ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО КОЛЛЕКТОРА ЭКСТРАКЦИЕЙ СВЕРХКРИТИЧЕСКИМ ДИОКСИДОМ УГЛЕРОДА

А.И. Шаяхметов*, В.Л. Малышев, Е.Ф. Моисеева, А.И. Пономарёв

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа

Estimation of Efficiency of Oil Extraction with Supercritical CO₂ in a Low-Permeability Reservoir

A.I. Shayakhmetov, V.L. Malyshev, E.F. Moiseeva, A.I. Ponomarev*

Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russia

Abstract

The results of experimental study of oil extraction by supercritical carbon dioxide in a low-permeability reservoir are presented. As an object of study, we selected core samples from a low-permeability oil-saturated reservoir of one of the fields in Western Siberia, which is currently being developed in the regime of depletion of reservoir energy. The contact time of supercritical carbon dioxide with composite core models in three experiments was 8, 24, and 72 hours, respectively. Based on the results of laboratory experiments, the dynamics of the penetration of carbon dioxide along the depth of the composite core model was established. The value of the oil recovery factor and its distribution along the length of the core model in time is given.

Keywords:

Carbon dioxide;
Low-permeability reservoir;
Minimum miscibility pressure;
Slim-tube;
Extraction;
Oil recovery.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Закачка диоксида углерода (углекислого газа) в пласт с целью повышения нефтеотдачи уже более 40 лет [1] успешно применяется в традиционных коллекторах. Мировой опыт насчитывает множество проектов, основанных на использовании диоксида углерода в качестве нагнетаемого в пласт рабочего агента в США, Канаде, Венгрии, Венесуэле, Китае, России [2,3].

Эффективность данного метода основана на высокой растворимости углекислого газа в пластовых флюидах и повышении при этом вязкости воды и снижении вязкости нефти и поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть-пластовая вода, а также увеличении объема нефти. Все это способствует повышению эффективности нефтеизвлечения. В зависимости от давления закачки и пластового давления диоксид углерода в пласте может находиться в разном фазовом состоянии и полностью или частично растворяться в нефти. Лабораторные испытания показали, что закачка CO₂ может обеспечить нефтеотдачу, равную 90% от начальных запасов, при термобарических условиях полной смесимости. Кроме того, закачка CO₂ в пласт

позволяет решить также экологическую проблему, связанную с выбросами CO₂ в атмосферу, которые считаются одной из причин глобального потепления.

Переход к разработке трудноизвлекаемых запасов и применение закачки CO₂ в плотных коллекторах ($k < 0.1$ мД) и сланцах является более трудоемкой и наукоемкой задачей, так как данные коллектора характеризуются низкой проницаемостью нагнетательных скважин, необходимостью проведения операций по гидроразрыву пласта (ГРП) и требуют изучения существующего опыта закачки диоксида углерода, накопления результатов теоретических и экспериментальных исследований данного процесса с целью его адекватного проектирования.

Одним из хорошо изученных примеров закачки CO₂ в плотные нефтяные пласты и сланцы является месторождение Баккен, расположенное на территории нефтегазового бассейна Уиллистон в Северной Америке [4-6]. В работах [7-9] авторы экспериментально исследовали параметры, влияющие на эффективность извлечения нефти закачкой CO₂ на образцах сланцевых и глинистых пород-коллекторов нефти формации Баккен. Показано, что площадь, а также время контакта породы с CO₂ являются основными факторами, влияющими на нефтеот-

*E-mail: airat_shayahmetov@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200592>

дачу пласта. Лабораторные эксперименты также продемонстрировали, что извлечение нефти из пластов с естественной или искусственной трещиноватостью происходит в первую очередь за счет способности CO_2 проникать в матрицу породы и растворяться в углеводородах, а не за счет набухания нефти, снижения ее вязкости, либо эффекта «вытеснения», характерных для традиционных пластов.

Применение закачки углекислого газа для повышения эффективности разработки месторождений Азербайджана отмечается в работе [10], где рассмотрена возможность и перспективы применения CO_2 на 45 месторождениях Азербайджана.

В работе [11] авторы исследовали эффективность закачки CO_2 в низкопроницаемые образцы горной породы ($k < 1$ мД) месторождения Яньчан в бассейне Ордос, Китай. Были протестированы три стратегии, включая непрерывную закачку углекислого газа, попеременную закачку газа и воды и циклическую закачку углекислого газа. Были проведены эксперименты по вытеснению нефти углекислым газом при давлениях выше и ниже давления смесимости. Для изученных образцов горной породы, наибольшая эффективность нефтеизвлечения была достигнута при циклической закачке CO_2 .

Стоит отметить, что циклическая закачка CO_2 считается одним из наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов и сланцев. Множество работ посвящено экспериментальным и численным исследованиям данного подхода. Результаты экспериментальных исследований эффективности циклической закачки CO_2 представлены в работах [12-15]. В работе [16] представлено несколько аналитических моделей распределения давления в коллекторах с гидроразрывом, выработанных горизонтальными скважинами с помощью циклической закачки углекислого газа.

