

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.166-176>

EDN OMHQW

УДК 661.97

Технология CCUS от теории к практике

Архипов В.Н., Анкудинов А.А., Мочалова А.А., Яценко С.А., Улыбышев Г.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

CCUS technology from theory to practice

V.N. Arkhipov, A.A. Ankudinov, A.A. Mochalova, S.A. Yashchenko,

G.V Ulybyshev

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

E-mail: aaankudinov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье описан подход к комплексной оценке технологии закачки CO₂ в нефтяной низкопроницаемый пласт с целью повышения нефтеотдачи, подразумевающий: набор лабораторных экспериментов, включающий тест на тонкой трубке, Swell и VIT тесты, а также комплекс потоковых исследований на керне; формирование предпосылок для композиционной гидродинамической модели с адаптацией на результаты лабораторных исследований; подбор оптимальной программы опытно-промышленных работ и стратегии промышленной эксплуатации месторождения с закачкой CO₂ на основе технико-экономической оценки.

Ключевые слова: *carbon capture use and storage (CCUS), газовые МУН, моделирование газовых МУН, декарбонизация*

Для цитирования: Архипов В.Н., Анкудинов А.А., Мочалова А.А., Яценко С.А., Улыбышев Г.В. Технология CCUS от теории к практике // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 166-176. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.166-176>. - EDN OMHQW

Abstract. The paper discusses comprehensive assessment of CO₂-EOR method based on CO₂ injection into a low-permeability reservoir to enhance oil recovery. It involves a number of laboratory experiments, including slim-tube test, swell and VIT tests, as well as a suite of core flow studies; generation of prerequisites for a compositional reservoir simulation model with history matching using laboratory test results; selection of optimum pilot project program and commercial field development strategy with application of CO₂-EOR technology based on feasibility study.

Key words: *carbon capture use and storage (CCUS), gas-based EOR methods, simulation of gas-based EOR methods, decarbonization*

For citation: V.N. Arkhipov, A.A. Ankudinov, A.A. Mochalova, S.A. Yashchenko, G.V Ulybyshev Tekhnologiya CCUS ot teorii k praktike [CCUS technology from theory to practice]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(36), 2023. pp. 166-176. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.166-176>. EDN OMHQQW (in Russian)

Введение

В 2021 году Правительством РФ утверждена стратегия социально-экономического развития России, согласно которой к 2050 году планируется сократить выбросы парниковых газов и добиться углеродной нейтральности.

Достичь целей декарбонизации возможно путем реализации технологий по улавливанию и закачке углерода в недра. Помимо реализации традиционного хранения закачка CO_2 относится к группе методов EOR (Enhanced Oil Recovery), применяющихся для увеличения объемов добычи нефти и газа. Использование углерода для повышения нефтеотдачи пластов позволит повысить экономическую и экологическую эффективность разработки месторождений углеводородного сырья, сократить его выброс в атмосферу и обеспечить дальнейшее хранение углерода в отработанных коллекторах. Данные перспективы дают потенциал для широкомасштабного внедрения подобных технологий в стране, в связи с чем компания ПАО «НК «Роснефть» ставит перед собой задачи по их изучению и развитию.

Одним из направлений использования потенциала природного поглощения является Carbon capture use and storage (CCUS) – отделение диоксида углерода от других газов в промышленных выбросах для его дальнейшего полезного использования, в частности – для увеличения нефтеотдачи пластов.

На сегодняшний день по направлению CCUS выполняется обоснование эффективности закачки диоксида углерода в нефтяной пласт для уве-

личения нефтеотдачи. Для выбора технологии определена последовательность работ, предусматривающая следующие этапы: формирование уравнения состояния для определения минимального давления смесимости, выбор пластов, подходящих под условия смесимости, выполнение лабораторных исследований керна и флюидов, создание композиционных гидродинамических моделей для оценки технологических показателей, подбор технологического оборудования. На основе результатов расчетов планируется сформировать технико-экономическую оценку эффективности применения закачки CO_2 , определить геологические критерии применимости и создать типовые решения по оборудованию для процесса закачки.

Направление CCUS (повышение нефтеотдачи)

В мировой практике применение CO_2 в качестве агента для вытеснения нефти не является новым, но и массового применения не наблюдается. В основном, данная технология апробировалась на участках ОПР (опытно-промышленных работ) на месторождениях США, Канады и Китая, но в России не распространена и находится на стадии изучения [1].

