

# Наука — виробництву

УДК 681.2:532.64

## РАЦІОНАЛЬНЕ ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ РОЗЧИНЕНОГО ГАЗУ НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ

<sup>1</sup>І.М. Купер, <sup>2</sup>В.Д. Михайлюк<sup>1</sup>ІФНТУНГ, 76019, м Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,  
e-mail: public@nuing.edu.ua<sup>2</sup>НДПІ ПАТ «Укрнафта», 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний Бульвар ім. Пушкіна, 2,  
e-mail: mvd.1950@i.ua

З метою вдосконалення розробки родовищ на пізній стадії розглянуто питання застосування водогазової репресії з використанням газу, що розчинений в нафті. Наведено результати експериментального вивчення впливу розчиненого газу на процеси витиснення нафти в умовах родовищ Прикарпаття. Дослідження проводилися методом фізичного моделювання витиснення нафти водою з пористого середовища. В результаті встановлено, що заводнення покладів буде більш ефективним у випадку його проведення з самого початку розробки. Заводнення може бути також ефективним на старих виснажених родовищах з невеликою глибиною залягання.

Обґрунтовано, що в обводнених покладах, у яких пластовий тиск не знижувався до тиску насичення, доцільним є зниження пластового тиску до значення, якомога нижчого від тиску насичення (здійснювати форсований відбір). Після цього слід відновлювати нагнітання води з 30-50 % компенсацією. Встановлено, що з метою підвищення ефективності розробки родовищ, які розробляються на режимі розчиненого газу, необхідно розпочинати заводнення за пластового тиску, нижчого на 30-70% від тиску насичення нафти газом. Оптимальним варіантом розробки таких покладів є наявність активних краєвих вод. За їх відсутності доцільно після початку виділення з нафти газу в законтурну область закачувати воду з компенсацією відборів від 20% до 40 %.

Ключові слова: обводнення, тиск насичення, вода, режим розчиненого газу, заводнення, нафто вилучення, витиснення.

С целью усовершенствования разработки месторождений на поздней стадии рассмотрен вопрос о применении водогазовой репрессии с использованием энергии растворенного газа. Приведены результаты экспериментального изучения влияния растворенного газа на процессы вытеснения нефти в условиях месторождений Прикарпатья. Исследования проводились методом физического моделирования вытеснения нефти водой. В результате установлено, что заводнение залежей будет более эффективным при осуществлении его в начале разработки. Заводнение может быть также эффективно на старых истощенных месторождениях с небольшой глубиной залегания.

Обосновано, что в обводненных залежах, где пластовое давление не понижалось ниже давления насыщения, целесообразно понизить пластовое давление до значения, как можно ниже по сравнению с давлением насыщения (осуществлять форсированный отбор). После этого следует возобновить нагнетание воды с 30-50% компенсацией. Установлено, что с целью увеличения эффективности разработки месторождений, разрабатываемых в режиме растворенного газа, заводнение необходимо начинать при пластовом давлении, меньшем на 30%-70% от давления насыщения. Оптимальным вариантом разработки таких залежей является присутствие активных краевых вод. При их отсутствии целесообразно после начала выделения с нефти газа закачивать в законтурную область воду с компенсацией отборов от 20% до 40%.

Ключевые слова: обводнение, давление насыщения, вода, режим растворенного газа, заводнение, нефтеизвлечение, вытеснение.

For the purpose of improvement of development of fields at late stage the question of application of water gas repression with use of energy of the dissolved gas is considered. Results of experimental studying of influence of the dissolved gas on processes of a driving of oil in conditions of the Prekarpathian fields are given. Researches were carried out by a method of physical modeling of replacement of oil water. As a result it was established that the water flooding of deposits will be more effective at the very beginning of development. Water flooding can be also effective on the old exhausted fields with a small depth.

*It is proved that in waterflooded deposits in which formation pressure didn't go down below pressure of saturation it is reasonable to lower formation pressure to value that is lower than pressure of saturation (to carry out the forced selection). After that the water injection should be forced with a 30-50 % compensation. It is established that for the purpose of increase in efficiency of development of fields which are developed on a mode of the dissolved gas it is effective to begin a waterflooding at formation pressure, 30 %-70 % lower than pressure of saturation. Optimum alternative of development of such deposits is presence of active edge waters. In case these are absent, it is expedient to pump in water into edge water zone after gas has been allocated from oil with selection compensation from 20% to 40%.*

Keywords: irrigation, pressure of saturation, water, a mode of the dissolved gas, pumping water, petroextraction, replacement

Водогазова репресія вважається одним із ефективних методів підвищення нафтовіддачі. Так, дослідженнями Р.О.Гнатюка та Є.І.Лісевича в 70-80 роках було доведено, що почергове закачування води і газу є ефективним методом збільшення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення [1]. Цей метод був досконально вивчений для умов Битківського (Україна) та Самотлорського (Росія) нафтових родовищ. Дослідження ранньої стадії розробки родовищ і впровадження цього методу на Битківському родовищі показало його високу ефективність. При цьому газ перепускався з газового покладу з тиском, вищим за пластовий тиск нафтового покладу.

На даний час майже всі нафтові родовища Прикарпаття вступили в пізню стадію розробки, і оскільки основні родовища (Бориславське, Старосамбірське, Орів-Уличнянське, Долинське, Північно-Долинське, Струтинське, Спаське, Битківське, Луквинське, Довбушансько-Бистрицьке) мають високі газові фактори та розробляються з заводненням, нами експериментально розглянуто можливість застосування водогазової репресії з використанням газу, розчиненого в нафті.

З метою виявлення раціонального способу застосування енергії розчиненого в нафті газу у проведених нами експериментальних дослідженнях моделювалися два можливі варіанти розробки родовищ що полягали у поєднанні режимів роботи водонапірного та розчиненого газу:

- розвитку природного режиму розчиненого газу до падіння тиску в пласті з подальшим нагнітанням води (моделювалися умови роботи пласта у режимі виснаження з подальшим заводненням);

- режиму заводнення з підтриманням пластового тиску, більшого за тиск насичення до повного обводнення пласта з подальшим видобутком нафти в режимі виснаження та нагнітанням води.

