

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.279.4

ПРОБЛЕМИ ТА ШЛЯХИ ВИДОБУТКУ ЗАЛИШКОВИХ ВУГЛЕВОДНІВ З ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ

Р.М.Кондрат¹, О.Р.Кондрат¹, Л.М.Середницький², А.В.Кучернюк²

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел/факс (03422) 4-21-95,
e-mail: kondrat @ ifdtung.if.ua

² НАК “Нафтогаз України”, 01001, м. Київ, вул. Б.Хмельницького, 6, тел. (044) 586-33-65

Охарактеризованы особенности разработки газоконденсатных залежей в режиме истощения пластовой энергии и возможные направления добычи с них сконденсированных углеводородов. Выполнен комплекс лабораторных исследований на насыпных и цементированных моделях пласта по вытеснению сконденсированных углеводородов различными рабочими агентами. По результатам исследований выбраны эффективные вытесняющие агенты и предложены технологии увеличения углеводородоотдачи истощенных газоконденсатных месторождений.

The peculiar properties of development of condensate pool in the condition of reservoir energy depletion and possible ways of condensed hydrocarbons extraction recovery have been characterized. The complex of laboratory investigations at the piled and cemented of reservoir models by displacement of condensed hydrocarbons of different kinds of agents have been implemented. According to the results received from the executed research work there has been selected effective displacement agents and there has been proposed the technology to increase hydrocarbon extraction from depleted gas condensate fields.

Більшу частину видобутку природного газу в Україні нині отримують з газоконденсатних покладів на газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищах. Газоконденсатні поклади можуть розроблятися в режимі виснаження природної пластової енергії чи з підтриманням пластового тиску шляхом нагнітання в пласт з поверхні сухого вуглеводневого і неуглеводневого газів, їх суміші, води, водних розчинів поверхнево-активних речовин (ПАР) та різних хімічних речовин, вуглеводневих розчинників, водогазових сумішей чи їх поєднання. Основним методом підтримання пластового тиску в газоконденсатних покладах, який застосовується в зарубіжній практиці, є зворотне нагнітання відсепарованого сухого газу в пласт (сайклінг-процес).

Всі газоконденсатні поклади на родовищах ВАТ “Укрнафта”, ДАТ “Чорноморнафтогаз”, НАК “Надра України” і більшість газоконденсатних покладів на родовищах ДК “Укргазвидобування”, за виключенням п’яти покладів, розробляються в режимі виснаження пластової енергії. Зараз реалізується сайклінг-процес на покладах горизонтів Т-1 Куличихінського та Т-1 Тимофіївського нафтогазоконденсатних родо-

вищ і С-5 Котелевського газоконденсатного родовища. На Березівському газоконденсатному родовищі здійснюється перепуск високонапірного газу з малим вмістом конденсату з горизонту В-16 в горизонт С-5 з високим вмістом конденсату в газі. Після завершення сайклінг-процесу дорозробляється в режимі виснаження поклад горизонту К-30 Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища.

Розробка газоконденсатних покладів у режимі виснаження пластової енергії супроводжується фазовими перетвореннями вуглеводневої суміші в області тисків, менших від тиску початку конденсації вуглеводневої суміші. Після зниження тиску в процесі розробки покладу до тиску початку конденсації вуглеводневої суміші з газу починають випадати спочатку важкі, а потім все легші вуглеводні, що входять до складу фракції C_5H_{12} +вищі. У міру зниження пластового тиску кількість сконденсованих вуглеводнів поступово зростає, досягає найбільшого значення при тиску максимальної конденсації вуглеводневої суміші, а потім дещо зменшується за рахунок випаровування частини рідких вуглеводнів у газову фазу. Але кількість конденсату, що переходить у газову фазу, є не-

значною, через часткову адсорбцію його на поверхні порових каналів і порушення фазової рівноваги в системі "рідина-газ" при відборі з покладу пластового газу. Основна кількість конденсату випадає з газу в пласті. Для газоконденсатних систем з початковим вмістом важких вуглеводнів у газі до 300-600 г/м³ насиченість пористого середовища сконденсованими вуглеводнями не перевищує 10-15%. Загальна насиченість пористого середовища рідкою фазою (зв'язаною водою і сконденсованими вуглеводнями) у більшості випадків нижча критичного (рівноважного) значення, при якому можливий рух рідини. Тому практично весь конденсат, що випав з газу в пласті, не видобувається і втрачається. Рух конденсату можливий тільки в обмеженій за розмірами привибійній зоні пласта (від декількох метрів до 10-20 м і дещо більше), в якій насиченість пористого середовища сконденсованими вуглеводнями перевищує критичне значення за рахунок додаткового випадання з газу конденсату при зменшенні тиску від поточного пластового до вибійного [1, 2]. Але видобуток конденсату з цієї зони мало впливає на коефіцієнт конденсатовилучення. Також є незначним видобуток конденсату за рахунок випаровування сконденсованих вуглеводнів у газову фазу в області тисків, менших від тиску максимальної конденсації вуглеводневої суміші і подальшого видобутку разом з газом. Тому при розробці газоконденсатних покладів в режимі виснаження пластової енергії коефіцієнт конденсатовилучення може досягати дуже низьких значень – 13-40% [3-9]. Згідно з виконаними розрахунками з використанням даних про початкові запаси конденсату і коефіцієнт кінцевого конденсатовилучення після завершення розробки в газоконденсатних покладах на родовищах України залишаться десятки мільйонів тон сконденсованих вуглеводнів (до 90 млн.т і більше).

Розробка газоконденсатних покладів у режимі виснаження пластової енергії призводить також до порівняно низьких коефіцієнтів газовилучення, що пов'язано з погіршенням умов фільтрації газу в пласті, через зниження фазової проникності пористого середовища для газу, і передчасною зупинкою видобувних свердловин. В результаті випадання з газу конденсату заземлюється газ в тупикових порах, припиняється рух газу в дрібних порах і відключаються з розробки окремі низькопроникні ділянки пласта. Скупчення конденсату у привибійній зоні пласта призводить до зменшення дебіта газу і поступової зупинки свердловин, коли дебіт газу стає нижчим мінімально необхідного значення для винесення конденсату з вибою на поверхню. Через низькі дебіти газу відбувається скупчення конденсату у викидних лініях свердловин, що призводить до зростання втрат тиску при русі газу і збільшення тиску на гірлі. Відповідно зростає вибійний тиск і зменшується дебіт газу аж до зупинки свердловини. Таким чином, розробка газоконденсатних покладів у режимі виснаження пластової енергії характеризується низькими значеннями коефіцієнтів

конденсатовилучення і газовилучення. Виснажені газоконденсатні поклади містять значні залишкові запаси вуглеводнів і відносяться до числа першочергових об'єктів для впровадження методів підвищення газо- і конденсатовилучення.

Можливими напрямками видобування конденсату, що випав з газу у пласті, є переведення його в газову фазу з подальшим видобуванням разом з газом, витіснення з пористого середовища різними робочими агентами та їх поєднання [3, 7, 8, 10].

