

ДОСЛІДЖЕННЯ ПОТЕНЦІЙНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ ТА ЙОГО СУМІСНОСТІ З РОДОВИЩАМИ ЗАХІДНОЇ УКРАЇНИ НА ОСНОВІ СВІТОВОГО ДОСВІДУ (частина I)

Д.О. Вольченко, В.Р. Возний, М.В. Мельник

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 717241,
e-mail: public@nuing.edu.ua

У матеріалах першої частини статті з використанням основних критеріїв, отриманих за результатами світового досвіду, накопиченого впродовж 40 років експлуатації «подібних» родовищ, обґрунтовано доцільність застосування методу підвищення нафтовилучення запоповуванням діоксиду вуглецю та сформульовано необхідні умови його реалізації. Охарактеризовано різновиди, принципи і механізми перебігу процесу, розглянуто потенційні проблеми і намічено шляхи їх вирішення.

Ключові слова: заводнення, діоксид вуглецю, підвищення нафтовилучення, мінімальний тиск змішуваності, змішване і незмішване витіснення.

В материалах первой части статьи с использованием основных критериев, полученных по результатам мирового опыта, накопленного в течение 40 лет эксплуатации «подобных» месторождений, обоснована целесообразность применения метода повышения нефтеизвлечения закачкой диоксида углерода и сформулированы необходимые условия его реализации. Охарактеризованы разновидности, принципы и механизмы протекания процесса, рассмотрены потенциальные проблемы и намечены пути их решения.

Ключевые слова: заводнение, диоксид углерода, повышения нефтеизвлечение, минимальное давление смешиваемости, смешиваемое и несмешиваемое вытеснение.

In the first part the article along with the usage of basic criteria derived from the results of global experience gained during 40 years of "similar" fields' operation, the expedience of application of enhance oil recovery method by carbon dioxide flooding was substantiated and necessary conditions for its implementation were formulated. We described the types, principles and mechanisms of the process. The potential problems of method were considered in conjunction with the outlined ways of their solving.

Keywords: waterflooding, gas flooding, carbon dioxide, enhance oil recovery (EOR), minimum miscibility pressure (MMP), miscible and immiscible displacement.

Вступ

Україна є однією з тих держав, яка за допомогою власних ресурсів задовольняє лише незначну частину попиту на паливно-енергетичні ресурси, що свідчить про значну залежність від імпортного постачання енергоресурсів. Так, споживання газу і нафтопродуктів є стабільно високим, а задоволення потреб у вуглеводнях за рахунок власного видобутку становить в Україні на сьогоднішній день: нафти – близько 11%, газу – близько 44%, при цьому видобуток вуглеводнів постійно зменшується [1].

Згідно з даними Міністерства енергетики та вугільної промисловості України щорічно спостерігається скорочення видобутку газу і нафти, відповідно на 0,1-1,8% і 5-6,7%. З метою збільшення власного видобутку нафти створено законопроект "Про Державну програму економічного і соціального розвитку України на 2012 р. та основні напрямки розвитку на 2013 і 2014 рр.", яким передбачається збільшення видобутку власного газу на 2% і нафти (з газовим конденсатом) – на 1,5% [2].

Ці та інші незадовільні показники стану промисловості зумовлені багатьма чинниками, основними з яких є:

- виснаженість нафтогазових родовищ, попри значні залишкові запаси в них, унаслідок низької ефективності систем розробки;
- складна геологічна будова родовищ;
- застарілість матеріально-технічної бази процесу видобування нафти і газу;
- недоліки у системі централізації виробництва у районах промислової експлуатації нафтових і газових родовищ;
- висока собівартість видобутку нафти і газу.

Покращити стан нафтогазопромислової галузі можна за рахунок збільшення фінансування та капітальних вкладень, збільшення обсягу геологорозвідувальних робіт, модернізації й технічного переоснащення підземного обладнання та наземних комплексів, запровадження енергоощадних технологій, матеріалів, обладнання і т. ін. Проте це довготривалий і ресурсомісний процес.

З технічної точки зору ефекту можна досягнути іншим шляхом: із застосуванням третинних методів видобутку нафти. Найчастіше вони застосовуються на родовищах, що знаходяться на пізніх стадіях розробки, і які характеризуються значною часткою залишкових запасів (власне такими і є більшість родовищ західної України). Зокрема йдеться про застосування

