Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal https://esj.today

2025, Том 17, № 2 / 2025, Vol. 17, Iss. 2 https://esj.today/issue-2-2025.html

URL статьи: https://esj.today/PDF/37NZVN225.pdf

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)

Ссылка для цитирования этой статьи:
Мади, Н. Определение фазового состояния двуокиси углерода в трехфазной системе (двуокись углерода — вода — нефть) в условиях нефтяного пласта на основе математической модели / Н. Мади, Ю. В. Зейгман // Вестник евразийской науки. — 2025. — Т. 17. — № 2. — URL: https://esj.today/PDF/37NZVN225.pdf.

For citation:
Mahdi N., Zeigman Yu.V. Determination of the phase state of carbon dioxide in a three-phase system (CO_2 / water / oil) based on a mathematical model. *The Eurasian Scientific Journal*. 2025;17(2): 37NZVN225. Available at: https://esj.today/PDF/37NZVN225.pdf. (In Russ., abstract in Eng.).

УДК 622.276

Мади Новел
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия
Аспирант
E-mail: novelmadi@gmail.com
ORCID: https://orcid.org/0009-0008-4417-5781

Зейгман Юрий Вениаминович
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия
Доктор технических наук, профессор
E-mail: jvzeigman@gmail.com
РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=326361

Определение фазового состояния двуокиси углерода в трехфазной системе (двуокись углерода-вода-нефть) в условиях нефтяного пласта на основе математической модели

Аннотация. Изменение фазового состояния углекислого газа при его закачке в пласт с целью увеличения добычи нефти оказывает влияние на эффективность процесса вытеснения нефти.

Однако в научной литературе отсутствуют точные математические модели, на основе которых можно было бы изучать изменения фазового состояния углекислого газа в трехфазной смеси (вода / нефть / диоксид углерода).

В данной работе мы опирались на математическую модель Пенга Робинсона с модификациями, предложенными в предыдущих исследованиях. для определения фазового поведения компонентов смеси при различных давлениях и температурах, возникающих в процессе закачки двуокиси углерода в нефтяной пласт для увеличения нефтеотдачи.

Результаты проведенного исследования с математическим моделированием изучаемых процессов позволили выполнять прогноз фазового поведения двуокиси углерода при контакте с пластовыми водой и нефтью и повысить эффективность применения CO_2 как метода увеличения нефтеотдачи. Результаты также показали, что CO_2 существует в жидкой фазе внутри трехфазной системы в условиях давления и температуры пласта, имеет перспективность для стратегий повышения нефтеотдачи.

Результаты данного исследования расширяют знания в области математического моделирования фазовых изменений углекислого газа в процессе увеличения добычи нефти. Предложенная математическая модель также позволяет определить идеальные параметры закачки для контроля изменения фазового состояния углекислого газа под давлением и температурными условиями пласта.

Ключевые слова: двуокись углерода; фазовое состояние; трехфазная система; математическая модель; смешивание с нефтью; модель Пенга-Робинсона; повышение нефтеотдачи

Введение

Закачка двуокиси углерода (CO_2) является перспективным методом повышения нефтеотдачи разрабатываемых пластов, позволяющая достигнуть технологические, экономические и экологические преимущества по сравнению с традиционными методами разработки нефтяных залежей. Этот метод предполагает закачку двуокиси углерода в пласт [1], где CO_2 взаимодействует с пластовой нефтью, снижая ее вязкость, увеличивая объем и полноту вытеснения нефти к добывающим скважинам. Кроме того, растворение CO_2 в нефтяной фазе приводит к улучшению подвижности нефти в пластовых условиях. Однако, успех реализации процесса закачки двуокиси углерода в нефтяной пласт в значительной степени зависит от правильности понимания и возможностей управления фазовым поведением ~~в~~ системы двуокись углерода — вода — нефть.

Термодинамические модели, основанные на подходе уравнения состояния, играют решающую роль в объяснении фазового поведения компонентов системы двуокись углерода — вода — нефть во время закачки двуокиси углерода в пласт для увеличения нефтеотдачи. Эти модели, такие как уравнение состояния Пенга-Робинсона, обеспечивают математическую основу для прогнозирования фазового равновесия и свойств многокомпонентных смесей жидкостей при различных давлениях и температурах. Используя термодинамические принципы, эти модели позволяют инженерам и исследователям анализировать фазовые переходы, критические точки и границы существования отдельных фаз в пластовых условиях [2].