Переведення конденсату в газову фазу може бути здійснено нагнітанням у пласт газу високого тиску, застосуванням термічних методів (нагнітання теплоносіїв, підвищення температури за рахунок спалювання частини конденсату в пласті) і комбінованою тепловою та гідродинамічною дією на газоконденсатні пласти [7, 10, 11]. Реалізація методів цієї групи пов'язана з нагнітанням у пласт великих об'ємів газу при високих пластових тисках, що нереально в нинішніх умовах дефіциту газу. Термічні методи знаходяться в стадії вивчення.

Одним з варіантів ефективної реалізації методів цієї групи є створення на базі виснажених газоконденсатних покладів підземних сховищ газу, коли в них є потреба в районі розташування виснаженого газоконденсатного покладу.

Тиск переведення конденсату в газову фазу та об'єм газу, що нагнітається, можна зменшити збагаченням сухого газу пропан-бутановою фракцією чи проміжними вуглеводнями, в ролі яких можна використовувати широку фракцію легких вуглеводнів та інші суміші, які характеризуються підвищеним вмістом етану, пропану, бутану [12]. Згідно з дослідженнями ВНДІгазу в області тисків, менших за тиск максимальної конденсації проміжних вуглеводнів (C₂H₆-C₄H₁₀), тобто в області нормального випаровування цих компонентів, присутність їх в газі не викликає помітного збільшення ступеня вилучення конденсату. В цій області доцільно використовувати відбензинений сухий газ. Збагачений газ слід використовувати в області тисків, вищих за тиск максимальної конденсації етан-пропан-бутанової фракції, в якій збагачення газу проміжними вуглеводнями сприяє переходу конденсату в газову фазу.

З метою здешевлення процесу видобування сконденсованих вуглеводнів запропоновано використовувати як газову фазу неуглеводневі гази, зокрема, азот, вуглекислий газ, димогарні гази і вихлопні гази двигунів внутрішнього згоряння та газотурбінних двигунів [7, 13, 14]. Неуглеводневі гази можна використовувати окремо, в суміші із сухим вуглеводневим газом і з додатковим збагаченням проміжними вуглеводнями чи без них [15].

Окрім природних вуглеводневих і неуглеводневих газів, можна нагнітати в пласт штучні вуглеводневі гази, які отримують в результаті парової обробки торфу, вугілля, нафти, конденсату [16], а також побічні газоподібні продукти отримання метанолу з природного газу шляхом

неповного окислення природного газу повітрям [17].

Можливим напрямком переведення конденсату в газову фазу є використання незрівноваженого сухого газу низького тиску [18]. Суть методу полягає в тривалому нагнітанні в окрему ділянку пласта через переведену в нагнітальні одну з видобувних свердловин сухого вуглеводневого газу під тиском, який забезпечує підтримання постійним поточного пластового тиску в покладі. Після зниження вмісту конденсату в пластовому газі, що видобувається з навколишніх свердловин, до мінімально рентабельного значення процес переносить на іншу ділянку пласта. Метод простий в реалізації, сприяє вилученню сконденсованих вуглеводнів з низькопроникних ділянок пласта і найдрібніших порових каналів, а весь газ, що нагнітається в поклад, надалі видобувається. З 1993 р. методика успішно реалізується на Вуктильському нафтогазоконденсатному родовищі. Цей метод можна було би впровадити на багатьох виснажених газоконденсатних покладах України. Для реалізації методу потрібно порівняно невеликий одноразовий об'єм газу. Надалі він постійно циркулюватиме в системі. Цей додатковий об'єм газу можна отримати безпосередньо з покладу за рахунок впровадження методів інтенсифікації роботи видобувних свердловин. В такому випадку він не впливатиме на загальний видобуток газу з покладу, який подається споживачам. За відсутності на промислі газу необхідного тиску побудувати малогабаритну компресорну станцію, що не вимагатиме значних витрат. Газ від компресорної станції можна було би також використовувати для газліфтною експлуатації видобувних свердловин, робота яких ускладнюється наявністю рідини (конденсату і води) у пластовій продукції. Можливим варіантом реалізації методу є заміна вуглеводневого газу неуглеводневими газами, наприклад, азотом.

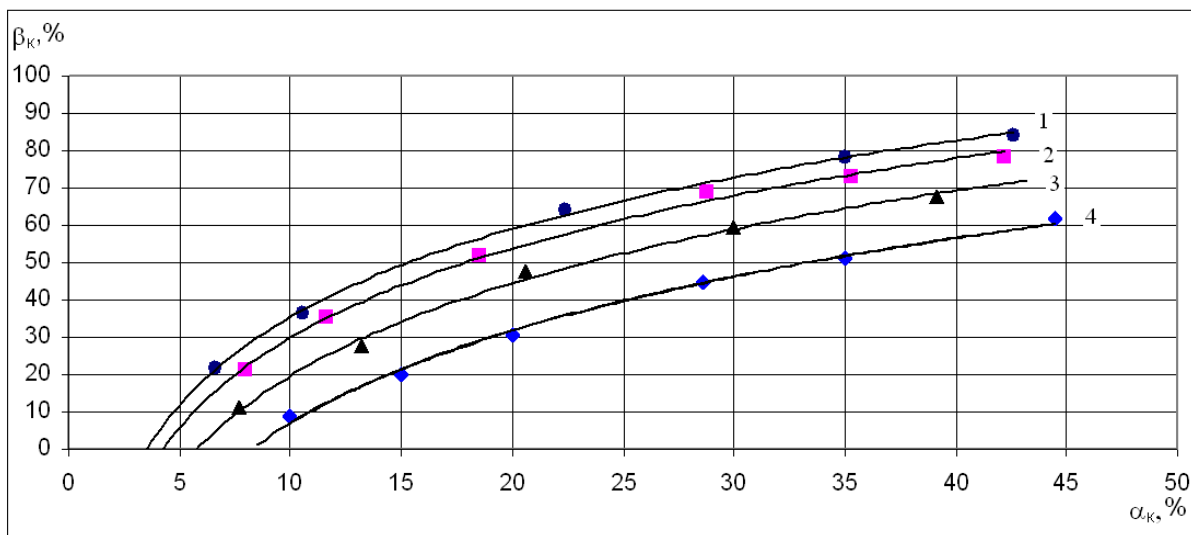
Альтернативними варіантами вилучення сконденсованих вуглеводнів з виснажених газоконденсатних покладів є витіснення їх з пористого середовища різними витіснювальними агентами. Методи витіснення з пласта рідких вуглеводнів широко використовуються в практиці розробки нафтових родовищ. Щодо витіснення з газоконденсатних покладів сконденсованих вуглеводнів, ці методи знаходяться на стадії лабораторного експериментування. Однією з причин такої ситуації є відсутність ефективних витіснювальних агентів і відповідних технологій їх використання.