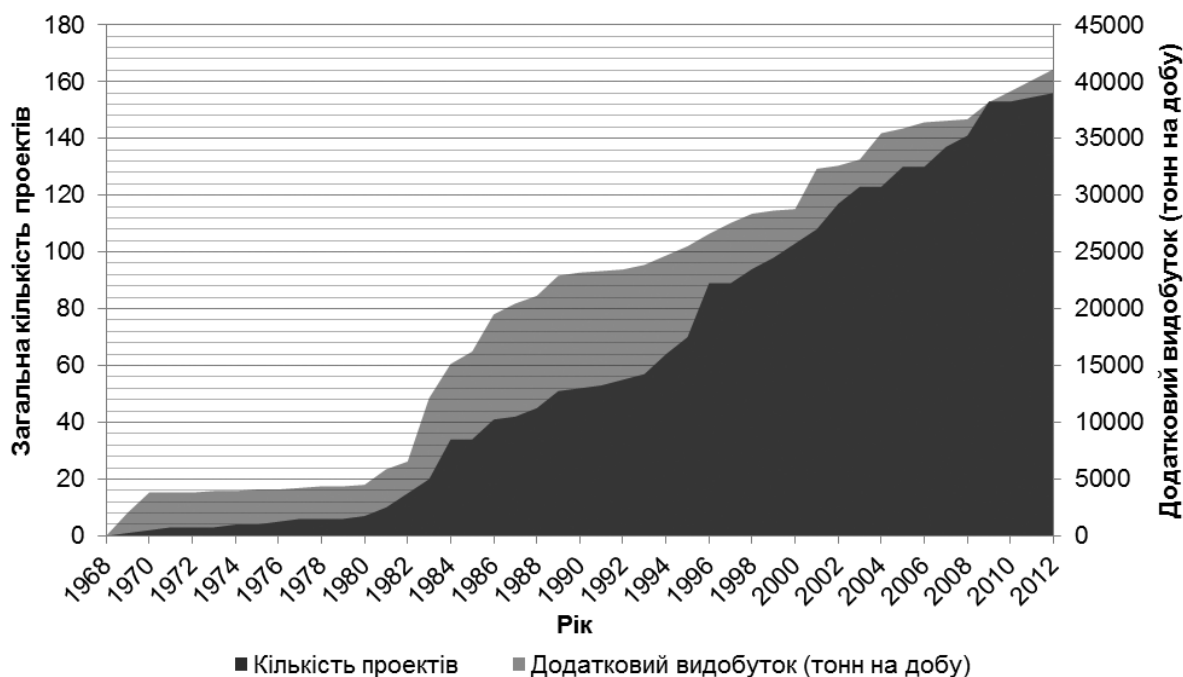


Рисунок 1 – Тенденція зростання кількості проектів та додаткового видобутку нафти із застосуванням змішаного CO₂-заводнення

методу підвищення нафтовилучення (ПНВ) заводненням за допомогою змішаного в нафті діоксиду вуглецю.

Статті та проекти з ПНВ із застосуванням діоксиду вуглецю

ПНВ із застосуванням змішаного CO₂ є розповсюдженою технологією у всьому світі і в останні роки широко вивчається багатьма дослідниками, хоча метод відомий понад 40 років, протягом яких отримано неоціненний досвід від його практичної реалізації та вдосконалень. Використання CO₂ у процесах ПНВ створює можливість зменшення його викидів в атмосферу і «парникового ефекту» шляхом вловлювання цього газу з повітря. За даними огляду, який публікується один раз у два роки в журналі «Oil and Gas Journal», серед методів ПНВ запомпсування CO₂ і пари забезпечує більшу частину світового видобутку нафти [3-6], при цьому інтерес до застосування першої технології щорічно зростає. Так, починаючи з 1967 р. по 2012 р. кількість впроваджених проектів з ПНВ із застосуванням змішаного в нафті CO₂ зросла з 7 до 162 [7] і продовжує збільшуватись (рис. 1).

Найбільша кількість проектів із запомпсування CO₂ зосереджена в США, Канаді, Норвегії та Латинській Америці, які також є і першими у використанні процесів секвестрації CO₂. Лідером наукових досліджень є університет Реджайни (Канада), а найбільшою часткою технологій володіють компанії Техасо, Mobil, Chevron і Shell. Окрім того, їм та іншим відомим організаціям належить велика кількість патентів та статей (рис. 2, рис. 3). Техасо, Mobil, Chevron, ConocoPhillips і Shell інвесту-

ють і досліджують результати циклічних діянь з CO₂ та взаємодії з поверхнево-активними речовинами (ПАР). Shell спеціалізується на чисельному моделюванні витіснення нафти (змішваному і незмішваному). ConocoPhillips досліджує раціональні термодинамічні параметри CO₂ та їх вплив на мінімальний тиск змішувальності (МТЗ). Університет Реджайни (Канада) вивчає зміну поверхневого натягу на межі фаз системи «CO₂-нафта». Університет Техасу досліджує геле- та піноподібні форми CO₂ та їхній вплив на приймальність свердловин і профіль витіснення. Понад 90% усіх патентів і статей стосується змішаного витіснення [8].

CO₂-заводнення: принципи, фізична суть, типи

Після первинних і вторинних методів видобування нафти значна її кількість залишається в пласті. Частково цю проблему можна вирішити завдяки застосуванню третинного методу видобування нафти: заводнення змішуваним діоксидом вуглецю для підвищення нафтовилучення. Метод відомий ще з 1930-х років, але не набув спочатку широкого розповсюдження через відсутність великої кількості діоксиду вуглецю, необхідних знань, навичок і технологій. Проте з 70-х років метод значно вдосконалився і набрав чималої популярності внаслідок високої ефективності та значного накопиченого 40 річного промислового досвіду.

