

## ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАСТОСУВАННЯ ВУГЛЕКИСЛОГО ГАЗУ ДЛЯ ВИЛУЧЕННЯ ЗАЛИШКОВОЇ НАФТИ З ОБВОДНЕНИХ НАФТОВИХ ПОКЛАДІВ

*Р.М.Кондрат, Д.Ю.Серединський, О.Р.Кондрат*

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,  
e-mail: kondrat@nung.edu.ua*

*Охарактеризовано джерела CO<sub>2</sub>, його вплив на навколишнє середовище та шляхи утилізації. Розглянуто використання CO<sub>2</sub> для збільшення нафтовилучення із пластів. Наведено результати лабораторних досліджень застосування CO<sub>2</sub> для вилучення залишкової нафти з обводнених нафтових покладів.*

*Ключові слова: вуглекислий газ, поклад, нафта, свердловина, розробка, заводнення, нафтовилучення, витіснення, облямівка CO<sub>2</sub>, дослідження.*

*Охарактеризованы источники CO<sub>2</sub>, его влияние на окружающую среду и пути утилизации. Рассмотрено применение CO<sub>2</sub> для увеличения нефтеотдачи пластов. Приведены результаты лабораторных исследований применения CO<sub>2</sub> для извлечения остаточной нефти с обводненных нефтяных залежей.*

*Ключевые слова: углекислый газ, залежь, нефть, скважина, разработка, заводнение, нефтеотдача, вытеснение, оторочка CO<sub>2</sub>, исследование.*

*It is characterized CO<sub>2</sub> sources, its influence on the environmental and ways of utilization. It is examined the CO<sub>2</sub> usage to increase the reservoir recovery. The laboratory researches results of CO<sub>2</sub> usage for the residual oil withdrawal from the flooded oil deposits are presented in this article.*

*Keywords: carbon dioxide, deposit, oil, well, development, flooding, oil recovery, sweepout, CO<sub>2</sub> lining, research.*

У вітчизняній і зарубіжній промисловій практиці найбільше поширення отримав метод інтенсифікації розробки нафтових покладів і збільшення нафтовилучення шляхом заводнення. За промисловими даними розробка нафтових покладів шляхом заводнення дає змогу вилучити в середньому до 50-80% нафти від початкових запасів. Решта нафти залишається в пласті через її мікро- і макрозащемлення водою. Мікрозащемлення нафти відбувається в мікроструктурі пористого середовища і характеризується коефіцієнтом витіснення нафти водою, який залежить від кратності промивання водою пористого середовища і властивостей породи, нафти і води (статистичного розподілу пор за розмірами, коефіцієнта проникності, характеру змочуваності порід пласта водою, відношення динамічних коефіцієнтів в'язкості нафти і води тощо). Залежно від властивостей порід і нафти коефіцієнт витіснення нафти водою може змінюватися в широких межах від 0,25 до 0,9. Тому у разі високої залишкової нафтонасиченості актуальним є питання вилучення залишкової нафти з обводнених пластів. Макрозащемлення нафти характеризується коефіцієнтом охоплення пласта розробкою і пов'язане з наявністю в заводненій зоні покладів окремих малопроникних, або слабкодренованих і застійних ділянок з початковою нафтонасиченістю, які вода обійшла. До залишкової нафти також відноситься нафта в лінзах і ділянках пласта поблизу непроникних екранів, що не розкриті свердловинами [1, 2].

Залишкова нафта в мікроструктурі пористого середовища є нерухомою, міцно утримується капілярними силами на межі розділу фаз.

Залишкову нафту здатні витіснити з обводнених пластів лише ті робочі агенти, які змішуються з нафтою і водою або мають надто низький міжфазний натяг на контактні фаз (0,001-0,005 мН/м порівняно з 20-25 мН/м при звичайному заводненні), який необхідний для приведення залишкової нафти в рухомий стан. Такими властивостями характеризуються міцлярні розчини, вуглекислий газ (діоксид вуглецю) CO<sub>2</sub>, газ високого тиску, збагачений газ, вуглеводневі розчинники та інші [1-3].