З метою вибору робочих агентів для витіснення з виснажених газоконденсатних покладів сконденсованих вуглеводнів в ІФНТУНГУ виконано комплекс лабораторних досліджень [8, 19, 20]. Експерименти виконувались на насипних моделях пласта довжиною 0,42 м, діаметром 0,015 м, абсолютною проникністю 1 мкм^2 , відкритою пористістю 0,4 при тиску 2 МПа та температурі 110°C і на зцементованих моделях пласта з використанням реальних зразків пісковиків і пластових флюїдів з горизонтів В-20-В-22

Рудівсько-Червонозаводського газоконденсатного родовища при тиску 30 МПа і температурі 90°C . Довжина моделей з реальних зразків порід становила 0,42-0,45 м, діаметр – 0,03 м, коефіцієнт абсолютної проникності $40,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (коефіцієнт відкритої пористості – 0,103-0,348) $90 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (коефіцієнт відкритої пористості – 0,142), $172 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (коефіцієнт відкритої пористості – 0,159-0,367).

У дослідях моделювалась насиченість пористого середовища зв'язаною водою (22-51%) і різна початкова конденсатонасиченість – від 5 до 45%. У дослідях на насипних моделях пласта здійснювалось витіснення конденсату водою, водними розчинами миролу-1, полімеру поліакриламід (ПАА), савенолу SWP, послідовним нагнітанням об'ямок водних розчинів миролу-1 і полімеру ПАА, водним розчином суміші миролу-1 з полімером ПАА (поверхнево-активна полімервмісна система (ПАПС)), конденсатним розчином жириноксу, об'яркою вуглекислого газу, яка переміщувалась по моделі пласта водою, об'яркою конденсату, а також витіснення залишкових (защемлених) сконденсованих вуглеводнів з попередньо обводнених моделей пласта послідовним нагнітанням об'ямок водних розчинів миролу-1 та полімеру ПАА і нагнітанням водного розчину суміші миролу-1 з полімером ПАА. Основні дослідження виконано з миролом-1, водний розчин якого характеризується найнижчим поверхневим натягом на межі з конденсатом порівняно з іншими дослідженими ПАР. У дослідях з розчинами ПАР для створення гідродинамічно стабільної системи у процесі витіснення з пористого середовища сконденсованих вуглеводнів услід за розчинами ПАР нагнітався водний розчин полімеру ПАА. У дослідях на зцементованих моделях пласта здійснювалось витіснення сконденсованих вуглеводнів водою, почерговим нагнітанням води і газу в необводнені та попередньо обводнені моделі пласта, об'яркою вуглекислого газу з подальшим нагнітанням води і водогазових сумішей, послідовним нагнітанням об'ямок водних розчинів миролу-1 і полімеру ПАА, нагнітанням суміші миролу-1 з полімером ПАА, водних розчинів миролу-1, савенолу SWP і полімеру ПАА, конденсатного розчину жириноксу і конденсату. Результати досліджень оброблялись у вигляді залежностей коефіцієнта конденсатовитіснення β_k від визначальних параметрів (коефіцієнта початкової конденсатонасиченості α_k та об'єму витіснювального агента $V_{\text{пор}}$) для різних витіснювальних агентів та послідовностей нагнітання їх в модель пласта і різних проникностей пористого середовища.

З метою визначення оптимальної концентрації миролу-1 і полімеру ПАА в робочому розчині та оцінки їх витіснювальних властивостей виконано дослідження на насипних моделях пласта для різних масових концентрацій миролу-1 1; 3; 5; 7% і полімеру ПАА 0,01; 0,03; 0,05%. На рис. 1 для прикладу наведено результати досліджень з водним розчином миролу-1.



1 – 7; 2 – 5; 3 – 3; 4 – 1% мас.

Рисунок 1 — Залежності коефіцієнта витіснення конденсату з пористого середовища водним розчином міролу-1 різної масової концентрації (1-4) від коефіцієнта початкової конденсатонасиченості

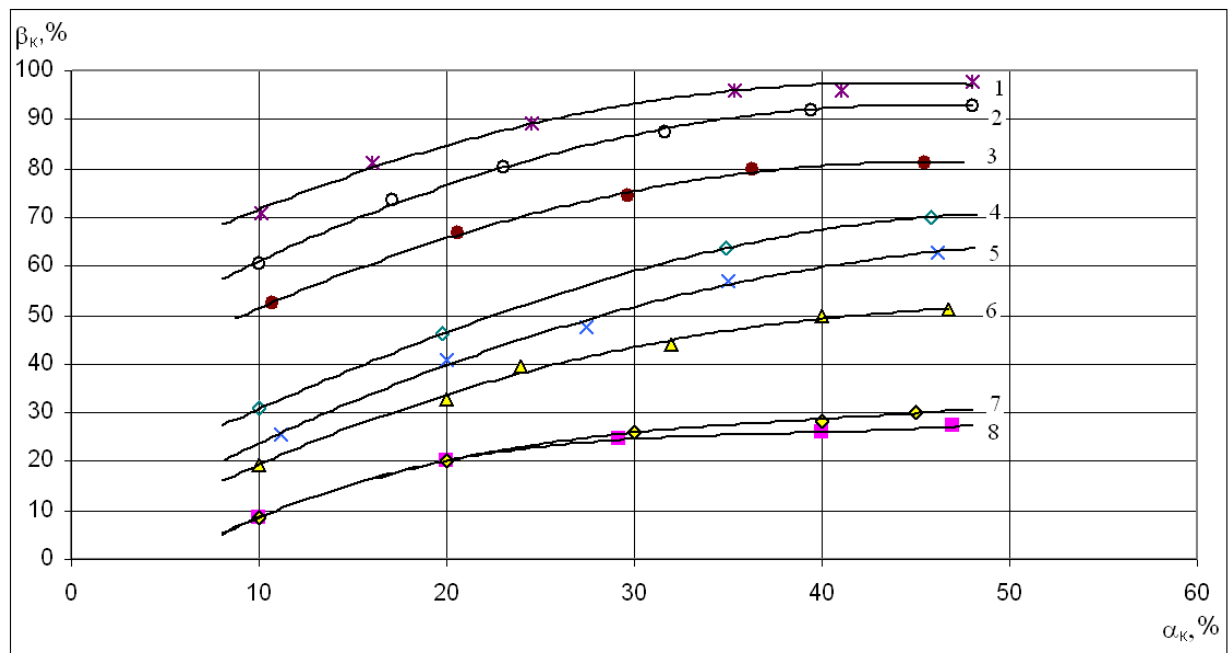
Згідно з дослідними даними при початковій конденсатонасиченості пористого середовища 15% коефіцієнт витіснення сконденсованих вуглеводнів водним розчином міролу-1 різної масової концентрації становить: С=1% мас. – 21%; С=3% мас. – 33%; С=5% мас. – 42%; С=7% мас. – 49%. Для водного розчину полімеру ПАА отримані такі значення коефіцієнта конденсатовитіснення при початковій конденсатонасиченості 15%: С=0,01% мас. – 9%; С=0,03% мас. – 15%; С=0,05% мас. – 18%. З рис. 1 видно, що критичне значення початкової конденсатонасиченості, починаючи з якого частина конденсату починає витіснятися робочим агентом з пористого середовища, зменшується із збільшенням концентрації міролу-1 в робочому розчині і для різних концентрацій міролу-1 становить: С=1% мас. – 8%; С=3% мас. – 6,5%; С=5% мас. – 4,5%; С=7% мас. – 3,5%. Аналогічно для різних масових концентрацій полімеру ПАА в робочому розчині отримано такі значення критичної конденсатонасиченості: С=0,01% мас. – 11%; С=0,03% мас. – 8%; С=0,05% мас. – 7%.