Метод дає можливість продовжити експлуатацію родовища ще на 15-20 років і здебільшого застосовується на родовищах легких і середніх нафт, проте в останні роки з'являються нові розробки і для важких нафт. За ідеальних умов змішувальності та сприятливих характерис-

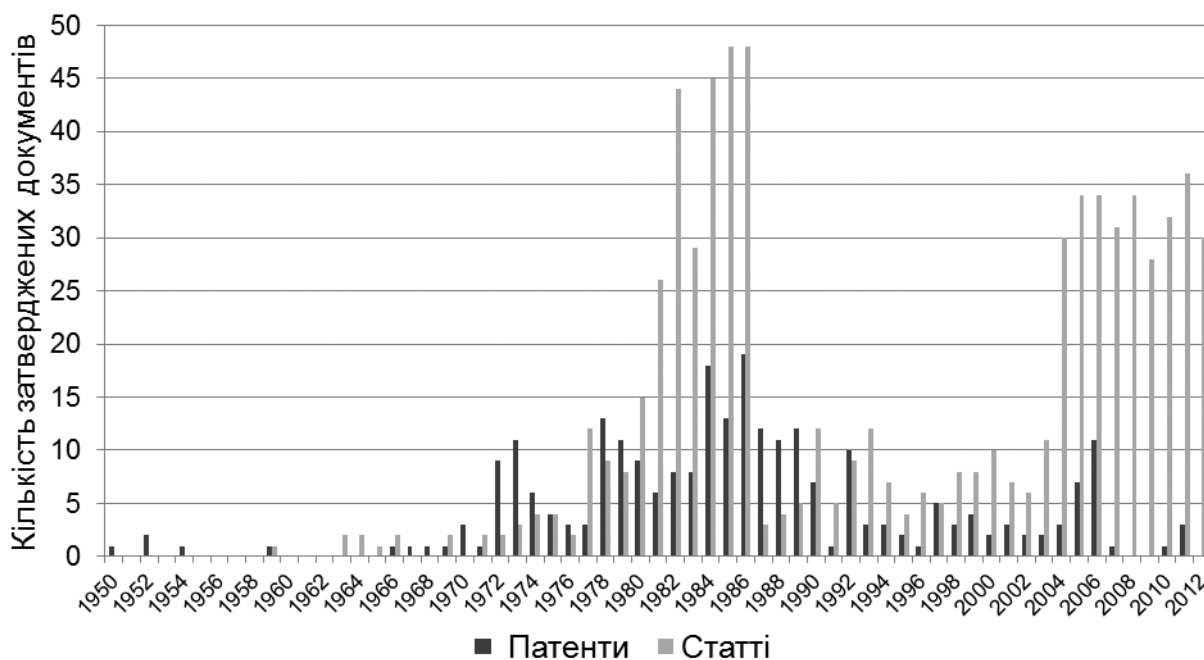


Рисунок 2 – Динаміка опублікування патентів і статей, пов’язаних з витісненням нафти за допомогою діоксиду вуглецю

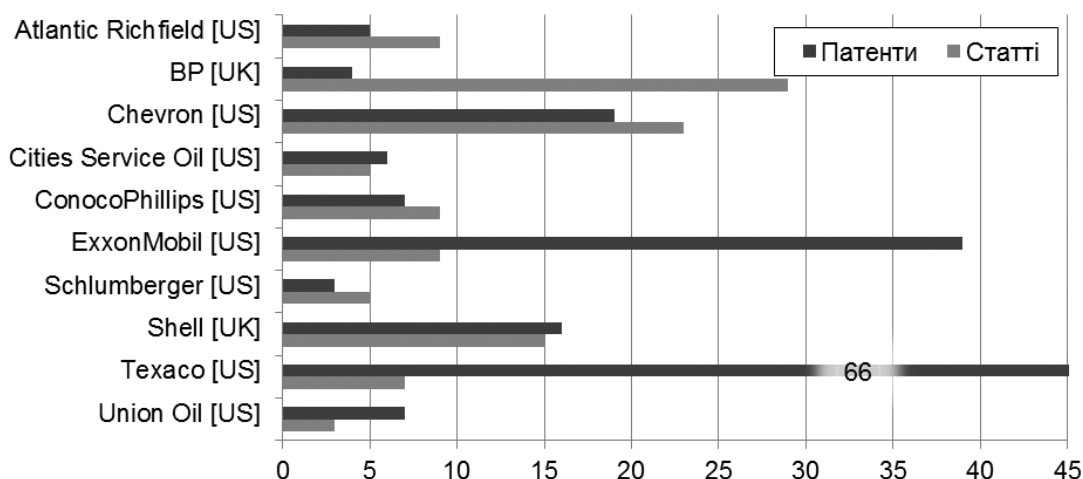


Рисунок 3 – Кількість патентів і статей відомих компаній світу

тик пласта (пористість, проникність, гомогенність, об’єм пласта, пластовий тиск, МТЗ, змочуваність пластів, мінералізація пластової води та ін.), наявності насичуючих флюїдів (тип, кількість фаз та їх взаємодія, густина, в’язкість, капілярні сили, поверхневий натяг на границях фаз та системи «флюїд-порода», відносна проникність фаз багатозафазного (багатокомпонентного) потоку та ін.) і конкретних технологічних параметрів можна вилучити додатково до 27-34% нафти (в середньому 7-15% для змішаного і до 10% для незмішаного CO₂-заводнення) і до 100% газу [9] (за умов секвестрації CO₂) від початкових балансових запасів.