Фізична суть застосування діоксиду вуглецю ґрунтується на високому ступені його розчинення в пластових рідинах (нафті та воді), а також розчиненні в ньому деяких компонентів нафти, внаслідок чого об'єм нафти збільшується в 1,5-1,7 разів, при цьому зменшується динамічний коефіцієнт в'язкості нафти (від десятків відсотків до кількох разів) і міжфазний її натяг, що призводить до збільшення коефіцієнта нафтовилучення. За тисків, більших певного значення відбувається взаємне змішування фаз (нафти і діоксиду вуглецю), при якому досягаються дуже високі значення коефіцієнта нафтовилучення (до 0,95).

Діоксид вуглецю – тривка хімічна сполука. Її вміст у природних газах може сягати від часток відсотка до близько 100%. Діоксид вуглецю має молекулярну масу 44,01, критичну температуру – 31<sup>0</sup>С, критичний тиск – 7,28 МПа. За температури 29<sup>0</sup>С і тиску близько 6 МПа діоксид вуглецю переходить до рідинного стану, в якому його можна транспортувати і зберігати у сталевих балонах. При сильному охолодженні діоксид вуглецю перетворюється в снігоподібну масу (пухкий лід), яка сублимує (випарову-

ється), не плавлячись за температури мінус 78,5<sup>0</sup>С. У термобаричних умовах, характерних для нафтових покладів (тиск 8-25 МПа, температура 20-100<sup>0</sup>С) густина рідкого діоксиду вуглецю змінюється в межах 700-1000 кг/м<sup>3</sup>, динамічний коефіцієнт в'язкості – 0,08-0,12 мПа·с.

Діоксид вуглецю широко застосовують у хімічній промисловості в процесі виробництва соди, а також у виробництві цукру, вина, пива, для виготовлення газованої води і т.д. Спресований твердий СО<sub>2</sub> під назвою „сухий лід” застосовують для охолодження м'ясних, рибних та інших харчових продуктів, що швидко псуються. Сухий лід значно більше, ніж звичайний, знижує температуру і при випаровуванні не створює рідкої фази.

Природними джерелами СО<sub>2</sub> є родовища газів, які в основному складаються з СО<sub>2</sub> чи містять значну його кількість. Так, у газі родовища Нью-Мехіко (США) міститься 99% об. СО<sub>2</sub>. До штучних джерел СО<sub>2</sub> відносяться димові гази теплових електростанцій на мінеральному паливі, димові гази технологічних установок нафтопереробних і газопереробних заводів, вихлопні гази компресорних станцій магістральних газопроводів, доменні гази, гази випалювання вапняка, побічні газоподібні продукти виробництва аміаку в азотній промисловості, виробництва спирту в газовій промисловості і отримання штучного газу з вугілля, сланців тощо. Основні потенціальні ресурси СО<sub>2</sub> (близько 88%) знаходяться у продуктах згоряння теплових електростанцій. При виробництві 1 кВт·год електроенергії в атмосферу викидається 0,7-1 кг СО<sub>2</sub>. Це значить, що з продуктів згоряння теплової електроенергії потужністю 1 млн. квт можна вилучити за рік 10 млн. т СО<sub>2</sub>. У загальному балансі СО<sub>2</sub> підприємства азотної промисловості складають лише 1,2%.

У природі діоксид вуглецю постійно утворюється під час різноманітних процесів горіння вуглеводнів та інших видів палива, дихання, бродіння, гниття тощо. Діоксид вуглецю, що надходить до атмосфери, разом з метаном є одним із чинників парникового ефекту, який призводить до глобального потепління. На думку експертів, з початку промислової революції (1850 р.) температура Землі підвищилась на 0,7<sup>0</sup>С. Згідно з прогнозними оцінками у XXI столітті середня температура поверхні Землі може додатково зрости від 1,1 до 6,4<sup>0</sup>С. В Європі прогнозується підвищення температури на 10<sup>0</sup>С. Потепління супроводжуватиметься підвищенням рівня Світового океану, що може призвести до частих природних катаклізмів (повені, засухи, урагани тощо).

