

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 13.08.2024 г.

Принята к публикации 09.12.2024 г.

EDN: SNHIYC

УДК 622.276.6:546.264-31:004.032.26

Коростелев М.Н.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюмень, Россия,
Maxim.Korostelev@lukoil.com

Сенцов А.В.

Тюмень, Россия, tema.senczow@yandex.ru

Гончаров И.П.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ООО «ТННЦ»), Тюмень, Россия,
goncharovip02@gmail.com

Воробьев М.А.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюмень, Россия

ПЛАНИРОВАНИЕ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МАЛООБЪЕМНЫХ ЗАКАЧЕК УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА КАК ЭТАП ПО ПЕРЕХОДУ К КРУПНЫМ ПРОЕКТАМ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Современные тенденции, связанные с осложнением добычи остаточных и трудноизвлекаемых запасов, требуют использования третичных методов увеличения нефтеотдачи, среди которых эффективной является закачка углекислого газа в зависимости от геолого-физических параметров пласта (проницаемость, пластовое давление и температура, водонасыщенность) и свойств флюида (плотность, вязкость). Предпосылки использования углекислого газа в качестве агента вытеснения основываются на способности данного газа изменять реологические свойства нефти, что выражается в снижении вязкости пластового флюида.

Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи представлен такими крупными проектами, как Petra Nova и другими по всему миру. Ввиду отсутствия опыта подобных масштабных проектов в России, целесообразно рассмотреть малообъемные закачки углекислого газа как подготовительный этап для перехода к реализации долгосрочных крупномасштабных проектов по утилизации углекислого газа в нефтяные пласты.

Представлена методика прогнозирования дополнительной добычи нефти за счет применения малообъемных закачек углекислого газа, базирующаяся на использовании IT-инструмента. В основе инструмента уникальный массив данных, полученный по результатам гидродинамического моделирования. Модели рассчитаны с различными комбинациями переменных геолого-физических параметров пласта, свойств флюида и объемов закачки углекислого газа. На базе полученной информации создается, обучается и тестируется нейронная сеть, способная по введенным переменным параметрам прогнозировать потенциальный прирост добычи нефти при закачке углекислого газа.

Ключевые слова: углекислый газ, повышение нефтеотдачи, нейронная сеть, гидродинамическое моделирование.

Для цитирования: Коростелев М.Н., Сенцов А.В., Гончаров И.П., Воробьев М.А. Планирование и определение эффективности малообъемных закачек углекислого газа как этап по переходу к крупным проектам повышения нефтеотдачи // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №4. - https://www.ngtp.ru/rub/2024/38_2024.html EDN: SNHIYC

Введение

Из широкого перечня актуальных задач современной нефтегазовой отрасли следует

выделить два направления: поиск потенциальных возможностей для увеличения добычи углеводородов и снижение негативного влияния на окружающую среду (снижение «углеродного следа»). Возникновение первого направления обусловлено тем, что значительная часть углеводородного сырья сегодня добывается на месторождениях 3-4 стадии разработки, поэтому компаниям необходимо внедрять современные методы увеличения нефтеотдачи пласта для добычи остаточных запасов на «зрелых» месторождениях или разрабатывать эффективные методы добычи трудноизвлекаемых запасов нефти. В рамках второго направления перед компаниями стоят задачи по сокращению эмиссии парниковых газов в атмосферу от операционной деятельности и разработке инициатив для утилизации парниковых газов.

Проработка вопроса по закачке углекислого газа (CO_2) в нефтяные пласты способствует решению и той, и другой задач. В настоящее время в мире реализуется более 200 крупных проектов по утилизации CO_2 . Необходимость реализации подобных проектов в Российской Федерации подтверждается внесением изменений в природоохранное законодательство и активностью нефтегазовых компаний по планированию инвестиций на внедрение технологии сокращения выбросов CO_2 . Таким образом, можно утверждать, что крупные проекты по эффективной утилизации CO_2 в нефтяные пласты будут внедряться в России, но, ввиду отсутствия опыта применения технологии, целесообразно провести опытно-промышленные работы (ОПР) с малыми объемами CO_2 перед внедрением крупномасштабных проектов.

Эффективность углекислого газа как агента вытеснения

Закачка CO_2 эффективна на месторождениях с высоковязкой нефтью из-за его способности растворяться в нефти и пластовой воде в большей степени, чем другие газы. Растворенный в нефти CO_2 способствует увеличению ее объема, что, в свою очередь, способствует вытеснению остаточных неподвижных углеводородов [Методы повышения нефтеотдачи..., 2014]. Кроме того, CO_2 обеспечивает снижение межфазного натяжения на границе раздела фаз «нефть-вода». Растворение газа в нефти и воде улучшает смачиваемость породы водой, что приводит к смыванию нефтяной пленки с поверхности породы, переводя ее в состояние «капли», тем самым увеличивая коэффициент вытеснения. CO_2 растворяется в воде, уменьшая ее вязкость, образуемая при этом уголекислота (H_2CO_3) способна растворять некоторые типы цемента и породы, повышая проницаемость пласта [Волков и др., 2017].

Одним из самых перспективных методов увеличения нефтеотдачи является закачка в пласт CO_2 в сверхкритическом состоянии. Растворяющая способность CO_2 в сверхкритическом состоянии возрастает с увеличением плотности при постоянной температуре, что соответствует пластовым условиям.

Сверхкритическое состояние флюида является промежуточным этапом между свойствами жидкости и газа. Плотность такого вещества приближена к плотности жидкости, а сжимаемость близка к сжимаемости газов. Регулирование давления и температуры позволяет изменять свойства флюида, приближая его к состоянию жидкости или газа.

Для CO₂ критическая точка характеризуется температурой 31,2°C и давлением 7,2 МПа [Гиматудинов, Ширковский, 1982]. При температуре ниже 31,2°C CO₂ может находиться в жидкой фазе. Температура, при которой CO₂ будет находиться в жидком состоянии, может повыситься до 40°C, если в составе присутствуют углеводороды. В сверхкритическом состоянии плотность CO₂ соответствует плотности жидкости, а вязкость и поверхностное натяжение – газу [Хромых, Литвин, Никитин, 2018].