CO₂-заводнення відносять до газових методів ПНВ, до яких відноситься також заводнення з використанням вуглеводневих газів та азоту. Останні два практично витіснені після впровадження CO₂-ПНВ або подаються в комбінації з останнім. Доведено, що ці та деякі

інші гази володіють хорошими витіснювальними та мобілізаційними властивостями, особливо у сумісному поєднанні з водою. Як і інші газові методи, в основі яких лежить змішване витіснення, CO₂-заводнення зменшує поверхневі (капілярні) сили, міжфазову взаємодію (поверхневий натяг), густину пластової рідини і дещо збільшує її в’язкість, підвищує ефективність витіснення з макро- і мікрозащемлених нафтонасичених об’ємів пласта, які обійшла вода в процесі звичайного заводнення. Спільно для цих методів при поєднанні з водоциклічним діянням підвищується ефективність витіснення вуглеводнів газами, густина яких менша за густину води. При цьому частково вирішуються питання утилізації CO₂ і зменшення «парникового» ефекту.

Проте ПНВ із застосуванням змішаного CO₂ має деякі особливості:

– низький МТЗ. Це розширює діапазон родовищ для реалізації змішаного CO₂ за рахунок менших пластових тисків, які можуть бути виражені меншою глибиною залягання продуктивних пластів, густиною нафти, тиском гідророзриву, необхідністю використання високонапірного обладнання і т. ін.;

– CO₂ розчиняється у воді набагато краще вуглеводневих газів. Розчинність діоксиду вуглецю у воді є тим більшою, чим вищий пластовий тиск і нижча пластова температура. CO₂ розчиняється в нафті в 4-10 разів краще, ніж у воді, тому він може переходити з водного розчину в нафту. Частково розчинений у воді CO₂ дещо підвищує її в'язкість, що у поєднанні з водогазовою репресією покращує ефективність витіснення і сприяє меншому набряканню глин [3, 4];

– при контактуванні CO₂ з водою в більшості випадків утворюється вугільна кислота (H₂CO₃), яка розчиняє деякі види цементу і породи пласта, а також підвищує коефіцієнт проникності пласта, хоча деякі автори свідчать, що надмірна дія цієї кислоти пошкоджує пласт. Тому за наявності підшовних вод ефективність заводнення зменшується;

– кращі витіснювальні властивості, про що свідчать численні статті та патенти, цей газ є розчинним у нафті і воді;

– можливість використання вуглеводневих газів, які призначались для запомповування, у інших цілях: подавання споживачам, заводам, продаж і т. ін.;

– значно більша густина (при високих тисках наближається до густини рідини), що сприяє вирівнюванню та кращому контролю за фронтом витіснення. При розчиненні CO₂ у воді в'язкість останньої збільшується, тоді як при розчиненні CO₂ в нафті - зменшується, що позитивно впливає на коефіцієнт рухливості: відношення рухливостей витіснювального агента (CO₂ і/або води) і нафти (рис. 4). Ефект ще зростає при використанні обважнювачів, згущувачів, гелів і т. ін. Збільшення густини CO₂ зменшує ймовірність випередження фронту газу, його передчасного прориву та займання підвищених ділянок колектора внаслідок гравітаційного розподілу;

– збільшується об'єм витісненої нафти (у 1,5-1,7 рази), зокрема для легких нафт. Для високов'язких нафт значення їх в'язкості зменшуються тим інтенсивніше, чим більшою є початкова в'язкість вуглеводню.

Відомо, що нерівномірне витіснення спричиняє передчасний прорив газу, а потім води до видобувних свердловин по високопроникних зонах пласта (за умов гравітаційної сегрегації газ проривається по верхній частині, залишаючи об'єднаними нижні ділянки, вода – навпаки); відтак утворюються так звані «язики» обводнення, їх типи наведено на рис. 5. Це є основні причини залишкової нафтонасиченості пластів, а CO₂-заводнення має на меті збільшення коефіцієнта охоплення пласта заводненням.

Для того, щоб повніше зрозуміти механізм CO₂-заводнення слід звернути увагу на види –