На землі основними парниковими газами є водяна пара (відповідальна за близько 36-70% парникового ефекту), вуглекислий газ (9-26%), метан (4-9%), озон (3-7%). Із середини XVIII століття концентрація діоксиду вуглецю і метану в атмосфері збільшилась відповідно на 31 і 49%. Щороку теплові електростанції (що працюють на вугіллі), автомобілі, хімічні підприємства та інші джерела забруднення викидають

в атмосферу Землі близько 22 млрд. т вуглекислого газу та інших парникових газів.

Тваринництво, використання мінеральних добрив, спалювання вугілля та інші джерела щорічно дають близько 250 млн. т метану.

У зв'язку з впливом СО<sub>2</sub> на парниковий ефект високоактуальною є проблема зменшення викиду його в атмосферу, уловлювання, утилізація і використання. Уловлювання СО<sub>2</sub> може здійснюватися з відносно великих точкових джерел (теплові електростанції, установки з виробництва природного газу, синтетичного палива, водню, цементу та інші). Зберігання СО<sub>2</sub> може здійснюватися в геологічних формаціях (нафтові і газові родовища, що не мають промислового значення, або розробка їх завершена, вугільні пласти, солоні пласти на великих глибинах, природні карбонати) і в океані (прямий викид у стовп океанської води або в морські западини).

Відомі різні типи систем уловлювання СО<sub>2</sub>: після спалювання, до спалювання і зі спалюванням палива, збагаченого киснем. Технологія уловлювання СО<sub>2</sub> до спалювання пов'язана з перетворенням палива і застосовується у виробництві добрив та водню. Відомі технології забезпечують уловлювання в спеціальних уловлювачах до 85-95% СО<sub>2</sub>. Уловлювання, компримування і транспортування СО<sub>2</sub> до місць утилізації вимагає додаткових енерговитрат (на 10-40% більше порівняно з установкою аналогічної потужності без уловлювання СО<sub>2</sub>).

Найкращим способом транспортування значних об'ємів СО<sub>2</sub> на відстані до 1000 км є трубопровідний транспорт. Для обсягів СО<sub>2</sub> менше кількох мільйонів тонн на рік або для транспортування через більш протяжні морські ділянки привабливим з екологічної точки зору може виявитися використання морських суден, якщо цей варіант є прийнятним.

У США трубопроводами довжиною понад 2500 км щорічно транспортується понад 40 млн. т СО<sub>2</sub>. Для транспортування СО<sub>2</sub> використовуються компресорні станції на початку трубопроводу, а при великих довжинах трубопроводу – також проміжні компресорні станції. Сухий СО<sub>2</sub> не викликає корозії обладнання, тому за необхідності перед подаванням в трубопровід СО<sub>2</sub> потрібно осушити. Транспортування СО<sub>2</sub> суднами аналогічне транспортуванню скрапленого вуглеводневого газу, але зараз воно здійснюється в незначних масштабах через обмежений попит на СО<sub>2</sub>. СО<sub>2</sub> може також перевозитися залізницею або в автоцистернах, але ці варіанти транспортування навряд чи можуть бути використані для великомасштабного транспортування СО<sub>2</sub>.

На даний час реалізуються три проекти промислового зберігання СО<sub>2</sub>: проект Слейпнера у морській солоній формації в Норвегії; проект ПН Вейнбурна в Канаді і проект Ін-Салаха на газовому родовищі в Алжирі.

Розглядається питання застосування СО<sub>2</sub> для вилучення метану з вугільних пластів і зберігання в них СО<sub>2</sub>, яке ґрунтується на адсорбції СО<sub>2</sub> на вугіллі, однак технічна здійсненність

цього проекту значною мірою залежить від проникності вугільних пластів.