Давление смешиваемости CO₂ и нефти зависит от состава флюида и давления точки кипения. По мере увеличения давления насыщения, а также в присутствии метана или азота в нефти, смешиваемость CO₂ ухудшается, а углеводородные газы с высоким молекулярным весом, включая этан, наоборот, улучшают смешиваемость CO₂. Давление смешиваемости CO₂ значительно ниже, чем у углеводородных газов.

Для вытеснения нефти CO₂ необходимое давление смешиваемости будет в пределах 9-10 МПа, тогда как для вытеснения углеводородным газом - от 27 до 30 МПа. В случае, когда давление в пласте не достигает давления смешиваемости, при взаимодействии CO₂ и нефти образуется CO₂, содержащий легкую фазу нефти и нефть без легких фракций.

Способы закачки углекислого газа

Существуют следующие способы доставки CO₂ в пласт:

- 1) водогазовое воздействие – попеременная закачка воды и больших объемов CO₂;
- 2) карбонизированная вода – непрерывная закачка воды, насыщенной CO₂;
- 3) Huff-&-Puff – технология закачек CO₂ в добывающие скважины, суть которой заключается в выдерживании CO₂ в призабойной зоне пласта для интенсификации добычи;
- 4) малообъемные закачки CO₂ – однократная или периодическая обработка малым объемом CO₂.

Опыт малообъемных закачек CO₂ имеется в ООО «РИТЭК», входящем в Группу «ЛУКОЙЛ». Специалисты «РИТЭК» в 2017 г. первыми в Российской Федерации применили технологию циклической закачки «Huff-and-Puff» для добычи высоковязкой нефти на Марьинском месторождении. По итогам ОПР за 18 мес. суммарная дополнительная добыча нефти составила более 900 т при суммарной закачке 300 т CO₂.

После полученных результатов в 2019 г. CO₂ закачан в две горизонтальные скважины. Согласно результатам исследований и апробации проекта, средний эффект от циклической

закачки CO₂ составил 3-7 т нефти на 1 т CO₂ [Немиров, Караулов, 2020].

Мировой опыт крупных проектов повышения нефтеотдачи с помощью углекислого газа

На сегодняшний день в мире реализовано более 200 проектов по закачке CO₂ в нефтяной пласт. Эффективность использования CO₂ в целях повышения нефтеотдачи пласта подтверждается увеличением коэффициента извлечения нефти на 10-15%.

Одним из примеров проекта по закачке CO₂ является Petra Nova: собранный с помощью системы улавливания на угольной электростанции CO₂ закачивался в нефтяные пласты, что позволило дополнительно добывать 10-15 тыс. барр. в сут при суммарной закачке в пласт до 7000 тыс. т CO₂ в день [Трухина, Синцов, 2016].

Концепция решения

Принимая во внимание перспективность методов повышения нефтеотдачи пласта, базирующихся на закачке CO₂, авторы разработали методику с использованием нейронной сети, предназначенной для экспресс-оценки эффективности малообъемных закачек CO₂ на основе анализа ключевых параметров пласта и флюида. При создании методики использовался массив данных, полученный по результатам гидродинамического моделирования (на основе расчетов 2000 композиционных секторных моделей). Гидродинамическое моделирование производилось на основе различных комбинаций переменных параметров пласта (проницаемость, пластовое давление, температура, водонасыщенность), вязкости пластовой нефти и объема закачиваемого CO₂ (табл. 1).

Таблица 1

Переменные параметры пласта

Параметры	Значения		
Проницаемость, мД	10	50	200
Пластовое давление, МПа	15	20	30
Пластовая температура, °С	60	80	100
Водонасыщенность, д. е.	0,4	0,5	0,6
Вязкость нефти, сП	5	10	40
Объем закачки, тыс. т	1	3	5

По результатам гидродинамического моделирования оценивался прирост добычи нефти после проведения малообъемных закачек CO₂ в сравнении с эффектами от «классического» заводнения. Эффект от одной закачки CO₂ в среднем составил 200 т дополнительно добытой нефти на 1000 т закачанного CO₂, далее полученные данные использовались для обучения нейронной сети.

Таким образом, разработанный IT-инструмент позволяет осуществлять прогнозную оценку эффективности проведения малообъемной закачки CO₂ по показателю «Прироста добычи нефти» в сравнении с заводнением, а также проводить ранжирование нагнетательных скважин на месторождении для применения рассматриваемой технологии.

Гидродинамическая модель

Для этапа гидродинамического моделирования создана секторная синтетическая композиционная модель с одной горизонтальной добывающей и одной горизонтальной нагнетательной скважиной (рис. 1).