Авторы [17] провели экспериментальное исследование влияния закачки CO_2 на осаждение асфальтенов в сырой нефти, отобранной из подслоевого пласта в бассейне Сантос, Бразилия. Показано, что закачка CO_2 приводит к росту давления насыщения нефти газом и увеличению плотности нефти, а даже небольшое количество закачанного CO_2 способно вызвать выпадение асфальтенов.

Авторы [18], проведя серию экспериментов на образцах низкопроницаемых (3.6 мД) горных пород, также сравнили эффективность нескольких методов увеличения нефтеотдачи, включая заводнение, модифицированное заводнение, закачку CO_2 , заводнение путем чередования воды и CO_2 и заводнение с чередованием CO_2 и растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ). Результаты показали, что чередование закачки CO_2 и растворов ПАВ позволяет не только эффективно увеличить нефтеотдачу (коэффициент извлечения до 50%), но и снизить обводненность добываемой продукции.

В работе [19] авторы экспериментально исследовали нефтеотдачу пластов сланцевой нефти при закачке сверхкритического CO_2 . Эксперименты показали, что на коэффициент извлечения нефти при закачке сверхкритического CO_2 влияет наличие трещин в коллекторе, а также давление закачки. Чем выше давление закачки углекислоты, тем более высокий коэффициент извлечения нефти может быть достигнут при условии, что это давление не превосходит давление смесимости. Исследованию влияния минимального давления смесимости на эффективность нефтеизвлечения посвящены также работы [20-21]. В статье [20] представлены надежные эмпирические корреляции для оценки минимального давления смесимости пластовой нефти и углекислого газа, а также для расчета давлений, при которых реализуется механизм смешивающегося вытеснения.

Работа [22] посвящена оценке эффективности вытеснения сланцевой нефти диоксидом углерода на основе численного моделирования. В работе показано, что закачка CO_2 может в несколько раз увеличить коэффициент извлечения нефти. Кроме того, показано, что естественная трещиноватость сланцев может существенно повлиять на фильтрацию CO_2 . Авторы [23,24] реализовали численное моделирование периодической закачки CO_2 и исследовали влияние на эффективность нефтеизвлечения таких параметров, как количество циклов закачки, полудлина трещин, проницаемость и неоднородность коллектора.

Также большое внимание в научном сообществе уделяется закачке CO_2 в сверхкритическом состоянии. В работе [25] авторы оценили эффективность ГРП сверхкритическим CO_2 с использованием гибких насосно-компрессорных труб. Показано, что такая операция может производиться при более низком давлении, чем стандартный ГРП. Способность сверхкритического CO_2 к инфильтрации столь велика, что он легко проникает в микропоры и микротрещины и может создавать сеть взаимосвязанных трещин. Кроме того, использование сверхкритического CO_2 позволяет избежать таких негативных последствий, как набухание глин и закупорка пор, которые могут возникать при закачке воды.

Работа [26] направлена на изучение массопереноса CO_2 в сырую нефть в газовом, а также в сверхкритическом состоянии для оценки скорости результирующих изменений свойств нефти в этих двух различных состояниях. С помощью математической модели были определены параметры массопереноса, которые оказались выше для углекислого газа в сверхкритическом состоянии, чем в газовом. Было показано, что более высокий коэффициент диффузии сверхкритического CO_2 в нефти приводит к более быстрым изменениям свойств нефти по сравнению со скоростью изменения свойств при воздействии газобразным CO_2 .

Авторы [27] предложили новые математические модели массопереноса между порами и

керогеновой матрицей при закачке сверхкритического CO_2 в плотные нефтяные пласты и сланцы. Было показано, что закачка углекислого газа в сланцы имеет «отложенный» эффект в сравнении с закачкой его в плотные породы.

В настоящее время исследователи все больше используют нестандартные подходы к решению задач повышения нефтеотдачи пластов закачкой CO_2 . Так, в работе [28] авторы проводят комплексное молекулярно-динамическое (МД) моделирование процесса вытеснения нефти, захваченной внутри тупиковой поры, с помощью сверхкритического CO_2 . МД моделированию движения жидкостей и газов также посвящены работы [29,30]. Следует особо отметить, что использование углекислого газа в качестве газового агента повышения нефтеотдачи пластов в присутствии жидкой водной фазы приводит к необходимости применения скважинного оборудования и трубопроводных систем в коррозионностойком исполнении и ингибировании незащищенных поверхностей [31-33].

В представленной работе исследована возможность извлечения нефти из пластов с низкой проницаемостью (≈ 1 мД) путем экстракции сверхкритическим диоксидом углерода. Определено давление смесимости исследуемой пробы нефти на модели тонкой трубки (Slim-tube) при пластовой температуре. Проведена серия фильтрационных экспериментов на составных керновых моделях по оценке экстрагирующей способности сверхкритического диоксида углерода.