Зберігання  $\text{CO}_2$  в океані може здійснюватися двома способами. За першим способом проводиться запомповування і розчинення  $\text{CO}_2$  у водному стовпі на глибинах понад 1000 м. Газоподібний або рідинний  $\text{CO}_2$  подається в задану зону трубопроводом з берега або із судна, що знаходиться в русі. За другим варіантом  $\text{CO}_2$  постачається фіксованим трубопроводом або через морську платформу на дно моря на глибину понад 3000 м, де він має більшу густину порівняно з водою і утворює „озеро”, яке буде затримувати розчинення  $\text{CO}_2$  в навколишньому середовищі (морській воді). Питання зберігання  $\text{CO}_2$  в океані та його наслідки для навколишнього середовища перебувають на стадії вивчення.

Серед відомих методів утилізації  $\text{CO}_2$  найбільш ефективним є його використання для інтенсифікації розробки і збільшення вуглеводневилучення з покладів нафти і газу на різних стадіях розробки, в тому числі підтримування пластового тиску, вилучення залишкової нафти з обводнених нафтових покладів і сконденсованих вуглеводнів з виснажених газоконденсатних покладів. Відомі декілька технологій застосування  $\text{CO}_2$  для збільшення нафтовилучення з виснажених нафтових покладів.

За першою технологією  $\text{CO}_2$  запомповується у невиснажений нафтовий пласт у вигляді облямівки, що просувається по пласту водою або газом. Різновидом цієї технології є попергове нагнітання в пласт об'ємів  $\text{CO}_2$  і води у співвідношенні 0,25:1. Для виснажених пластів з тиском близько 1 МПа існує ще один різновид цієї технології, за якою  $\text{CO}_2$  безперервно запомповують у пласт в газоподібному стані. Об'єм газоподібного  $\text{CO}_2$  повинен у кілька разів перевищувати поровий об'єм пласта. При цьому легкі вуглеводні нафти, екстрагуючись, переходять у газоподібну суміш  $\text{CO}_2$  та вуглеводнів, які на денній поверхні вилучають, а  $\text{CO}_2$  знову запомповують у пласт. За низьких пластових тисків цей процес недостатньо ефективний, оскільки потрібно запомповувати у пласт значні об'єми  $\text{CO}_2$  (до  $100 \text{ м}^3 \text{ CO}_2$  на  $1 \text{ м}^3$  видобутих вуглеводнів), також не відбувається повного змішування  $\text{CO}_2$ , і нафти, а з нафти виділяються тільки легкі вуглеводні.

За другою технологією при істотному обмеженні або припиненні відбору нафти у пласт спочатку інтенсивно запомповують  $\text{CO}_2$ . Пластовий тиск поступово підвищується. Якщо дозволяють пластові, а також технічні та економічні умови, тиск у пласті доводять до тиску повного змішування  $\text{CO}_2$  і нафти. При цьому можливе випадання з нафти смол та асфальтенів. Після досягнення заданого тиску здійснюють одночасно запомповування у пласт  $\text{CO}_2$  і відбирання з нього суміші вуглеводнів та  $\text{CO}_2$ . При цьому з пласта вилучаються не тільки легкі, але і важкі компоненти нафти.

Третя технологія застосування  $\text{CO}_2$  полягає в розчиненні його у воді для отримання так званої карбонізованої води і запомповуванні її в

пласт з метою витіснення нафти (як і при звичайному заводненні). Внаслідок більшої хімічної спорідненості нафти і  $\text{CO}_2$ , ніж води і  $\text{CO}_2$ , під час контакту карбонізованої води з нафтою молекули  $\text{CO}_2$  дифундують у нафту, розпушують плівки нафти на поверхні зерен породи роблячи їх рухливими, що призводить до збільшення кількості вилученої нафти з пласта. Карбонізовану воду нагнітають у вигляді облямівки об'ємом 0,2-0,3 об'єму пор, яка проштовхується по пласту водою. При застосуванні карбонізованої води коефіцієнт витіснення нафти збільшується на 10-15% порівняно із заводненням і є нижчим, ніж у випадку застосування  $\text{CO}_2$  в газоподібному стані.