Применение термодинамических моделей обеспечивает ключевые преимущества при осуществлении закачки двуокиси углерода для увеличения нефтеотдачи пласта. Во-первых, они дают представление о поведении систем двуокись углерода — вода — нефть, помогая выбирать термодинамические условия и технологии режимов закачки двуокиси углерода в пласт для оптимизации темпа увеличения нефтеотдачи. Во-вторых, эти модели помогают разрабатывать стратегии закачки, которые смягчают нежелательные явления, такие как расслоение фаз, эмульгирование и осаждение асфальтенов, которые могут снизить эффективность добычи нефти. Кроме того, термодинамические модели облегчают оценку пластовых условий и сценариев эксплуатации залежи, позволяя определить оптимальные схемы закачки для максимизации объемов добычи нефти при минимизации затрат и воздействия на окружающую среду [3].

Целью статьи является изучение применения термодинамических моделей, основанных на подходе уравнения состояния, таких как модель Пенга-Робинсона, в операциях закачки двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи залежей. Интегрируя теоретические основы фазовых равновесий с принципами разработки месторождений, мы получаем улучшение понимания явлений фазового поведения многокомпонентных систем и улучшение возможностей применения результатов в разработке эффективных и надежных методов добычи нефти. Посредством компьютерного моделирования и анализа результатов исследований мы

стремимся продемонстрировать эффективность термодинамических моделей, в частности уравнения состояния Пенга-Робинсона, в оптимизации стратегий закачки двуокиси углерода в объект разработки и повышении общих показателей выработки запасов нефти.

Математическая модель

Уравнение состояния Пенга-Робинсона — это широко используемая термодинамическая модель для прогнозирования фазового поведения смесей флюидов, особенно в контексте углеводородных систем. Эта модель, разработанная Д. Пэном и Д.Б. Робинсоном в 1976 году, представляет собой уравнение состояния, которое связывает термодинамические свойства смеси жидкостей с ее давлением, температурой и составом [4].

$$P = \frac{\mathrm{R\,T}}{v-b} - \frac{a(T)}{v(v+b)+b(v-b)}, \quad (1)$$

где:

P — давление в системе;

T — температура;

R — универсальная газовая постоянная;

v — молярный объем жидкой смеси;

$a\ (T)$ и b являются параметрами, зависящими от температуры ($a\ (T)$ — параметр характеризует силы притяжения между молекулами, а параметр b — исключенный объем молекул. Эти параметры определяются на основе критических свойств и ацентрического фактора компонентов жидкой смеси) [5].

Для использования модели Пенга-Робинсона обычно требуются следующие параметры:

критическая температура (Tc) — в Кельвинах. Температура, выше которой вещество не может существовать в жидком состоянии независимо от давления. Для воды она составляет около 647 К[1], а для двуокиси углерода — около 304 К. [6];

критическое давление (Pc) — в Паскалях, давление при критической температуре, выше которой вещество не может существовать в виде газа, независимо от температуры. Для воды оно составляет около 22 МПа, а для двуокиси углерода — около 7,38 МПа.

редуцированные параметры — температура Tr и давление Pr.

Редуцированные параметры в уравнении состояния Пенга-Робинсона представляют собой безразмерные величины, используемые для нормализации давления (**P**) и температуры (**T**), что облегчает сравнение и обобщение между различными системами. Эти приведенные свойства обычно определяются как фактические свойства, разделенные на соответствующие им критические свойства для данного вещества.

Где

$$T_r = \frac{T}{T_c}, \quad (2)$$

$$P_r = \frac{P}{P_c}. \quad (3)$$

[1] Wagner W. The IAPWS Formulation 1995 for the Thermodynamic Properties of Ordinary Water Substance for General and Scientific Use / W. Wagner, A. Pruß — 2018. — URL: https://iapws.org/relguide/IAPWS95-2018.pdf.

Ацентрический фактор (ω): безразмерный параметр, характеризующий отклонение поведения вещества от поведения идеального газа. Для воды это примерно 0,344, а для двуокиси углерода около 0.223 [7].

Коэффициенты Пенга-Робинсона (a и b): это параметры, для уравнения Пенга-Робинсона, которые рассчитываются с использованием критической температуры, критического давления и ацентрического фактора. Они используются при расчете коэффициента сжимаемости и коэффициентов летучести.

$$a = 0{,}45724.\frac{R^2.T_c^2}{P_c}, \quad (4)$$

$$b = 0{,}0778.\frac{R.T_c}{P_c}, \quad (5)$$

где

R — газовая постоянная (8,314 Дж/(моль·К)).