Физико-химические свойства нефти

В качестве объекта исследования выбраны низкопроницаемые нефтяные пласты (проницаемость ≈ 1 мД) с пластовой температурой 90 °С и начальном пластовом давлении 26.1 МПа. Исследуемая проба нефти относится к категории «легкой» нефти с низким содержанием асфаль-

тенов. Проба нефти отобрана из залежи с низкопроницаемым коллектором в Западной Сибири на глубине более 2500 м. Основные свойства нефти представлены в таблице 1, а мольный компонентный состав на рисунке 1.

Методика эксперимента

Определение давления смесимости диоксида углерода в нефти на модели тонкой трубки (Slim-tube)

Эксперименты проводились на установке для исследования фильтрации динамически смешивающихся флюидов ПИК-SLIMTUBE производства АО «Геологика» (рис. 2) при давлениях от

Таблица 1	
Свойства нефти	
Показатель	Значение
Содержание воды в нефтяном слое, % масс.	0.1
Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	852.5
Плотность нефти, кг/м ³ , при 30 °С	846.0
Кинематическая вязкость нефти, мм ² /с, при 20 °С	9.633
Динамическая вязкость нефти, мПа·с, при 20 °С	8.212
Кинематическая вязкость нефти, мм ² /с, при 30 °С	7.036
Динамическая вязкость нефти, мПа·с, при 30 °С	5.952
Содержание парафина, % масс. ($t_{пл}$, °С)	2.7 (54)
Содержание смол силикагелевых, % масс.	6.5
Содержание асфальтенов, % масс.	0.8
Температура застывания нефти, °С	-9
Молярная масса, г/моль	212.03

Рис.1. Компонентный состав нефти

15 МПа до 30 МПа и температуре 90 °С. В экспериментах использовали обезвоженную пробу нефти с характеристиками, указанными выше.

Слим-модель пласта представляет собой трубку из нержавеющей стали длиной 24 м, внутренним диаметром 3.2 мм, свернутую в спираль с диаметром 25 см, заполненную кварцевым песком с размерами зерен от 0.23 до 0.31 мм. Фотография слим-модели приведена на рисунке 3.

Слим-модель перед опытом очищали спирто-бензольной смесью, сушили в токе воздуха при 80 °С и насыщали толуолом. В ходе фильтрации толуол замещали на подготовленную пробу нефти. После чего осуществляли вытеснение нефти диоксидом углерода со скоростью закачки последнего 0.3 мл/мин для всех экспериментов.

В качестве основного параметра, характеризующего степень смесимости нефти и газа, использован коэффициент вытеснения нефти после закачки диоксида углерода в размере 1.2 порового объема (п.о.). В зависимости от значения коэффициента вытеснения выделяют несмешивающийся (менее 0.6), ограниченно смешивающийся (от 0.6 до 0.9) и смешивающийся (свыше 0.9) режимы вытеснения [34].

Вспомогательным параметром является момент прорыва вытесняющего агента. Если прорыв газа произошел после закачки газового агента в количестве менее 50 % от нефтенасыщенного порового объема слим-модели пласта, то режим вытеснения нефти газом – несмешивающийся.

Для определения минимального давления смеси диоксида углерода в нефти был использован стандартный прием – оценка количества вытесненной из модели тонкой трубки нефти после закачки 1.2 п.о. диоксида углерода и определение момента прорыва диоксида углерода при разных давлениях. Результаты экспериментов представлены на рисунках 4 и 5. В интервале давления вытеснения 15.0...22.5 МПа коэффициент вытеснения нефти возрастает от 0.71 до 0.88, т.е. что соответствует ограниченно-смешивающемуся режиму вытеснения нефти. При более высоком давлении (25...30 МПа) коэффициент вытеснения нефти составляет 0.96, т.е. наблюдается смесимость диоксида углерода и нефти.

Рис. 3. Слим-модель пласта

Экспериментальные исследования экстрагирующей способности сверхкритического CO₂ в низкопроницаемых коллекторах

Фильтрационно-емкостные параметры образцов керна определены на анализаторе газопроницаемости и пористости ПИК-ПП производства АО «Геологика» и представлены в таблице 2. Из имеющихся керновых образцов подготовлены три составные модели для проведения экспериментов по экстрагированию нефти сверхкритическим диоксидом углерода.

Эксперименты по экстрагированию нефти из кернов производились без моделирования остаточной водонасыщенности. Насыщение кернов

Рис. 4. Определение минимального давления смесимости по коэффициенту вытеснения нефти

Рис. 5. Определение минимального давления смесимости по моменту прорыва CO_2

поверхностной нефтью производилось в кернодержателе путем фильтрации через керны подготовленной нефти. Эксперименты по экстрагированию нефти из кернов производились на фильтрационной установке СМПФЕС-2А производства ООО «Кортех». Для проведения исследований по экстракции нефтенасыщенного керна использовалась, представленная на рисунке 6 гидравлическая схема эксперимента. Подача сверхкритического диоксида углерода в керновую модель пласта осуществлялась из поршневой емкости ПЕ1 системой из двух работающих на масле плунжерных насосов Н1 и Н2. Давление подачи сверхкритического диоксида углерода составляла 27.0 МПа, расход – 0.1 мл/мин. Керновая модель пласта представляла собой четыре последовательно расположенных образца керна (табл. 2). Составная модель пласта помещалась внутрь резиновой манжеты кернодержателя КД. С помощью насоса Н5 поддерживалось давление обжима (горное давление) 31.0 МПа. Температура в кернодержателе и поршневой емкости поддер-