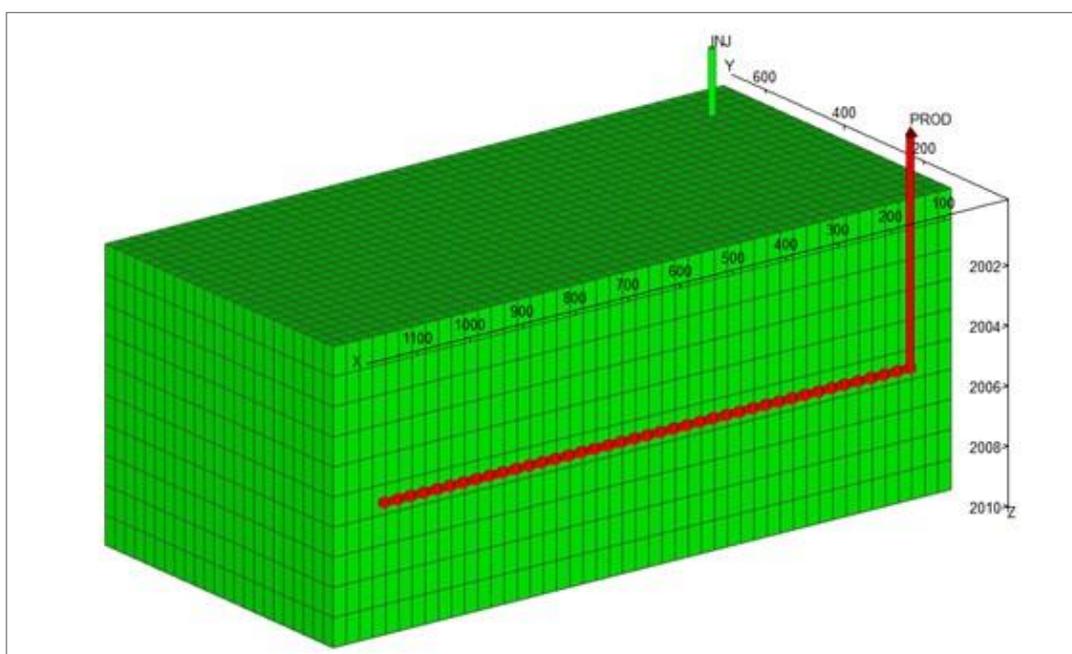


Рис. 1. Секторная гидродинамическая модель

Ввиду необходимости расчета большого количества вариантов, модель имела простую блочно-центрированную геометрию. При моделировании призабойной зоны пласта использовалась функция LGR (Local Grid Refinement) – неравномерная сетка, позволяющая детально отслеживать процессы фильтрации CO₂ в пласте.

Геолого-физические характеристики пласта и свойства флюида приняты на основе осреднения данных по месторождениям Западной Сибири (табл. 2).

Для описания PVT-свойств флюида применялась композиционная модель. Компонентный состав нефти описывался пятью углеводородными компонентами от C₁ до C₅ и псевдокомпонентом для углеводородов групп C₆₊ (табл. 3).

Таблица 2

Параметры гидродинамической модели

Параметр	Значение
Размер модели, м	1200*700*10
Размер ячеек, м	25*25*1
Расстояние между скважинами, м	500
Период расчёта модели, год	4
Приёмистость воды, м ³ /сут	200

Таблица 3

Компонентный состав нефти

Компонент	Критический объем, м ³ /кг-моль	Молярная масса, кг/кг-моль	Концентрация, д. ед.
C ₁	0,0986	16,043	0,20365
C ₂	0,1455	30,07	0,01989
C ₃	0,2000	44,097	0,04249
C ₄	0,2550	58,123	0,04861
C ₅	0,3130	72,15	0,03968
C ₆₊	0,9327	351,511	0,64564

Исследовательские задачи

В ходе работы над проектом перед авторами стояли исследовательские вопросы, ответы на которые получены по результатам гидродинамического моделирования:

- 1) Исключение риска прорыва закачиваемого CO₂ к забою добывающей скважины.

При закачке CO₂ существует риск его прорыва к добывающей скважине, что может значительно снизить эффективность воздействия на призабойную зону пласта. Данное явление обусловлено тем, что CO₂ ввиду своей вязкости и плотности обладает лучшей проникающей способностью, чем нефть или вода, а, значит, достигает добывающую скважину по пути наименьшего сопротивления, из-за чего большая часть пласта остается не охвачена воздействием CO₂.

При малообъемных закачках CO₂ такой проблемы не наблюдается, так как относительно пласта объем закачиваемого газа слишком мал, и часть CO₂, находящаяся в чистом виде, остается в призабойной зоне пласта, а продвигающийся дальше CO₂ растворяется с нефтью, таким образом, проводимые в контексте ОПР обработки объемом в 1-5 тыс. т не могут привести к прорыву углекислого газа даже через несколько месяцев после закачки (рис. 2, 3).

- 2) Оценка смешиваемости CO₂ с нефтью.

При моделировании в программном комплексе tNavigator воспроизводились условия, обеспечивающие наибольшую эффективность от смешивания нефти и CO₂, состояние которого соответствует сверхкритическому. По результатам выполненных расчетов максимальная растворимость газа в нефти составила 70% при нижней границе пластового давления 15 МПа и температуре 60°C (рис. 4).