Коррекция объема Ван-дер-Ваальса (bi): Молярный объем чистого компонента. Для воды и двуокиси углерода рассчитывается с использованием поправки на объем Ван-дер-Ваальса [8].

$$bi = \frac{0.0778\,R.T_c}{P_c}. \quad (6)$$

Таблица 1

Основные параметры уравнения состояния Пенга-Робинсона для двухфазной системы (вода-двуокись углерода)

Параметр	H_2O	CO_2
Критическая температура Тс (К)	647	305
Критическое давление Рс (Па)	$22\cdot10^6$	$7{,}38\cdot10^6$
Ацентрический фактор	0,344	0,223

Источник [9]

Таблица 2

Коэффициенты уравнения Пенга-Робинсона (a и b)

Параметр	H_2O	CO_2
a (Па · м^6/моль^2)	0,601	0,395
b (м^3/моль)	$1{,}902\cdot10^{-5}$	$2{,}664\cdot10^{-5}$

Разработано автором

Результаты, указанные в таблице 2, были достигнуты на основе уравнений 4 и 5).

Таблица 3

Коррекция объема Ван-дер-Ваальса (bi)

Параметр	H_2O	CO_2
bi (м^3/моль)	$1{,}902\cdot10^{-5}$	$2{,}664\cdot10^{-5}$

Разработано автором

Результаты, указанные в таблице 3, получены на основе уравнения 6.

Редуцированные параметры (для условий P и T перед закачкой) [9]

Для каждого компонента мы рассчитывали редуцированную температуру (Tr) и редуцированное давление (Pr), используя заданные температуру (T) и давление (P), а также критическую температуру (Tc) и критическое давление (Pc) для каждого компонента. В нашем

случае: примем давление и температуру на устье скважины как заданные значения ($P_{устье\ скважины}$ = 4,68 · 10^6 Па, $T_{устье\ скважины}$ = 290 К) , результаты показаны в таблице 5.

Таблица 5

Редуцированные параметры

Параметр	H_2O	CO_2
Редуцированная температура	0,448	0,213
Редуцированное давление	0,954	0,634

Разработано автором

Результаты, указанные в таблице 5, были достигнуты на основе уравнений 2 и 3.

В уравнении состояния Пенга-Робинсона параметры альфа (α) и бета (β) используются для регулирования сил притяжения между молекулами и размера молекул [9] соответственно. Эти параметры используются для модификации исходных уравнений для лучшего соответствия экспериментальным данным, особенно вблизи критической точки. Выражения определения значений (α) и (β) — (7) и (8), значения (α) и бета (β) показаны в таблице 6.

$$\alpha = [1 + (0{,}37464 + 1{,}54226\omega - 0{,}26992\omega 2)(1 - \sqrt{Tr})], \quad (7)$$

$$\beta = 0{,}07780\ \frac{RT_c}{P_c}. \quad (8)$$

Таблица 6

Параметры альфа (α) и бета (β) для модели Пенга-Робинсона

Параметры	H_2O	CO_2
α	3,590	2,952
β	1,902 · 10^{-5}	2,664 · 10^{-5}

Разработано автором

Коэффициенты фугитивности (летучесть)

Это безразмерная величина, которая измеряет отклонение летучести реального газа от летучести идеального газа при одинаковых температуре, давлении и составе. В контексте уравнения состояния Пенга-Робинсона коэффициент летучести обычно выражается как функция коэффициента сжимаемости (**Z**) и параметра **ω**, который представляет собой ацентрический фактор вещества.

Уравнение для коэффициента фугитивности (**φ**) имеет вид [10]:

$$\ln \Phi_i = \frac{b}{b_i}(Z - 1) - \frac{\alpha}{2\sqrt{2b}} \ln \left(\frac{Z + (1 + \sqrt{2b})B}{Z + (1 - \sqrt{2b})B}\right. \quad (9)$$

где:

Z — коэффициент сжимаемости, определяемый формулой:

$$Z^3 + (B - 1)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - (AB - B^2 - B3) = 0$$

где:

A и **B** — параметры, определяемые через коэффициенты a и b и редуцированную температуру (T*r*).

$$A = \frac{\alpha P}{(RT)^2}, \quad (10)$$

$$B = \frac{b P}{RT}. \quad (11)$$

Таблица 7

Коэффициенты фугитивности для воды и двуокиси углерода

Параметр	H_2O	CO_2
Коэффициент фугитивности (*Ф*)	1,546	0,726

Разработано автором

Результаты, указанные в таблице 7, были достигнуты на основе уравнений (9).

$$f_{H_2O} = P \cdot \phi_{H_2O} \cdot X_{H_2O} = 5{,}43 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

$$f_{CO_2} = P \cdot \phi_{CO_2} \cdot X_{CO_2} = 8{,}50 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Если $\boldsymbol{f_{CO_2} > f_{H_2O}}$, двуокись углерода находится в паровой фазе, а вода — в жидкой фазе. Если $\boldsymbol{f_{CO_2} < f_{H_2O}}$, двуокись углерода находится в жидкой фазе, а вода — в паровой фазе [12].