живалась постоянной и равной 90 °С, т.е. воспроизводились термобарические условия объекта разработки одного из месторождений Западной Сибири. Движение сверхкритического диоксида углерода осуществлялось по торцевой поверхности входного плунжера кернодержателя, контактируя с торцевой поверхностью первого образца керна модели (рис. 7). Выходной плунжер кернодержателя закрыт для исключения фильтрации диоксида углерода через составную модель. Система противодавления Н6 обеспечивала заданное давление 27.0 МПа сверхкритического диоксида углерода в кернодержателе. Для замера и улавливания экстрагированных фракций нефти из диоксида углерода на выходе установлены мерная бюретка и конденсатор.

В рамках исследования выполнены три эксперимента на трех керновых моделях с разной длительностью экстрагирования: 8, 24 и 72 часа. Результаты экспериментов приведены в таблице 3.

Полученные результаты показывают эффективность проникновения диоксида угле-

Фильтрационно-емкостные параметры образцов керна

Таблица 2

№	№ керна	№ составной модели	Длина, см	Диаметр, см	Пористость, %	Проницаемость с поправкой Клинкенберга, мД
1	Керн 1	Модель 1	2.087	3.003	15.84	1.46
2	Керн 2		1.880	3.000	15.53	1.54
3	Керн 3		1.883	2.993	14.57	0.99
4	Керн 4		1.900	2.997	14.73	0.89
5	Керн 5	Модель 1	2.098	3.003	15.46	1.36
6	Керн 6		1.878	3.000	15.68	1.22
7	Керн 7		1.900	2.997	14.73	0.89
8	Керн 8		1.883	2.993	14.57	0.99
9	Керн 9	Модель 1	1.971	2.995	15.88	1.26
10	Керн 10		1.772	2.996	16.82	0.96
11	Керн 11		2.005	3.011	14.38	0.84
12	Керн 12		2.019	3.010	15.42	0.95

Рис. 6. Схема испытательной установки по исследованию экстракции нефтенасыщенного керна

N1, N2 – плунжерные насосы системы подачи флюида; N5 и N6 – плунжерные насосы для создания давления обжима и противодействия; P1, P2, P5, Pпл1, Pгор, Pрд, P6 – датчики давления, ПЕ1 – поршневая емкость со сверхкритическим диоксидом углерода, КД – кернодержатель

рода вглубь составной крновой модели. Продолжительность закачки длительноcтью 8 часов позволяет экстрагировать нефть лишь из первого керна составной модели, в то время

как увеличение интервала закачки до 72 часов способствует вовлечению всего объема модели в процесс экстракции. Полученные результаты позволяют оценить осредненную скорость проникновения углекислого газа в крновую модель, которая находится в диапазоне от 1.1 до 1.6 мм/час. Опыт 2 и 3 показывает, что для образца керна, непосредственно примыкающего к области контакта с диоксидом углерода, коэффициент извлечения фракций нефти приближается к 25%, а увеличение продолжительности воздействия CO_2 приводит к существенному росту КИН и по остальным образцам составной модели пласта проницаемостью порядка 1 мД.

Рис. 7. Схема подачи CO_2 в кернодержатель

Выводы

В представленной работе экспериментально изучена экстрагирующая способность сверхкритического диоксида углерода нефти из низкопроницаемых коллекторов проницаемостью порядка 1 мД. На модели тонкой трубки изучена смесимость нефти и диоксида углерода. Установлено, что при давлениях выше 25 МПа и температуре 90 °C наблюдается режим смешивающегося вытеснения, при котором коэффициент вытеснения нефти диоксидом углерода составил 0.96. Определена экстрагирующая способность диоксида углерода на составных крновых моделях при давлении 27 МПа и температуре 90 °C при подаче диоксида углерода только по торцевой поверхности первого образца керна составной модели пласта. Исследована динамика и скорость проникновения диоксида углерода вглубь составной крновой модели без фильтрации. Показано, что максимальная экстракция фракций нефти наблюдается в первом образце керна и составляет порядка 25%, а увеличение продолжительности закачки диоксида углерода до 72 часов способствует вовлечению в процесс экстракции всех 4-х образцов.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-35-80006 «мол_эв_а»

Таблица 3

Результаты экспериментов по экстрагированию нефти из составных керновых моделей пласта сверхкритическим диоксидом углерода