Як в першому, так і в другому випадках основною рушійною силою в процесах витиснення нафти є поєднання енергії газу, який виділяється з нафти після зниження тиску в пласті, і енергії води, що нагнітається вслід (або одночасно) за виділенням газу. З одного боку, газ, що виділився з нафти, може заповнити частину пор, раніше зайнятих нафтою, і сприяти додатковому її витисненню із пласта в процесі заводнення (ефект заміщення), а, з іншого боку, присутність вільного газу стає причиною зниження фазової проникності пористого середовища для рідин.

Режим розчиненого газу обумовлений рушійною силою — енергією газу, що виділяється з нафти за тиску, нижчого від тиску насичення. За своєю сутністю цей режим подібний до пружно-водонапірного, бо тиск в пласті знижується не миттєво, а поступово. Відмінність цього режиму від пружно-водонапірного полягає в тому, що газ виділяється з нафти під дією енергії його розширення. Газові пухирці — носії пружної сили, які спонукають газовану нафту переміщатися. Як і в пружно водонапірному, в режимі розчиненого газу можна виділити дві фази. У період розвитку першої фази зниження тиску в свердловині передається по всьому пласті поступово; радіус умовного контура живлення, на якому тиск зберігається початковим, збільшується. Коли на природній границі пласта (контурі нафтоносності) тиск почне знижуватися, а область дренування залишається незмінною, то розпочинається друга фаза.

Характерним для режиму розчиненого газу є постійність контура нафтоносності, внаслідок чого при видобуванні нафти і газу виснажуються запаси покладу (знижується нафтонасиченість у межах незмінного початкового його об'єму). Темп падіння насиченості значно нижчий за темп падіння тиску, а це — друга характерна риса режиму й основна причина невисокої його ефективності. Газовміст пластової нафти безперервно змінюється: спочатку він збільшується, досягає максимального значення, а потім, у міру виснаження покладу, зменшується.

Оскільки при зниженні пластового тиску нижче тиску насичення в'язкість нафти збільшується, а фазова проникність для нафти зменшується, то зменшується і коефіцієнт нафтовіддачі. Приблизно при 50%-ній водонасиченості пласта вода проривається до видобувних свердловин дуже швидко. Фронт витиснення нафти практично не виникає, і вал нафти не формується. Тому нафтовіддача до моменту прориву фронту витиснення не збільшується. Саме в цьому сенсі є важливим поєднання енергії розчиненого газу і заводнення, яке може бути як природним (активні краєві води), так і штучним, коли вода примусово нагнітається в нагнітальні свердловини.

Другий напрямок досліджень — варіант розробки родовища з поєднанням режимів водонапірного та розчиненого газу полягає ось у чому. Родовище розробляється шляхом заводнення за тиску більшого тиску насичення, до повного обводнення продукції видобувних свердловин. Після цього знижують пластовий тиск

у родовищі до тиску насичення і нижчого шляхом форсованого відбору і обмеженням темпу закачування води.

В статті наведені результати експериментального моделювання вказаних варіантів розробки в геолого-промислових умовах родовищ Прикарпаття: Долинського, Північно-Долинського та Довбушансько-Бистрицького. Дослідження проводилися шляхом фізичного моделювання процесів фільтрації флюїдів у поровому просторі колекторів вказаних родовищ.

Досліди виконувалися на моделях пласта із природного керна матеріалу. Як пластові флюїди використовувалися рекомбіновані проби пластових нафти і води вказаних родовищ. Також моделювалися відповідні значення пластового тиску та температури.

Експериментальні дослідження виконані у відповідності до ОСТ-39-195-86 [2]. Для вивчення процесів фільтрації неоднорідних рідин у практиці лабораторних досліджень широко застосовують методи наближеного моделювання та теорію подібності, яка свого часу детально була розроблена Д.А.Ефросом [3] і є системою із семи рівнянь. В подальшому багатьма дослідниками ці рівняння всебічно проаналізовано і зроблені висновки щодо параметрів фільтрації неоднорідних рідин.

Насамперед це стосується тих параметрів дослідів, які задаються заздалегідь: фізичні властивості пористого середовища, рідин і газів, поверхневий натяг на границі «рідина-газ» тощо. Крім того, деякі параметри можуть визначатися не тільки умовами подібності, а і самою програмою дослідів, коли в даних умовах можна звести до мінімуму ряд факторів, що впливають на процес. Наприклад, в досліді, в яких слід уникнути розчинення газу, перепад тиску повинен бути малим по відношенню до загального рівня тиску.

Виходячи з умов подібності, у виконаних досліді використано моделі, які склалися з природного керна матеріалу, що забезпечувало геометричну подібність порового простору, забезпечувало також подібність капілярного тиску і пов'язаних з ним співвідношень через рівність кутів змочування.

Для процесів витиснення нафти найважливішими умовами подібності є критерії  $\Pi_1$  і  $\Pi_2$ , що обчислюються за залежностями:

$$\Pi_1 = \frac{\sigma}{\sqrt{\frac{Ka}{m}}} \Delta P; \quad (1)$$

$$\Pi_2 = \frac{\sigma}{Ka \cdot grad P}, \quad (2)$$

де  $\Pi_1$  і  $\Pi_2$  - критерії подібності;

$\sigma$  - міжфазний натяг на границі флюїдів, Н/м;

$Ka$  - проникність абсолютна, м<sup>2</sup>;

$m$  - пористість, частка одиниць;

$\Delta P$  - перепад тиску, Па;

$grad P$  - градієнт тиску, Па/м.

Характерною особливістю зазначених критеріїв є те, що, починаючи з деяких значень  $\Pi_1$  і  $\Pi_2$ , вони суттєво не впливають на характеристики процесів фільтрації. Завдяки цій особливості встановлено існування області автономності, коли  $\Pi_1 \leq 0,5$  і  $\Pi_2 \geq 0,3 \cdot 10^6$ .