В нашем случае фугитивность двуокиси углерода меньше, чем фугитивность воды, поэтому двуокиси углерода в устьевом оборудовании скважины будет находиться в жидкой фазе, а вода — в паровой фазе. [11].

Для определения фазового состояния смеси (двуокись углерода — вода) на забое нагнетательной скважины были проведены такие же расчеты с использованием модели Пенга-Робинсона для забойных давлений и температурных условий (P = 94·10^6 Па, T = 391 K).

Результаты показали, что система (двуокись углерода-вода) в условиях давления и температуры на забое скважины имеет сверхкритическую фазу, система проявляет свойства как жидкости, так и газа. Она не имеет четкой границы жидкость-газ, а ее плотность занимает промежуточное положение между плотностями жидкости и газа. Сверхкритическая фаза характеризуется высокой плотностью, низкой вязкостью и высоким коэффициентом диффузии.

Результаты, полученные с помощью модели Пенга-Робинсона относительно фазового состояния двухфазной системы (вода-двуокись углерода), идентичны теоретическим результатам, представленным на рисунке 1. На рисунке 1 видно, что двухфазная система (вода — двуокись углерода) [12] при забойных условиях по давлению и температуре (P = 94·10^6 Па, T = 391 K) имеет сверхкритическую фазу для обоих компонентов.

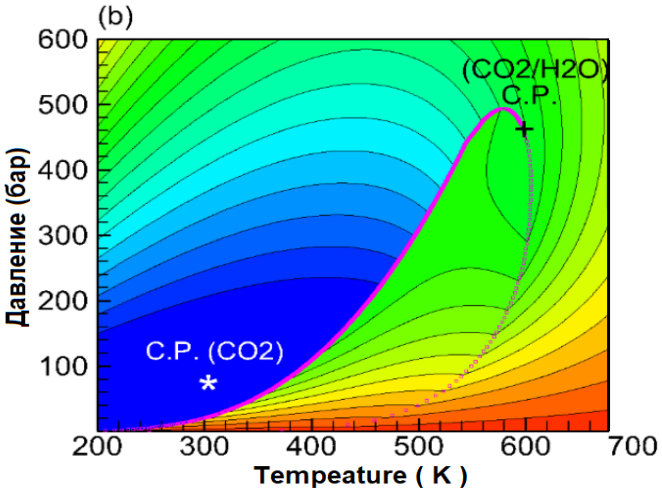

Рисунок 1. *Фазовая диаграмма давление-температура для системы двуокись углерода H_2O [12]*

После определения фазового состояния двухфазной системы, состоящей из двуокиси углерода (CO_2) и воды, с использованием уравнения состояния Пенга-Робинсона, мы

расширили ~~наш~~ анализ, включив в него трехфазную систему, включающую нефть, воду и двуокись углерода. Использование модели Пенга-Робинсона для этой задачи позволило использовать ее прогностические возможности и надежную термодинамическую основу модели для понимания сложных взаимодействий между компонентами. Тем не менее, несмотря на то, что уравнение состояния Пенга-Робинсона может быть полезным инструментом, оно имеет ограничения при определении фазы каждого компонента в сложной системе, такой как нефть-вода-двуокись углерода, при определенных P и T [13].

Модифицированное уравнение состояния Пэна-Робинсона, разработанное научно-исследовательским институтом разведки и разработки нефти (КНР), [13] использовалось для определения фазового поведения каждого компонента в при пластовых условиях, где ($P = 9{,}4 \cdot 10^6$ Па, T = 391 К).

Результаты и обсуждение

Таблица 8

Фугитивность компонентов трёхфазной системы (вода — двуокись углерода — нефть)

Параметр	H_2O	CO_2	нефть
Коэффициент фугитивности (*Ф*)	1,347	1,223	0,824
фугитивность (*f*) (Па)	$12{,}62 \cdot 10^6$	$11{,}49 \cdot 10^6$	$7{,}74 \cdot 10^5$

Разработано автором

Сравнение коэффициентов фугитивности — важный инструмент для понимания поведения веществ в различных системах. Оно позволяет делать прогнозы о фазовом состоянии веществ и разрабатывать эффективные технологические процессы.

