

УДК 622.276
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4656
Шифр специальности ВАК: 25.00.17

Оценка эффективности применения метода CO₂-EOR для увеличения нефтеотдачи на месторождении шельфа о. Сахалин

С.М. Зайнулин^{1,2}✉, А.Е. Сторожева¹

¹ Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Россия, г. Москва

² Институт глобального климата и экологии имени академика Ю.А. Израэля, Россия, г. Москва

✉ stepanzainulin@gmail.com

Аннотация. *Актуальность* исследования обусловлена необходимостью снижения объёмов выбросов парниковых газов в атмосферу. Внедрение и оптимизация технологий, направленных на уменьшение углеродного следа может быть основной инициативой промышленности в отношении климатических изменений. Одной из перспективных технологий в нефтегазовой отрасли является применение углекислого газа для повышения нефтеотдачи. Данная технология позволяет эффективно утилизировать CO₂, снижая его концентрацию в атмосфере и одновременно увеличивая объёмы добычи нефти. **Цель:** оценка эффективности закачки углекислого газа в качестве метода увеличения нефтеотдачи на месторождении X шельфа острова Сахалин. **Методы:** математическое моделирование, статистические методы. В рамках исследования был проведен сбор данных о проектах CO₂-EOR из различных открытых источников, что позволило сформировать базу для анализа. На основе этих данных была создана многофакторная линейная регрессионная модель. Для проверки точности модели использовались статистические методы, включая анализ остатков и тесты на значимость коэффициентов. Подтвержденная модель применялась для оценки потенциала CO₂-EOR на шельфе Охотского моря. **Результаты и выводы.** С помощью разработанной расчётной модели проведен анализ влияния ключевых параметров регрессионной модели на эффективность технологии CO₂-EOR. Модель продемонстрировала высокий уровень объяснительной способности, что подтверждается значениями коэффициентов детерминации. Результаты показали высокую значимость большинства рассмотренных переменных и подтвердили потенциал CO₂-EOR в качестве эффективного инструмента для достижения экологических и производственных целей в нефтегазовой отрасли. Также был оценен потенциал увеличения нефтеотдачи на трех объектах месторождения X шельфа о. Сахалин.

Ключевые слова: CO₂-EOR, углеродный след, увеличение нефтеотдачи, улавливание углекислого газа, шельф острова Сахалин, расчётная модель

Для цитирования: Зайнулин С.М., Сторожева А.Е. Оценка эффективности применения метода CO₂-EOR для увеличения нефтеотдачи на месторождении шельфа о. Сахалин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 51–62. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4656

UDC 622.276
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4656

Evaluation of the effectiveness of the CO₂-EOR method for enhanced oil recovery in the offshore Sakhalin Island field

S.M. Zainulin^{1,2}✉, A.E. Storozheva¹

¹ National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russian Federation

² Yu.A. Izrael Institute of Global Climate and Ecology, Moscow, Russian Federation

✉ stepanzainulin@gmail.com

Abstract. Relevance. The need to reduce greenhouse gas emissions into the atmosphere. The introduction and optimisation of technologies to reduce carbon footprints can be a major industry initiative to address climate change. One of the most promising technologies in the oil and gas industry is the use of carbon dioxide for enhanced oil recovery. This technology allows CO₂ to be used efficiently, reducing its concentration in the atmosphere while increasing oil production. **Aim.** Evaluation of the effectiveness of carbon dioxide injection as a method of enhanced oil recovery in Field X offshore Sakhalin Island. **Methods.** Mathematical modelling, statistical methods. As part of our study, data on CO₂-EOR projects were collected from various public sources to form the basis of the analysis. Based on this data, a multivariate linear regression model was developed. Statistical methods including residual analysis and coefficient significance tests were used to verify the accuracy of the model. The validated model was used to estimate the CO₂-EOR potential on the shelf of the Sea of Okhotsk. **Results and conclusions.** Using the developed calculation model, the influence of key parameters of the regression model on the efficiency of CO₂-EOR technology was analysed. The model showed a high level of explanatory power, which was confirmed by the values of the coefficients of determination. The results showed high significance of most of the variables considered and confirmed the potential of CO₂-EOR as an effective tool for achieving environmental and production goals in the oil and gas industry. The potential for enhanced oil recovery at three locations in the X field offshore Sakhalin Island was also evaluated.

Keywords: CO₂-EOR, carbon footprint, enhanced oil recovery, carbon dioxide capture, Sakhalin Island shelf, computational model

For citation: Zainulin S.M., Storozheva A.E. Evaluation of the effectiveness of the CO₂-EOR method for enhanced oil recovery in the offshore Sakhalin Island field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 51–62. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4656

Введение

Рост энергопотребления на нашей планете приводит к значительному увеличению объёмов выбросов углекислого газа (CO₂) в атмосферу. Согласно данным Национального доклада о кадастре антропогенных выбросов, в 2021 г. суммарные выбросы парниковых газов, включая CO₂, метан и закись азота, в секторе «Энергетика» составили 1679,1 млн т CO₂-экв. [1]. Эта проблема стала предметом особого внимания на государственном уровне, в связи с чем были приняты ключевые нормативно-правовые акты, направленные на сокращение выбросов парниковых газов [2, 3].

Сахалинская область была выбрана в качестве пилотного региона для реализации мероприятий по углеродному регулированию. Доминирующее положение в экономике региона занимает нефтегазовый сектор, на долю которого приходится около 80 % общего объема промышленного производства. Сахалинская область является важнейшим на Дальнем Востоке России поставщиком нефти и газа. На шельф Охотского моря приходится 40,94 % разведанных шельфовых запасов нефти в РФ [4]. Перед операторами нефтегазовых проектов на острове Сахалин стоит сложная задача не только обеспечения целевых показателей снижения выбросов CO₂, но и поиска экономически эффективных и экологически безопасных способов их достижения.

Ранее нами были рассмотрены различные сценарии захоронения CO₂ в геологических формациях и выделены наиболее перспективные и подходящие для условий шельфа о. Сахалин. Одним из этих подходов является использование технологии повышения нефтеотдачи пластов с закачкой углекислого газа под давлением (далее CO₂-EOR), которая позволяет одновременно увеличивать добычу

нефти и снижать объёмы парниковых газов в атмосфере [5]. Использование CO₂ в качестве агента нагнетания в пласт с целью увеличения нефтеотдачи как один из вариантов геологического размещения имеет право на существование. Капиллярные силы в конце добычи нефти приводят к тому, что нефть становится относительно надежным хранилищем для закачанного CO₂ в краткосрочной перспективе (100 лет). В более долгосрочной перспективе – от тысяч до десятков тысяч лет – CO₂, растворенный в соленой пластовой воде, сверхкритическом флюиде и нефти, будет перераспределяться в минеральные фазы при наличии достаточного количества реакционноспособных минералов [6]. Например, Канада в Национальном докладе о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом сообщает в категории 1.C. CO₂ Transport and Storage, что углекислый газ, используемый в качестве агента нагнетания, действует как растворитель, одновременно повышая пластовое давление, что приводит к высвобождению захваченных углеводородов в добывающие скважины. Процесс заводнения под высоким давлением также приводит к тому, что CO₂ задерживается в пустотах, ранее занятых молекулами углеводородов. В будущем полностью истощенный пласт обеспечит долгосрочное геологическое хранение CO₂ [7].

Однако перед тем как внедрить эту технологию на практике, необходимо тщательно оценить её эффективность и выбрать наиболее подходящие объекты для закачки CO₂. Учитывая высокую стоимость экспериментальных исследований процессов закачки CO₂ в пластовых условиях, в данной работе предложена расчётная модель, которая поз-

волит провести предварительную оценку эффективности данной технологии и выбрать наиболее перспективные площадки для её реализации без значительных финансовых затрат [8–11].