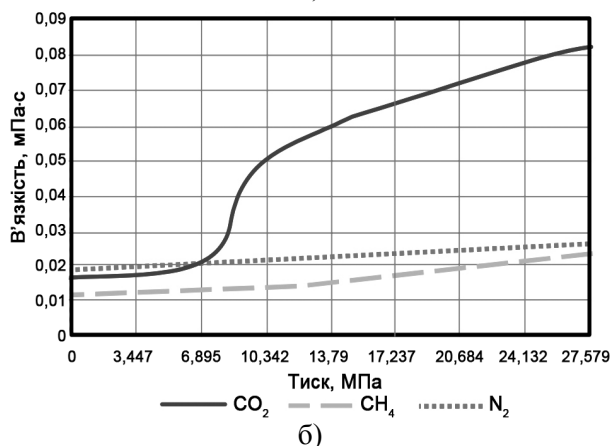
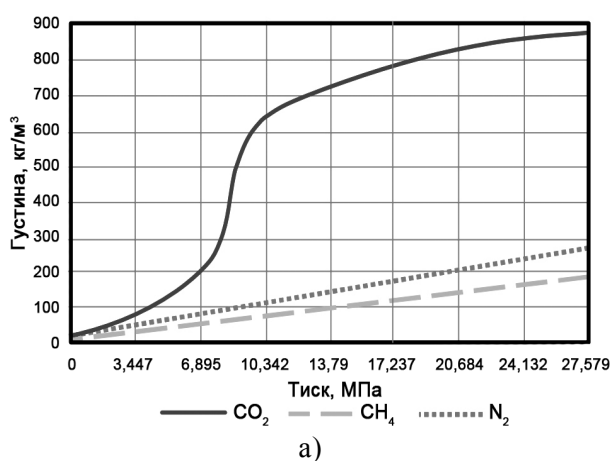
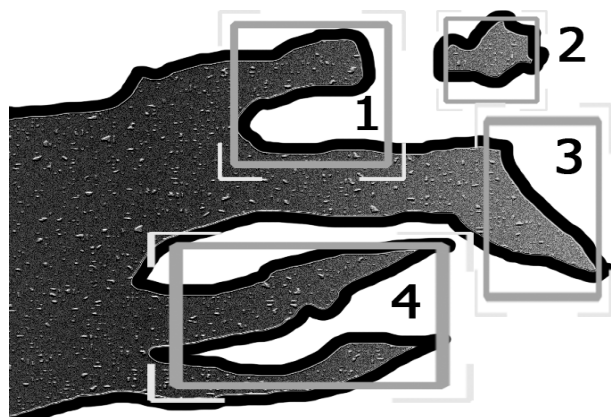


Рисунок 4 – Залежність зміни густини (а) і в'язкості CO₂ (б) від тиску [11]



- 1 – високопроникні канали (пропластки);
- 2 – защемлення; 3 – екранування;
- 4 – тектонічне розділення (розрізання)

Рисунок 5 – Основні причини утворення «язиків» обводнення

змішане і незмішане витіснення нафти. З фізичної точки зору є речовини, які повністю розчиняються одна в одній, утворюючи єдину фазу, при будь-яких концентраціях чи пропорціях. Вони зветься «змішуваними при першому контакті». Власне CO₂ є такою речовиною у зрідженому стані. Проте у газоподібному стані він вступає змішуваним чи незмішуваним за певних умов (див. вище). У цьому випадку змішуваність є динамічною або як її ще називають мультиконтактною (багатоконтактною).

Це може відбуватись за рахунок двох механізмів, які розділені умовно і супроводжуються відповідними режимами:

- режим змішаного витіснення нафти (переважаючий);
- витіснення нафти CO_2 , збагаченим проміжними компонентами нафти (пропан-бутанова фракція).

У першому випадку CO_2 «випаровує» проміжні та легкі фракції з нафти, що змішуються в діоксид вуглецю. Суть витіснення збагаченим CO_2 полягає в конденсації проміжних вуглеводнів із діоксиду вуглецю і насичення ними нафти. Разом із вуглеводневими газами діоксид вуглецю можна насичувати неуглеводневими газами та компонентами, що дає змогу додатково зменшити МТЗ. Ці процеси спрямовані на зменшення в'язкості витіснювального флюїду, зменшення впливу капілярних сил («порода-флюїд») та сил поверхневого натягу («нафта- CO_2). Причому за [10] вплив останніх можна звести до нуля. У такому випадку за всіх сприятливих умов (що неможливо насправді) теоретично можна було б видобути всю залишену в пласті нафту, тобто звести залишкову нафтонасиченість до нуля. Варто зазначити, що в обох механізмах найважливіше значення мають фізичні процеси дифузії та дисперсії [12, 13]. Згідно з положеннями [14] чим більше нафта містить проміжних компонентів ($\text{C}_2\text{-C}_6$) і менше легких (C_1) та важких компонентів (C_{7+}), тим легше досягти розчинності і тим потрібний менший МТЗ. Висока пластова температура також негативно впливає на змішуваність CO_2 і виражається підвищенням МТЗ. Тому часто для досягнення мультиконтактного змішаного витіснення CO_2 насичують проміжними вуглеводнями (етан і вище) або гідроген сульфідом. Причиною є їхня висока розчинність у нафті порівняно з CO_2 . Ці компоненти більшою чи меншою мірою практично завжди присутні в CO_2 , проте тут накладаються певні обмеження. Етан та інші проміжні компоненти є дуже цінними, і штучне насичення ними діоксиду вуглецю є далеко не найкращим пріоритетом. Застосування H_2S (сірководню) обмежує його підвищення токсичність, що може негативно впливати на якість нафти, стан обладнання і умови праці.

Перший повномасштабний процес незмішаного CO_2 -заводнення був проведений в м. Батлсвіль (Оклахома) в 1958 р. (Дайером і Фаруком, 1989 р.), проте пілотний проект (незмішане витіснення) був розгорнутий на родовищі Баті Раман (Туреччина) в 1980 р. (Хатібом і Еалогером, 1981 р., Керіогазом та ін. 1989 р., Шахінім та ін. 2007 р.) [15]. Незмішаним витісненням нафти вважається таке витіснення, при якому нафта і діоксид вуглецю не змішуються або змішуються частково. У будь-якому випадку можемо говорити про наявні дві фази, а відтак і наявність поверхневих сил їх взаємодії, що створюють додаткові внутрішні опори і цим самим впливають на ефективність процесів витіснення. Причиною цього є знову ж таки несприятливий склад газу і нафти, зокрема у

випадку важких нафт та умов їх залягання, що здебільшого можуть бути виражені через величину МТЗ. Механізми мобілізації нафти є такими, як у попередньому випадку, проте проявляються частково. З очевидних причин незмішаного витіснення намагаються уникати, проте це не завжди можливо; частка його досліджень у відношенні до змішаного витіснення становить менше 10%.