Виходячи з цих критеріїв мінімальна довжина  $L_{min}$  моделі пласта визначається за формулою:

$$L_{min} = 6 \times 10^5 \sqrt{Ka \cdot m}. \quad (3)$$

Якщо пористість породи складає 10-16 %, а проникність –  $40-170 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, то довжина моделі повинна бути не меншою 110-240 мм. Оскільки в наших досліді довжина моделей становила 420-450 мм, то умови виконаних лабораторних досліджень з належною повнотою забезпечували автономність процесів за критеріями  $\Pi_1$  і  $\Pi_2$ .

Для експериментального дослідження процесів фільтрації та витиснення нафти водою у відповідності до критеріїв подібності стосовно параметрів та умов залягання продуктивних горизонтів Долинського, Північно-Долинського та Довбушансько-Бистрицького родовищ, моделі пласта будувалися наступним чином. Бралася зразки пісковиків діаметром 28 мм, пористістю від 0,10 до 0,16 і проникністю від  $1,0 \cdot 10^{-3}$  до  $11,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Складена модель з керна матеріалу з приблизно однаковими колекторськими властивостями розміщувалася в керна-тримачі, і визначалася загальна абсолютна її проникність. Після цього зразки насичувалися пластовою водою, і методом зважування визначалася відкрита пористість моделі.

Залишкова водонасиченість відтворювалася методом витиснення. Спочатку із водонасиченою моделі вода витискалася трансформаторною оливою, після чого олива заміщувалася гасом. У підготовлену у такий спосіб модель закачувалася рекомбінована до пластових умов нафта. На кожному етапі закачування рідин вимірювалася фазова проникність моделі для кожної з них. Для моделювання залишкової нафтоводонасиченості використовувалися пластова вода і нафта вказаних родовищ з параметрами, зведеними до табл. 1.

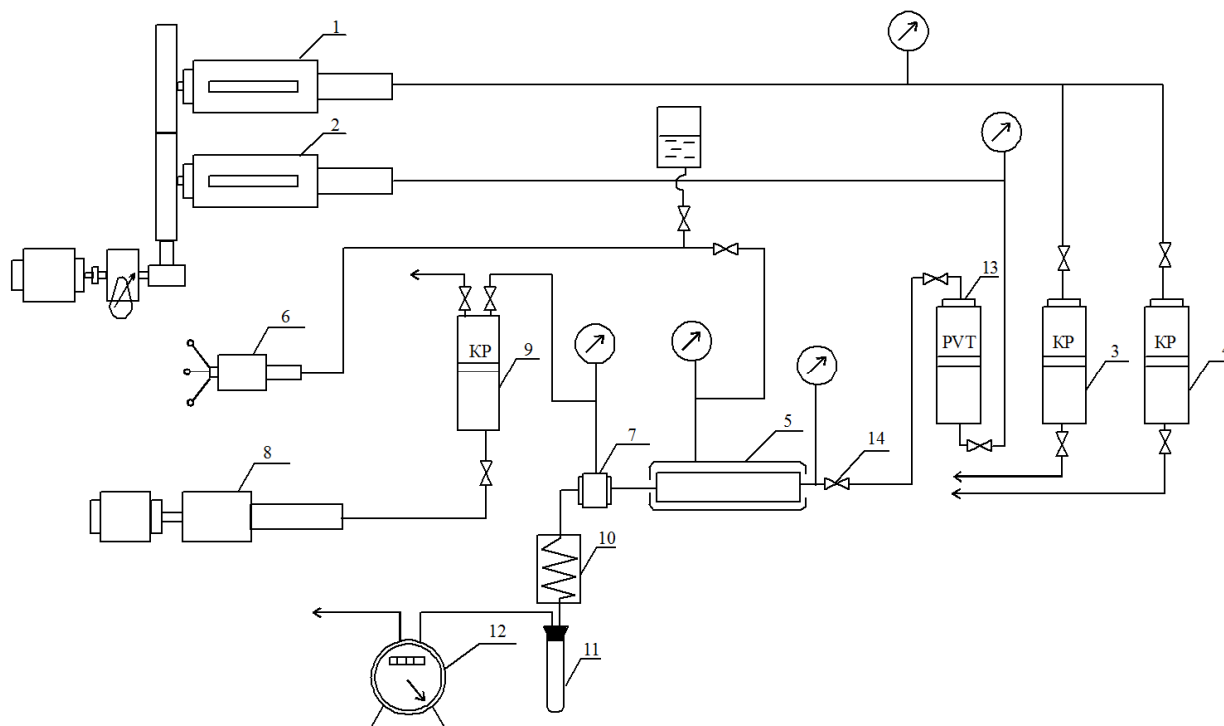
Для рекомбінування проб нафти використовувався попутний газ названих родовищ, а для витиснення нафти - прісна (річкова) вода. Швидкість закачування в процесі витиснення складала  $\sim 0,17 \cdot 10^{-9}$  м<sup>3</sup>/с.

Експериментальні дослідження виконувалися за допомогою установки (рис. 1). Моделювання пластового тиску і закачування флюїдів здійснювалося за допомогою пресів 1 і 2 установки УІПК, які з допомогою відповідних комунікацій з'єднані з контейнерами 3, 4, 9, 13. Робочі об'єми контейнерів заповнювалися відповідними для проведення експериментів флюїдами.