Методика исследования

Методологический подход данного исследования базируется на комплексном анализе исторических данных проектов CO₂-EOR с последующим построением и оценкой регрессионной модели. Целью анализа является определение наиболее значимых факторов, влияющих на эффективность технологии CO₂-EOR, и использование этих знаний для идентификации перспективных геологических объектов для использования технологии на шельфе острова Сахалин.

Этап 1: Сбор данных

Была проведена комплексная работа по сбору исторических статистических данных проектов CO₂-EOR, включая такие параметры, как глубина залегания пласта, температура пласта, пористость пласта, проницаемость пласта и др. Данные были получены из открытых литературных источников, описывающих реализованные проекты по всему миру (табл. 1) [12–15].

Этап 2: Построение регрессионной модели

На основании собранных данных была построена множественная линейная регрессионная модель следующего вида (1):

$$E_{CO_2} = \beta_0 + \beta_1 D + \beta_2 T + \beta_3 \phi + \beta_4 k + \beta_5 m + \beta_6 \rho + \beta_7 \mu + \beta_8 HCPV_{inj}, \quad (1)$$

где E_{CO_2} – зависимая переменная, отражающая эффективность закачки CO₂, м³/м³; $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_n$ – коэффициенты регрессии, соответствующие каждому из факторов; D – глубина залегания пласта, м; T –

температура пласта, °; ϕ – пористость, д. ед.; k – проницаемость, мД; m – мощность пласта, м; ρ – плотность нефти, кг/м³; μ – динамическая вязкость, сПз; $HCPV_{inj}$ – общий объем закачки, нормированный на объем пор углеводородов, д. ед.

Выбор объясняющих переменных был обусловлен анализом литературных источников и предполагаемым влиянием данных факторов на процесс CO₂-EOR. Всего было включено 8 объясняющих переменных.

Этап 3: Оценка адекватности модели

Для проверки адекватности и качества построенной регрессионной модели применялись различные методы, например анализ остатков модели для выявления нарушений предпосылок линейной регрессии, таких как гомоскедастичность и нормальное распределение ошибок, проведение тестов на статистическую значимость коэффициентов регрессии.

Этап 4: Применение модели

На основе верифицированной модели был проведен анализ потенциальной эффективности применения технологии CO₂-EOR для различных геологических объектов на шельфе Охотского моря. С использованием модели осуществлялся подбор наиболее перспективных пластов, учитывая специфические условия каждой из рассматриваемых геологических формаций.

Рассматриваемые в рамках данной работы проекты – это смешивающиеся заводнения. В этих проектах используется либо стационарное заводнение, либо схемы закачки воды и газа. 17 рассмотренных проектов осуществляются в различных коллекторах – от мелких до глубоких, от плотных до очень проницаемых, как в карбонатных, так и в песчаниках. Во всех этих проектах было качественно доказано, что CO₂ может повысить нефтеотдачу.

Таблица 1. Список рассматриваемых проектов и их характеристики

Table 1. List of projects under consideration and their characteristics

Месторождение Field	D , м/м	T , °C	ϕ , д. ед. unit fraction	k , мД/мД	m , м/м	ρ , кг/м ³ kg/m ³	μ , сПз/сП	$HCPV_{inj}$, д. ед. unit fraction	E_{CO_2} , м ³ /м ³ m/m ³
East Vacuum	1341,12	38,33	0,12	11,00	21,64	834,81	1,00E-03	0,30	1976,99
Ford Geraldine	816,86	28,33	0,23	64,00	7,01	825,07	1,40E-03	0,30	1602,97
Means	1341,12	37,78	0,09	20,00	16,46	881,62	6,00E-03	0,55	2707,24
North Cross	1645,92	41,11	0,22	5,00	18,29	806,27	4,00E-04	0,40	3205,94
Northeast Purdy	2499,36	64,44	0,13	44,00	12,19	849,85	1,50E-03	0,30	1157,70
Rangely	1981,20	71,11	0,15	27,50	33,53	865,44	1,60E-03	0,30	1638,59
Sacroc (17 Pattern)	1950,72	54,44	0,09	3,00	42,37	820,29	4,00E-04	0,30	1727,64
Sacroc (4 Pattern)	1950,72	54,44	0,09	3,00	42,37	820,29	4,00E-04	0,30	1692,02
Twofreds	1469,14	40,00	0,20	33,40	5,49	844,78	1,40E-03	0,40	2778,48
Wertz	1889,76	73,89	0,11	16,00	56,39	849,85	1,30E-03	0,60	2315,40
Little Creek	3169,92	120,00	0,23	75,00	9,14	829,91	4,00E-04	1,60	4808,91
Maljamar	1234,44	32,22	0,10	13,20	14,94	844,78	8,00E-04	0,30	2066,05
Maljamar	1127,76	32,22	0,11	13,90	7,01	844,78	8,00E-04	0,30	1442,67
North Coles Levee	2804,16	112,78	0,15	9,00	41,45	844,78	5,00E-04	0,63	1318,00
Slaughter Estate	1519,43	40,56	0,12	8,00	22,86	865,44	2,00E-03	0,26	2974,40
Weeks Island	3962,40	107,22	0,26	1200,00	56,69	860,18	3,00E-04	0,24	1407,05
West Sussex	914,40	40,00	0,20	28,50	6,71	829,91	1,40E-03	0,30	1585,16

CO₂-EOR является передовой технологией, направленной на увеличение добычи нефти из залежей, где традиционные методы оказались неэффективными. Этот процесс включает в себя закачку углекислого газа в нефтяной пласт, что способствует вытеснению нефти и увеличению ее добычи. Технология CO₂-EOR не только увеличивает добычу нефти, но и способствует сокращению выбросов CO₂, так как углекислый газ, захваченный из промышленных источников, может быть использован в процессе [16–19].

Технология CO₂-EOR базируется на физическом и химическом взаимодействии между CO₂ и нефтью в пласте. CO₂ имеет способность растворяться в нефти, уменьшая ее вязкость и улучшая потоковые свойства, что облегчает ее извлечение. Ключевым аспектом эффективности CO₂-EOR является выбор подходящих залежей, где углекислый газ может эффективно взаимодействовать с нефтью и породой.

Преимущества:

- Увеличение добычи нефти: CO₂-EOR позволяет добывать нефть из залежей, которые были недоступны для традиционных методов.
- Сокращение выбросов CO₂: использование углекислого газа из промышленных источников способствует снижению общего объема выбросов парниковых газов в атмосферу.
- Экономическая выгода: дополнительная добыча нефти может повысить экономическую эффективность добычи и использования нефтяных месторождений.

Недостатки:

- Высокая стоимость: закачка CO₂ требует значительных капитальных вложений и операционных расходов.
- Требования к инфраструктуре: необходима развитая инфраструктура для транспортировки и хранения CO₂.
- Ограниченная применимость: не все нефтяные месторождения подходят для использования CO₂-EOR из-за их геологических характеристик.

В последние годы был достигнут значительный прогресс в разработке и усовершенствовании технологии CO₂-EOR. Исследования сосредоточены на улучшении эффективности процесса, снижении затрат и расширении применимости технологии. Важными направлениями являются разработка новых материалов для улучшения закачки CO₂, а также методы мониторинга и моделирования для оптимизации процесса добычи. Существующие проекты по CO₂-EOR демонстрируют значительный потенциал данной технологии в увеличении добычи нефти и снижении углеродного следа [5, 20].

Результаты исследования и их обсуждение

Для создания эффективной регрессионной модели, способной предсказать результативность технологии CO₂-EOR, важно учитывать ряд ключевых параметров, которые влияют на процесс извлечения углеводородов. Каждый из выбранных параметров играет определенную роль в динамике взаимодействия между углекислым газом и нефтью в пласте, что, в свою очередь, определяет эффективность технологии. Далее порядковый номер параметра будет соответствовать номеру объясняющей переменной. В данной работе были применены методологии, описанные в [21–24].