Перспективы развития направления CCUS рассмотрены на примере месторождения, пласты которого характеризуются неоднородным геологическим строением, сверхнизкой проницаемостью (от 0,1 до 1 мД), различной толщиной (от 10 до 100 м) и нефтенасыщенностью (до 0,7 д. ед.). Для оценки перспективности закачки CO_2 в нефтяной пласт в качестве метода повышения нефтеотдачи специалистами «Тюменского нефтяного научного центра» сформирована этапность работ, включающая анализ существующего опыта и подтверждение эффективности по результатам комплекса лабораторных исследований, многовариантных расчётов на композиционных гидродинамических моделях и последующей технико-экономической оценки.

1. Анализ мировой практики

Анализ мирового опыта освоения месторождений с низкопроницаемыми коллекторами показал, что применение классического заводнения малоэффективно. Высокое значение остаточной нефтенасыщенности при вытеснении водой и, как следствие, низкий коэффициент вытеснения, а также приемистость нагнетательных скважин, не обеспечивающая полную компенсацию отборов жидкости, повышенные требования к качеству закачиваемой воды и другие отрицательные факторы являются предпосылками для поиска методов увеличения эффективности разработки данных месторождений [2].

Поскольку классическое заводнение водой на коллекторах с низкой проницаемостью не имеет ярко выраженного эффекта относительно естественного режима разработки, принято решение рассмотреть наиболее перспективную для увеличения нефтеотдачи в данных условиях технологию: закачку CO_2 .

2. Проведение комплекса лабораторных исследований

В зависимости от типа газового агента, свойств пластовой нефти и параметров пласта (давление и температура) при вытеснении нефти газом может быть достигнуто смешивающееся вытеснение, позволяющее снизить остаточную нефтенасыщенность в низкопроницаемых коллекторах.

Основным физическим механизмом вытеснения нефти газом в смешивающемся режиме является снижение межфазного натяжения до нуля на границе нефть – газ, исчезновение границы раздела фаз и полное растворение нефти в газе [3]. Давление, при котором наблюдается смесимость газа и нефти при пластовой температуре, называется минимальным давлением смесимости (МДС). Так как каждое месторождение характеризуется индивидуальными физико-химическими свойствами флюидов и геолого-физическими характеристиками пластов, то для изучения растворимости газа в нефти, определения МДС и измерения количества извлекаемой

нефти в рассматриваемых условиях проводят комплекс лабораторных исследований, включающий в себя оценку PVT-свойств пластовых флюидов (термофизические свойства пластовых флюидов при изменяющихся значениях давления, температуры и объема) при взаимодействии с закачиваемым газом и фильтрационные исследования на керне:

- эксперимент на тонкой трубке (Slim tube) – оценка минимального давления смесимости и минимального уровня обогащения для достижения смесимости;

- тест на набухаемость нефти (Swell, Swelling test) – определение давления одноконтантного (первичного) смешивания; оценка фазового поведения смеси нефти (жидкая фаза) и газа закачки (газовая фаза) при различных барических условиях (полученные данные используются для настройки уравнения состояния);

- эксперимент по исчезающему межфазному натяжению (VIT, Vanishing interfacial tension) – оценка минимального давления смесимости, подбор состава газа для достижения смесимости при заданном давлении.

По результатам выполненных VIT и Swell тестов на рассматриваемом месторождении, характеризующемся аномально высоким пластовым давлением, закачка CO₂ будет происходить в режиме смешивающегося вытеснения. По результатам фильтрационных исследований значение коэффициента нефтеотдачи (Кно) при закачке газа составляет 0,05-0,09 д. ед., что в 4 раза меньше, чем при закачке воды (0,28-0,39 д. ед.) (Рис. 1).