В досліді використано керна-тримачі 5, що дають можливість створювати циліндричні моделі пласта діаметром 28 мм і довжиною 500 мм. Гірничий тиск моделювався боковим обтисканням породи еластичною манжетою,

Таблиця 1 – Вихідні геолого-фізичні параметри для моделювання

Параметри	Долинське родовище	Північно-Долинське родовище	Довбушансько-Бистрицьке родовище
Глибина залягання, м	2240	2575	2550
Пористість, частка	0,084	0,106	0,077
Проникність, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	4,9	4,0	1,5
Нафтонасиченість, частка	0,68	79	0,77
Пластова температура, °С	70	70	52
Пластовий тиск, початковий, МПа	30,7	34,3	20,0
В'язкість нафти в пластових умовах, мПа·с	0,94	0,77	0,81
Об'ємний коефіцієнт	1,475	1,67	1,315
Вміст парафіну, %	12,4	9,3	10,0
Тиск насичення, МПа	26,0	34,3	17,4
Густина нафти, кг/м <sup>3</sup>	842	830	810
Газовміст, м <sup>3</sup> /т	165,0	611	115,6
Мінералізація пластової води, г/дм <sup>3</sup>	180,0	118,0	115,2
Густина води, кг/м <sup>3</sup>	1120	1074	1035



1, 2 – преси установки; 3, 4, 9 – контейнери; 5 – модель пласта; 6 – прес гідрообтискування; 7 – редуктор; 8 – насос; 10 – сепаратор; 11 – мірна бюретка; 12 – газомір; 13 – бомба PVT; 14 – вентиль

Рисунок 1 – Принципова схема експериментальної установки на базі УИПК

тиск на яку створювався з допомогою ручного преса 6. Пластовий тиск моделювався за допомогою насоса 8 і контейнера з поршневим розділювачем 9 і підтримувався регулятором тиску 7.

На виході із моделі флюїди розділялися в сепараторі 10, після чого рідка фаза потрапляла до мірної бюретки 11, а об'єм газу вимірювався газометром 12 або газомірною бюреткою.

З метою відтворення пластової температури родовищ термостатування моделі здійснювалося системою електричного нагрівання з електронним блоком живлення і контролем температури за допомогою терморпар та потенціометра. Деякі з контейнерів термостатувалися за допомогою рідинних термостатів.

Приготування рекомбінованих проб пластових флюїдів здійснювалося в контейнерах 13 типу КЖ-5 (бомба PVT).

Результати експериментальних робіт, що відтворювали розвиток природного режиму розчиненого газу з подальшим нагнітанням води (моделювалися умови роботи пласта на режимі виснаження з подальшим заводненням), наведені на рис. 2, 3 і 4.

Шляхом експериментальних досліджень для умов менілітових відкладів Долинського нафтового родовища (рис. 2) нами встановлено, що у випадку зниження пластового тиску до величини 0,75 Рнас з моделі витискається близько 45% нафти, а при зниженні пластового тиску до величини 0,5 Рнас та 0,25 Рнас, витискається відповідно – 58% і 61% нафти. Тобто при зниженні пластового тиску до 0,75 Рнас коефіцієнт нафтовитиснення є дещо нижчим за тиску, вищого за тиск насичення (0,46 проти 0,52). Однак при зниженні пластового тиску до 0,50 Рнас та 0,25 Рнас (крива 3, 4 рис. 2) досягається нафтовилучення відповідно 0,58 та 0,61 тобто більше, ніж при «чистому» водонапірному режимі (крива 1, рис. 2).

Слід також зазначити, що коефіцієнт нафтовилучення в безводний період є нижчим, ніж при витисненні нафти в нерозгазованому режимі. Дані результати подані на рис. 3 у вигляді залежності зміни коефіцієнта нафтовитиснення від величини зниження пластового тиску у режимі розчиненого газу з подальшим нагнітанням води.

Такими ж дослідженнями для умов Довбушансько-Бистрицького нафтового родовища встановлено, що зі зниженням пластового тиску до величини 0,25 Рнас досягається коефіцієнт нафтовилучення близько 40%, а відповідно при зниженні пластового тиску – до 0,5 Рнас та 0,75 Рнас – 51% і 55% відповідно (рис. 4).

Також зауважимо, що у випадку зниження пластового тиску до 0,75 Рнас, коефіцієнт нафтовитиснення є дещо нижчим, ніж за тиску, вищого за тиск насичення (0,41 проти 0,51). З подальшим зниженням пластового тиску він зростає і сягає 0,55 при зниженні пластового тиску до величини 0,25 Рнас. При цьому необхідно зауважити, що коефіцієнт нафтовитиснення в безводний період (як і для умов Долинського родовища) є нижчим від коефіцієнта нафтовитиснення у нерозгазованому режимі.

Таким чином, результати експериментальних досліджень вказують на те, що заводнення покладів має найбільший ефект у випадку початку розробки родовища, а у виснажених покладах в результаті розробки на природному режимі, де пластові тиски є дуже низькими (значно нижчі від тиску насичення нафти газом), може бути ефективним подальше запровадження заводнення. Таке заводнення доцільно застосовувати на старих родовищах з "посадженим" пластовим тиском.

Результати досліджень, що одержані при моделюванні заводнення до повного обводнення пласта з подальшим переходом до режиму зниження пластового тиску (форсований відбір) і нагнітанням води для умов Долинського нафтового родовища, вказані на рис. 5 і 6. Як бачимо, з досягненням коефіцієнта нафтовитис-

нення в результаті заводнення (близько 50%) з подальшим переходом до режиму розчиненого газу і нагнітання води отримуємо додаткове вилучення нафти. Причому чим більшим є зниження пластового тиску від тиску насичення, тим вищим буде коефіцієнт вилучення нафти (0,77 для 0,5 Рнас і 0,84 для 0,25 Рнас).