1. Глубина залегания пласта (D): влияет на давление и температуру в пласте, что, в свою очередь, влияет на растворимость CO₂ в нефти и фазовое поведение углеводородов. Более высокое давление на больших глубинах может способствовать более эффективному растворению CO₂ в нефти.
2. Температура пласта (T): также важна для фазового поведения углеводородов и растворимости CO₂. Температура влияет на вязкость нефти, что может существенно изменить эффективность извлечения.
3. Пористость (ϕ): определяет объем порового пространства, доступного для хранения углекислого газа и нефти, что напрямую влияет на потенциальную добычу нефти при применении CO₂-EOR.
4. Проницаемость (k): является критически важным параметром, поскольку она определяет способность породы передавать флюиды. Высокая проницаемость способствует более эффективному перемещению CO₂ через пласт и улучшает вытеснение нефти.
5. Мощность пласта (m): пласта влияет на общий объем нефти, доступный для извлечения, и определяет, насколько широкую зону может охватить CO₂ при закачке.
6. Плотность нефти (ρ): влияет на фазовое поведение нефти и ее взаимодействие с CO₂. От плотности зависят процессы растворения и вытеснения нефти.
7. Динамическая вязкость (μ): определяет сопротивление нефти потоку. Снижение вязкости под воздействием CO₂ может значительно улучшить ее мобильность и увеличить добычу.
8. Общий объем закачки диоксида углерода в пласт, нормированный на объем пор углеводородов ($HCPV_{inj}$): этот параметр показывает, какое количество CO₂ было инжектировано относительно порового объема, что является ключевым для оценки эффективности закачки и вытеснения нефти.

В результате построения многофакторной регрессионной модели для анализа влияния различ-

ных параметров на эффективность технологии CO₂-EOR были получены следующие значимые данные, которые представлены в табл. 2.

В данной модели параметры x_1 (глубина залегания пласта), x_2 (температура пласта), x_3 (пористость), x_4 (проницаемость), x_5 (мощность пласта), x_6 (плотность нефти), и x_8 (объем закачки, нормированный на объем пор углеводородов) показали статистическую значимость с $p < 0,05$, что говорит о значимом влиянии этих параметров на результативность CO₂-EOR.

Таблица 2. Расчетные коэффициенты модели оценки эффективности CO₂-EOR

Table 2. Estimated coefficients of the CO₂-EOR performance evaluation model

Номер переменной Variable number	Коэффициенты модели Model coefficients	Среднеквадратическая ошибка (SE) Standard error (SE)	tStat	pValue
Свободный член Intercept term	-3,5861	1,4550	-2,4647	0,0390
x_1	0,0002	0,0001	3,2249	0,0121
x_2	-0,0122	0,0025	-4,8731	0,0012
x_3	1,8405	0,5705	3,2259	0,0121
x_4	-0,0003	0,0001	-2,3224	0,0487
x_5	0,0057	0,0018	3,1382	0,0138
x_6	0,0042	0,0017	2,4747	0,0384
x_7	-32,2041	22,4127	-1,4369	0,1887
x_8	0,7029	0,1019	6,8955	0,0001

Однако переменная x_7 (динамическая вязкость) имеет p -значение больше 0,05 ($p=0,18869$), что указывает на отсутствие статистически значимого влияния этого параметра на эффективность CO₂-EOR в данной выборке. На основе этого анализа рекомендуется исключить переменную x_7 из следующей итерации модели для улучшения её точности и интерпретируемости. Дополнительно модель показала высокий коэффициент детерминации (R-squared), равный 0,909, что говорит о том, что выбранные параметры хорошо объясняют вариабельность зависимой переменной. Однако с учетом корректировки на количество переменных и наблюдений (Adjusted R-Squared=0,818) некоторая часть изменчивости всё же остается необъясненной.

Далее построим модель только со статистически значимыми объясняющими переменными, расчетные коэффициенты которой представлены в табл. 3. Исходя из анализа двух регрессионных моделей, можно сделать вывод, что вторая модель демонстрирует лучшие результаты по сравнению с первой. С учетом коэффициента детерминации (R-squared) и скорректированного коэффициента детерминации (Adjusted R-Squared) вторая модель обеспечивает

более высокую объяснительную способность данных, что говорит о ее большей эффективности в предсказании зависимой переменной. В то же время значения F-статистики и соответствующие p-value подтверждают статистическую значимость обеих моделей. Таким образом, несмотря на то, что обе модели значимы, вторая модель предпочтительнее для использования из-за ее большей точности и способности лучше описывать наблюдаемые данные.

Таблица 3. Расчетные коэффициенты модели (вторая итерация) оценки эффективности CO₂-EOR

Table 3. Estimated coefficients of the model (second iteration) of CO₂-EOR efficiency assessment

Номер переменной Variable number	Коэффициенты модели Model coefficients	Среднеквадратическая ошибка (SE) Standard error (SE)	tStat	pValue
Свободный член Intercept term	-2,02532	1,02370	-1,97843	0,07926
x_1	0,00022	0,00008	2,90696	0,01740
x_2	-0,01066	0,00239	-4,45278	0,00159
x_3	1,67807	0,59137	2,83762	0,01948
x_4	-0,00029	0,00015	-1,98079	0,07896
x_5	0,00503	0,00185	2,71548	0,02378
x_6	0,00231	0,00113	2,04028	0,07173
x_8	0,63402	0,09514	6,66414	0,00009

Для достижения цели данной работы будет использована регрессионная модель с коэффициентами, указанными в табл. 2. Анализ качества модели показана на рис. 1. Q-Q (квантиль-квантиль) график остатков – это инструмент визуальной проверки того, насколько хорошо распределение остатков модели соответствует нормальному распределению. На Q-Q графике по оси абсцисс откладываются теоретические квантили нормального распределения, а по оси ординат – эмпирические квантили остатков модели. Анализ графика остатков нашей регрессионной модели показывает отсутствие каких-либо очевидных закономерностей или систематической ошибки в распределении остатков. Отмечается случайное распределение остатков без прослеживания постоянства знаков, что указывает на хорошее соответствие модели представленным данным. Этот результат подтверждает адекватность выбранной модели и её способность эффективно улавливать зависимости между переменными, без упущения важных факторов или неправильной спецификации формы модели. Также это свидетельствует о выполнении ключевых предположений линейной регрессии, включая гомоскедастичность и независимость остатков, что является важным для обеспечения надёжности статистических выводов, сделанных на основе модели.

Анализ графика Q-Q остатков для нашей регрессионной модели показал, что точки данных хорошо соответствуют прямой линии. Это наблюдение свидетельствует о том, что остатки модели близки к нормальному распределению. Такой результат является положительным признаком адекватности модели, так как одним из предположений линейной регрессии является нормальность распределения остатков. Нормальное распределение остатков подтверждает, что модель корректно специфицирована и что оценки параметров модели являются несмещенными и эффективными. Это укрепляет доверие к статистическим выводам, сделанным на основе модели, включая доверительные интервалы и проверки гипотез о коэффициентах регрессии.

Анализ графика леввериджа для нашей регрессионной модели показывает, что точки распределены довольно хаотично в диапазоне от 0,1 до 1. Это разнообразное распределение леввериджа указывает на то, что в данных нет ни одного или нескольких наблюдений, которые бы доминировали или оказывали чрезмерное влияние на результаты регрессии

в целом. Хотя некоторые точки и имеют относительно высокий левверидж, отсутствие явных выбросов или кластеров высокого леввериджа говорит о том, что модель не подвержена искажениям из-за аномальных или чрезмерно влиятельных точек данных.