№ экс- пери- мента	Про- должи- тельность экспе- римен- та, ч	№ со- ставной модели	№ кер- на	Масса сухого керна, г	Масса насы- щен- ного нефтью керна до экс- пери- мента, г	Масса керна после экспе- римен- та, г	Масса нефти в керна до экс- пери- мента, г.	Масса экстра- гиро- ванных фрак- ций нефти, г	КИН, %
Опыт 1	8	Модель 1	Керн 1	32.602	34.784	34.406	2.182	0.378	17.32
			Керн 2	29.52	31.402	31.397	1.882	0.005	0.27
			Керн 3	29.703	31.363	31.357	1.66	0.006	0.36
			Керн 4	29.954	31.613	31.612	1.659	0.001	0.06
Итого							7.383	0.39	5.28
Опыт 2	24	Модель 2	Керн 5	32.795	34.97	34.447	2.175	0.523	24.05
			Керн 6	29.52	31.313	31.196	1.793	0.117	6.53
			Керн 7	29.954	31.629	31.628	1.675	0.001	0.06
			Керн 8	29.703	31.392	31.389	1.689	0.003	0.18
Итого							7.332	0.644	8.78
Опыт 3	72	Модель 3	Керн 9	30.925	32.8	32.338	1.875	0.462	24.64
			Керн 10	31.037	32.824	32.558	1.787	0.266	14.89
			Керн 11	31.615	33.343	33.156	1.728	0.187	10.82
			Керн 12	31.952	33.822	33.613	1.87	0.209	11.18
Итого							7.26	1.124	15.48

Литература

1. Brock, W. R., Bryan, L. A. (1989, March). Summary results of CO₂ EOR field tests, 1972-1987. SPE-18977-MS. In: *SPE Joint Rocky Mountain Regional/Low Permeability Symposium and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*
2. Хромых, Л. Н., Литвин, А. Т., Никитин, А. В. (2018). Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов. *Вестник Евразийской науки*, 10(5), 1-10.
3. Шаяхметов, А. И., Малышев, В. Л., Моисеева, Е. Ф. и др. (2020). Исследование влияния растворения диоксида углерода в нефти на агрегацию асфальтенов в условиях месторождений Республики Башкортостан. *Науки о Земле и недропользование*, 43(4), 467-475.
4. Alfarge, D., Wei, M., Bai, B. (2017). Factors affecting CO₂-EOR in shale-oil reservoirs: Numerical simulation study and pilot tests. *Energy Fuels*, 31(8), 8462-8480.
5. Alfarge, D., Wei, M., Bai, B. (2017, April). IOR methods in unconventional reservoirs of North America: comprehensive review. SPE-185640-MS. In: *SPE Western Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers.*
6. Song, Z., Li, Y., Song, Y., et al. (2019, October). A critical review of CO₂ enhanced oil recovery in tight oil reservoirs of North America and China. SPE-196548-MS. In: *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*
7. Hawthorne, S. B., Gorecki, C. D., Sorensen, J. A., et al. (2013, November). Hydrocarbon mobilization mechanisms from upper middle and lower bakken reservoir rocks exposed to CO₂. SPE-167200-MS. In: *SPE Unconventional Resources Conference Canada. Society of Petroleum Engineers.*
8. Hawthorne, S. B., Gorecki, C. D., Sorensen, J. A., et al. (2014). Hydrocarbon mobilization mechanisms using CO₂ in an unconventional oil play. *Energy Procedia*, 63, 7717-23.
9. Hawthorne, S. B., Grabanski, C. B., Miller, D. J., et al. (2019). Hydrocarbon recovery from Williston Basin shale and Mudrock cores with supercritical CO₂: Part 1. Method validation and recoveries from cores collected across the basin. *Energy Fuels*, 33(8), 6857-6866.
10. Велиев, Н. А., Джамалбеков, М. А., Ибрагимов, Х. М., Гасанов, И. Р. (2021) О перспективах применения CO₂ для повышения нефтеотдачи на месторождениях Азербайджана. *SOCAR Proceedings*, 1, 83-89.