На основе сравнений сделаны следующие выводы [11]:

Вода (H_2O) имеет самый высокий коэффициент фугитивности среди трех компонентов, что позволяет предположить, что она с большей вероятностью будет присутствовать в фазе, где она имеет более сильное сродство, т. е. в паровой фазе.

Двуокись углерода (CO_2) имеет более низкий коэффициент фугитивности по сравнению с водой, но выше, чем у нефти, что указывает на то, что ~~он~~ CO_2 может присутствовать в жидкой фазе.

Результаты, полученные после определения фазового состояния двуокиси углерода в системе (вода — нефть — двуокись углерода), позволили уточнить влияние процесса закачки CO_2 на свойства пластовой нефти в зависимости от пластового давления. Эти результаты показаны на рисунках 2–4.

1. Влияние давления закачки впрыска на растворение углекислого газа в нефти.

На рисунке 2 представлена фазовая диаграмма системы после закачки двуокиси углерода. После закачки двуокиси углерода давление насыщения пластовой нефти, увеличивается, и с увеличением закачиваемой двуокиси углерода давление насыщения становится выше. Когда содержание двуокиси углерода достигает 63,96 мол. %, давление насыщения системы двуокиси углерода и пластовой нефти идентично начальному пластовому давлению, когда содержание двуокиси углерода достигает 80,02 мол. %.

Давление насыщения системы двуокиси углерода и пластовой нефти достигает 39,55 МПа, что в четыре раза превышает (8,94 МПа). На рисунке 3 показана корреляция между растворимостью двуокиси углерода в пластовой нефти и давлением. С повышением давления растворимость двуокиси углерода в пластовой нефти увеличивается. При пластовом давлении

24,20 МПа растворимость двуокиси углерода в пластовой нефти составила 63,96 мол. %. По мере увеличения давления закачки растворимость двуокиси углерода в сырой нефти увеличивается, а градиент растворимости постепенно снижается.

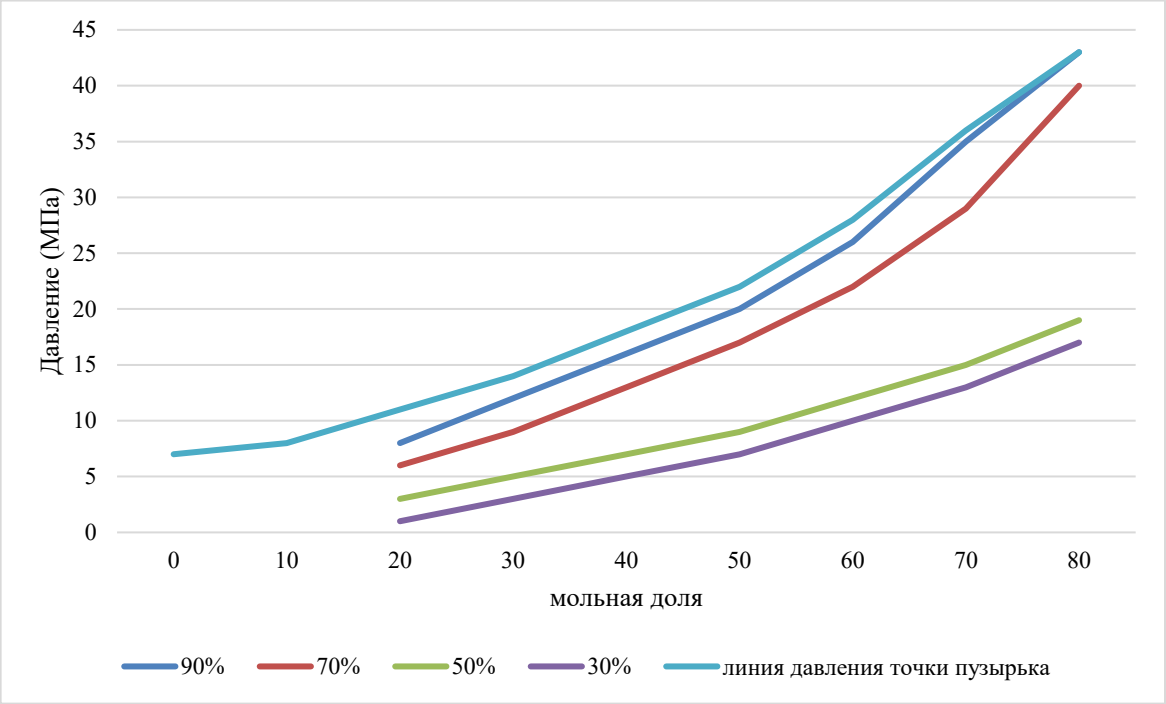

Рисунок 2. *Фазовая диаграмма системы CO_2 и пластовой нефти (давление — мольная доля) (разработано автором)*