Для визначення оптимальної концентрації міролу-1 і полімеру ПАА в робочому розчині результати досліджень оброблялись у напівлогарифмічній системі координат $\beta_k = f(\lg C)$, в якій вони апроксимуються двома прямими лініями: першою – з великим кутом нахилу до осі абсцис і другою – більш похилою. За точкою їх перетину оптимальна масова концентрація міролу-1 в робочому розчині становить 5%, полімеру ПАА – 0,03%.

Для визначення оптимального об'єму робочих агентів, що нагнітаються в модель пласта, виконано дослідження з впливу об'єму робочих агентів на коефіцієнт конденсатовитіснення. Дослідження виконувались при значенні початкової конденсатонасиченості близько

30%. У досліді у модель пласта послідовно нагнітались об'ємівка міролу-1 концентрацією 5% мас., об'ємівка полімеру ПАА концентрацією 0,03% мас. і вода. Об'єм об'ємівки міролу-1 становив 0,1; 0,2; 0,3 від об'єму пор $V_{пор}$, а об'ємівки полімеру ПАА – 0,1; 0,2; 0,3; 0,4 від об'єму пор $V_{пор}$. За дослідними даними збільшення об'єму об'ємівки призводить до збільшення коефіцієнта конденсатовитіснення. Так, при постійному об'ємі об'ємівки полімеру ПАА із збільшенням об'єму об'ємівки міролу-1 з 0,1 $V_{пор}$ до 0,2 $V_{пор}$ і 0,3 $V_{пор}$ коефіцієнт конденсатовитіснення зростає з 58,7 до 74,8 і 86%. Аналіз залежностей коефіцієнта конденсатовитіснення від об'єму робочих розчинів, що нагнітаються в модель пласта, побудованих в напівлогарифмічній системі координат $\beta_k = f(\lg V_{пор})$, показує, що оптимальними об'ємами нагнітання як робочих розчинів міролу-1, так і робочих розчинів полімеру ПАА є 0,2 $V_{пор}$.

Узагальнені результати досліджень з різними робочими агентами на насипних моделях пласта наведено на рис. 2. Порівняння витіснювальних властивостей різних робочих агентів проведемо при значенні початкової конденсатонасиченості 15%. Найбільший коефіцієнт конденсатовитіснення (80%) отримано при використанні 5% мас. розчину міролу-1 з вмістом 0,03% мас. полімеру ПАА (крива 1). Досить високі витіснювальні властивості має почергове нагнітання 5% мас. водного розчину міролу-1 і 0,03% мас. водного розчину полімеру ПАА (крива 2), для яких коефіцієнт конденсатовитіснення дорівнює 70%. Для інших досліджених витіснювальних агентів отримано такі значення коефіцієнта конденсатовитіснення: 5% мас. водний розчин савенолу SWP – 60%, 5% мас. розчин жириноксу в конденсаті – 38% (крива 4), об'ємівка конденсату – 32% (крива 5). Найни-



- 1 – 0,2V_{пор} ПАПС (Мирол-1 (5% мас.)+ ПАА (0,03% мас.)) + 0,2V_{пор} ПАА (0,03% мас.);
 2 – 0,2V_{пор} Мирол-1 (5% мас.)+ 0,2V_{пор} ПАА (0,03% мас.);
 3 – ПАПС + 0,2V_{пор} ПАА (0,03% мас.) після закачки води; 4 – жиринокс в конденсаті;
 5 – конденсат; 6 - 0,2V_{пор} Мирол-1 (5% мас.) + 0,2V_{пор} ПАА (0,03%мас.) після закачки води;
 7 – CO₂; 8 – вода

Рисунок 2 — Залежності коефіцієнта витіснення конденсату з пористого середовища різними робочими агентами від коефіцієнта початкової конденсатонасиченості

жчий коефіцієнт конденсатовитіснення (15%) отримано при використанні води (крива 8).

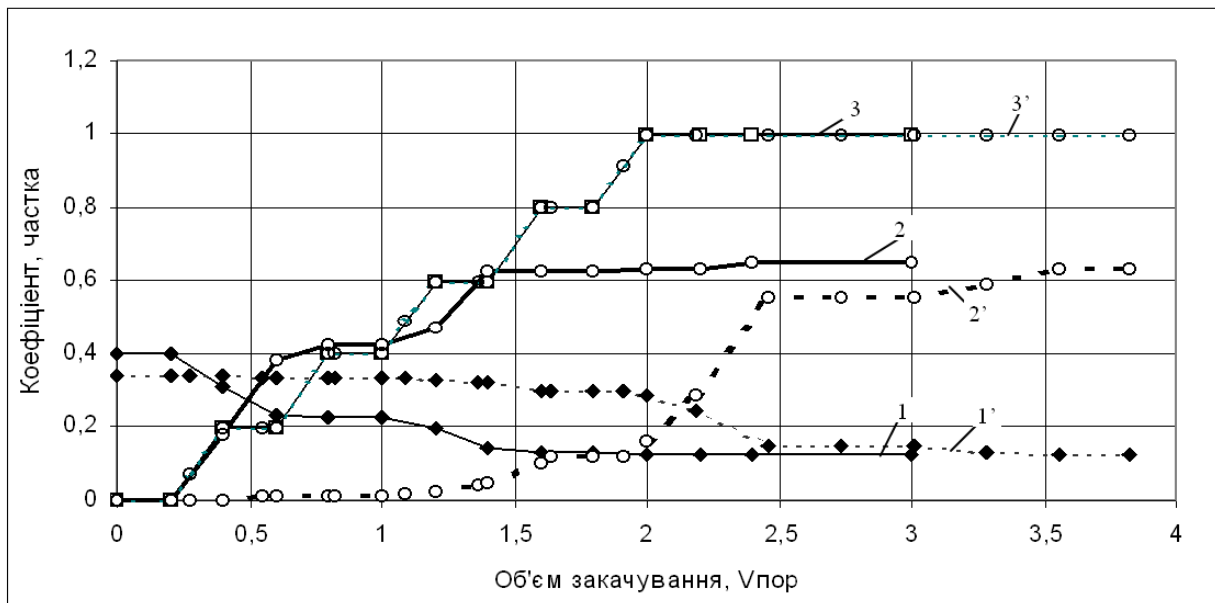
При дослідженні витіснювальних властивостей облямівки вуглекислого газу об'ємом 20% від об'єму пор з наступним нагнітанням води на насипних моделях пласта помітного ефекту не отримано, оскільки для значень температури досліду 110°C і молекулярної маси досліджуваного конденсату 136-145,8 тиск можливого змішаного витіснення був вищим від фактичного тиску в моделі 2 МПа. Тому відбувалося тільки часткове витіснення сконденсованих вуглеводнів вуглекислим газом (крива 7).