11. Li, D., Saraji, S., Jiao, Z., Zhang, Y. (2021). CO₂ injection strategies for enhanced oil recovery and geological sequestration in a tight reservoir: An experimental study. *Fuel*, 284, 119013.
12. Wang, Z., Ma, J., Gao, R., et al. (2013, November). Optimizing cyclic CO₂ injection for low-permeability oil reservoirs through experimental study. SPE-167193-MS. In: *SPE Unconventional Resources Conference Canada. Society of Petroleum Engineers*.
13. Song, C., Yang, D. (2015, September). Performance evaluation of CO₂ huff-n-puff process in tight oil. SPE-167217-MS. In: *SPE North Africa Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
14. Darvish, G., Linberger, E., Holt, T., Kleppe, J. (2006, June). Reservoir-conditions laboratory experiments of CO₂ injection into fractured cores. SPE-99650-MS. In: *SPE European/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
15. Tang, G.-Q., Aminzadeh, B., Zhou, D., et al. (2016, August). An experimental study on supercritical CO₂ injection in fractured tight reservoir to enhance oil recovery. SPE-2434062-MS. In: *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
16. Mugisha, J., Al-Rbeawi, S., Artun, E. (2021) Analytical modeling of flow regimes during cyclic CO₂ injection in hydraulically fractured tight reservoirs for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 201, 108385.
17. Nascimento, F. P., Pereira, V. J., Souza, R. P., et al. (2021). An experimental and theoretical investigation of asphaltene precipitation in a crude oil from the Brazilian pre-salt layer under CO₂ injection. *Fuel*, 284, 118968.
18. Wei, J., Zhou, J., Li, J., et al. (2020). Experimental study on oil recovery mechanism of CO₂ associated enhancing oil recovery methods in low permeability reservoirs, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 197, 108047.
19. Yu, H., Xu, H., Fu, W., et al. (2021). Extraction of shale oil with supercritical CO₂: Effects of number of fractures and injection pressure. *Fuel*, 285, 118977.
20. Chen, H., Li, B., Duncan, I., et al. (2020). Empirical correlations for prediction of minimum miscible pressure and near-miscible pressure interval for oil and CO₂ systems. *Fuel*, 278, 118272.
21. Dargahi-Zarandi, A., Hemmati-Sarapardeh, A., Shateri, M., et al. (2020). Modeling minimum miscibility pressure of pure/impure CO₂-crude oil systems using adaptive boosting support vector regression: Application to gas injection processes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106499.
22. Kalra, S., Tian, W., Wu, X. (2018). A numerical simulation study of CO₂ injection for enhancing hydrocarbon recovery and sequestration in liquid-rich shales. *Petroleum Science*, 15, 103–115.
23. Yu, W., Lashgari, H. R., Wu, K., Sepehrnoori, K. (2015). CO₂ injection for enhanced oil recovery in Bakken tight oil reservoirs. *Fuel*, 159, 354-363.
24. Zhang, Y., Yu, W., Li, Z., Sepehrnoori, K. (2018). Simulation study of factors affecting CO₂ huff-n-puff process in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 163, 264–269.
25. Li, G., Cheng, Y., Wang, H., et al. (2014). Feasibility analysis on coiled tubing jet fracturing with supercritical CO₂. *SOCAR Proceedings*, 1, 45-51.
26. Rezk, M. G., Foroozesh, J. (2019). Effect of CO₂ mass transfer on rate of oil properties changes: Application to CO₂-EOR projects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 180, 298-309.
27. Zhang, Sh., Jia, B., Zhao, J., Pu, H. (2021) A diffuse layer model for hydrocarbon mass transfer between pores and organic matter for supercritical CO₂ injection and sequestration in shale. *Chemical Engineering Journal*, 406, 126746
28. Luan, Y., Liu, B., Hao, P., et al. (2020). Oil displacement by supercritical CO₂ in a water cut dead-end pore: Molecular dynamics simulation, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 188, 106899.
29. Малышев, В. Л., Марьин, Д. Ф., Моисеева, Е. Ф., Гумеров, Н. А. (2016). Влияние газа на прочность жидкости на разрыв. Моделирование методами молекулярной динамики. *Теплофизика высоких температур*, 54(4), 640-644.
30. Малышев, В. Л., Моисеева, Е. Ф., Калиновский, Ю. В. (2018). Сравнительный анализ определения термодинамических свойств метана на основе уравнения состояния Пенга-Робинсона и метода молекулярной динамики. *SOCAR Proceedings*, 2, 33-40.
31. Исмаилов, О. Д. (2019). Исследование причин коррозии нефтепромыслового оборудования и разработка ингибиторов-бактерицидов на основе имидазолинов. *SOCAR Proceedings*, 4, 61-66.
32. Пономарёв, А. И., Юсупов, А. Д. (2020). Оценка влияния касательного напряжения на стенке технологических трубопроводов газоконденсатного месторождения на интенсивность углекислотной коррозии. *Записки горного института*, 244, 439-447.
33. Пономарев, А. И., Иванов, Н. В., Юсупов, А. Д. (2021). Новый методический подход к прогнозированию подверженности оборудования высокотемпературных газоконденсатных скважин углекислотной коррозии. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 332(6), 49–59.
34. Betekhtin, A., Glavnov, N., Vershinina, M., et al. (2018, October). Increasing the efficiency of gas injection for oil recovery from tight reservoirs. SPE-191666-18RPTC-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.