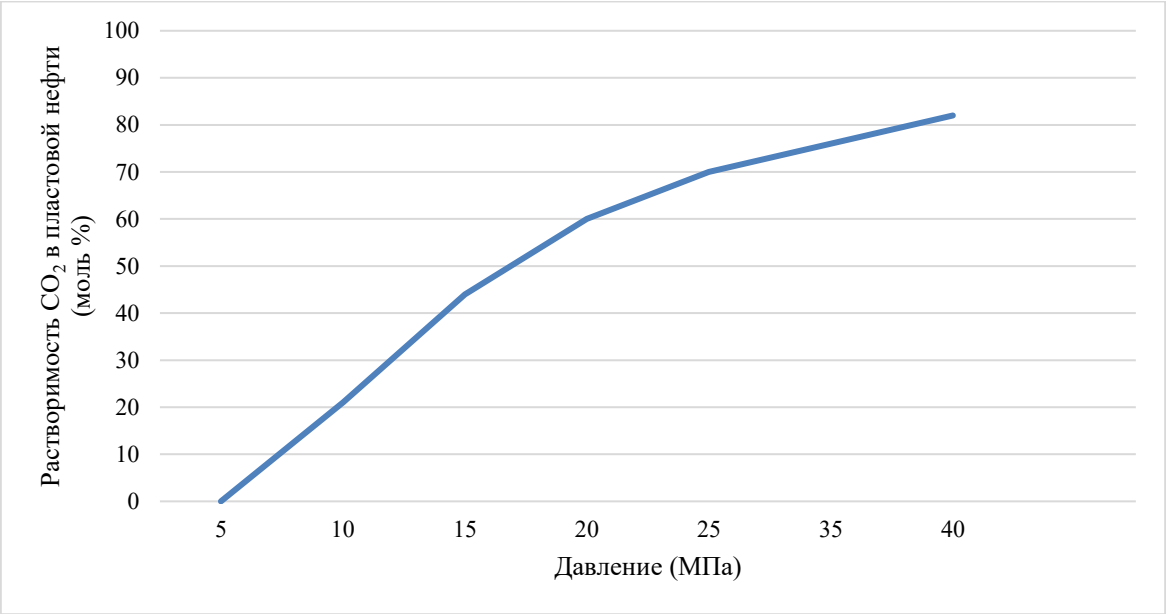

Рисунок 3. *Кривая зависимости давления от объема CO_2 (разработано автором)*

2. Изменение вязкости двуокиси углерода и пластовой нефти.

Важность использования закачки двуокиси углерода для эффективного повышения эффективности вытеснения нефти заключается в том, что закачиваемая двуокись углерода может снизить вязкость пластовой нефти, что позволит повысить эффективность процесса вытеснения нефти.

На рисунке 4 показана взаимосвязь между вязкостью двуокиси углерода, пластовой нефтью и объемом закачанного CO_2. После закачки двуокиси углерода вязкость сырой нефти резко снижается. ~~и~~ Также можно видеть, что, вязкость сырой нефти продолжает постепенно снижаться по мере увеличения объема закачанной двуокиси углерода. Когда содержание двуокиси углерода достигает точки насыщения при пластовом давлении 24,20 МПа, вязкость пластовой нефти снижается на 63,24 %, с начальных 1,85 мПа·с до 0,68 мПа·с, показывая, что двуокись углерода может заметно снижать вязкость сырой нефти и улучшать соотношение подвижностей воды и нефти и повысить эффективность вытеснения нефти.