Результати досліджень свідчать про можливість довилучення защемленого конденсату з обводнених газоконденсатних покладів нагнітанням водних розчинів ПАР і полімеру. Так, коефіцієнт конденсатовитіснення зростає з 15% на момент заводнення до 60% після послідовного нагнітання облямівки 5% мас. водного розчину миролу-1 з вмістом 0,03% мас. полімеру ПАА та облямівки 0,03% мас. водного розчину полімеру ПАА (крива 3) і до 27% після послідовного нагнітання облямівки 5% мас. водного розчину миролу-1 та облямівки 0,03% мас. водного розчину полімеру ПАА (крива 6).

Таким чином, результати досліджень на насипних моделях пласта свідчать про низькі витіснювальні властивості води і можливість істотного збільшення коефіцієнта конденсатовитіснення за рахунок використання водних розчинів ПАР і полімеру.

Про низьку ефективність витіснення сконденсованих вуглеводнів водою свідчать також результати досліджень на моделях пласта з реальних зразків пісковиків. Так, для моделі пласта з абсолютною проникністю $40,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² і початковою конденсатонасиченістю 34,8% коефіцієнт конденсатовитіснення дорівнює 10,6%, а для моделі пласта з абсолютною проникністю $172 \cdot 10^{-3}$ мкм² і початковою конденсатонасиченістю 36,7% коефіцієнт конденсатовитіснення становить 13,9%. При менших значеннях початкової конденсатонасиченості, що має місце в реальних умовах, коефіцієнт витіснення сконденсованих вуглеводнів водою буде ще нижчим, а процес заводнення – неефективним. Тому необхідні пошуки інших витіснювальних агентів для вилучення сконденсованих вуглеводнів з виснажених газоконденсатних покладів.

Досить ефективним є застосування водогазової репресії (почергового нагнітання води і газу) як в необводнених, так і в обводнених виснажених газоконденсатних покладах. На моделі пласта з абсолютною проникністю $40,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² і початковою конденсатонасиченістю 29,6% здійснено витіснення сконденсованих вуглеводнів водою, після чого провели по п'ять циклів нагнітання газу і води в об'ємі по 20% від об'єму пор. За результатами досліджень коефіцієнт конденсатовитіснення збільшився з 11,8% на момент заводнення моделі до 55,4% після п'яти циклів нагнітання газу і води, тобто зріс у 4,69 разів.



1,2,3 – $172 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і 1',2',3' – $40,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

Рисунок 3 — Залежності коефіцієнтів залишкового конденсатонасичення (1, 1') і витіснення конденсату (2, 2') та відносного значення сумарного об'єму закачаного газу (3, 3') від об'єму циклічно закачаних води і газу для різних значень проникності моделі пласта

Аналогічні дослідження виконано на моделях необводненого пласта із сконденсованими вуглеводнями. Здійснено по п'ять циклів почергового нагнітання води і газу в об'ємі по 20% від об'єму пор. Результати цих досліджень наведено на рис. 3, на якому об'єм газу, що нагнітався, дано у частках від сумарного об'єму закачаного газу. Згідно з результатами досліджень, для моделі пласта з абсолютною проникністю $172 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і початковою конденсатонасиченістю 40,2% коефіцієнт витіснення конденсату при здійсненні водогазової репресії становить 65,8%. Для порівняння в досліді на аналогічній моделі пласта з початковою конденсатонасиченістю 36,7% коефіцієнт конденсатовитіснення після заводнення пористого середовища дорівнював 13,9%. Для моделі пласта з абсолютною проникністю $40,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і початковою конденсатонасиченістю 34% коефіцієнт витіснення конденсату при здійсненні водогазової репресії становить 63,4%. Для порівняння в досліді на аналогічній моделі пласта з початковою конденсатонасиченістю 29,6% коефіцієнт витіснення конденсату водою дорівнював 11,8%, а після додаткового проведення водогазової репресії досяг значення 55,4%. Це на 8% нижче, ніж для водогазової репресії у необводненому пласті. Наведені дані підтверджують високу ефективність застосування водогазової репресії для вилучення сконденсованих вуглеводнів як з необводнених, так і з обводнених газоконденсатних покладів.

Найвищі значення коефіцієнта конденсатовитіснення отримано в досліді з використанням об'ємів об'ємів вуглекислого газу (CO_2) об'ємом 20% від об'єму пор. В дослідженнях об'ємів CO_2 переміщувалась по моделі пласта водою. Після появи води на виході моделі здійснюва-

лось по п'ять циклів нагнітання води і газу по 20% від об'єму пор. Результати досліджень на моделі пласта з абсолютною проникністю $172 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і початковою конденсатонасиченістю 23,5% наведено на рис. 4. За дослідними даними, в результаті застосування об'ємів CO_2 для витіснення з пористого середовища сконденсованих вуглеводнів коефіцієнт конденсатовитіснення на момент появи води на виході моделі становив 61%, а після додаткової водогазової репресії збільшився до 80,2%. Таке високе значення коефіцієнта конденсатовитіснення пояснюється комплексним використанням об'ємів вуглекислого газу і водогазової репресії для вилучення з пористого середовища сконденсованих вуглеводнів. В цих дослідіх тиск в моделі пласта був вищий від тиску змішуваності конденсату і вуглекислого газу, що й зумовило високі значення коефіцієнта конденсатовитіснення.

На моделі пласта з абсолютною проникністю $96 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і початковою конденсатонасиченістю 24,5% досліджено витіснення сконденсованих вуглеводнів об'ємів ПАПС (5% мас. водний розчин миролу-1 з вмістом 0,03% мас. полімеру ПАА) об'ємом 20% від об'єму пор і наступним нагнітанням об'ємів 0,03% мас. водного розчину полімеру ПАА об'ємом 20% від об'єму пор які переміщувались по моделі пласта водою. Коефіцієнт конденсатовитіснення становив 46,5%, що в 3,35-3,49 разів більше ніж при витісненні сконденсованих вуглеводнів тільки водою. Після появи води на виході моделі додатково здійснювалась водогазова репресія шляхом почергового нагнітання води і газу по 5 циклів, що дозволило збільшити коефіцієнт конденсатовитіснення до 57,2%.

