Петренко Тарас Сергійович, аспірант кафедри нафти й газу

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» м. Полтава

ORCHID 0009-0005-1764-5256

Застосування діоксиду вуглецю для підвищення нафтовіддачі пластів: фізико-хімічні аспекти та досвід впровадження

Вступ

Підвищення нафтовіддачі пластів є важливим завданням для забезпечення енергетичної незалежності України. З огляду на зменшення обсягів видобутку з традиційних родовищ, все більшого значення набувають методи збільшення коефіцієнту вилучення нафти з тих родовищ, що вже експлуатуються. Українські компанії, широко впроваджують сучасні методи підвищення нафтовіддачі для збільшення видобутку на виснажених родовищах, прагнучи досягти коефіцієнтів нафтовилучення на рівні міжнародних нафтогазових компаній.

Одним з перспективних напрямів є застосування діоксиду вуглецю (CO₂). Закачування CO₂ у нафтові пласти дозволяє покращити витіснення нафти та збільшити її об’єм, тим самим змінюючи фізико-хімічні властивості нафти.

У публікації буде розглянуто вплив CO₂ на фізико-хімічні властивості нафти, проаналізовано досвід використання цього методу на різних родовищах, а також оцінено перспективи його застосування в Україні для підвищення енергетичної безпеки країни.

Вплив CO₂ на фізико-хімічні властивості нафти та умови пласта.

Нагнітання CO₂ у нафтові поклади суттєво змінює термодинамічну рівновагу нафти, що призводить до зміни її фізико-хімічних властивостей. Розчинення CO₂ в нафті зменшує в'язкість і густину, водночас збільшуючи об'єм нафти за рахунок набухання – явища, зумовленого високою розчинністю CO₂ у вуглеводнях. Цей ефект набухання підвищує рухливість нафти, об'єднуючи роз'єднані нафтові плями в безперервну фазу, що покращує ефективність витіснення під час процесів підвищення нафтовіддачі. Проте, нагнітання CO₂ може дестабілізувати нафту шляхом вилучення легких і проміжних компонентів, що може призвести до випадання асфальтенів, особливо у легких нафтах або за низьких температур [1]. Умови в пласті, такі як тиск і температура, додатково впливають на ці взаємодії; вищі температури, як правило, покращують нафтовіддачу, зменшуючи стабільність асфальтенів, тоді як підвищений тиск сприяє розчинності та йонізації CO₂, впливаючи на розчинення мінералів і зміну проникності у пласті [2].

Розчинення CO₂ у сирій нафті зменшує її в'язкість шляхом розведення вуглеводневої суміші та послаблення міжмолекулярних сил. Наприклад, нафти, насичені CO₂, демонструють зниження в'язкості до 80% за надкритичних умов, покращуючи плинність [1, 3]. Густина зменшується, оскільки молекули CO₂ займають міжвузлові проміжки в матриці нафти, знижуючи загальну масу на одиницю об'єму. Одночасно з цим, об'ємний коефіцієнт (коефіцієнт набухання) збільшується пропорційно до тиску CO₂, розширюючи об'єм нафти до 40% за високого тиску (наприклад, 10 МПа) [3]. Ці зміни залежать від температури; вищі пластові температури посилюють зниження в'язкості, але можуть зменшити розчинність CO₂, що створює компроміс при проектуванні методів підвищення нафтовіддачі [1, 4].

Накопичення CO₂ на межі розділу нафта-вода зменшує міжфазовий натяг, утворюючи стабілізуючу плівку між фазами. Моделювання молекулярної динаміки показує, що надкритичний CO₂ витісняє вуглеводні з поверхні розділу фаз, створюючи багатий на CO₂ шар, стабілізований водневими зв'язками з водою [3]. Ця плівка розріджує полярні компоненти (наприклад, асфальтени) та збільшує ширину міжфазної межі, знижуючи міжфазовий натяг до 50% в системах з ароматичними вуглеводнями, такими як ксилол або бензол. Зменшення міжфазового натягу покращує змішуваність між CO₂ і нафтою, полегшуючи капілярне витіснення нафти і підвищуючи ефективність очищення під час заводнення [3].

Нагнітання CO₂ викликає геохімічні реакції з мінералами пласта, змінюючи проникність. У пластах, багатих на карбонати, CO₂ розчиняє кальцит і доломіт шляхом підкислення (зниження рН), збільшуючи пористість і проникність на початковому етапі [2]. Проте, вторинне мінералоутворення (наприклад, карбонати або кремнезем) можуть блокувати гирла пор, особливо в низькопроникних або тріщинуватих колекторах [2]. Наприклад, керни пісковиків, що піддаються впливу CO₂ під високим тиском (50 МПа), демонструють зниження проникності на 20-30% через набухання глини або міграцію дрібних частинок [5]. Мережа тріщин посилює дифузію CO₂, але може посилити нерівномірність потоку, що призводить до каналізування та зниження ефективності прочищення. Крім того, насичення порового простору водою ще більше уповільнює дифузію CO₂, ускладнюючи динаміку масопереносу [5, 2].