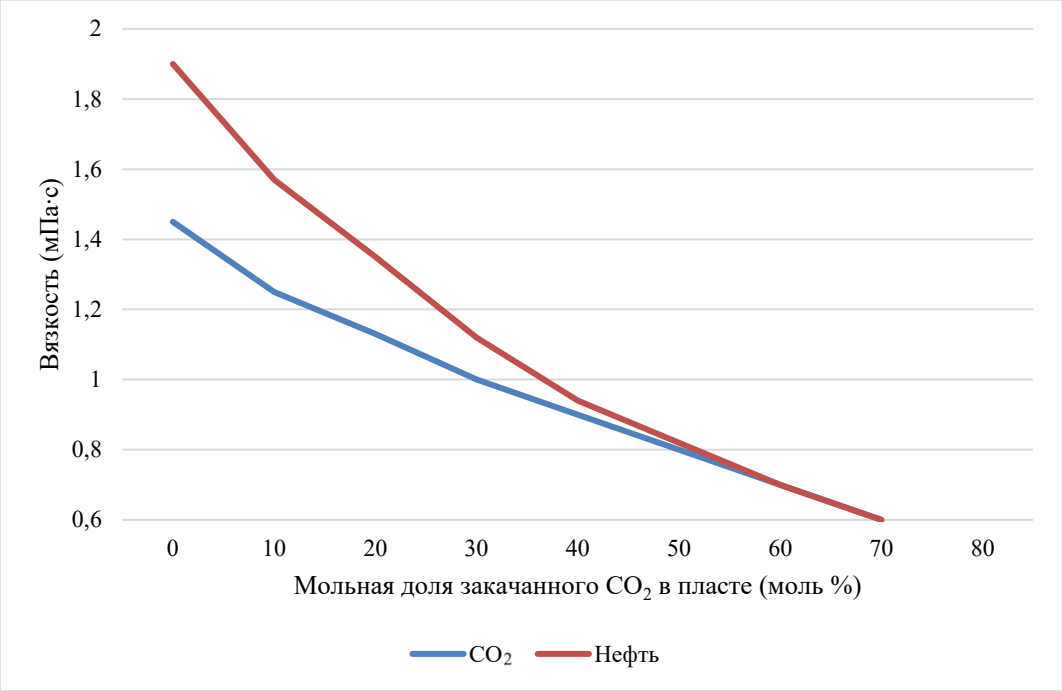

Рисунок 4. *Кривые зависимости вязкости пластовой нефти от объема двуокиси углерода (разработано автором)*

Вывод

Результаты математического моделирования процесса закачки CO_2 в нефтяной пласт, показали, что CO_2 существует в жидкой фазе внутри трехфазной системы в условиях давления и температуры пласта, имеет перспективность для стратегий повышения нефтеотдачи на месторождениях Алжира.

Это объясняется более высокой плотностью и большей растворяющей способностью жидкой двуокиси углерода, что способствует улучшению контакта и растворения с нефтью, способствуя повышению эффективности процессов добычи нефти. Понимание и использование благоприятного фазового поведения двуокиси углерода в жидкой форме открывают новые возможности для оптимизации методов повышения нефтеотдачи и максимизации добычи углеводородов из подземных резервуаров [14].

Результаты показывают, что после закачки двуокиси углерода вязкость системы значительно снижается, и это значить что двуокиси углерода в таких условиях может заметно снижать вязкость сырой нефти. улучшить соотношение подвижностей воды и нефти и, как следствие, повысить эффективность вытеснения нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Zhang Y. A comprehensive model for investigation of carbon dioxide enhanced oil recovery with nanopore confinement in the Bakken tight oil reservoir / Y. Zhang, K. Sepehrnoori // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. — 2019. — Т. 22, № 1. — С. 122–136. — URL: https://scholar.google.de/scholar?q=Zhang,+Y.+Sepehrnoori,+K.+/+A+comprehensive+model+for+investigation+of+carbon+dioxide+enhanced+oil+recovery+with+nanopore&hl=ar&as_sdt=0&as_vis=1&oi=scholart.
2. Santos M.S. Molecular dynamics simulation of n-alkanes and CO_2 confined by calcite nanopores / M.S. Santos, L.F. Franco, M. Castier, I.G. Economou // Energy & Fuels. — 2018. — Т. 32. — С. 1934–1941 — URL: https://colab.ws/articles/10.1021%2Facs.energyfuels.7b02451.
3. Reamer H.H. Phase equilibria in hydrocarbon systems. Volumetric and phase behavior of the n-decane-CO_2 system / H.H. Reamer, B.H. Sage // Journal of Chemical and Engineering Data. — 1963. — Т. 8, № 4. — С. 508–513 — URL: https://www.semanticscholar.org/paper/Phase-Equilibria-in-Hydrocarbon-Systems.-Volumetric-Reamer-Sage/fae2e1500716f672089fee3f447defc1359aa42e.
4. Peng D.Y. A New Two-Constant Equation of State / D.Y. Peng, D.B. Robinson // Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals. — 1976. — Т. 15, № 1. — С. 59–64 — URL: https://www.researchgate.net/publication/231293953_New_Two-Constant_Equation_of_State.
5. Marcilla A. Pitfalls in the evaluation of the thermodynamic consistency of experimental VLE data sets / A. Marcilla, M. del Mar Olaya, M.D. Serrano // Industrial & Engineering Chemistry Research. — 2013. — Т. 52. — С. 13198–13208. — URL: https://www.semanticscholar.org/paper/Pitfalls-in-the-Evaluation-of-the-Thermodynamic-of-Marcilla-Olaya/584badb104f7eccdfefca8a62af9ae2d93198a38.
6. Andrews T. The Bakerian lecture: On the continuity of the gaseous and liquid states of matter // Philosophical Transactions of the Royal Society of London. — 1869. — Т. 159. — С. 575–590. — URL: https://royalsocietypublishing.org/doi/10.1098/rstl.1869.0021.
7. Adewumi M. Acentric Factor and Corresponding States. — University Park: Pennsylvania State University, 2013. — URL: https://www.e-education.psu.edu/png520/m8_p3.html.
8. Whitman A.M. Thermodynamics: Basic Principles and Engineering Applications. — New York: Springer, 2023. — 203 с. — URL: https://dokumen.pub/thermodynamics-basic-principles-and-engineering-applications-1stnbsped-978-3-030-25221-2.html.
9. Cengel Y.A. Thermodynamics: An Engineering Approach / Y.A. Cengel, M.A. Boles. — 9th ed. — Boston: McGraw-Hill, 2004. — 964 с. — URL: https://archive.org/details/isbn_9780071235785.
10. Franses E.I. Thermodynamics with Chemical Engineering Applications. — Cambridge: Cambridge University Press, 2014. — 678 с. — URL: https://www.cambridge.org/highereducation/books/thermodynamics-with-chemical-engineering-applications/1C3A6D29183849C71D47AEF3C540CE92.
11. Smith J.M. Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics / J.M. Smith, H.C. Van Ness, M.M. Abbott, M.T. Swihart. — 8th ed. — New York: McGraw-Hill Education, 2018. — 768 с. — URL: https://archive.org/details/introduction-to-chemical-engineering-thermodynamics-8th-j.-m.-smith-h.-c.-van-ne.