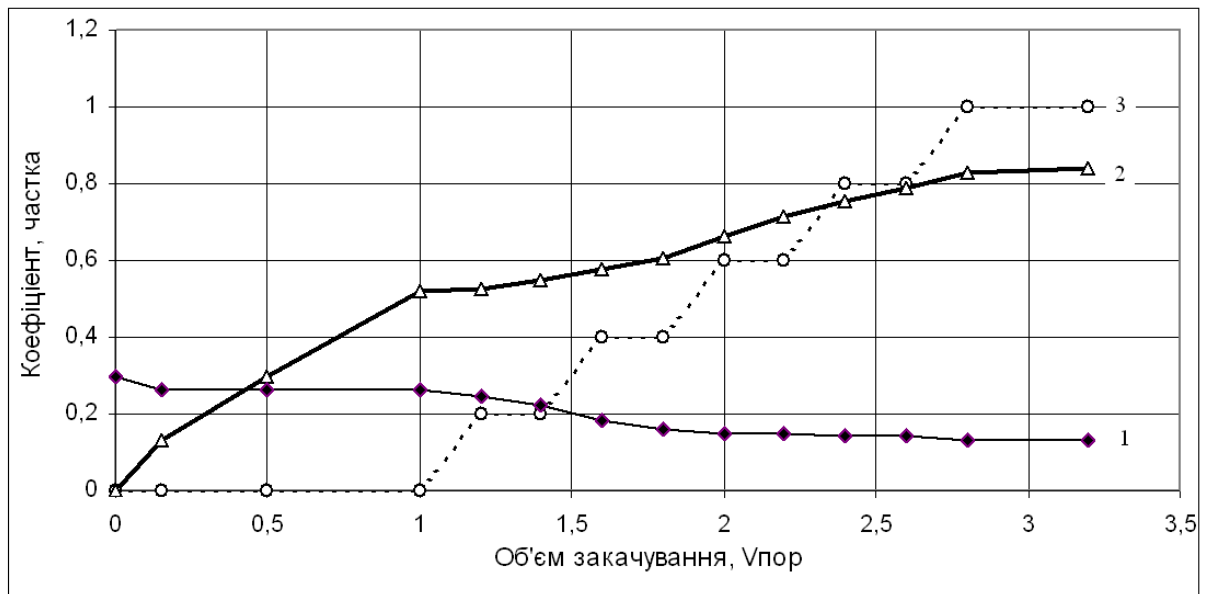


Рисунок 4 — Залежності коефіцієнтів залишкового конденсатонасичення (1) і витіснення конденсату (2) та відносного значення сумарного об'єму закачаного газу (3) від об'єму послідовно закачаних об'ємівки вуглекислого газу, води і водогазової суміші для моделі пласта з абсолютною проникністю $172 \cdot 10^{-3}$ мкм²

Інші робочі агенти мають нижчі витіснювальні властивості порівняно із послідовним нагнітанням об'ємівок ПАПС і полімеру, але кращі, ніж у води, і в порядку зменшення коефіцієнта конденсатовитіснення розміщуються в такій послідовності: послідовне нагнітання об'ємівок 5% мас. водного розчину миролу-1 і 0,03% мас. водного розчину полімеру ПАА; 5% мас. водний розчин миролу-1; 5% мас. водний розчин савенолу SWP; 5% мас. конденсатний розчин жириноксу; конденсат і 0,03% мас. водний розчин полімеру ПАА.

Результати додатково виконаних досліджень свідчать про можливість використання водних розчинів ПАР і полімеру для довилучення сконденсованих вуглеводнів з обводнених пластів, складених зцементованими породами. У дослідях на зцементованих моделях пласта здійснювалось витіснення сконденсованих вуглеводнів водою, а потім в обводнену модель пласта нагнітали об'ємівки ПАПС і полімеру ПАА, які переміщувались по пласту водою. В результаті їх застосування коефіцієнт конденсатовитіснення додатково збільшився в середньому у 2,4 разів порівняно із заводненням.

За результатами виконаних досліджень для практичного використання у процесах вилучення сконденсованих вуглеводнів з виснажених газоконденсатних покладів рекомендуються такі технології.

1. Здійснення водогазової репресії (циклічного нагнітання води і газу) як в необхідних, так і в обводнених пластах.

В ролі газової фази можуть використовуватись як вуглеводневий газ, так і неуглеводневі гази, зокрема, азот. Використання неуглеводневого газу дозволить зменшити витрати на реалізацію процесу. Одночасно вивільнюється дефіцитний вуглеводневий газ.

Перспективним є використання димогарних газів від розташованих поблизу газоконденсатного покладу промислових підприємств, що сприятиме зменшенню забруднення димогарними газами навколишнього середовища.

Отримання великих кількостей азоту і вуглекислого газу не викликає затруднень. Найбільш доступним є спосіб отримання азоту в результаті фракційної дистиляції зрідженого повітря [7]. Завод з виробництва азоту з повітря можна побудувати безпосередньо на промислі. Він працює на електроенергії, природному газі або дизпаливі. При використанні природного газу отримують з повітря від 6 до 10 м³ азоту на 1 м³ спожитого природного газу. Вуглекислий газ є побічним продуктом багатьох хімічних виробництв.

2. Використання об'ємівки вуглекислого газу з переміщенням її по пласту водою і подальшим здійсненням водогазової репресії.

3. Використання об'ємівки ПАПС (одного або декількох ПАР і полімеру), об'ємівки конденсату чи об'ємівки конденсатного розчину ПАР з переміщенням їх по пласту водою і подальшим здійсненням водогазової репресії чи з безпосереднім здійсненням водогазової репресії без попереднього нагнітання води.

На рис. 5 наведено принципову схему технологічного процесу збільшення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних покладів шляхом витіснення з пористого середовища сконденсованих вуглеводнів запропонованими робочими агентами. Технологія включає нагнітання в поклад через нагнітальні свердловини запропонованих робочих агентів, витіснення ними з пористого середовища до видобувних свердловин сконденсованих вуглеводнів і пластового газу, періодичну обробку привибійних зон видобувних свердловин розчинами ПАР і хімреагентів для очищення пористого