Нагнітання «чистого» CO_2 було проведено на родовищі Річі, що на півдні Арканзасу в 1969 р. (Хатібом і Еалогером, 1981 р.) [15]. Проте CO_2 -заводнення у чистому вигляді є досить ресурсоємним. Часто отримати необхідну кількість діоксиду вуглецю у промислових об'ємах, обробити його і доставити на об'єкт є складним, а іноді економічно не вигідним завданням. Тому винайдений процес водогазоциклічного діяння (циклічне діяння мінералізована вода- CO_2). Його схематизацію наведено на рис. 6 (а, б).

Існують ще такі підвиди: запомповування суміші діоксиду вуглецю і води, неперервне заводнення водою після облямівки CO_2 та ін. Вони не знайшли свого застосування. Перспективним також є пароциклічне діяння CO_2 (Huff and Puff processes). Хоча циклічне CO_2 -вода заводнення є кращим за неперервне запомповування діоксиду вуглецю і залишає після себе близько 1/3-2/3 залишкової нафти, метод все ж є одним з найефективніших на сьогодні. Дана технологія відома понад 10 років і постійно вдосконалюється. Детальніше технологія розглядається в [16].

Циклічне діяння діоксид вуглецю-вода має ряд переваг:

- контроль за фронтом витіснення за сприятливого значення коефіцієнта рухливості з попередженням передчасного прориву газу до видобувних свердловин і утворення «язиків» обводнення (див. вище), що дає змогу продовжити період розробки родовища, уникнути додаткових витрат коштів і часу на ліквідацію цих проблем і зрештою підвищити кінцевий коефіцієнт нафтовилучення;

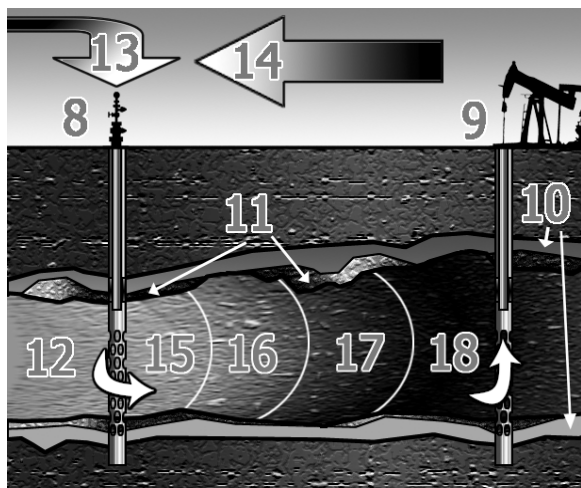
- заощадження коштів порівняно з «чистим» CO_2 -заводненням попри введення додаткового обладнання для сепарації, циклічного діяння і т. ін. Причина – обмеженість ресурсів і джерел CO_2 , висока вартість операцій для його підготовки;

- тривалі періоди підтримання пластового тиску (ПТТ) і, відповідно, менші витрати порівняно із звичним CO_2 -заводненням;

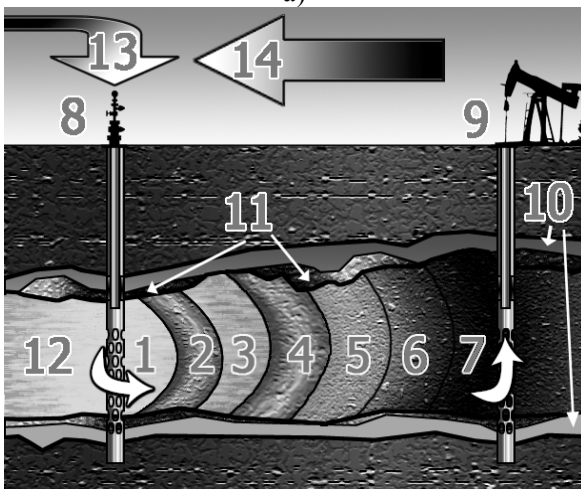
- циклічний вплив облямівок CO_2 , що чергуються з мінералізованою водою, дає можливість значною мірою зменшити залишкову нафтонасиченість, а завдяки розчинності діоксиду вуглецю у воді проникати і мобілізувати нафту із зон, які відділені від решти пласта водним бар'єром. Це пояснюється тим, що з кожним циклом CO_2 змінює напрям у недонасиченнім зоні із защемленою нафтою;

- підвищує гравітаційний дренаж [17];

- підвищує ефективність секвестрованого CO_2 в пласті.