12. Crovetto R. Evaluation of Solubility Data of the System CO_2-H_2O from 273 K to the Critical Point of Water // Journal of Physical and Chemical Reference Data. — 1991. — Т. 20, № 3. — С. 575–589. — URL: https://pubs.aip.org/aip/jpr/article-abstract/20/3/575/241506.
13. Ma X. Three-Phase Equilibrium Calculations of Water / Hydrocarbon / Nonhydrocarbon Systems Based on the Equation of State (EOS) in Thermal Processes. — Beijing: Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, 2021. — 20 с. — URL: https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acsomega.1c04522.
14. Kwelle S.O. Experimental Studies on Resistance to Fluid Displacement in Single Pores: PhD Thesis. — Edinburgh: University of Edinburgh, 2017. — 215 с. — URL: https://www.pure.ed.ac.uk/ws/portalfiles/portal/78960201/Supercritical_CO2_DIW_displacements_Ebraheam_Al_Zaidi_v_3.pdf.

Mahdi Newfel
Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia
E-mail: novelmadi@gmail.com
ORCID: https://orcid.org/0009-0008-4417-5781

Zeigman Yuri Veniaminovich
Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia
E-mail: jvzeigman@gmail.com
RSCI: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=326361

Determination of the phase state of carbon dioxide in a three-phase system (CO_2 / water / oil) based on a mathematical model

Abstract. The change in the phase state of carbon dioxide when it is injected into the reservoir to increase oil recovery affects the efficiency of the oil displacement process.

However, there are no accurate mathematical models in the scientific literature that could be used to study changes in the phase state of carbon dioxide in a three-phase mixture (water / oil / carbon dioxide).

In this paper, we relied on the Peng Robinson mathematical model with modifications proposed in previous studies to determine the phase behavior of the mixture components at different pressures and temperatures that occur during the injection of carbon dioxide into an oil reservoir to increase oil recovery.

The results of the study with mathematical modeling of the processes under study made it possible to predict the phase behavior of carbon dioxide when in contact with formation water and oil and increase the efficiency of using CO_2 as a method for enhancing oil recovery. The results also showed that CO_2 exists in the liquid phase inside a three-phase system under reservoir pressure and temperature conditions and has potential for enhanced oil recovery strategies. The results of this study expand knowledge in the field of mathematical modeling of carbon dioxide phase changes in the process of increasing oil production. The proposed mathematical model also allows determining ideal injection parameters to control the change in the phase state of carbon dioxide under pressure and temperature conditions of the reservoir.

Keywords: carbon dioxide; phase state; three-phase system; mathematical model; mixing with oil; Peng-Robinson model; enhanced oil recovery