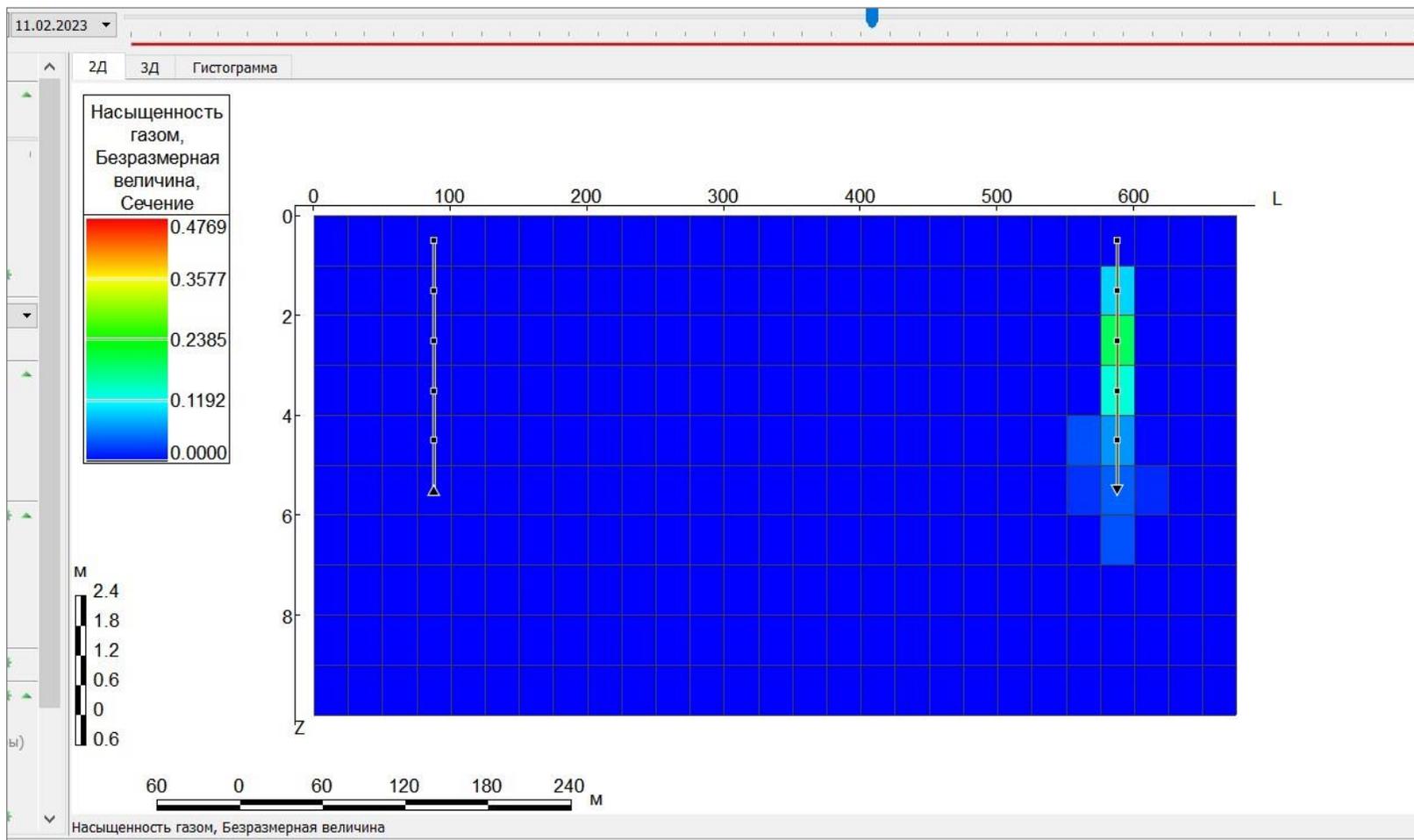


Рис. 2. Модель распространения углекислого газа через месяц после закачки

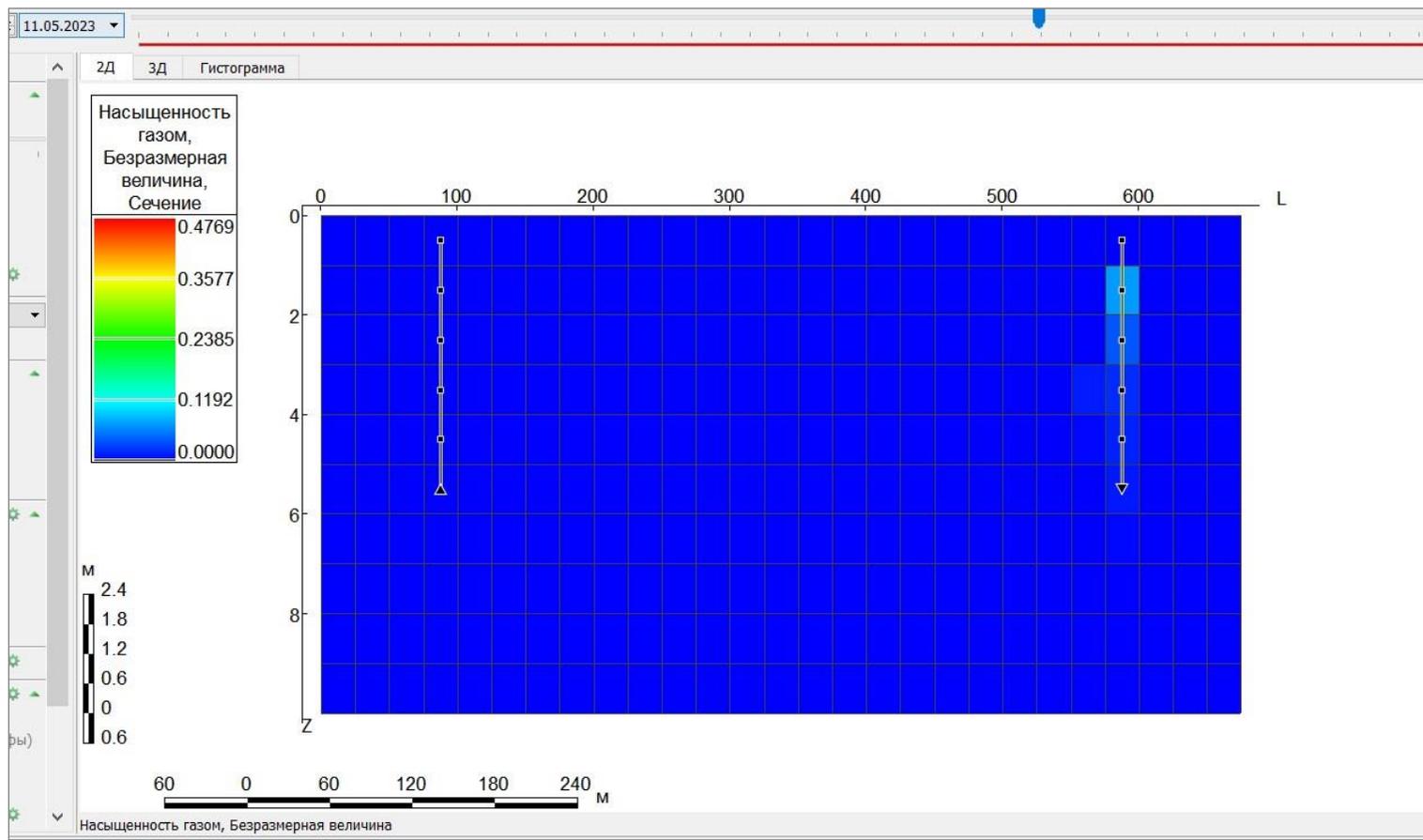


Рис. 3. Модель распространения углекислого газа через 4 месяца после закачки

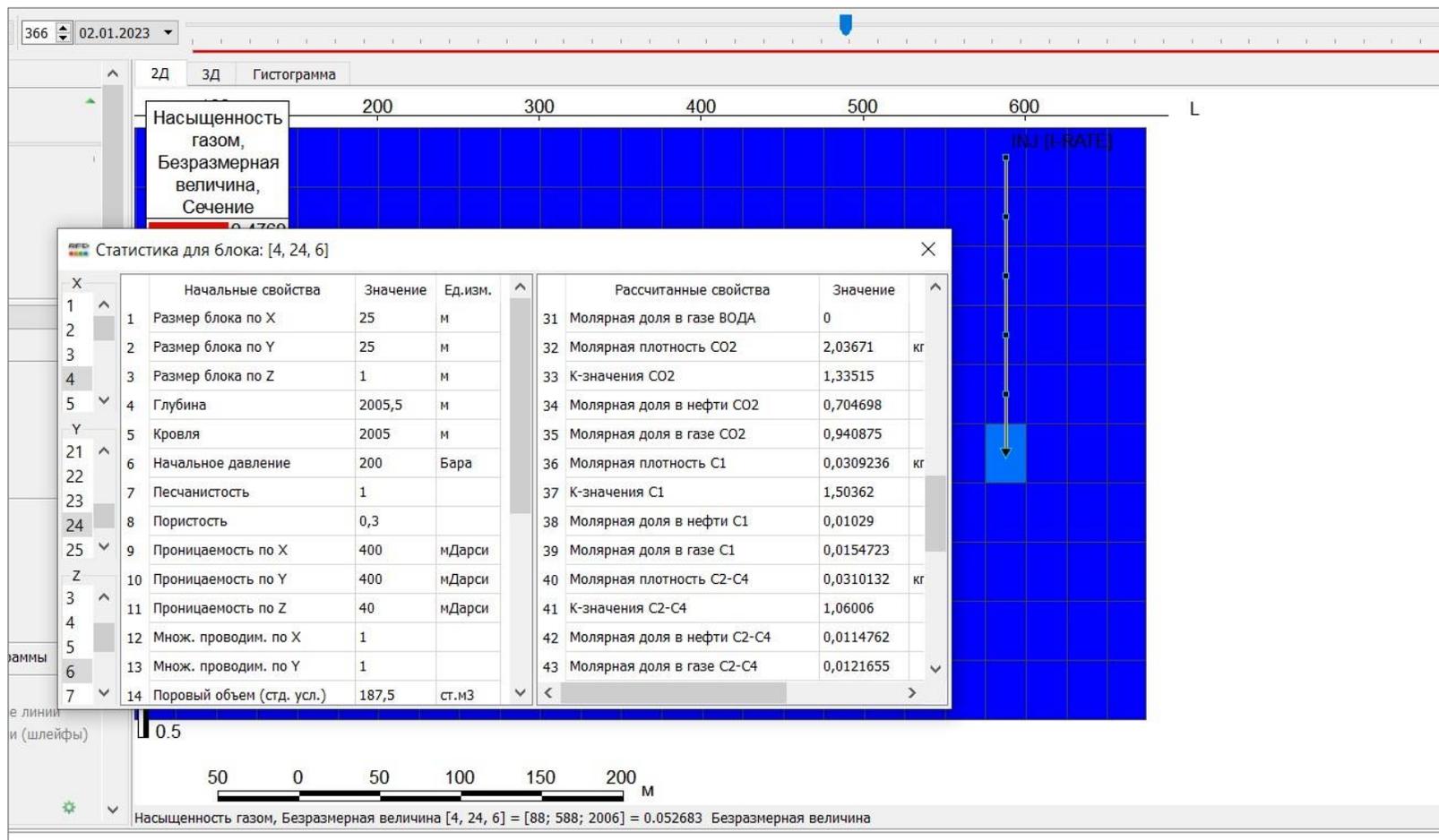


Рис. 4. Модель максимальной растворимости углекислого газа в нефти

3) Влияние малообъемных закачек на дополнительную добычу нефти.

Эффект малообъемных закачек CO_2 определяется смешиваемостью газа с нефтью, за счет данного явления происходит уменьшение вязкости флюида в 2-5 раз в зависимости от объема закачиваемого газа, наряду с этим увеличивается объем нефти, что в совокупности помогает извлечь остаточные запасы. Помимо