На рисунку 7 наведено результати досліджень після зниження тиску до 0,25 Рнас при неактивному водонапірному режимі для умов Долинського і Північно-Долинського нафтових родовищ. На кривій 1 (ділянка А) наводяться результати досліджень, коли в моделі пласта знижували тиск при закритому виході з моделі, витримували впродовж 24 годин з метою розгазування, а потім відновлювали нагнітання води і витиснення нафти за тиску, вищого тиску насичення. Як бачимо, попереднє розгазування нафти в поровому просторі і подальше відновлення закачування води не є ефективним. Відтак було знижено пластовий тиск до 0,25 Рнас з подальшим заводненням (ділянка Б). При цьому було витиснено 25% нафти. Кривою 2 відображено результати експерименту, в якому зниження тиску в системі здійснювалося з одночасним нагнітанням води з неповною компенсацією відборів рідини. В такий спосіб витискається додатково близько 20% нафти. Результати досліджень на одному й тому ж керновому матеріалі наступні: для умов Північно-Долинського (крива 3) і Долинського (крива 4) родовищ. Подібність результатів, одержаних для цих двох родовищ підтверджує збіжність результатів досліджень.

Проведені експериментальні дослідження для умов Довбушансько-Бистрицького нафтового родовища показали, що після досягнення коефіцієнта нафтовитиснення близько 50% на момент прориву води до виходу з моделі, розгазування і подальше нагнітання води призводить до додаткового вилучення нафти, причому чим більшим є зниження пластового тиску порівняно з тиском насичення, тим вищим буде коефіцієнт вилучення нафти (0,71 для 0,5 Рнас і 0,80 для 0,25 Рнас).

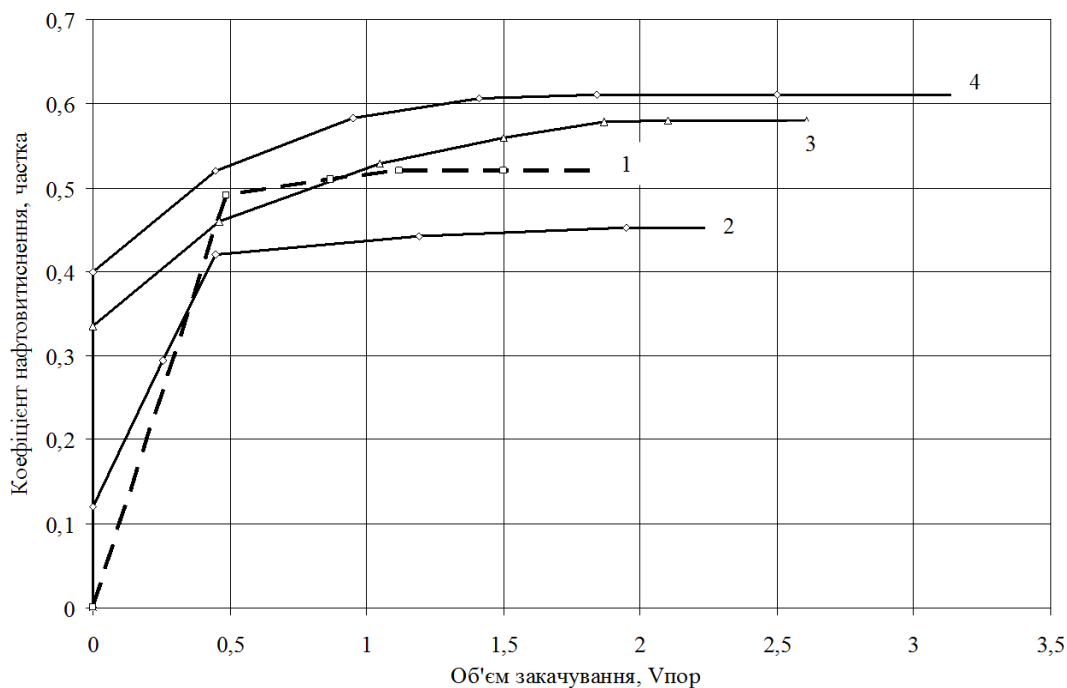
На рис. 8 наведені результати експериментальних досліджень при зниженні пластового тиску до значення 0,25 Рнас.

Таким чином, результати експериментальних досліджень свідчать, що:

- заводнення покладів буде більш ефективним у випадку його проведення від початку розробки;

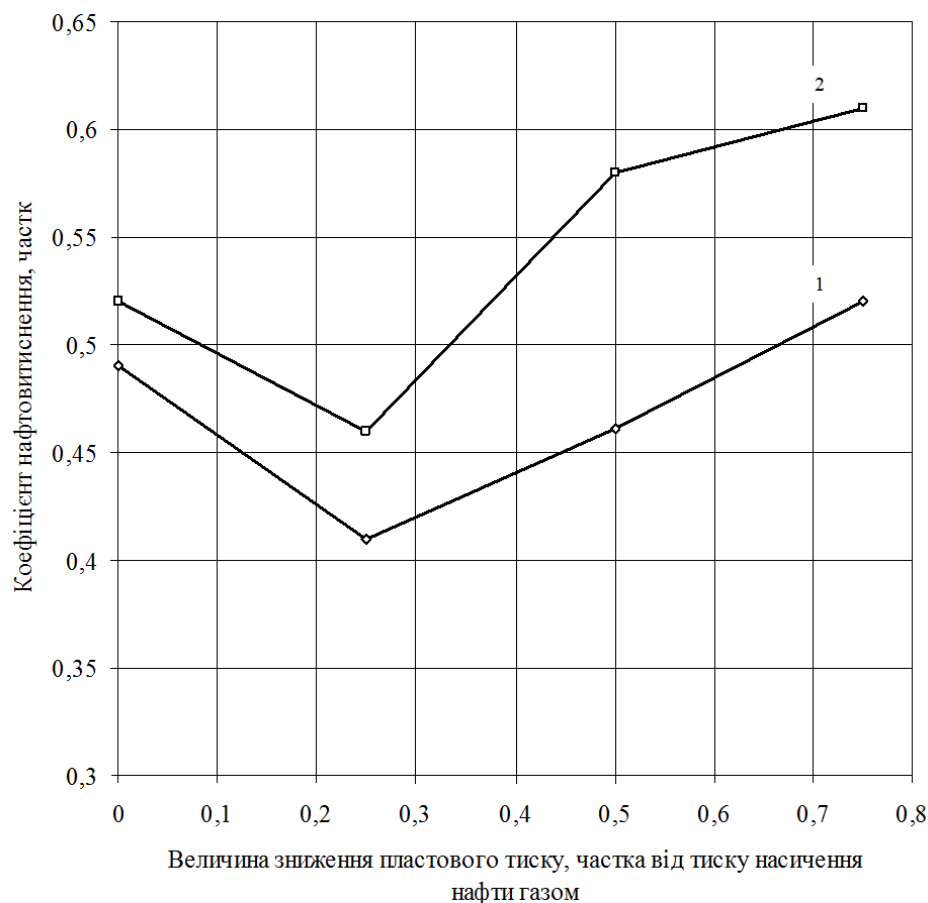
- у виснажених покладах, які розроблялися у режимі розчиненого газу, коли пластовий тиск є низьким (близьким до атмосферного), подальше заводнення може бути ефективним. Таке заводнення доцільно запроваджувати на старих виснажених родовищах з невеликою глибиною залягання нафтогазоносних пластів;