References

1. Brock, W. R., Bryan, L. A. (1989, March). Summary results of CO₂ EOR field tests, 1972-1987. SPE-18977-MS. In: *SPE Joint Rocky Mountain Regional/Low Permeability Symposium and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*
2. Khromykh, L. N., Litvin, A. T., Nikitin, A. V. (2018). Application of carbon dioxide in enhanced oil recovery. *The Eurasian Scientific Journal*, 5(10), 1-10.
3. Shayakhmetov, A. I., Malyshev, V. L., Moiseeva, E. F., Ponomarev, A. I., Zeigman, Yu. V. (2020). Studying the effect of carbon dioxide oil solubility on asphaltene aggregation under conditions of the Bashkortostan Republic fields. *The Earth Sciences and Subsoil Use*, 43(4), 467-475.
4. Alfarge, D., Wei, M., Bai, B. (2017). Factors affecting CO₂-EOR in shale-oil reservoirs: Numerical simulation study and pilot tests. *Energy Fuels*, 31(8), 8462-8480.
5. Alfarge, D., Wei, M., Bai, B. (2017, April). IOR methods in unconventional reservoirs of North America: comprehensive review. SPE-185640-MS. In: *SPE Western Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers.*
6. Song, Z., Li, Y., Song, Y., et al. (2019, October). A critical review of CO₂ enhanced oil recovery in tight oil reservoirs of North America and China. SPE-196548-MS. In: *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*
7. Hawthorne, S. B., Gorecki, C. D., Sorensen, J. A., et al. (2013, November). Hydrocarbon mobilization mechanisms from upper middle and lower bakken reservoir rocks exposed to CO₂. SPE-167200-MS. In: *SPE Unconventional Resources Conference Canada. Society of Petroleum Engineers.*
8. Hawthorne, S. B., Gorecki, C. D., Sorensen, J. A., et al. (2014). Hydrocarbon mobilization mechanisms using CO₂ in an unconventional oil play. *Energy Procedia*, 63, 7717-23.
9. Hawthorne, S. B., Grabanski, C. B., Miller, D. J., et al. (2019). Hydrocarbon recovery from Williston Basin shale and Mudrock cores with supercritical CO₂: Part 1. Method validation and recoveries from cores collected across the basin. *Energy Fuels*, 33(8), 6857-6866.
10. Valiyev, N. A., Jamalbayov, M. A., Ibrahimov, Kh. M., Hasanov, I. R. (2021). On the prospects for the use of CO₂ to enhance oil recovery in the fields of Azerbaijan. *SOCAR Proceedings*, 1, 83-89.
11. Li, D., Saraji, S., Jiao, Z., Zhang, Y. (2021). CO₂ injection strategies for enhanced oil recovery and geological sequestration in a tight reservoir: An experimental study. *Fuel*, 284, 119013.
12. Wang, Z., Ma, J., Gao, R., et al. (2013, November). Optimizing cyclic CO₂ injection for low-permeability oil reservoirs through experimental study. SPE-167193-MS. In: *SPE Unconventional Resources Conference Canada. Society of Petroleum Engineers.*
13. Song, C., Yang, D. (2015, September). Performance evaluation of CO₂ huff-n-puff process in tight oil. SPE-167217-MS. In: *SPE North Africa Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*
14. Darvish, G., Linberger, E., Holt, T., Kleppe, J. (2006, June). Reservoir-conditions laboratory experiments of CO₂ injection into fractured cores. SPE-99650-MS. In: *SPE European/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*
15. Tang, G.-Q., Aminzadeh, B., Zhou, D., et al. (2016, August). An experimental study on supercritical CO₂ injection in fractured tight reservoir to enhance oil recovery. SPE-2434062-MS. In: *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.*
16. Mugisha, J., Al-Rbeawi, S., Artun, E. (2021) Analytical modeling of flow regimes during cyclic CO₂ injection in hydraulically fractured tight reservoirs for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 201, 108385.
17. Nascimento, F. P., Pereira, V. J., Souza, R. P., et al. (2021). An experimental and theoretical investigation of asphaltene precipitation in a crude oil from the Brazilian pre-salt layer under CO₂ injection. *Fuel*, 284, 118968.
18. Wei, J., Zhou, J., Li, J., et al. (2020). Experimental study on oil recovery mechanism of CO₂ associated enhancing oil recovery methods in low permeability reservoirs, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 197, 108047.
19. Yu, H., Xu, H., Fu, W., et al. (2021). Extraction of shale oil with supercritical CO₂: Effects of number of fractures and injection pressure. *Fuel*, 285, 118977.
20. Chen, H., Li, B., Duncan, I., et al. (2020). Empirical correlations for prediction of minimum miscible pressure and near-miscible pressure interval for oil and CO₂ systems. *Fuel*, 278, 118272.
21. Dargahi-Zarandi, A., Hemmati-Sarapardeh, A., Shateri, M., et al. (2020). Modeling minimum miscibility pressure of pure/impure CO₂-crude oil systems using adaptive boosting support vector regression: Application to gas injection processes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106499.
22. Kalra, S., Tian, W., Wu, X. (2018). A numerical simulation study of CO₂ injection for enhancing hydrocarbon recovery and sequestration in liquid-rich shales. *Petroleum Science*, 15, 103-115.
23. Yu, W., Lashgari, H. R., Wu, K., Sepehrnoori, K. (2015). CO₂ injection for enhanced oil recovery in Bakken tight oil reservoirs. *Fuel*, 159, 354-363.
24. Zhang, Y., Yu, W., Li, Z., Sepehrnoori, K. (2018). Simulation study of factors affecting CO₂,

huff-n-puff process in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 163, 264–269.

25. Li, G., Cheng, Y., Wang, H., et al. (2014). Feasibility analysis on coiled tubing jet fracturing with supercritical CO₂. *SOCAR Proceedings*, 1, 45-51.

26. Rezk, M. G., Foroozesh, J. (2019). Effect of CO₂ mass transfer on rate of oil properties changes: Application to CO₂-EOR projects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 180, 298-309.