Таким образом, можно сделать вывод, что регрессионная модель демонстрирует устойчивость к потенциальным влияниям отдельных наблюдений и, следовательно, представляет собой надежное средство для анализа зависимостей в представленном наборе данных. Это подтверждает адекватность выбранной модели для исследования вопросов, связанных с валовой утилизацией CO₂ на единицу дополнительно добытой нефти, и подчеркивает ее потенциальную полезность для прогнозирования и анализа подобных процессов в будущем. Полученная регрессионная модель примет вид (2):

$$E_{CO_2} = -22561,36 + 1,47 \times D - 76,66 \times T + 11579,12 \times \phi - 2,08 \times k + 35,70 \times m + 26,49 \times p - 202,61 \times \mu + 4422,01 \times HCPV_{inj}. \quad (2)$$

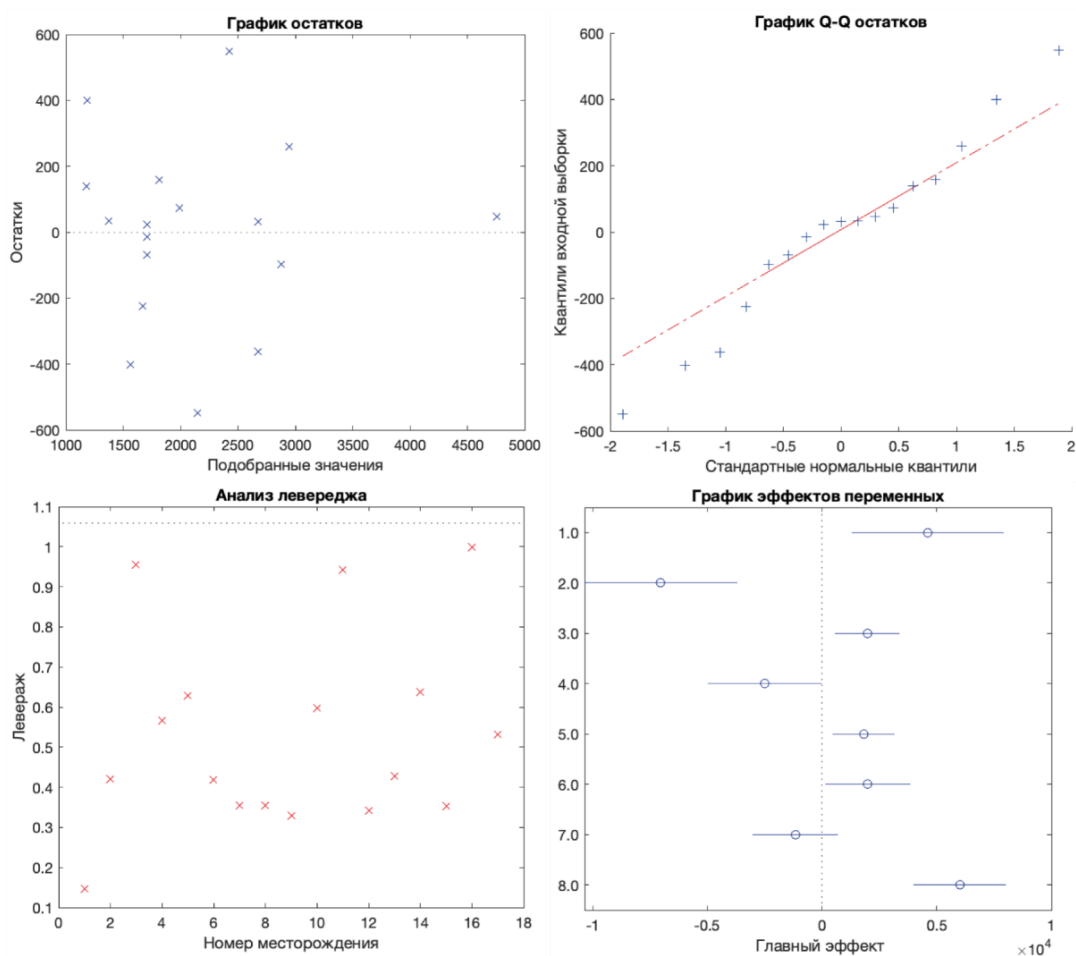


Рис. 1. Анализ качества регрессионной модели
 Fig. 1. Quality analysis of the regression model

Для предварительной оценки эффективности технологии увеличения нефтеотдачи с использованием углекислого газа на месторождении X шельфа острова Сахалин рассмотрим реальные данные об улавливании CO₂ на существующих установках по очистке кислых компонентов. Согласно доступным данным, средний объем улавливаемого CO₂ на одной из таких установок составляет около 50000 т в год (рис. 2). Это значение является ключевым показателем, который может быть использован для анализа потенциальной эффективности и экономической выгоды применения CO₂-EOR на данном месторождении.

Принимая во внимание полученное среднее значение улавливаемого CO₂, мы можем подставить его в разработанную регрессионную модель для оценки воздействия на валовую утилизацию CO₂ по отношению к дополнительно добытой нефти. Регрессионная модель, ранее сконструированная на основе данных о глубине залегания пластов, температуре пласта, пористости, проницаемости, мощности пласта, плотности нефти, вязкости и общем объеме закачки CO₂, позволяет с учетом указанного объема CO₂ оценить предполагаемое увеличение добычи нефти.

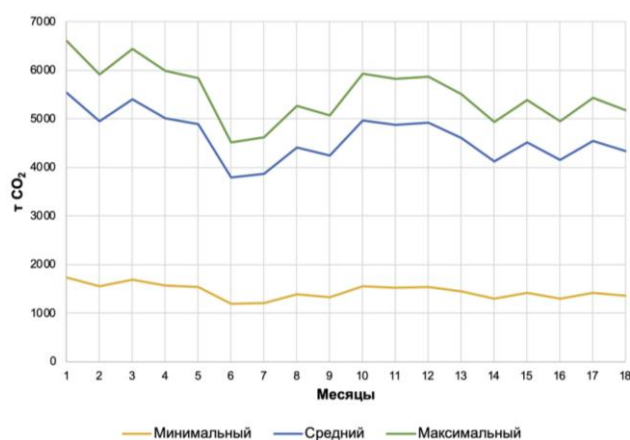


Рис. 2. Динамика улавливания CO₂ из сырьевого газа
Fig. 2. Dynamics of CO₂ capture from raw gas

Так как E_{CO_2} задана в м³/м³, то переведем количество уловленного CO₂ в м³. Чтобы пересчитать массу CO₂ в объем при определенных условиях давления и температуры, можно использовать уравнение идеального газа (3):

$$PV=nRT, \quad (3)$$

где P — давление, Па; V — объем, м³; n — количество молей газа, моль (4); R — универсальная газовая постоянная 8,314 Дж/моль·К; T — температура, °К.

$$n=\frac{m_{CO_2}}{M_{CO_2}}, \quad (4)$$

где m_{CO_2} — масса CO₂, г; M_{CO_2} — молекулярная масса CO₂, г/моль.

$$n=\frac{m}{M}=\frac{50000000000}{44,01}=1136105430,58 \text{ молей.}$$

Используя уравнение идеального газа, вычислим объем, переформулируем уравнение для расчета объема для стандартных условий:

$$V=\frac{nRT}{P}=\frac{1136105430,58 \times 8,314 \times 298,15}{101325}=27793731,47 \text{ м}^3.$$

Этот расчет основан на предположении, что CO₂ ведет себя как идеальный газ, что может быть приближением в реальных условиях.