этого, наблюдается снижение относительной фазовой проницаемости (ОФП) для воды в призабойной зоне пласта, что позволяет увеличить эффективность фильтрации воды при заводнении (рис. 5).

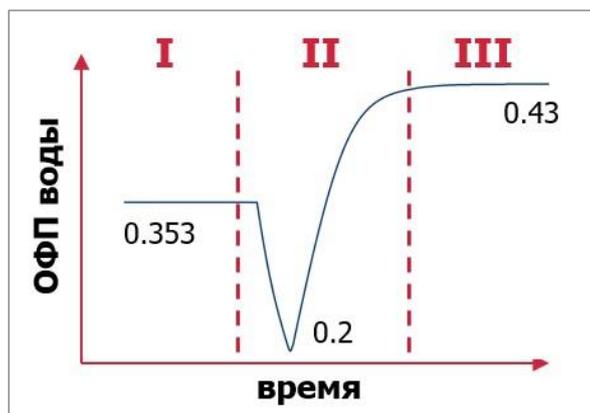


Рис. 5. График изменения относительной фазовой проницаемости воды

Изначально, при закачке воды (I) значение ОФП остается постоянным, затем в момент закачки CO_2 (II) наблюдается снижение ОФП воды, так как внутри пласта появляется третья фаза – газ, далее газ смешивается с нефтью и вместе с остаточными запасами продвигается дальше к добывающей скважине, и так как внутри пор остается меньше нефти, наблюдается увеличение ОФП воды относительно значений при заводнении (III).