З наведених трьох технологій розробки нафтових покладів із застосуванням  $\text{CO}_2$  перевагу надають першій із них. Порівняно з другою технологією перша технологія вимагає менших витрат діоксиду вуглецю і значною мірою забезпечує витіснення важкого залишку нафти після виділення з неї легких вуглеводнів. Порівняно з третьою технологією перша технологія є більш унікальною. Вона дає змогу отримати більший коефіцієнт нафтовилучення. Проте розраховувати тільки на ефект відривання плівок важкої нафти від зерен породи не завжди призводить до суттєвого підвищення коефіцієнта нафтовилучення, оскільки плівки нафти можуть становити тільки незначну частку залишкової нафти.

У теперішній час нагнітання в нафтові пласти діоксиду вуглецю відноситься до числа найбільш ефективних методів третинного видобування нафти і використовується в усьому світі. В умовах глобального потепління – це доступний метод зменшення розповсюдження  $\text{CO}_2$ . Світовий досвід застосування  $\text{CO}_2$  налічує майже 50 років. Провідне місце в цій галузі займають США [4]. У США відкрито родовища природних газів з великим вмістом  $\text{CO}_2$ , від яких побудована розгалужена система газопроводів до нафтових родовищ. Довжина окремих ділянок газопроводів сягає 1200 км (штат Техас), середня вартість транспортування  $\text{CO}_2$  становить 27-30 дол/т, загальна вартість  $\text{CO}_2$  з врахуванням інших витрат не перевищує 70 дол/т [4].

При витісненні нафти облямівкою  $\text{CO}_2$  максимальне підвищення коефіцієнта нафтовилучення досягається, якщо питома витрата  $\text{CO}_2$  становить 46-57  $\text{ м}^3$  на  $1 \text{ м}^3$  пластової нафти (0,1-0,13 т  $\text{CO}_2$  на 1 т нафти). Наведене співвідношення відповідає приблизно 5% порового об'єму пласта. При цьому на кожен тону запомпованого  $\text{CO}_2$  можна отримати 7,7-10 т нафти, коефіцієнт залишкової нафтонасиченості становить 6-13%, а коефіцієнт нафтовилучення – 87-94% [4].

Деякий досвід застосування  $\text{CO}_2$  для підвищення нафтовилучення існує на окремих родовищах Західної Європи, Канади і Росії. Вперше в Росії на Александрівській площі Туймазинського родовища (Башкорстан) здійснено запомповування в нафтовий пласт карбонізованої води. Крупні проекти із застосування  $\text{CO}_2$  для

збільшення нафтовилучення були здійснені в 1984 р. на Радаєвському і в 1986 р. на Козловському родовищах ВО „Куйбишевнафта”. Рідка вуглекислота подавалась на ці родовища від ВО „Тольяттіазот” спеціально побудованим трубопроводом довжиною 156 км під тиском 8-8,6 МПа. Аналогічні проекти були реалізовані на Сергієвському родовищі ВО „Баштафта” (1986 р.) та Слабузькому родовищі ВО „Татнафта” (1987 р.). У 1990 р. був складений проект для Ольховського родовища ВО „Пермнафта” з подаванням CO<sub>2</sub> від Березняківського ВО „Азот”, розташованого на відстані 602 км. Хоча в усіх випадках постачання CO<sub>2</sub> здійснювалось неритмічно, в об’ємах, менших ніж передбачалось документами, отримані результати технологічної ефективності не протирічать результатам отриманим в США.

Більш надійним джерелом CO<sub>2</sub> є продукти згоряння теплових електростанцій (димові гази). При традиційних способах спалювання рідкого органічного палива в середовищі повітря, яке містить значну кількість азоту, вміст CO<sub>2</sub> в продуктах згоряння не перевищує 7-15%. Димові гази з таким низьким вмістом CO<sub>2</sub> можуть застосовуватись тільки для підтримування пластового тиску в нафтових родовищах, оскільки для ефективного витіснення нафти вміст CO<sub>2</sub> в газовій суміші повинен бути не меншим 50-60%. Вилучення CO<sub>2</sub> з димових газів відомими способами, наприклад, абсорбційним, що базується на застосуванні моноетаноламіну, є економічно не вигідним.