Далее подберем три объекта для закачки — нефтеносных пласта на месторождении X шельфа о. Сахалин, и подставим их параметры в полученную регрессионную модель (2). Выбор подходящих объектов базировался на имеющейся на месторождении инфраструктуре, исходя из принятой и используемой в настоящее время концепции освоения, и обуславливался наличием существующих водонагнетательных скважин, что позволит снизить затраты на строительство новых скважин.

$$\begin{aligned} E_{CO_2,1} &= -22561,36 + 1,47 \times 1946,65 - 76,66 \times 72,2 + \\ &+ 11579,12 \times 0,24 - 2,08 \times 188 + 35,70 \times 9,33 + 26,49 \times 852 - \\ &- 202,61 \times 3 + 4422,01 \times 0,224 = 479,61; \\ E_{CO_2,2} &= -22561,36 + 1,47 \times 2029,89 - 76,66 \times 67 + \\ &+ 11579,12 \times 0,26 - 2,08 \times 470 + 35,70 \times 6,34 + 26,49 \times 854 - \\ &- 202,61 \times 3,5 + 4422,01 \times 0,224 = 510,22; \\ E_{CO_2,3} &= -22561,36 + 1,47 \times 1949,26 - 76,66 \times 68 + \\ &+ 11579,12 \times 0,23 - 2,08 \times 318 + 35,70 \times 14,36 + 26,49 \times 876 - \\ &- 202,61 \times 3 + 4422,01 \times 0,224 = 1250,56. \end{aligned}$$

Результаты показывают, что первый объект является наиболее эффективным для закачки, поскольку для получения одного кубического метра дополнительной нефти требуется минимальный объем CO₂. Можно сделать вывод о том, что уловленного из сырьевого газа диоксида углерода окажется недостаточно, и его придется добывать дополнительно, например, используя в качестве сорбентов фторсодержащие вещества. В России флюорит имеется в значительных количествах, среди крупнейших месторождений по добыче флюорита — Воскресенское и Пограничное в Хорольском районе Приморского края, эксплуатируемые ОАО «Ярославский горно-обогатительный комбинат», что логистически выгодно для Сахалинской области [25, 26].

Для оценки технологического эффекта от внедрения циклической закачки диоксида углерода в пласт с целью увеличения нефтеотдачи выразим его через формулу (5).

$$Q_{\text{н.доп}} = \frac{V_{\text{CO}_2}}{E_{\text{CO}_2}}, \quad (5)$$

где $Q_{\text{н.доп}}$ – объем дополнительно добытой нефти при помощи метода CO₂-EOR, м³; V_{CO_2} – объем уловленного CO₂ на существующей установке удаления кислых компонентов, м³

$$Q_{\text{н.доп}} = \frac{27793731,47}{479,61} = 57950,90 \text{ м}^3.$$

Для верификации разработанной модели проведено сравнение полученных результатов с результатами гидродинамического моделирования, проведенного в программном комплексе tNavigator. Основные параметры модели представлены в табл. 4. Отметим, что ввиду вертикальной неоднородности пласта количество блоков по оси z на порядок больше, чем по осям x и y. Это позволяет более точно проводить расчеты в симуляторе. Для увеличения скорости расчетов деактивируем блоки с проницаемостью ниже 10 Д. Модель ограничена по геометрии, и считается гидродинамически изолированной. Расчеты были проведены для части скважин (добывающие: X_exp_1, X_exp_2; нагнетательная X_inj_1). Общий вид рассматриваемой в данной статье гидродинамической модели представлен на рис. 3.

Компонентный состав и физико-химические характеристики потока нагнетаемого газа представлены в табл. 5. Циклы закачки газа и воды определены как 1 год. Началом закачки газа было выбрано 1.01.2017, так как в историческом ряду (базовый сценарий) с этого момента наблюдается снижение

пластового давления и отбор жидкости в целом. Технологический эффект определялся как разница между базовым сценарием и после применения CO₂-EOR.

Таблица 4. Характеристика модели северного участка месторождения X

Table 4. Characterisation of the model of the northern section of the X field

Показатель Indicator	Значение Value
Размер сетки/Grid size	82×95×2500
Количество активных блоков/Number of active blocks	300000
Начало моделирования/Start of modelling	01.11.2008
Конец моделирования/End of modelling	01.06.2022
Шаг расчетов/Calculation step	1 месяц 1 month

Таблица 5. Физико-химические характеристики закачиваемого потока

Table 5. Physical and chemical characteristics of the injected flow

Компоненты Components	Молярная концентрация Molar concentration	Молекулярная масса, кг/кг-моль Molecular weight, kg/kg-mol	Критическая температура, К Critical temperature, K	Критическое давление, бар абс. Critical pressure, bar abs.	Точка кипения, К Boiling point, K
CO ₂	0,01	44,01	304,09	73,98	194,70
C ₁ N ₂	0,43	16,10	190,33	46,35	111,43
C ₂ C ₃	0,13	35,86	331,84	46,26	203,74
C ₄ -C ₆	0,11	69,49	455,28	34,45	298,18
C ₇ -C ₁₂ +	0,32	192,17	663,86	20,79	497,21

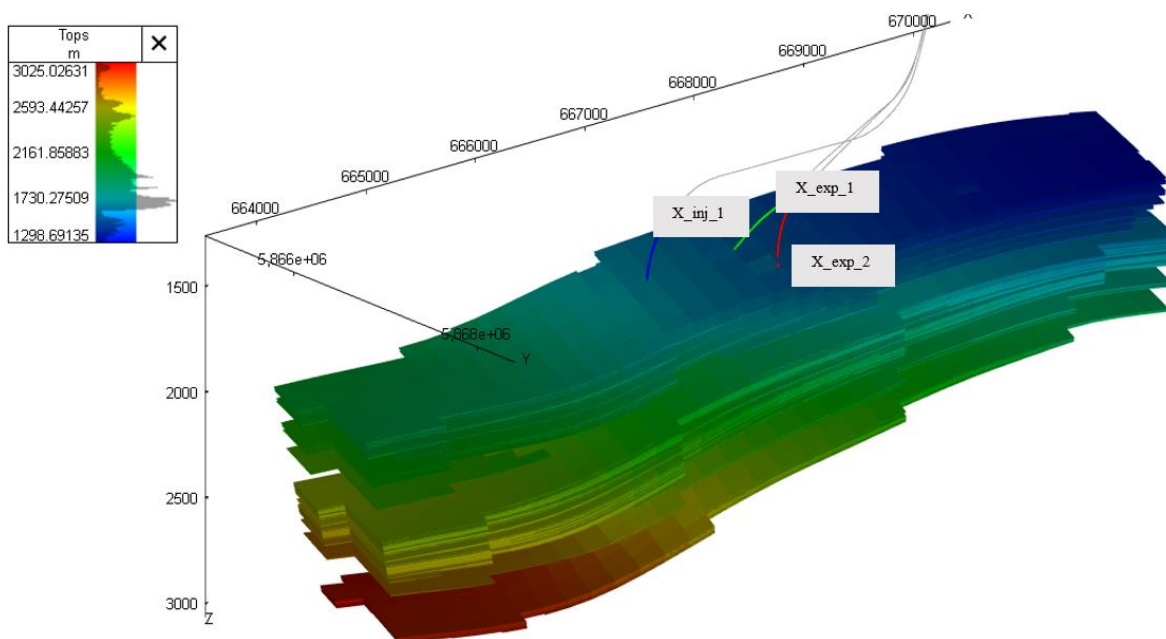


Рис. 3. Общий вид гидродинамической модели северного блока месторождения X

Fig. 3. General view of the hydrodynamic model of the northern block of the X field

В рамках работы рассмотрена чередующаяся закачка углекислого газа и воды, которая представляет собой перспективный метод повышения нефтеотдачи. Эта технология, по сравнению с непрерывным вытеснением углекислым газом, обеспечивает более высокую экономичность за счет снижения затрат на CO₂. Чередующаяся закачка эффективно сочетается с экономическим использованием ресурсов и может обеспечить оптимальное вытеснение нефти из неоднородных пластов, если соотношение воды и углекислого газа правильно подобрано.