- в обводнених покладах, де пластовий тиск не знижувався до тиску насичення, доцільним є зниження пластового тиску до значення, якомога нижчого від тиску насичення (здійснювати форсований відбір). Після цього слід відновлювати нагнітання води з 30%-50 % компенсацією;

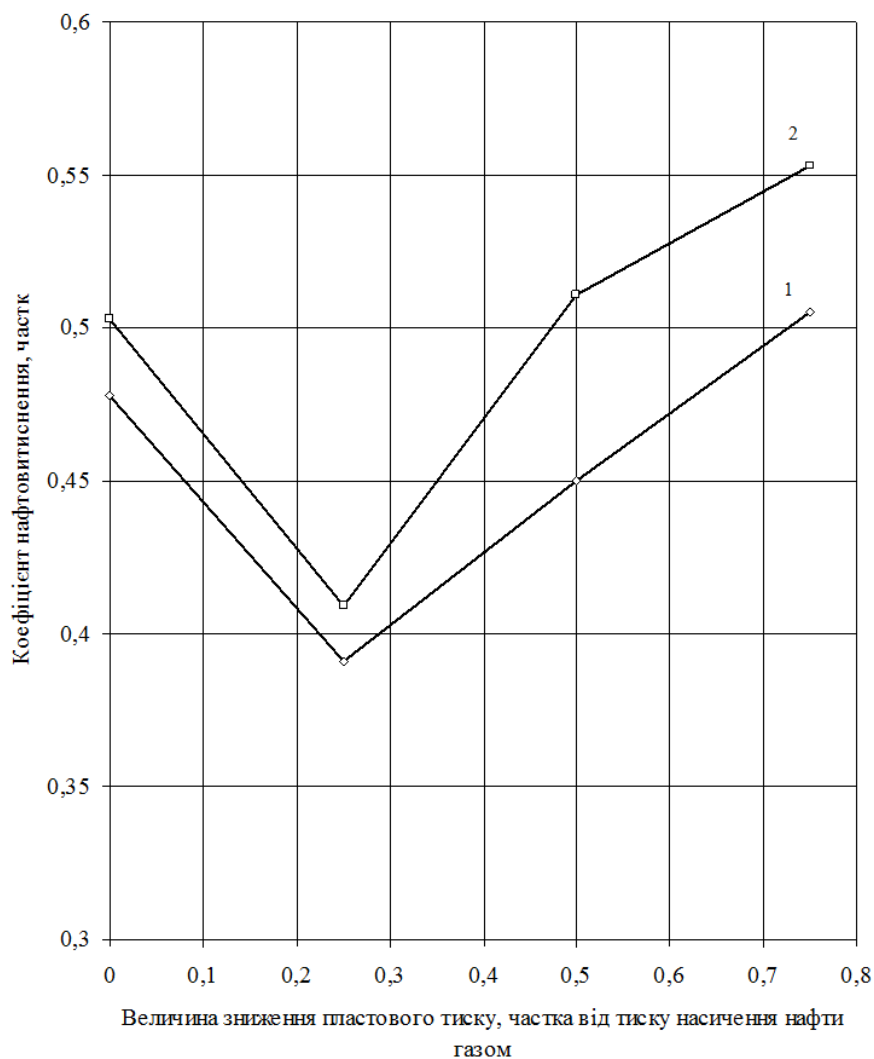


1 – крива витиснення нафти за пластового тиску ( $P_{пл}$ ), вищого тиску насичення нафти газом ( $P_{нас}$ ); 2 – крива витиснення нафти за пластового тиску  $P_{пл}=0,75 P_{нас}$ ; 3 – крива витиснення нафти при  $P_{пл}=0,5 P_{нас}$ ; 4 – крива витиснення нафти при  $P_{пл}=0,25 P_{нас}$

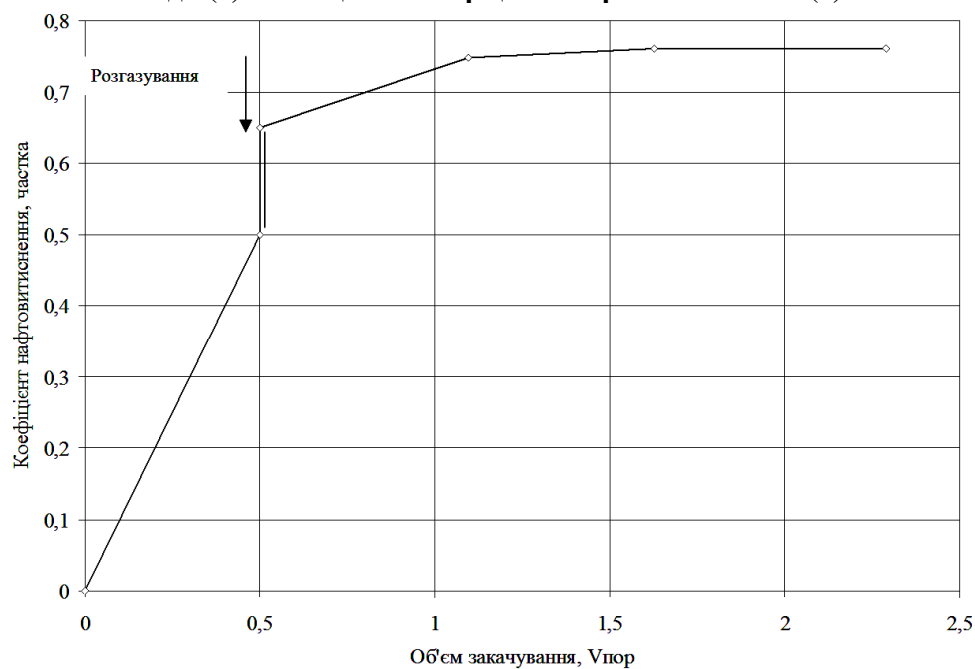
**Рисунок 2 – Експериментальні залежності нафтовіддачі від пластового тиску і об'єму закачування, одержані на моделі менілітових відкладів Долинського родовища**