а)



б)

- 1 – ділянка водонапірного режиму; 2, 4, 15 – CO₂;
 3 – вода; 5 – зона змішування; 6 – нафтова облямівка (вал); 7, 18 – пластова нафта;
 8 – нагнітальна свердловина з наземним насосним та ін. обладнанням; 9 – видобувна свердловина;
 10 – покрівля і підшви пласта; 11 – нерухома нафта;
 12 – частина запомпованого CO₂ (близько 50%), що залишається в пласті; 13 – джерело CO₂;
 14 – сепарація і обробка вилученого з нафтою CO₂ і його подавання на повторне нагнітання;
 16 – зона CO₂, що насичений випаруваними з нафти проміжними вуглеводнями; 17 – зона конденсації і розчинення CO₂ в нафті
 а – «чисте» заводнення;

б – циклічне діяння вода – діоксид вуглецю

Рисунок 6 – Схеми CO₂-заводнення

Обмежують застосування методу щільні породи-колектори та висока гідрофільність (змочуваність) порід нафтоносних горизонтів. У таких випадках більш доцільним є застосування звичного CO₂-заводнення.

Обґрунтування доцільності інтеграції світового досвіду та критеріїв сумісності родовищ із CO₂-заводненням на родовищах західної частини України

Для запровадження будь-яких методів діяння на пласт з метою додаткового нафтовилучення повинні задовольнятися певні критерії

сумісності: умови залягання пласта і його характеристики, властивості і склад насичуючих флюїдів, технологічні й техніко-економічні показники, «біжучі» параметри та ін. Не є винятком і CO₂-заводнення. На даний момент немає уніфікованої і універсальної групи критеріїв, які можна було б однозначно визнати константами. Ці критерії починали розробляти ще з середини 70 років, постійно розвиваються, уточнюються й дотепер. Тому виділення родовищ, які були б придатними для CO₂-заводнення, вимагає великого досвіду і навіть творчого підходу, а критерії сумісності служать для попередньої оцінки ефективності застосування цього методу. Хоча існують деталізовані оцінки вибору родовищ відносно тих чи інших показників, проте вони розроблені для локальних геологічних структур, тобто не є універсальними і вимагають значних витрат часу і коштів на дослідження [18]. Найкращим шляхом вирішення проблеми була б методика відбору родовищ по МТЗ. На жаль, не існує чіткої методики, оскільки для кожного родовища цей показник залежить від багатьох чинників, які різко суттєво відрізняються. Тут найбільшу роль відіграє температура, склад витіснюваного агента і витіснюваного флюїду. Для кожного значення МТЗ проводять здебільшого експериментальні дослідження керну з пластовою нафтою при відтворенні пластових умов або за допомогою тонкотрубчастого і допоміжного обладнання. Ще у 1979 р. Меткалфом і Ярборо було розроблено діаграму стану для «трикомпонентної» системи, яка застосовувалась при ПНВ із застосуванням газів як агента витіснення, яка пізніше була модифікована для застосування неуглеводневих газів, таких як CO₂, N₂ та ін. (рис. 7).

Тут відображено критичну точку, за якої досягається рівновага фаз (змішуваність), криві точок насичення вуглеводнів газами і криві точок роси газів. Точніше, як сказано вище, було створено дві діаграми, відповідно, для двох механізмів змішаного витіснення (див. вище). За композиційним складом газу (у даному випадку CO₂) та пластового флюїду (нафти) можна було визначити тип витіснення (змішване, незмішване). Проте навіть ці діаграми не дають точної відповіді про очікуваний тип змішування. Так, коли тиск є середнім, а лінія нафти і витіснюваного агента не перетинає область існування двох фаз, все ж має місце динамічне (мультиконтактне) змішування. При високих пластових тисках зона існування двофазного середовища зменшується, а при низьких тисках – збільшується.

Висновки

Розглянуто принципи, фізична суть, типи і особливості заводненням діоксидом вуглецю. Виявлено основні чинники, які впливають на мінімальний тиск змішуваності. Установлено, що мінімальний тиск змішуваності є основним параметром, за величиною якого можна судити про доцільність упровадження методів ПНВ з витісненням нафти за допомогою CO₂.

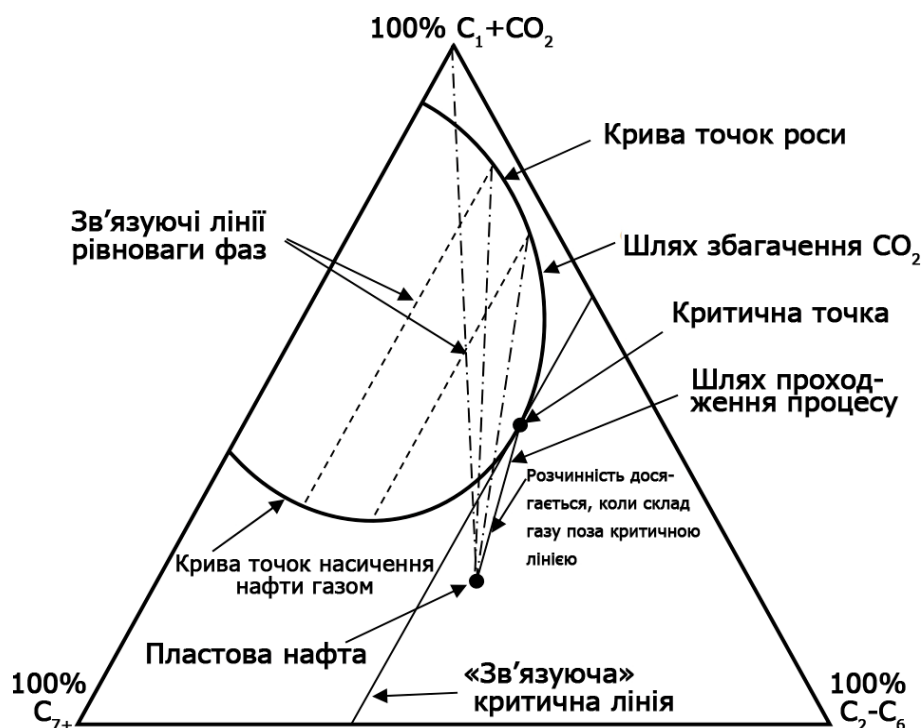


Рисунок 7 – Третинна діаграма змішаного витіснення (Меткалф і Ярборо, 1979 р.) [19]