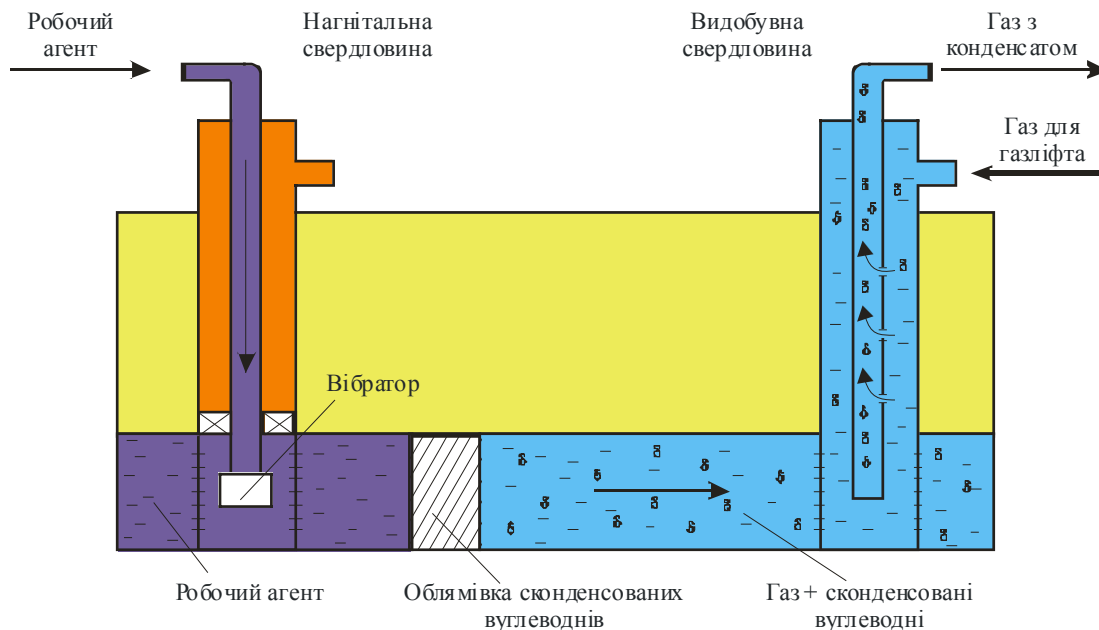


Рисунок 5 — Схема реалізації технології підвищення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ

середовища в привибійній зоні від сконденсованих вуглеводнів та інтенсифікації припливу газоконденсатної суміші до свердловин і використання газогідродинамічних, фізико-хімічних та механізованих методів винесення рідини (вуглеводневого конденсату і води) з вибою свердловин на поверхню. З метою підвищення приймальності нагнітальних свердловин і коефіцієнта охоплення пластів розробкою нижня частина насосно-компресорних труб в нагнітальних свердловинах обладнується спеціальними пристроями-вібраторами для акустичного впливу на привибійну зону [21, 22]. На рис. 5 показано газліфтний спосіб експлуатації видобувних свердловин із розсосередженим уведенням газу в потік пластової продукції по довжині колони НКТ, що дозволяє зменшити витрату і робочий тиск газліфтного газу.

Згідно з результатами виконаних досліджень високоефективним є використання вуглекислого газу для вилучення сконденсованих вуглеводнів. Вуглекислий газ, розчиняючись в конденсаті, зменшує його в'язкість, збільшує насиченість пористого середовища рідкими вуглеводнями і покращує перехід конденсату в газову фазу. Основними джерелами вуглекислого газу є димові гази електростанцій на мінеральному паливі і технологічних пічок нафтопереробних і газопереробних заводів, вихлопні гази компресорних станцій магістральних газопроводів, доменні гази, гази випалювання вапняка і побічні газоподібні продукти виробництва аміака в азотній промисловості та спирту в харчовій промисловості. Основні потенційні ресурси вуглекислого газу (88%) знаходяться в продуктах згоряння теплових електростанцій. При виробництві 1 кВт-години електроенергії в атмосферу викидається 0,7-1 кг вуглекислого газу. Це значить, що з продуктів згоряння теплової електростанції потужністю 1 млн. кВт за

рік можна отримати 8,79 млн.т вуглекислого газу або 4,78 млрд.м³ (при густині вуглекислого газу за стандартних умов 1,832 кг/м³). Складність використання вуглекислого газу пов'язана з необхідністю його збирання і транспортування від місця виробництва до місця споживання, а також високою корозійною активністю.

Про можливість використання CO₂ для вилучення сконденсованих вуглеводнів з виснажених газоконденсатних покладів свідчить майже піввіковий досвід його нагнітання в нафтові поклади для підвищення нафтовилучення в багатьох країнах, серед яких найбільший об'єм впровадження CO₂ в США [23]. Провідне положення США пояснюється тим, що там було відкрито природні родовища з високим вмістом CO₂. У п'яти регіонах США виявлено величезні родовища газів із запасами CO₂ близько 900 млрд.м³. За рахунок цих ресурсів CO₂ планується додатково видобути 2,4 млн.т нафти. Нині по розгалуженій сітці трубопроводів CO₂ транспортується до багатьох родовищ, при цьому довжина окремих ділянок досягає 1200 км (штат Техас). Середня вартість транспорту CO₂ становить 27-30 дол./т, а з врахуванням інших витрат вартість реагента не перевищує 60-70 дол./т. За даними роботи [24] при витісненні нафти облямівкою CO₂ максимальне значення коефіцієнта нафтовилучення досягається, якщо питома витрата CO₂ дорівнює 46-47 м³/т пластової нафти (0,1-0,13 т CO₂/т), що становить близько 5% порового об'єму. За цих умов на кожен тону CO₂ можна отримати 7-10 т нафти, а коефіцієнт нафтовилучення може досягнути 87-94%.

Певний досвід використання CO₂ для підвищення нафтовилучення є також у країнах Західної Європи, Канаді і Росії. Першим проектом успішного використання CO₂ для видобування нафти в Росії є нагнітання карбонізованої

води на Олександрівській площі Туймазинського родовища Башкорстану. В 1984 р. на Родаєвському і в 1986 р. на Козловському родовищах ВО "Куйбишевнафта" розпочато нагнітання рідкої вуглекислоти від ВО "Тольяттіазот" по спеціально побудованому трубопроводу довжиною 156 км під тиском 8-8,6 МПа. Аналогічні проекти з нагнітання CO₂ в нафтові пласти реалізовано в 1986 р. на Сергієвському родовищі ВО "Башнафта" і в 1987 р. Єлабужському родовищі ВО "Татнафта". В 1990 р. розроблено проект для Ольховського родовища ВО "Пермнафта" з подачею CO₂ від Березніковського ВО "Азот", розташованого на відстані 102 км. У всіх випадках поставки CO₂ здійснювались неритмічно і в менших об'ємах ніж за проектом. В цілому використання CO₂ виявилось ефективним.

Для забезпечення успішної реалізації технології підвищення вуглеводневилучення з використанням CO₂ потрібні великі надійні джерела CO₂. Великим джерелом CO₂ є димові гази, але вміст в них CO₂ не перевищує 7-15% об. А ефект від нагнітання в нафтові пласти CO₂ проявляється тільки при вмісті CO₂ в суміші не менше 50-60% об. Вилучення CO₂ з димових газів при таких низьких концентраціях, наприклад, абсорбційним способом на основі використання моноетаноламіна, є дуже дорогим. Тому димові гази не представляють цінності з точки зору використання CO₂, що в них міститься, і можуть використовуватись в основному для підтримування пластового тиску в покладах.

Принципово нову технологію спалювання палива для отримання димових газів із вмістом CO₂ 95-100% об. розроблено під керівництвом Р.Б.Ахмедова [24]. Суть її полягає в спалюванні палива в суміші CO₂ з киснем. Кисень отримують за допомогою турбодетандерних повітро-розділюючих установок, які серійно випускаються промисловою з продуктивністю за киснем 150-70000 м³/год і з чистотою кисню 95-99,9% об. Азот, що виділяється з повітря, може закачуватись в нафтові пласти для підтримування пластового тиску чи випускатись у повітря. Розроблено більш складні технологічні схеми, які дають змогу отримувати CO₂ в скрапленому стані з чистотою 100% об. і карбонізовану воду з вмістом розчиненого CO₂ 150 мг/л, а при змішуванні цієї води з CO₂ під тиском у спеціальних карбонізаторах можна довести вміст CO₂ до 900 мг/л. Іншим варіантом реалізації технології є включення в технологічну схему паротурбінної установки, яка працює від енергетичного парогенератора і приводить в дію електрогенератор. Таким чином, запропонована технологія [24] забезпечує автономне енергопостачання родовищ, отримання CO₂, азоту, карбонізованої води, водяної пари і гарячої води.