Нейронная сеть

Расчетным модулем в разработанном инструменте является нейронная сеть, реализованная в архитектуре многослойного перцептрона: первый слой – входной, предназначенный для ввода параметров, пять скрытых слоев для произведения расчетов и последний слой – выходной, для формирования и оценки дополнительной добычи нефти. Связи между слоями – линейные, функция активации на каждом слое – сигмоида, выбрана как самая подходящая для данной задачи регрессии.

В качестве оптимизатора применен алгоритм «Adam» – один из самых эффективных в обучении нейронных сетей. Данный алгоритм хорошо подходит для задач с большим количеством входных данных, даже в том случае, если градиенты входных параметров очень разряжены.

При выборе архитектуры, количества слоев и оптимизатора оценивались параметры точности модели: средняя квадратичная ошибка и максимальная частная погрешность.

Обучение нейронной сети происходило на гидродинамических моделях, в которых в качестве переменных параметров выбраны геолого-физические характеристики, свойства флюида и объем закачиваемого CO₂ (см. табл. 1), определены краевые точки эффективной применимости CO₂. Общее количество моделей для обучения составило около 700, тогда как для тестов использовались 100 моделей. Зависимость прироста по дополнительной добыче нефти от объемов закачки представлена на рис. 6.

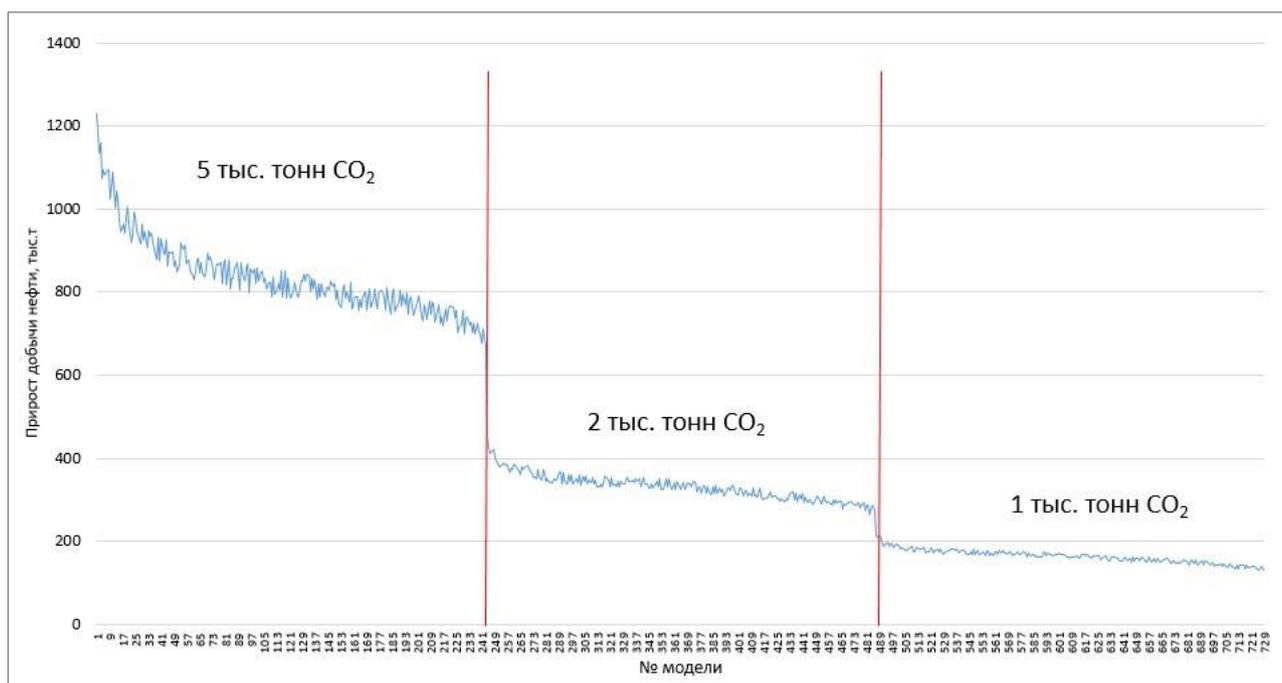


Рис. 6. Модель зависимости прироста добычи нефти от объемов закачки углекислого газа

Так, средняя квадратичная ошибка нейронной сети в прогнозировании при обучении на заданных гиперпараметрах не превышала 5%, и максимальное отклонение составляло 6% - по сравнению с результатами гидродинамического моделирования (рис. 7).

При тестировании нейронной сети на выборке параметров, значения которых находились вне диапазонов обучения, задача регрессии и прогнозирования прироста добычи по сравнению с заводнением решалась с максимальной погрешностью в 4,5% (рис. 8).

В рамках исследований разработана методика по технологической оценке применимости малообъемных закачек CO₂ в целях сокращения углеродного следа и повышения нефтеотдачи пластов.