27. Zhang, Sh., Jia, B., Zhao, J., Pu, H. (2021) A diffuse layer model for hydrocarbon mass transfer between pores and organic matter for supercritical CO₂ injection and sequestration in shale. *Chemical Engineering Journal*, 406, 126746

28. Luan, Y., Liu, B., Hao, P., et al. (2020). Oil displacement by supercritical CO₂ in a water cut dead-end pore: Molecular dynamics simulation, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 188, 106899.

29. Malyshev, V. L., Moiseeva, E. F., Mar'in, D. F., Gumerov, N. A. (2016). Influence of gas on the rupture strength of liquid: simulation by the molecular dynamics methods. *High Temperature*, 54(4), 607-611.

30. Malyshev, V. L., Moiseeva, E. F., Kalinovskiy, Yu. V. (2018). Comparative study of the determination of thermodynamic properties of methane based on the Peng-Robinson equation of state and the molecular dynamics simulations. *SOCAR Proceedings*, 2, 33-40.

31. Ismailov, O. D. (2019). The investigation of corrosion causes of oilfield equipment and development of biocide-inhibitors on the basis imidazolines. *SOCAR Proceedings*, 4, 61-66.

32. Ponomarev, A. I., Yusupov, A. D. (2020). Effect of shear stress on the wall of technological pipelines at a gas condensate field on the intensity of carbon dioxide corrosion. *Journal OF Mining Institute*, 244, 439-447.

33. Ponomarev, A. I., Ivanov, N. V., Yusupov, A. D. (2021). New methodical approach to the CO₂-corrosion estimation of high-temperature gas-condensate wells equipment. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 332(6), 49–59.

34. Betekhtin, A., Glavnov, N., Vershinina, M., et al. (2018, October). Increasing the efficiency of gas injection for oil recovery from tight reservoirs. SPE-191666-18RPTC-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.

Оценка эффективности извлечения нефти из низкопроницаемого коллектора экстракцией сверхкритическим диоксидом углерода

А.И. Шаяхметов, В.Л. Малышев, Е.Ф. Моисеева, А.И. Пономарёв
Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа

Реферат

Приведены результаты лабораторных экспериментов по исследованию экстракции нефти сверхкритическим диоксидом углерода из низкопроницаемого коллектора. В качестве объекта исследования выбраны образцы керна низкопроницаемого нефтенасыщенного коллектора одного из месторождений Западной Сибири, в настоящее время разрабатываемого в режиме истощения пластовой энергии с низким значением текущего коэффициента нефтеотдачи. Эксперименты по исследованию экстрагирующей способности диоксида углерода проводились на составной модели пласта, состоящей из образцов керна, предварительно насыщенных «мертвой» нефтью. В серии из трех экспериментов время контактирования сверхкритического диоксида углерода с составными крновыми моделями составило 8, 24 и 72 часа соответственно. По результатам лабораторных экспериментов установлена динамика проникновения диоксида углерода по глубине составной крновой модели. Дана оценка динамики изменения коэффициента нефтеотдачи из модели и распределения коэффициента извлечения нефти по длине крновой модели во времени.

Ключевые слова: диоксид углерода; низкопроницаемый коллектор; давление смесимости; Slim-tube; экстракция; повышение нефтеотдачи.

Yüksək kritik karbon dioksidi ilə aşağı keçiricilikli kollektordan neftin ekstraksiyasının səmərəliliyinin qiymətləndirilməsi

A. İ. Şayaxmetov, V. L. Malışev, E. F. Moiseyeva, A. İ. Ponomaryov
Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Məqalədə aşağı keçiricilikli kollektordan yüksək kritik karbon dioksidi ilə neftin ekstraksiyasının tədqiqi üzrə laboratoriya sınaqlarının nəticələri verilmişdir. Tədqiqat obyekti kimi hazırda neftvermə əmsalı aşağı olan və lay enerjisinin tükənməsi rejimində istismar olunan Qərbi Sibir yataqlarının birinin aşağı keçiricilikli neftlə doymuş kollektorundan süxur nümunələri seçilmişdir. Karbon dioksidin ekstraksiyaedici qabiliyyətinin tədqiqi üzrə sınaqlar əvvəlcədən «ölü» neftlə doydurulmuş süxur nümunələrindən ibarət lay modeli üzərində aparılmışdır. Üç sınaqdan ibarət seriyada yüksək kritik karbon dioksidinin süxur tərkibli modellər ilə kontakt müddəti müvafiq olaraq 8, 24 və 72 saat təşkil etmişdir. Laboratoriya sınaqları nəticələrinə əsasən karbon dioksidinin süxur modelinin dərinliyinə nüfuz etmə dinamikası müəyyən edilmişdir. Modelin neftvermə əmsalının dəyişmə dinamikasının və neftçıxarma əmsalının vaxt üzrə süxur modelinin uzunluğu boyunca paylanması qiymətləndirilməsi verilmişdir.

Açar sözlər: karbon dioksid; aşağı keçiricilikli kollektor; qarışma təzyiqi; Slim-tube; ekstraksiya; neftveriminin artması.