У роботі [4] описано нову технологію спалювання органічних палив, що дає змогу отримати димові гази з вмістом CO<sub>2</sub> 95-100%. За цією технологією в ролі окислювача використовується не повітря, а суміш кисню і CO<sub>2</sub>. Вміст кисню в суміші приблизно такий самий, як і в повітрі. Кисень отримують за допомогою турбодетандерних повітророзділювальних установок, випуск яких освоєний промисловістю. В турбодетандері повітря розділяється на азот і кисень. Азот використовується для промислових потреб, наприклад, для підтримування пластового тиску в нафтових родовищах чи випускається в атмосферу. Кисень подається в змішувач, де змішується з продуктами згоряння, які складаються здебільшого з CO<sub>2</sub>. Отримана суміш подається в камеру згоряння органічного палива. Продукти згоряння складаються здебільшого з CO<sub>2</sub>, концентрація якого може сягати 95%. Ці гази забезпечують ефективне витіснення нафти з нафтоносних пластів-колекторів.

Розроблено більш складні технологічні схеми, які уможливають отримання CO<sub>2</sub> у скрапленому стані або карбонізовану воду з вмістом CO<sub>2</sub> до 800 мг/л.

Для оцінки ефективності витіснення залишкової нафти з обводнених нафтових пластів із застосуванням облямівки CO<sub>2</sub> виконано лабораторні дослідження на циліндричній горизонтальній моделі пласта із незцементованого піску. Довжина моделі становила 37,13 см, внутрішній діаметр – 4 см, загальний об’єм моделі

466,3 см<sup>3</sup>, поровий об’єм – 187,7 см<sup>3</sup>, коефіцієнт пористості – 40,2%.

Спочатку в суху модель пласта запомповували вуглекислий газ впродовж 1-2 годин. Потім у модель пласта запомповувалась вода з витратою 1 мл/хв. Для створення насиченості пористого середовища зв’язаною водою в моделі пласта напмповувалась насосом нафта з витратою 0,5 мл/хв. Початкова нафтонасиченість моделі пласта становила 95,9%. Динамічний коефіцієнт в’язкості нафти дорівнював 1800-2000 мПа·с.

У ході експериментів нафта витіснялась з моделі пласта 1% розчином соленої води (NaCl). Вода запомповувалась насосом з витратою 1,73 мл/хв. При середньому тиску в моделі пласта 8,3 МПа до відсутності слідів нафти у рідині на виході моделі (або до незначної кількості нафти у рідині).

У заводнену модель пласта запомповувалось 50 мл CO<sub>2</sub> (23,8% від об’єму початково нафтонасичених пор) в газоподібному стані і модель витримувалась 48 годин.

Відтак у модель пласта запомповувалась солена вода з витратою 1,73 мл/хв, поки не отримували тільки воду на виході моделі (або кількість нафти була незначною). Результати досліджень зображено на рисунку 1 у вигляді залежності коефіцієнта нафтовилучення від кратності промивання моделі пласта водою (відношення накопиченого об’єму води, отриманої на виході моделі, до початкового об’єму нафтонасичення пор).

Згідно з результатами досліджень коефіцієнт нафтовилучення після первинного заводнення нафтонасиченої моделі пласта становить 66,28%. Запомповування в заводнену модель пласта облямівки CO<sub>2</sub>, витримування моделі пласта з облямівкою CO<sub>2</sub> впродовж 48 годин і подальше запомповування води дозволило додатково видобути 27,22% нафти від її початкової кількості. Загальний коефіцієнт нафтовилучення становить 93,5%, а коефіцієнт залишкової нафтонасиченості – 6,23%.