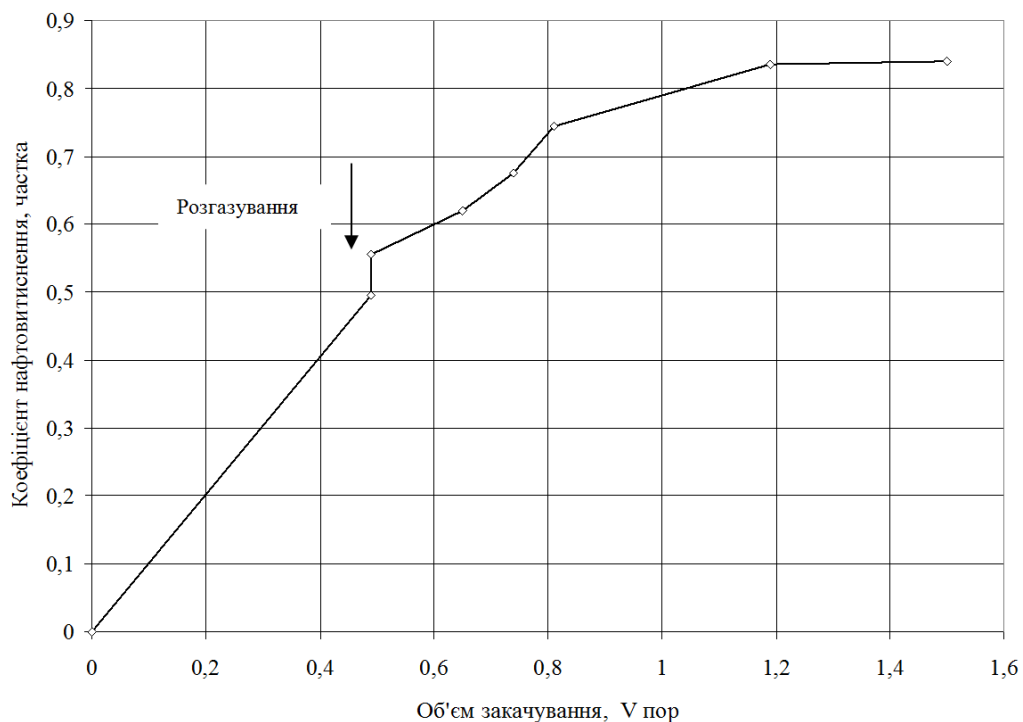
**Рисунок 3 – Зміна коефіцієнта нафтовитиснення від величини зниження пластового тиску у режимі виснаження з подальшим нагнітанням води для умов менілітових відкладів Долинського родовища на момент прориву води (1) та кінцевий коефіцієнт нафтовитиснення (2)**



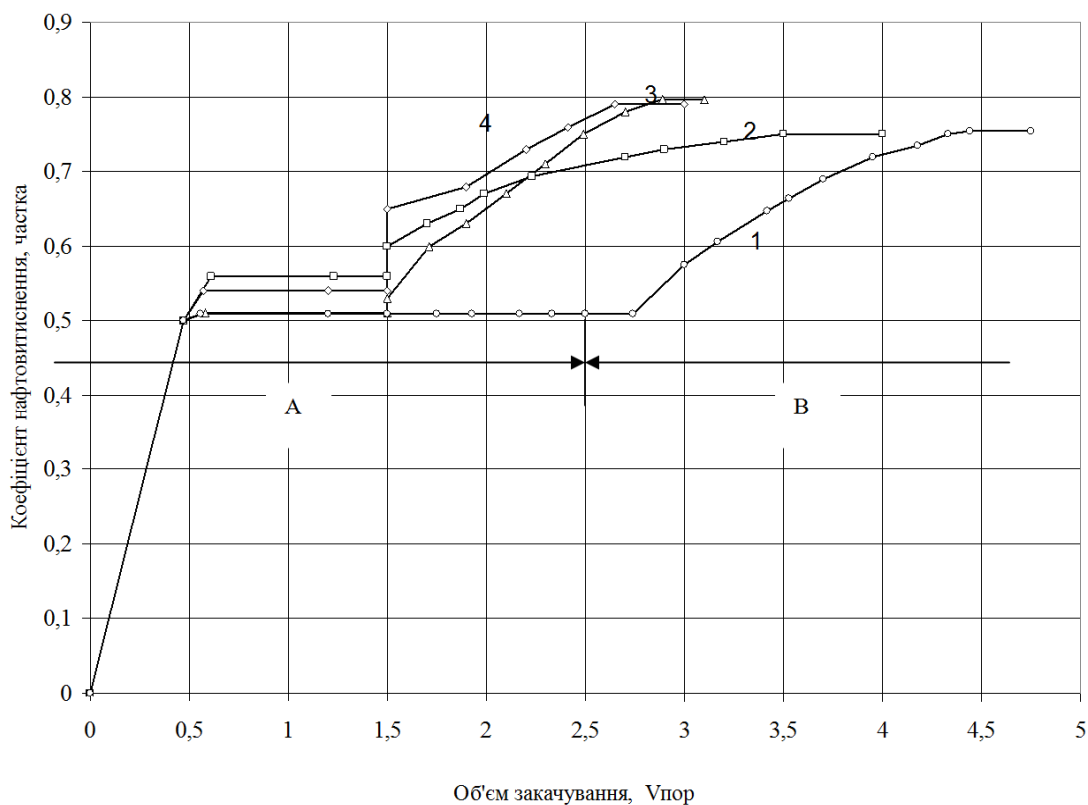
**Рисунок 4 – Зміна коефіцієнта нафтовитиснення від величини зниження пластового тиску у режимі виснаження для умов Довбушансько-Бистрицького родовища на момент прориву води (1) та кінцевий коефіцієнт нафтовитиснення (1)**