Растворимость углекислого газа в водной фазе играет важную роль в эффективности процесса. При расчете фазового равновесия в системе пар-жидкость–вода применялась опция VLW_FLASH, которая включает два режима:

- VLW_FLASH 1: коэффициент летучести CO₂ в водной фазе вычисляется в зависимости от давления и температуры на основе фазового равновесия в бинарной системе;
- VLW_FLASH 0: распределение углекислого газа между водной и углеводородной фазами задается с помощью таблиц, где учитывается давление.

Таким образом, при правильном планировании процесса можно достичь значительного повышения эффективности добычи нефти. Для повышения нефтеотдачи в модели чередуются циклы с закачкой CO₂ (Gas Cycle) и воды Water cycle.

Для данного участка месторождения X при описанных выше условиях были произведены расчеты по оценке эффективности метода CO₂-EOR с использованием разработанной модели ($E_{CO_2, X}$) (2). Результат расчета представлен ниже:

$$E_{CO_2, X} = -22561,36 + 1,47 \times 2717,75 - \\ -76,66 \times 68 + 11579,12 \times 0,22 - 2,08 \times 230 + \\ +35,70 \times 18,2 + 26,49 \times 799 - 202,61 \times 0,61 + \\ +4422,01 \times 1,2 = 5334,38 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Результаты моделирования закачки по месяцам представлены на рис. 4. Обратим внимание, что в среднем на рассматриваемом временном ряду показатель эффективности закачки CO₂ в пласт с целью увеличения нефтеотдачи, полученный при использовании разработанной регрессионной модели, дает довольно высокую точность по сравнению с результатами гидродинамического моделирования.

Заключение

В работе была оценена эффективность технологии CO₂-EOR, которая позволяет одновременно увеличивать добычу нефти и снижать объемы парниковых газов в атмосфере. Разработанная расчётная модель позволяет провести предварительную оценку эффективности данной технологии и выбрать наиболее перспективные площадки для её реализации без значительных финансовых затрат.

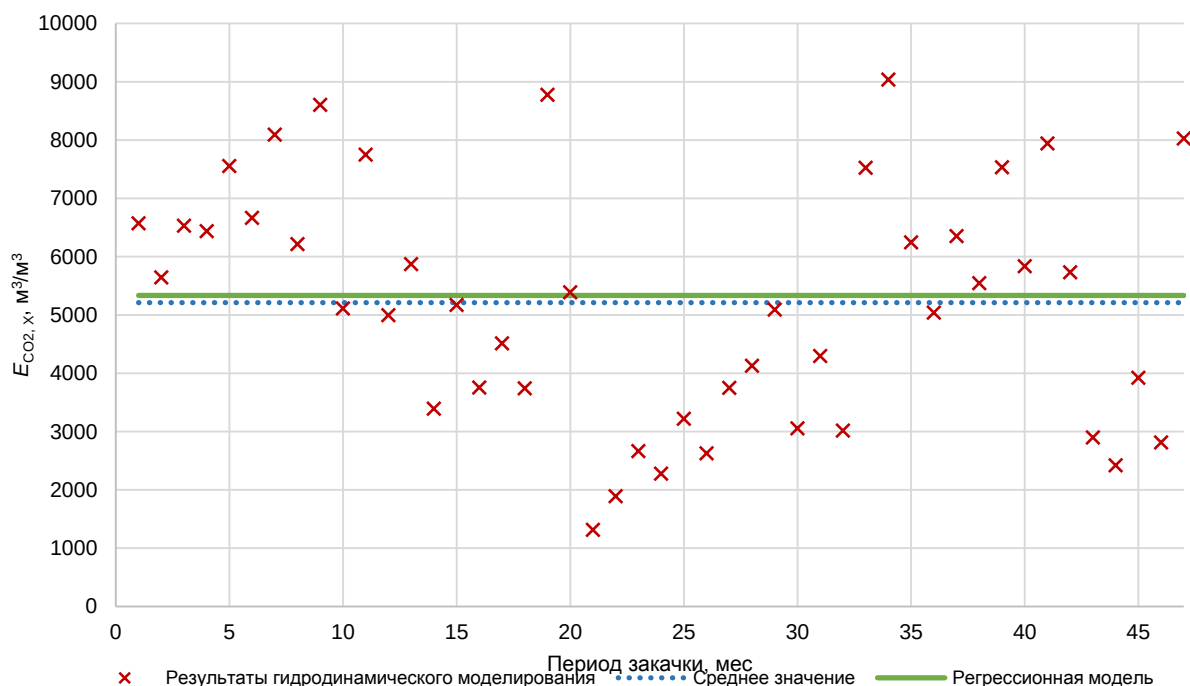


Рис. 4. Сравнение результатов эффективности закачки CO₂ в пласт гидродинамической и регрессионной моделей
Fig. 4. Comparison of CO₂ injection efficiency results of hydrodynamic and regression models

Результаты исследования подтверждают высокую статистическую значимость выбранных параметров (глубина залегания пласта, температура пласта, пористость, проницаемость, мощность пласта, плотность нефти и общий объем закачки, нормированный на объем пор углеводородов) для эффективности CO₂-EOR. Однако динамическая вязкость не оказала статистически значимого влияния на эффективность технологии в данной выборке, но исключение данной переменной привело к ухудшению качества модели, и, возможно, это связано с недостаточным качеством собранных данных исследуемых проектов.

Дополнительно регрессионная модель продемонстрировала высокий коэффициент детерминации (R-squared: 0,909) и скорректированный коэффициент детерминации (Adjusted R-Squared: 0,818), что говорит о хорошей объяснительной способности модели. Анализ качества модели, включая Q-Q график остатков и анализ леввериджа, подтвердил адекватность модели и её способность эффективно улавливать зависимости между переменными без упущения важных факторов.

Была оценена эффективность закачки CO₂ на трех объектах месторождения X. Наилучшим ре-

зультатом обладает объект 1 с $E_{CO_2, 1} = 479,61 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Что показывает большую перспективность применения данной технологии, учитывая, что наилучшим результатом в рассматриваемых проектах (табл. 1) имеет месторождение Northeast Purdy с $E_{CO_2} = 1157,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Для верификации модели было проведено сравнение данных гидродинамического моделирования и разработанной регрессионной модели для оценки эффективности закачки CO₂ в пласт с целью увеличения нефтеотдачи на рассматриваемом месторождении X шельфа о. Сахалин. Результаты показывают высокую точность для среднего значения на выбранном временном ряду.