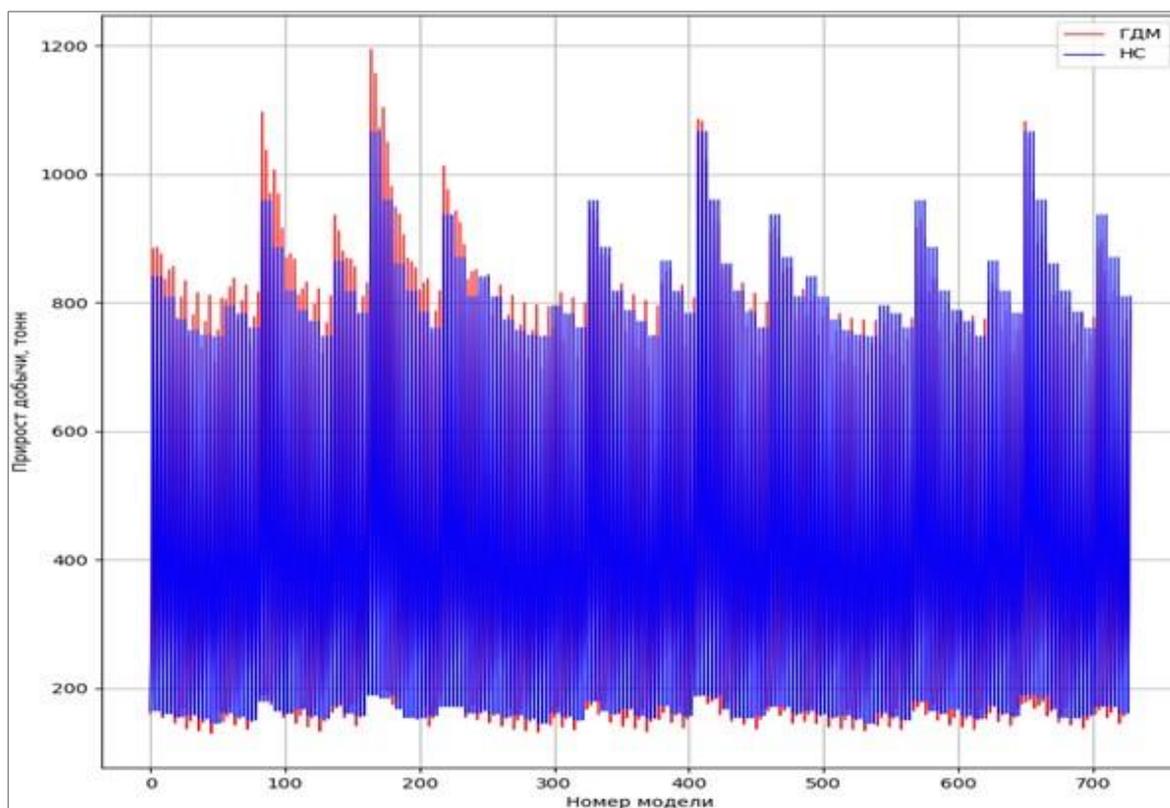


Рис. 7. Обучение нейронной сети

ГДМ - гидродинамическое моделирование, НС - нейронная сеть.

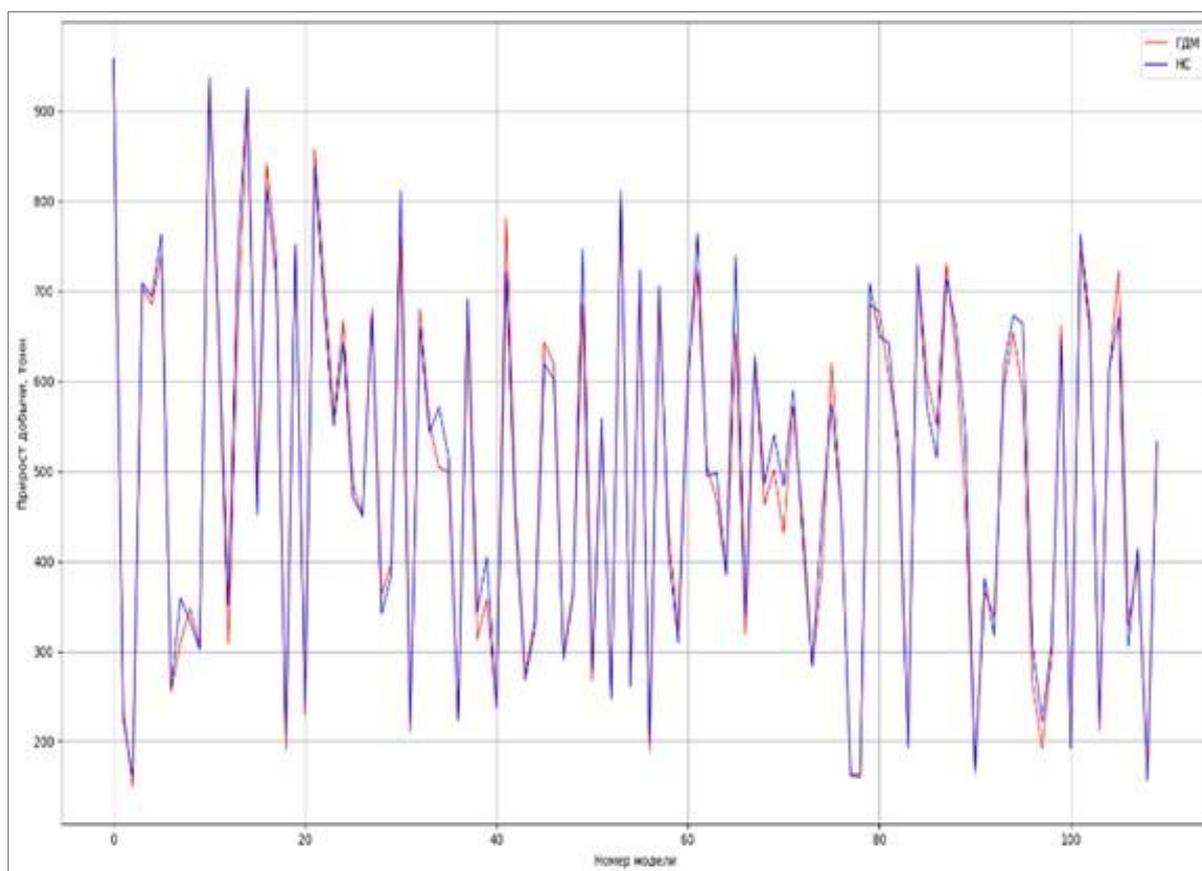


Рис. 8. Тестирование нейронной сети

ГДМ - гидродинамическое моделирование, НС - нейронная сеть.

Выводы

Анализ отечественного и мирового опыта подтверждает эффективность закачки CO₂ как метода увеличения нефтеотдачи нефтяных пластов, а применение разработанного инструмента в прогнозировании и планировании малообъемных закачек позволяет определять потенциал реализации проектов по утилизации CO₂.