Аналогічний спосіб отримання CO₂ запропоновано в [25]. Він ґрунтується на спалюванні вуглеводневих газів чи нафтових шламів у спеціальних котлах. Продукти горіння за допомогою циркуляційного димовсмоктувача пода-

ються в змішувач, куди в певній пропорції подається кисень. В результаті отримують штучний окислювач, який подається в топку спалювання природного газу. Співвідношення об'ємів продуктів горіння підбирається таким чином, щоб в результаті реакції отримати димові гази з вмістом 98% об CO₂. Теплота, яка утворюється при горінні, використовується для отримання електроенергії.

Результати виконаних досліджень свідчать про можливість видобутку сконденсованих вуглеводнів з виснажених газоконденсатних покладів.

Література

1. Панфилов М.Б. Накопление конденсата в пласте // Реф. сб. сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИГазпром, 1980. – Вып.9. – С.17-19.
2. Тер-Саркисов Р.М., Пешкин М.А., Гужов Н.А. Накопление ретроградного конденсата при фильтрации со значительными градиентами давления // Газовая промышленность. – 1996. – №5. – С. 59-61.
3. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
4. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа / Под ред. С.Н.Закирова. – М.: Грааль, 2000. – 643 с.
5. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С.Н.Закиров, Э.С.Закиров, И.С.Закиров и др. – М., 2004. – 520 с.
6. Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмыгля П.Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. – М.: Недра, 1976. – 183 с.
7. Гуревич Г.Р. Способы повышения конденсатоотдачи пластов // Ежегодник "Итоги науки и техники", сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВИНТИ. – 1985. – Т.16. – С. 132-184.
8. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
9. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
10. Методическое руководство по применению методов извлечения конденсата, выпавшего в процессе разработки (вторичные методы повышения конденсатоотдачи) / А.И.Гриценко, Р.М.Тер-Саркисов, О.Ф.Андреев и др. – М.: ВНИИГаз, 1987. – 106 с.
11. Юдин А.Е., Степанова Г.С., Мосина А.А. Применение теплового воздействия на поздней стадии разработки газоконденсатных месторождений // Газовая промышленность. – 1992. – №2. – С. 34-35.
12. Тер-Саркисов Р.М. Использование обогащенного газа для повышения конденсатоотдачи // Газовая промышленность. – 1982. – №10. – С. 26-28.

13. Николаев В.А. Результаты изучения на модели углеводородоотдачи газоконденсатного пласта при нагнетании азотосодержащего газа // В сб. Теория и практика разработки газоконденсатных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. – М.: ВНИИГаз, 1987. – С.137-141.

14. Разработка газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений способом закачки в пласт двуокиси углерода / Р.Г.Вахитов, И.Ф.Поповина, М.Д.Розенберг, В.Г.Скрипка // В сб. Разработка газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИГаз, 1980. – Т. 71. – С. 15-22.

15. Підвищення ефективності сайклінг-процесу шляхом збагачення газу, який рециркулюється, азотом повітря / Ю.С.Бікман, П.М.Щербаков, С.О.Єгоров та ін. // Зб. наук. праць “Матеріали 5-ої міжнародної наукової конференції “Нафта-Газ України – 98”, Полтава, 15-17 вересня 1998 р. – Полтава: УНГА, 1998. – Т. 2. – С. 21-22.

16. Шмыглы П.Т. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1967. – 258 с.

17. Щербаков П.М., Егоров С.А., Бобров С.Ф. Получение метанола методом неполного окисления природного газа // Нефтяная и газовая промышленность. – 1986. – №1. – С. 40-41.

18. Закачка сухого неравновесного газа на Вуктыльском НГКМ / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, В.А.Николаев и др. // Газовая промышленность. – 1996. – №11-12. – С. 30-32.

19. Кондрат Р.М. Проблемы видобування залишкових вуглеводнів з виснажених газових і газоконденсатних родовищ // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2001. – №1. – С. 71-74.

20. Кондрат Р.М., Кондрат А.Р. Извлечение остаточных углеводородов из истощенных газовых и газоконденсатных месторождений // XII Международная научно-техническая конференция «Новые методы и технологии в нефтяной геологии, бурении, добыче нефти и газа» (Краков, 20-21 июня 2001 г.). Том I. – Краков, 2001. – С. 227-232.

21. Патент 24321 А Україна. МПК В 10 К 7/02, Е 21 В 43/00. Пристрій для створення акустичних коливань / Кондрат Р.М., Климишин Я.Д., Кондрат О.Р. (UA). - №97062777; Заявл. 11.06.1997; Опубл. 17.07.1998, Бюл. №5.

22. Патент 42904 А Україна. МПК В 06 В 1/18, Е 21 В 43/25. Пристрій для збудження звукових коливань у привибійній зоні пласта і стовбурі свердловин / Кондрат Р.М., Климишин Я.Д., Кондрат О.Р. (UA). - №97125784; Заявл. 02.12.1997; Опубл. 15.11.2001, Бюл. №10.

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

24. Ахмедов Р.Б. Автономное энергосбережение нефтяных месторождений с попутным производством CO₂ с целью повышения нефтеотдачи и улучшения экологии // Нефтяное хозяйство. – 1998. – №9. – С. 46-48.

25. Патент 62252 А Україна. МПК Е 21 В 43/00. Спосіб збільшення продуктивності нафтових свердловин / Нестеренко І.М. – №2003021256; Заявл. 11.02.2003; Опубл. 15.12.2003, Бюл. №12.

II Всеукраїнська наукова конференція

НАЦІОНАЛЬНЕ ПІДПРИЄМНИЦТВО: ТЕНДЕНЦІЇ ТА ПЕРСПЕКТИВИ

м. Київ

(17 – 18 листопада 2007 р.)

Оргкомітет конференції

Міжрегіональна академія
управління персоналом,
03039, м. Київ, вул. Фрометівська, 2

kub@bigmir.net

Антонюк Олександр Васильович

Тел.: (044) 524 57 96, 490 95 25

Тематика конференції:

- Державне регулювання розвитку бізнесу в Україні
- Стратегічний менеджмент у системі організації
- Управління виробництвом промислового підприємства
- Управління персоналом на підприємствах та в організаціях
- Управління інноваційними та інвестиційними процесами в бізнесі
- Фінансовий менеджмент
- Сучасні тенденції становлення та розвитку підприємництва в Україні та за кордоном