Данное исследование не только подчеркивает значимость CO₂-EOR как технологии для повышения добычи нефти и снижения углеродного следа, но и демонстрирует применимость разработанной расчётной модели для выбора наиболее перспективных объектов для закачки CO₂. Это открывает путь для дальнейшего развития и оптимизации процессов в рамках углеродного регулирования в нефтегазовой отрасли, способствуя одновременному достижению экологических и экономических целей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990–2021 гг. Ч. 1. – М.: Росгидромет, 2023. – 479 с.
2. Федеральный закон от 2.07.2021 г. N 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов». – М.: Принят Государственной Думой 16 февраля 2022 года. Одобрен Советом Федерации 2 марта 2022.
3. Федеральный закон от 06.03.2022 № 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации». – М.: Принят Государственной Думой 16 февраля 2022 года. Одобрен Советом Федерации 2 марта 2022.
4. Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Сахалинской области на 15.12.2020 г. / Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра). URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Fast/Files/202104/b9106f1ec905b4c6d7911d255a6f3d32.pdf?ysclid=luv8ftrque712765398> (дата обращения: 12.04.2024).
5. Зайнулин С.М., Сторожева А.Е. Анализ мировых проектов улавливания и хранения углерода при разработке морских нефтегазовых месторождений // Молодежь и научно-технический прогресс в современном мире: Сборник материалов XII-й Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – М., 20–21 апреля 2023. – М.: ООО «Изд-во "Спутник+"», 2023. – С. 301–303.
6. Interactions of CO₂ with formation waters, oil and minerals and CO₂ storage at the Weyburn IEA EOR site, Saskatchewan, Canada / I. Hutcheon, M. Shevalier, K. Durocher, J. Bloch, G. Johnson, M. Nightingale, B. Mayer // International Journal of Greenhouse Gas Control – 2016. – Vol. 53. – P. 354–370. DOI: 10.1016/j.ijggc.2016.08.004
7. National inventory report 1990–2022: greenhouse gas sources and sinks in Canada. Canada's submission to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Part 3. – Ottawa: Environment Canada, 2024. – 75 p.
8. Economic feasibility analysis of oil industry chain with CCUS technology / Y. Chang, H. Mu, N. Li, N. Xu // Population, Resources & Environmental Economics. – 2024. – Vol. 5. – № 1. – P. 1–5. DOI: 10.23977/pree.2024.050101
9. Зайнулин С.М. Улавливание и хранение углекислого газа при разработке месторождений углеводородов на шельфе о. Сахалин // Нефть и газ 2023: Тезисы докладов 77-ой Международной молодежной научной конференции. – М., 11–15 сентября 2023. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, 2023. – С. 140–141.
10. Дзюбло А.Д., Сторожева А.Е. Геологическое хранение диоксида углерода при эксплуатации газоконденсатных месторождений на шельфе Охотского моря // Труды 16-ой Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ «RAO/CIS Offshore 2023». – СПб, 26–29 сентября 2023. – СПб: Изд-во «Перо», 2023. – С. 124–126.
11. Jiang X. A review of physical modelling and numerical simulation of long-term geological storage of CO₂ // Applied energy. – 2011. – Vol. 88. – № 11. – С. 3557–3566. DOI: 10.23977/pree.2024.050101
12. Koperina G., Melzer S., Denbury K.R. A Survey of US CO₂ enhanced oil recovery projects // Advanced Resources Intl (ARI). URL: <https://www.eoriwyoming.org/projects/recent-projects/196-a-survey-of-us-CO2-enhanced-oil-recovery-projects>. 2021. (дата обращения 09.03.2024).

13. Brock W.R., Bryan L.A. Summary results of CO₂ EOR field tests, 1972–1987 // SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference/Low-Permeability Reservoirs Symposium. – SpE, 1989. – P. SPE-18977-MS. DOI: 10.2118/18977-MS.
14. Advancing CO₂ 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 // Applied energy. – 2017. – Vol. 208. – P. 171–183. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.10.054.
15. CO₂ storage associated with CO₂ enhanced oil recovery: a statistical analysis of historical operations / N.A. Azzolina, D.V. Nakles, C.D. Gorecki, W.D. Peck, S.C. Ayash, L.S. Melzer, S. Chatterjee // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2015. – Vol. 37. – P. 384–397. DOI: 10.1016/j.ijggc.2015.03.037.
16. Advances in carbon dioxide storage projects: assessment and perspectives / B. Yang, C. Shao, X. Hu, M.R. Ngata, M.D. Aminu // Energy & Fuels. – 2023. – Vol. 37. – № 3. – P. 1757–1776. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.2c03826
17. Review of technological progress in carbon dioxide capture, storage, and utilization / S. Davoodi, M. Al-Shargabi, D.A. Wood, V.S. Rukavishnikov, K.M. Minaev // Gas Science and Engineering. – 2023. – P. 205070. DOI: 10.1016/j.jgsce.2023.205070
18. Development of a new CO₂ EOR screening approach focused on deep-depth reservoirs / C. Wu, A. Merzoug, X. Wan, K. Ling, J. Zhao, T. Jiang, L. Jin // Geoenergy Science and Engineering. – 2023. – Vol. 231. – P. 212335. DOI: 10.1016/j.energy.2022.126567
19. Ettahadtavakkol A., Lake L.W., Bryant S.L. CO₂-EOR and storage design optimization // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2014. – Vol. 25. – P. 79–92. DOI: 10.1016/j.ijggc.2014.04.006
20. Зайнулин С.М. Улавливание и размещение диоксида углерода при разработке морских нефтегазовых месторождений // Труды 16-й Международной выставки и конференции по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ «RAO/CIS Offshore 2023». – СПб, 26–29 сентября 2023. – СПб: Изд-во «Перо», 2023. – С. 59–64.
21. Иткин В.Ю., Кочуева О.Н. Интерполяция и сглаживание данных в пакете MATLAB. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2019. – 135 с.
22. Иткин В.Ю., Кочуева О.Н. Методы нечеткой логики в задачах нефтегазовой отрасли. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2021. – 121 с.
23. Кочуева О.Н., Панюшева Л.Н. Аппроксимация зависимостей в решении практических задач методами нечеткой логики // Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России: Сборник докладов IV Региональной научно-технической конференции, посвященной 90-летию Губкинского университета и факультета экономики и управления. – М., 22–23 октября 2020. – М.: ИЦ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. – С. 276.
24. Кочуева О.Н., Иткин В.Ю. Прогнозирование стабильности водонефтяных эмульсий на основе методов нечеткой логики // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Естественные и технические науки. – 2019. – № 3-2. – С. 67–69.
25. Кинетика абсорбции диоксидов углерода и серы во фторсодержащих средах / М.С. Иванова, М.В. Вишнецкая, К.О. Томский, С.М. Зайнулин // Кинетика и катализ. – 2022. – Т. 63. – № 4. – С. 491–495. DOI: 10.31857/S0453881122040049.
26. Каталитическая очистка газовых выбросов от диоксидов углерода и серы / М.С. Иванова, М.В. Вишнецкая, И.Ю. Скреплева, К.О. Томский // Экология и промышленность России. – 2019. – Т. 23. – № 1. – С. 46–49. DOI: 10.18412/1816-0395-2019-01-46-49.

Информация об авторах

Степан Михайлович Зайнулин, магистрант кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Россия, 119991, г. Москва, Ленинский пр., 65, корп. 1; младший научный сотрудник, Институт глобального климата и экологии имени академика Ю.А. Израэля, Россия, 107258, г. Москва, ул. Глебовская, 206; stepanzainulin@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0001-7320-8297>

Анна Евгеньевна Сторожева, кандидат технических наук, доцент кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Россия, 119991, г. Москва, Ленинский пр., 65, корп. 1; storozheva.a@gubkin.ru; <https://orcid.org/0000-0001-6552-0021>

Поступила в редакцию: 16.04.2024

Поступила после рецензирования: 30.09.2024

Принята к публикации: 24.01.2025

REFERENCES

1. *National inventory report on anthropogenic emissions by sources and removals by sinks of greenhouse gases not controlled by the Montreal Protocol for 1990–2021. Part 1.* Moscow, ROSHYDROMET Publ., 2023. 479 p. (In Russ.)
2. Federal Law N 296-FZ dated 2.07.2021 "On limitation of greenhouse gas emissions". Moscow, Adopted by the State Duma on 16 February 2022. Approved by the Federation Council on 2 March 2022. (In Russ.)
3. Federal Law No. 34-FZ dated 06.03.2022 "On conducting an experiment to limit greenhouse gas emissions in certain constituent entities of the Russian Federation". Moscow, Adopted by the State Duma on 16 February 2022. Approved by the Federation Council on 2 March 2022. (In Russ.)
4. *Status and perspectives of use of mineral resources base of Sakhalin Oblast as of 15.12.2020.* Federal Agency for Subsoil Use (Rosnedra). (In Russ.) Available at: <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Fast/Files/202104/b9106f1ec905b4c6d7911d255a6f3d32.pdf?ysclid=luv8frrque712765398> (accessed 12 April 2024).
5. Zainulin S.M., Storozheva A.E. Analysis of the world projects of carbon capture and storage in the development of offshore oil and gas fields. *Youth and scientific and technological progress in today's world. Proceedings of the XII-th All-Russian scientific-practical conference of students, graduate students and young scientists.* Moscow, April 20–21, 2023. Moscow, "Sputnik +" Ltd. Publ., 2023. pp. 301–303. (In Russ.)