Рассмотренная разработка основана на современных подходах к оценке реализации методов и технологий закачки CO₂. На основании результатов гидродинамического моделирования сформирована база данных, с помощью которой обучалась и настраивалась нейронная сеть, позволяющая по входным геолого-физическим параметрам, свойствам флюида и объему CO₂ оценивать дополнительную добычу при применении малообъемных закачек углекислого газа в сравнении с «классическим» заводнением.

Литературы

Волков В.А., Прохоров П.Э., Турапин А.Н., Афанасьев С.В. Газоциклическая закачка диоксида углерода в добывающие скважины для интенсификации добычи высоковязкой нефти // Нефть. Газ. Новации. - 2017. - №4. - С. 62-65.

Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник для вузов. Изд. 3-е перераб. и доп. - М.: Недра, 1982. - 311 с.

Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): учеб. пособие / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк - Ухта: УГТУ, 2014. - 127 с.

Немиров В.А., Караулов А.В. Опыт применения технологий повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами // Нефть. Газ. Новации. - 2020. - №10. - С. 28-33.

Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. - 2016. - № 3. - С. 205-209.

Хромых Л.Н., Литвин А.Т., Никитин А.В. Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов // Вестник Евразийской науки. - 2018. - №5. - Т 10. - <https://esj.today/PDF/06NZVN518.pdf>

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 13.08.2024

Published 09.12.2024

Korostelev M.N.

LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen, Tyumen, Russia,
Maxim.Korostelev@lukoil.com

Sentsov A.V.

Tyumen, Russia, tema.senczow@yandex.ru

Goncharov I.P.

Tyumen Oil Research Center LLC, Tyumen, Russia, goncharovip02@gmail.com

Vorob'ev M.A.

LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen, Tyumen, Russia

PLANNING AND DETERMINING THE EFFICIENCY OF LOW-VOLUME CARBON DIOXIDE INJECTIONS AS A STEP TO TRANSITION TO LARGE-SCALE ENHANCED OIL RECOVERY PROJECTS

Modern trends associated with the complication of the extraction of residual and hard-to-recover reserves require attention to tertiary methods of enhancing oil recovery, among which the injection of carbon dioxide is effective depending on the geological and physical parameters of the reservoir (permeability, reservoir pressure and temperature, water saturation) and fluid properties (density, viscosity). The prerequisites for using carbon dioxide as a displacement agent are based on the ability of this gas to change the rheological properties of oil, which is expressed in a decrease of the reservoir fluid viscosity.

Experience in using carbon dioxide to enhance oil recovery is represented by such large projects as Petra Nova and others around the world. Due to the lack of experience in such large-scale projects in Russia, it is advisable to consider small-volume injections of carbon dioxide as a preparatory stage for the transition to the implementation of long-term large-scale projects for the utilization of carbon dioxide in oil reservoirs.

A methodology for predicting additional oil production through the use of small-volume injections of carbon dioxide is presented, based on the use of an IT tool. The tool is based on a unique array of data obtained from the results of hydrodynamic modeling. The models are calculated with various combinations of variable geological and physical parameters of the reservoir, fluid properties and volumes of carbon dioxide injection. Based on the information obtained, a neural network is created, trained and tested, which is capable of predicting the potential increase in oil production when injecting carbon dioxide based on the entered variable parameters.

Keywords: carbon dioxide, enhanced oil recovery, neural network, hydrodynamic modeling.

For citation: Korostelev M.N., Sentsov A.V., Goncharov I.P., Vorob'ev M.A. Planirovanie i opredelenie effektivnosti maloob'emnykh zakachek uglekislogo gaza kak etap po perekhodu k krupnym proektam povysheniya nefteotdachi [Planning and determining the efficiency of low-volume carbon dioxide injections as a step to transition to large-scale enhanced oil recovery projects]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika, 2024, vol. 19, no. 4, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2024/38_2024.html EDN: SNHIYC

References

Gimatudinov Sh.K., Shirkovskiy A.I. *Fizika neftyanogo i gazovogo plasta* [Physics of oil and gas formation]. Uchebnik dlya vuzov. Izd. 3-e pererab. i dop. Moscow: Nedra, 1982, 311 p. (In Russ.).

Khromykh L.N., Litvin A.T., Nikitin A.V. *Primenenie uglekislogo gaza v protsessakh povysheniya nefteotdachi plastov* [Application of carbon dioxide in enhanced oil recovery]. *Vestnik Evraziyskoy nauki*, 2018, vol. 10, no. 5, available at: <https://esj.today/PDF/06NZVN518.pdf> (In Russ.).

Metody povysheniya nefteotdachi plastov (teoriya i praktika): ucheb. posobie [Methods of

increasing oil recovery (theory and practice)]. L.M. Ruzin, O.A. Morozyuk. Ukhta: UGTU, 2014, 127 p. (In Russ.).

Nemirov V.A., Karaulov A.V. Opyt primeneniya tekhnologiy povysheniya nefteotdachi plastov na mestorozhdeniyakh s trudnoizvlekaemymi zapasami [Experience in using technologies to increase oil recovery in fields with hard-to-recover reserves]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2020, no. 10, pp. 28-33. (In Russ.).

Trukhina O.S., Sintsov I.A. Opyt primeneniya uglekislogo gaza dlya povysheniya nefteotdachi plastov [The experience of using carbon dioxide to increase oil recovery]. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya*, 2016, no. 3, pp. 205-209, available at: <https://natural-sciences.ru/ru/article/view?id=35849> (In Russ.).

Volkov V.A., Prokhorov P.E., Turapin A.N., Afanas'ev S.V. Gazotsiklicheskaya zakachka dioksida ugleroda v dobyvayushchie skvazhiny dlya intensivatsii dobychi vysokovyzkoy nefi [Gas-cyclic injection of carbon dioxide into producing wells to intensify production of high-viscosity oil]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2017, no. 4, pp. 62-65. (In Russ.).