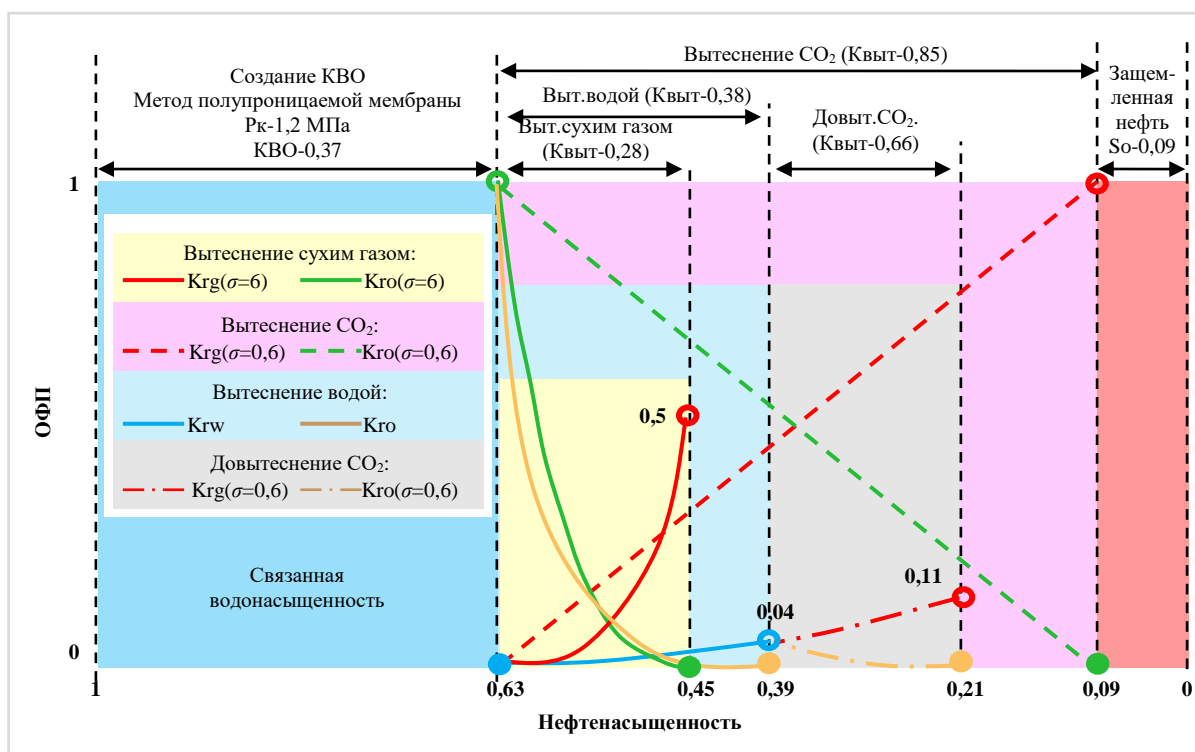


Рис. 1. Зависимость относительных фазовых проницаемостей (ОФП) от агента воздействия и нефтенасыщенности

3. Выполнение многовариантных расчетов

Для формирования профиля добычи и проведения последующей технико-экономической оценки (ТЭО) выполнены многовариантные расчеты на композиционных гидродинамических моделях, полученных в процессе настройки уравнения состояния на результаты лабораторных исследований пластовых флюидов и относительные фазовые проницаемости (ОФП), принятые по результатам фильтрационных исследований на керне.

Результаты расчетов показали, что с момента начала закачки CO_2 осуществляется смешивающееся вытеснение, газонасыщенность в ячейках минимальна. В течение последующих лет CO_2 прорывается к забою добывающих скважин, газовая фаза появляется в зонах, где нефтяная фаза уже вытеснена (Рис. 2).

На основе полученных результатов моделирования сформированы требования к поверхностному оборудованию для достижения планируе-

мых уровней добычи. С учетом потребности в закачке газа выполняется подбор требуемых компрессоров на заводах изготовителях, по результатам которого оценивается стоимость для дальнейшей технико-экономической оценки.