Література

- 1 Енергетична стратегія України на період до 2030 року [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://search.ligazakon.ua>.
- 2 Офіційний сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua>.
- 3 Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев. – М: Недра, 1985. – 308 с.
- 4 Сургучев М.Л. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах / М.Л. Сургучев, Ю.В. Желтов, Э.М. Симкин. – М.: Недра, 1984. – 215 с.
- 5 Вольченко Д.О. Зарубіжний досвід застосування методів підвищення нафтовилучення / Д.О. Вольченко // Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика - 2013». – Івано-Франківськ. – 2013. – С. 26-28.
- 6 Байков Н.М. Закачки CO₂ и пара – основные методы увеличения нефтеотдачи / Н.М. Байков // Нефтяная промышленность за рубежом. – 2010. – №19. – С.156-158.
- 7 Aladasani, A. and Bai, B. Analysis of EOR Projects and Updated Screening Criteria. Journal of Petroleum Science and Engineering, 79, 1-2, 10-24, DOI 10.1016/j.petrol.2011.07.005. Source: <http://www.eorcriteria.com>.
- 8 Quintella C.M., Salvador C.O., Dino R., Musse A.P.S.: "CO₂ Enhanced Oil Recovery and Geologic Storage: An Overview with Technology Assessment Based on Patents and Articles", Paper SPE 126122, 2010.
- 9 Liu K., Clennell B., Honari A., Rashid A., Wei X., Saeedi A.: "Laboratory Investigation of Factors Affecting CO₂ Enhanced Oil and Gas Recovery", Paper SPE 165270, 2013.
- 10 Bank G.C., Riestenberg D., Koperna G.J.: "CO₂-Enhanced Oil Recovery Potential of the Appalachian Basin", Paper SPE 111282, 2007.
- 11 Holm L.W.: "Miscibility and Miscible Displacement", Paper SPE 15794, Journal of Petroleum Technology, (August 1986), 817.
- 12 Bon J., Sarma H.K., Theophilos A.M.: "An Investigation of Minimum Miscibility Pressure for CO₂ - Rich Injection Gases with Pentanes-Plus Fraction", Paper SPE 97536, presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific held in Kuala Lumpur, Malaysia, 5-8 December 2005.
- 13 Dver S.B., Farouq, Ali S.M. "The Potential of Immiscible CO₂ Flooding Process for the Recovery of Heavy Oil", Presented at the 3-rd Technical Meeting of South Saskatchewan Section, the Petroleum Society of CIM, Regina, Sept 1989.
- 14 Bon J., SPE, University of Adelaide, Sarma H.K., SPE, University of Adelaide.: "A Technical Evaluation of a CO₂ Flood for EOR Benefits in the Cooper Basin, South Australia", Paper SPE 88451, 2004.
- 15 Liao X., SPE, China University of Petroleum-Beijing, Gao C., Wu P., Changqing Oil Field, Petrochina Su, K., China University of Petroleum-Beijing, Shangguan, Y., Changqing Oil Field, Petrochina.: "Assessment of CO₂ EOR and Its Geologic Storage Potential in Mature Oil Reservoirs, Changqing Oil Field, China", CMTC 150031, 2012.

16 Chang-lin L., LiaoXin-wei, Xiao-liang Z., Ning L., Hong-na D., Huan W., Yongge L., MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing.: "Study on Enhanced Oil Recovery Technology in Low Permeability Heterogeneous Reservoir by Water-Alternate-Gas of CO₂ Flooding", Beijing 102249, 2013.

17 Brown J. S., SPE, Colorado School of Mines; Al-Kobaisi M.S., SPE, The Petroleum Institute; Kazemi H., SPE, Colorado School of Mines.: "Compositional Phase Trapping in CO₂ WAG Simulation", Paper SPE 165983, 2013.

18 Aladasani A., SPE, Kuwait Oil Company, Missouri University of Science and Technology (MUoSaT), Bai B., Runar N., SPE, MUoSaT.: "A Selection Criterion for CO₂-Enhanced Oil Recovery and Dispersion Modeling of High-Pressure CO₂ Release", Paper SPE 152998, 2012.

19 Menouar H., Texas Tech University.: "Discussion on Carbon Dioxide Minimum Miscibility Pressure Estimation An Experimental Investigation", Paper SPE 165351, 2013.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
14.02.14*

*Рекомендована до друку
професором **Мойсишиним В.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Світлицьким В.М.**
(ПАТ «Укргазвидобування», м. Київ)*