Досвід використання методів підвищення нафтовіддачі із застосуванням діоксиду вуглецю

Впровадження технологій підвищення нафтовилучення (EOR) з використанням діоксиду вуглецю (CO₂) демонструє значний потенціал для збільшення видобутку нафти та одночасного зменшення викидів парникових газів.Далі коротко розглянемо досвід застосування CO₂-EOR на різних нафтових родовищах світу:

Турецько-японський пілотний проект на родовищі Ікізтепе в Туреччині, що характеризується високов’язкою нафтою (0.936 Па·с), успішно реалізовано пілотний проєкт неімісійного закачування CO₂ у співпраці Japan National Oil Corporation (JNOC) та Turkish Petroleum Corporation (TPAO). Дослідження показало значне зростання прийомистості пластів після безперервного закачування CO₂, а застосування циклічного методу "huff-and-puff" на початковому етапі дозволило додатково видобути 2748 м³ нафти при закачуванні 9.6 млн м³ CO₂. Проєкт продемонстрував перспективність CO₂-технологій для розробки турецьких родовищ важкої нафти та підтвердив можливість значного збільшення видобутку за допомогою неімісійного нагнітання CO₂ [6].

Уряд Тринідаду і Тобаго розглядає інтенсифікацію за допомогою CO₂ як стратегічний напрямок для збільшення доходів від нафтовидобутку та скорочення викидів CO₂, створивши спеціальний керівний комітет для масштабних проєктів. Попередній досвід застосування цього методу на родовищах Forest Reserve та Oropouche з 1975 по 2000 роки дозволив видобути додатково 636 000 м³ нафти, використовуючи 1.15 млрд кг CO₂. На родовищах зі середньою густиною нафти іммісійний метод інтенсифікації за допомогою CO₂ показав ефективність на рівні додаткових 2–8% від початкових запасів нафти.

Канадський проєкт Вейберн – зразок успішного зберігання CO₂. З 2000 року під землю закачано 13 мільйонів тонн CO₂, що дало додатково 21 мільйон кубометрів нафти.

У Скандинавії (проєкт Sleipner) з 1996 року CO₂, отриманий при видобутку газу, закачують під землю. Накопичений обсяг – 25 мільйонів тонн CO₂. Sleipner – один з перших комерційних проєктів зберігання CO₂ [7].

В Україні набирає обертів досвід закачування CO₂, де ПАТ «Укрнафта» лідирує, впроваджуючи пілотні проекти на заході країни. «Укрнафта» визначила десять родовищ, перспективних для закачування CO₂, та готує пілотний проект, що поєднає CO₂-EOR з уловлюванням, утилізацією та зберіганням вуглецю (CCUS). Мета – збільшити видобуток нафти та забезпечити поглинання CO₂ для відповідності екологічним стандартам ЄС. Окрім CO₂-EOR, компанія впроваджує підтримку пластового тиску, технологію низьких депресій та гідророзрив пласта, що вже значно збільшило видобуток, зокрема на деяких свердловинах – з 4 до 100 тонн на добу [8].

Висновок

Застосування діоксиду вуглецю (CO₂) для підвищення нафтовіддачі пластів є перспективним напрямком, що дозволяє покращити вилучення нафти завдяки зміні її фізико-хімічних властивостей та умов пласта. Міжнародний досвід, зокрема в Туреччині, Тринідаді і Тобаго, Канаді та Скандинавії, демонструє ефективність інтенсифікація за допомогою CO₂ для збільшення видобутку та одночасного зберігання вуглецю. В Україні, компанія «Укрнафта» активно досліджує та впроваджує пілотні проекти, розглядаючи цей метод як важливий інструмент для підвищення видобутку нафти та досягнення екологічних цілей.

Література

1. Hartono K. F., Permadi A. K., Siagian U. W. R. та ін. The impacts of CO₂ flooding on crude oil stability and recovery performance // J Petrol Explor Prod Technol. 2024. Т. 14. С. 107–123. DOI: https://doi.org/10.1007/s13202-023-01699-y.

2. Cao S., Sang Q., Zhao G., Lan Y., Dong D., Wang Q. CO₂–Water–Rock Interaction and Its Influence on the Physical Properties of Continental Shale Oil Reservoirs // Energies. 2024. Т. 17, № 2. С. 477. DOI: https://doi.org/10.3390/en17020477.

3. Ssebadduka R., Kono H., Sasaki K., Sugai Y., Nguele R. Measurements of CO₂ molecular diffusion coefficients in crude oils from swelling-time curve and estimation using viscosity from the Stokes-Einstein formula // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106823.

4. Qiao M., Zhang F., Li W. Rheological Properties of Crude Oil and Produced Emulsion from CO₂ Flooding // Energies. 2025. Т. 18, № 3. С. 739. DOI: https://doi.org/10.3390/en18030739.

5. Wang Zh., Hou J. Measurement of CO₂ diffusion coefficients in both bulk liquids and carven filling porous media of fractured-vuggy carbonate reservoirs at 50 MPa and 393 K // RSC Adv. 2021. Т. 11. С. 19712.

6. Perera M. S. A., Gamage R. P., Rathnaweera T. D., Ranathunga A. S., Koay A., Choi X. A Review of CO₂-Enhanced Oil Recovery with a Simulated Sensitivity Analysis // Energies. 2016. Т. 9, № 7. С. 481. DOI: https://doi.org/10.3390/en9070481.

7. Carbon capture success stories // Verde Environmental Group. (n.d.). URL: https://blog.verde.ag/en/carbon-capture-success-stories/ (дата звернення: 08.02.2025).

8. Підвищення нафтовіддачі: які методи застосовує компанія // Укрнафта. (n.d.). URL: https://www.ukrnafta.com/pidvyshhennya-naftoviddachi-yaki-metody-zastosovur-kompaniya (дата звернення: 08.02.2025).