Результати виконаних лабораторних досліджень підтверджують високу ефективність застосування вуглекислого газу для підвищення коефіцієнта нафтовилучення родовищ з нафтами підвищеної в’язкості. Цей метод підвищення нафтовилучення може знайти широке застосування на родовищах України, більшість з яких перебуває на завершальній стадії розробки, обводнена і містить значні залишкові запаси нафти підвищеної в’язкості. На території України розміщено багато хімічних та інших підприємств, які у ході виробничого процесу викидають в атмосферу значну кількість вуглекислого газу. Запомповування вуглекислого газу у виснажені нафтові родовища за різними технологічними схемами дасть змогу підвищити коефіцієнт нафтовилучення родовищ і одночасно зменшить забруднення атмосфери шкідливими викидами.

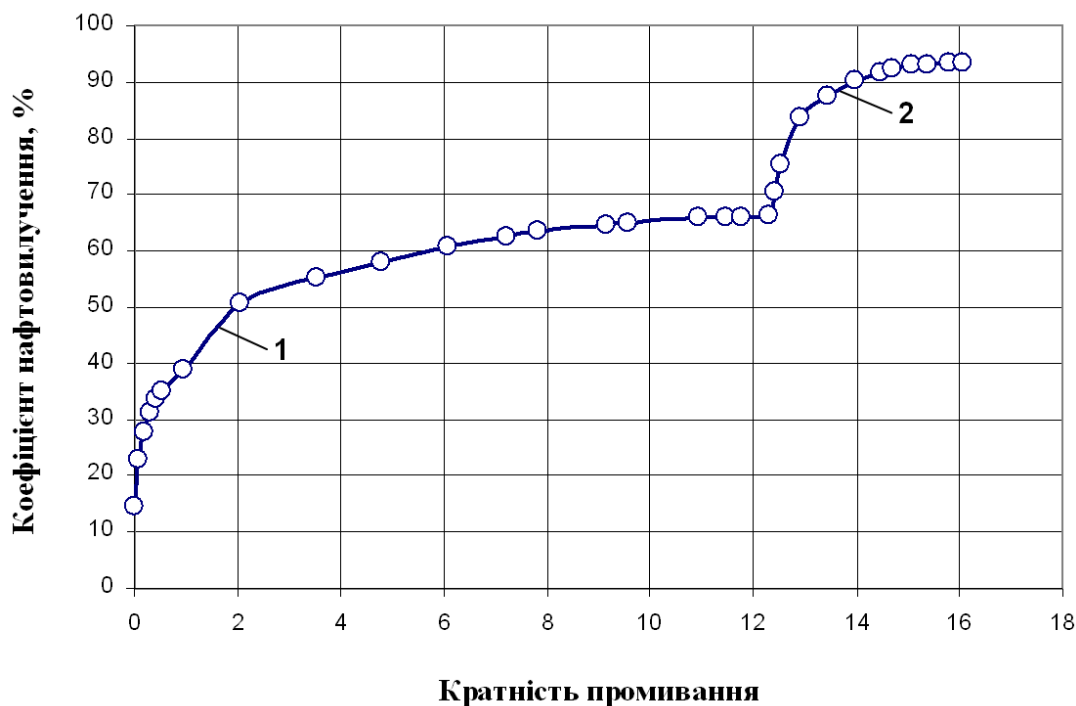


Рисунок 1 – Графік залежності коефіцієнта нафтовилучення від кратності промивання моделі пласта до (1) і після (2) запомпуювання облямівки CO<sub>2</sub>

#### Література

1 Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

2 Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин и др. – М.: Недра, 1991. – 347 с.

3 Применение углекислого газа в добыче нефти / В. Валин, А. Бан, Ш. Долешал и др. – М.: Недра, 1977. – 240 с.

4 Ахмедов Р.Б. Автономное энергосбережение нефтяных месторождений с попутным производством CO<sub>2</sub> с целью повышения нефтеотдачи и улучшения экологии / Р.Б. Ахмедов // Нефтяное хозяйство. – 1998. - №9. – С.46-48.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
20.03.10

Рекомендована до друку професором  
Мислюком М.А.