6. Hutcheon I., Shevalier M., Durocher K., Bloch J., Johnson G., Nightingale M., Mayer B. Interactions of CO₂ with formation waters, oil and minerals and CO₂ storage at the Weyburn IEA EOR site, Saskatchewan, Canada. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2016, vol. 53, pp. 354–370. DOI: 10.1016/j.ijggc.2016.08.004
7. *National inventory report 1990–2022: Greenhouse gas sources and sinks in Canada. Canada's submission to the United Nations Framework Convention on Climate Change*. Part 3. Ottawa, Environment Canada, 2024. 75 p.
8. Chang Y., Mu H., Li N., Xu N. Economic feasibility analysis of oil industry chain with CCUS technology. *Population, Resources & Environmental Economics*, 2024, no. 5 (1), pp. 1–5. DOI: 10.23977/pree.2024.050101
9. Zainulin S.M. Carbon dioxide capture and storage for offshore hydrocarbon development on Sakhalin Island. *Oil and Gas–2023. Abstracts of 77th International Youth Scientific Conference*. Moscow, September 11–15, 2023. Moscow, National University of Oil and Gas «Gubkin University» Publ., 2023. pp. 140–141. (In Russ.)
10. Dzyublo A.D., Storozheva A.E. Geological storage of carbon dioxide during the operation of gas condensate fields on the shelf of the Sea of Okhotsk. *RAO/CIS Offshore 2023. The Proceedings of the 16th International Conference and Exhibition for Oil and Gas Resources Development of the Russian Arctic and CIS Continental Shelf*. St. Petersburg, September 26–29, 2023. St. Petersburg, Pero Publ. House, 2023. pp. 124–126. (In Russ.)
11. Jiang X. A review of physical modelling and numerical simulation of long-term geological storage of CO₂. *Applied energy*, 2011, no. 88 (11), pp. 3557–3566. DOI: 10.23977/pree.2024.050101
12. Koperna G., Melzer S., Denbury K.R. A survey of US CO₂ enhanced oil recovery projects. *Advanced Resources Intl (ARI)*. 2021. Available at: <https://www.eoriwyoming.org/projects/recent-projects/196-a-survey-of-us-CO2-enhanced-oil-recovery-projects>. (accessed 9 March 2024).
13. Brock W.R., Bryan L.A. Summary results of CO₂ EOR field tests, 1972–1987. *SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference/Low-Permeability Reservoirs Symposium*, 1989, March. pp. SPE-18977. SpE. DOI: 10.2118/18977-MS.
14. Jin L., Hawthorne S., Sorensen J., Pekot L., Kurz B., Smith S., Heebink L., Herdegen V., Bosshart N., Torres J., Dalkhaa C. Advancing CO₂ enhanced oil recovery and storage in unconventional oil play – experimental studies on Bakken shales. *Applied energy*, 2017, no. 208, pp. 171–183. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.10.054
15. Azzolina N.A., Nakles D.V., Gorecki C.D., Peck W.D., Ayash S.C., Melzer L.S., Chatterjee S. CO₂ storage associated with CO₂ enhanced oil recovery: a statistical analysis of historical operations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, vol. 37, pp. 384–397. DOI: 10.1016/j.ijggc.2015.03.037
16. Yang B., Shao C., Hu X., Ngata M.R., Aminu M.D. Advances in carbon dioxide storage projects: Assessment and perspectives. *Energy & Fuels*, 2023, no. 37 (3), pp. 1757–1776. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.2c03826
17. Davoodi S., Al-Shargabi M., Wood D.A., Rukavishnikov V.S., Minaev K.M. Review of technological progress in carbon dioxide capture, storage, and utilization. *Gas Science and Engineering*, 2023, p. 205070. DOI: 10.1016/j.jgsce.2023.205070
18. Wu C., Merzoug A., Wan X., Ling K., Zhao J., Jiang T., Jin L. Development of a new CO₂ EOR screening approach focused on deep-depth reservoirs. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, no. 231, p. 212335. DOI: 10.1016/j.energy.2022.126567
19. Ettehadtavakkol A., Lake L.W., Bryant S.L. CO₂-EOR and storage design optimization. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2014, no. 25, pp. 79–92. DOI: 10.1016/j.ijggc.2014.04.006
20. Zainulin S.M. Carbon dioxide capture and disposal in the development of offshore oil and gas fields. *RAO/CIS Offshore 2023. The Proceedings of the 16th International Conference and Exhibition for Oil and Gas Resources Development of the Russian Arctic and CIS Continental Shelf*. St. Petersburg, September 26–29, 2023. St. Petersburg, Pero Publ. House, 2023. pp. 59–64. (In Russ.)
21. Itkin V.Yu., Kochueva O.N. *Interpolation and data smoothing in MATLAB*. Moscow, National University of Oil and Gas «Gubkin University» Publ., 2019. 135 p. (In Russ.)
22. Itkin V.Yu., Kochueva O.N. *Fuzzy logic methods in the tasks of oil and gas industry*. Moscow, National University of Oil and Gas «Gubkin University» Publ., 2021. 121 p. (In Russ.)
23. Kochueva O.N., Panyusheva L.N., Approximation of dependencies in solving practical problems by methods of fuzzy logic. *Gubkin University in solving the issues of oil and gas industry of Russia. Proceedings of the IV Regional Scientific and Technical Conference dedicated to the 90th anniversary of Gubkin University and the Faculty of Economics and Management*. Moscow, October 22–23, 2020. Moscow, National University of Oil and Gas «Gubkin University» Publ., 2020. 276 p. (In Russ.)
24. Kochueva O.N., Itkin V.Y. Predicting the stability of water-in-oil emulsions based on fuzzy logic methods. *Modern Science: Actual Problems of Theory and Practice. Natural and technical sciences*, 2019, no. 3-2, pp. 67–69. (In Russ.)
25. Ivanova M.S., Vishnetskaya M.V., Tomskii K.O., Zainulin S.M. Kinetics of absorption of carbon dioxide and sulfur dioxide in fluorine-containing media. *Kinetics and Catalysis*, 2022, no. 63 (4), pp. 418–421. DOI: 10.1134/s0023158422040048.
26. Ivanova M.S., Vishnetskaya M.V., Skrepleva I.Yu., Tomsky K.O. Catalytic purification of gas emissions from carbon dioxides and sulphur dioxides. *Ecology and Industry of Russia*, 2019, vol. 23, no. 1, pp. 46–49. (In Russ.) DOI: 10.18412/1816-0395-2019-01-46-49.

Information about the authors

Stepan M. Zainulin, Master's Student, National University of Oil and Gas «Gubkin University», 65, bld. 1, 119991, Leninsky avenue, Moscow, Russian Federation; Junior Researcher, Yu.A. Izrael Institute of Global Climate and Ecology, 20B, Glebovskaya street, Moscow, 107058, Russian Federation; stepanzainulin@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0001-7320-8297>

Anna E. Storozheva, Cand. Sc., Associate Professor, National University of Oil and Gas «Gubkin University», 65, bld. 1, 119991, Leninsky avenue, Moscow, Russian Federation; storozheva.a@gubkin.ru; <https://orcid.org/0000-0001-6552-0021>

Received: 16.04.2024

Revised: 30.09.2024

Accepted: 24.01.2025