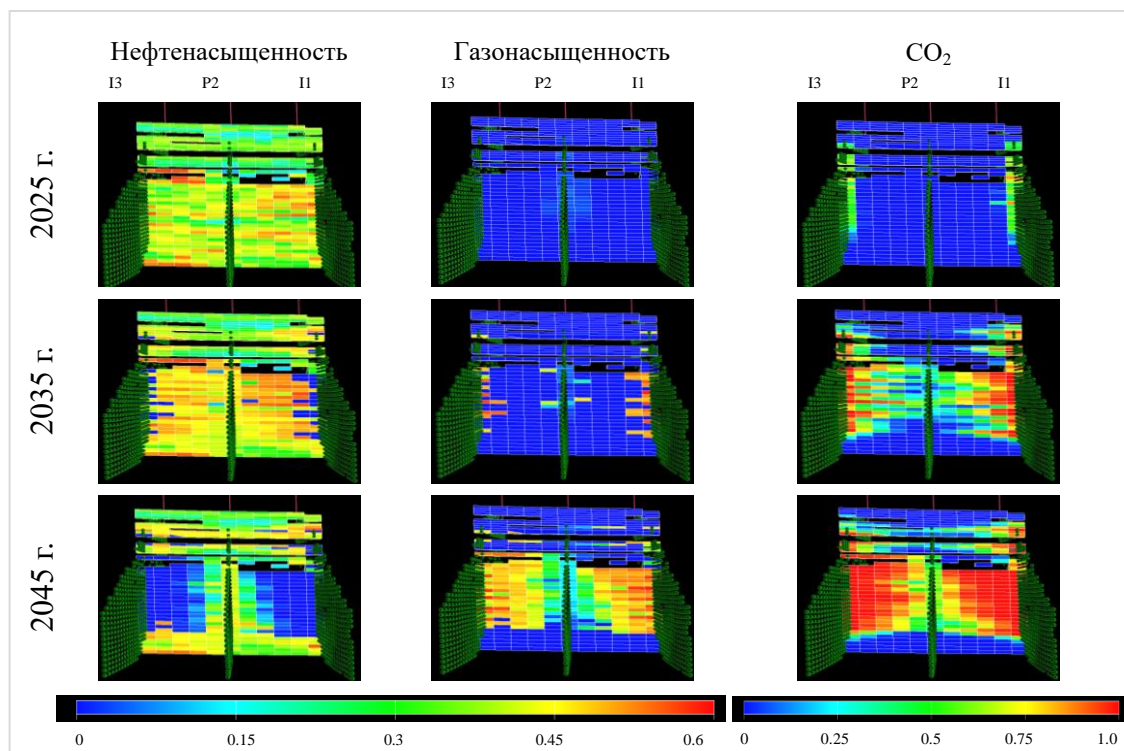


Рис. 2. Динамика вытеснения нефти и продвижения фронта газа в смешивающемся режиме при закачке CO_2

4. Проведение технико-экономической оценки

Расчет технико-экономических показателей эффективности газового воздействия выполнен для трех вариантов разработки: истощение, заводнение, закачка CO_2 и для различных вариантов размещения скважин (плотности сетки скважин, соответствующей месторождениям-аналогам) с целью определения наиболее эффективного воздействия для участка рассматриваемого объекта с конкретными геолого-физическими характеристиками. Для месторождений, характеризующихся широким диапазоном начальной нефтенасыщенности, капитальные затраты следует рассчитывать исходя из концепции модульных решений, которые подразумевают отказ от капитальных объектов инфраструктуры и использование мобиль-

ных комплексов, что позволит сформировать адресные рекомендации по применению технологии воздействия при уточнении геологических условий.

Результаты предварительных расчетов показали, что применение CO_2 для увеличения нефтеотдачи для подобных сложных геологических условий технологически более эффективно по сравнению с традиционным заводнением – величина конечной нефтеотдачи в 1,5-2 раза больше. Отметим, что капитальные вложения при газовом воздействии на этапе опытно-промышленных работ во много раз превышают затраты классического заводнения, тем не менее прирост NPV при самой плотной сетке скважин достигает 10 % при использовании CO_2 (Табл. 1). Наибольший эффект наблюдается в системах с большей плотностью сетки скважин, а для рассматриваемой системы с расстоянием между скважинами 350 м применение газовых МУН является менее эффективным.

Таблица 1

Значение NPV относительно варианта с заводнением (по группам расстояния между скважин) по предварительные технико-экономические показатели вариантов разработки с газовым воздействием

№	Вариант разработки	Расстояние между скважинами, м					
		150		250		350	
		КИН, д. ед.	* NPV, д. ед.	КИН, д. ед.	NPV, д. ед.	КИН, д. ед.	NPV, д. ед.
1	Истощение	0,035	0,2	0,035	0,7	0,037	1,0
2	Заводнение	0,205	-	0,180	-	0,147	-
3	CO_2	0,375	1,1	0,367	0,8	0,343	0,1

* - экономические показатели приведены в относительном измерении от варианта «заводнение»

Применение закачки CO_2 с целью увеличения нефтеотдачи для любых условий возможно при реализации в пласте смешивающегося режима вытеснения, что обеспечивается достижением минимального давления смесимости. Техничко-экономическая оценка, выполненная по результатам композиционного гидродинамического моделирования, показала перспективность применения газовых МУН на низкопроницаемых коллекторах.

Проведение опытно-промышленных работ на скважинах позволит уточнить технико-экономическую оценку, сформировать более полное представление о возможных рисках, стоимости оборудования, его логистики и операционных затратах.