**Рисунок 5 – Коефіцієнт витиснення нафти водою (до прориву води) зниженням тиску до  $0,5 P_{нас}$  та подальшим витисненням водою для умов менілітових відкладів Долинського родовища**



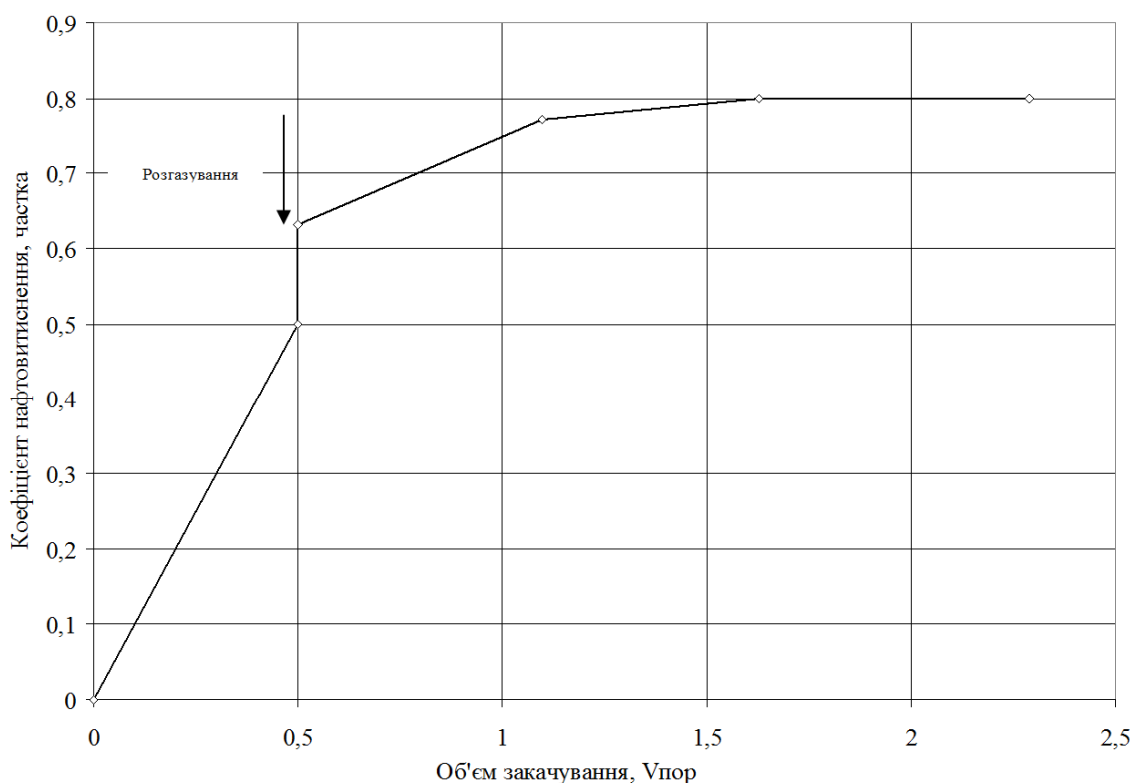
**Рисунок 6 – Коефіцієнт витиснення нафти водою (до прориву води), зниження тиску до  $0,25 P_{нас}$  та подальше витиснення нафти водою**



1 - зниження тиску при закритому виході з моделі пласта, витримування впродовж 24 год для розгазування та подальше нагнітання води (ділянка А); подальше зниження тиску при відкритому виході з моделі пласта та подальше нагнітання води (ділянка Б); 2 - одночасне нагнітання води та зниження тиску; 3 - зниження тиску з подальшим нагнітанням води (для умов менілітових відкладів Північно-Долинського родовища); 4 - зниження тиску з подальшим нагнітанням води

**Рисунок 7 – Коефіцієнт витиснення нафти водою (до припинення винесення нафти), подальшим розгазуванням (до  $0,25 P_{нас}$ ) та нагнітанням води для умов менілітових відкладів Долинського і Північно-Долинського нафтових родовищ**





**Рисунок 8 – Коефіцієнт витиснення нафти водою (до прориву води), шляхом зниження тиску до  $0,25 P_{нас}$  та з подальшим витисненням водою для умов Довбушансько-Бистрицького нафтового родовища**

- для розробки родовищ, які розробляються у режимі розчиненого газу є ефективним розпочинати заводнення при пластовому тиску, нижчому на 30-70% від тиску насичення нафти газом. Оптимальним варіантом розробки таких покладів є наявність активних крайових вод. За їх відсутності доцільно після початку виділення з нафти газу закачувати в законтурну область воду з компенсацією відборів від 20% до 40%.

#### Література

1 Лискевич Е.И. Экспериментальные исследования процесса комбинированного вытеснения нефти водой и газом: Дис... канд. техн. наук: 05.15.06 / Лискевич Евгений Иванович. – Ивано-Франковск, 1974. – 151 с.

2 ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.

3 Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем / Д.А.Ефрос. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 351 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*  
28.05.12

*Рекомендована до друку професором*  
**Кондратом Р.М.**