены при финансовой поддержке Министерства образования и науки Пермского края (проект № СЭД-26-08-08-26).

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.