Выводы

Проанализирован мировой опыт, согласно которому технологии по улавливанию, использованию и хранению углерода применяются компаниями как в качестве методов сокращения своего углеродного следа, так и для повышения нефтеотдачи пласта, что дает перспективы для обоснования эффективности закачки CO₂ на месторождениях компании.

Проведены лабораторные исследования для геолого-физических характеристик рассматриваемого месторождения компании, подтвердившие снижение остаточной нефтенасыщенности по причине выполнения условий достижения эффекта от закачки диоксида углерода.

Выполнены многовариантные расчеты на композиционных гидродинамических моделях, учитывающие неоднородное геологическое строение пластов. Результаты расчетов показали, что в условиях низкой насыщенности коллекторов величина конечной нефтеотдачи при закачке CO₂ в 1,5-2 раза больше по сравнению с традиционным заводнением.

Проведен расчет технико-экономической эффективности газового воздействия для трех вариантов разработки: истощение, заводнение, закачка CO₂ для разной плотности сетки скважин. NPV при самой плотной сетке скважин достигает 10 % при использовании CO₂.

Разработан и апробирован подход для оценки перспективности закачки CO₂ в нефтяной пласт в качестве метода повышения нефтеотдачи, по полученным результатам сформирована концепция опытно-промышленных работ на месторождении.

Выполняемые работы позволяют с уверенностью сказать, что перспектива снижения углеродного следа компании ПАО «НК «Роснефть» будет реализована в необходимый срок.

Список литературы

1. В.Б. Карпов, Н.В. Паршин Повышение эффективности разработки крупного месторождения ТРИЗ в Западной Сибири на основе опыта Канадских месторождений-аналогов // SPE-12572-RU. – 2016.
2. Кобяшев А.В., Архипов В.Н., Захаренко В.А., Дубровин А.В., Стариков М.А. Оценка применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи для освоения трудноизвлекаемых запасов объектов-аналогов ачимовских отложений // Экспозиция Нефть Газ. 2023. №1.
3. Lake L.W. Enhanced Oil Recovery. 1989, Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice-Hall.

References

1. Karpov V.B., Parshin N.V. Povyshenie effektivnosti razrabotki krupnogo mestorozhdeniya TRIZ v Zapadnoj Sibiri na osnove opyta Kanadskih mestorozhdenij-analogov [Improving the efficiency of tight-oil field development in Western Siberia based on the experience of similar Canadian fields]. SPE-12572-RU. 2016. (in Russian)
2. Kobyashev A.V., Arkhipov V.N., Zakharenko V.A., Dubrovin A.V., Starikov M.A. Evaluation of the applicability of gas methods of enhanced oil recovery for the development of tight oil of fields-analogues of the Achimov formation. Ekspoziciya Neft Gaz [Oil and Gas Exposition]. 2023, No.1 (in Russian)
3. Lake L.W. Enhanced Oil Recovery. 1989, Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice-Hall.

Сведения об авторах

Архипов Виталий Николаевич, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79, корп. 1

E-mail: vnarkhipov@tnnc.rosneft.ru

Анкудинов Александр Анатольевич, кандидат технических наук, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79, корп. 1

E-mail: aaankudinov@tnnc.rosneft.ru

Мочалова Алена Алексеевна, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79, корп. 1

E-mail: AAMochalova@tnnc.rosneft.ru

Яценко Сергей Алексеевич, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79, корп. 1

E-mail: sayaschenko@tnnc.rosneft.ru

Улыбышев Георгий Вячеславович, старший менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79, корп. 1

E-mail: gvulybyshev@tnc.rosneft.ru

Authors

V.N. Arkhipov, Head Manager, Tyumen Petroleum Research Center LLC

b. 1, 79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

E-mail: vnarkhipov@tnc.rosneft.ru

A.A. Ankudinov, PhD, Head of Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC

b. 1, 79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

E-mail: aaankudinov@tnc.rosneft.ru

A.A. Mochalova, Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC

b. 1, 79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

E-mail: AAMochalova@tnc.rosneft.ru

S.A. Yashchenko, Chief Project Engineer, Tyumen Petroleum Research Center LLC

b. 1, 79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

E-mail: sayaschenko@tnc.rosneft.ru

G.V. Ulybyshev, Senior Manager, Tyumen Petroleum Research Center LLC

b. 1, 79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

E-mail: gvulybyshev@tnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 12.10.2023

Принята к публикации 20.12.2023

Опубликована 30.12.2023