

# НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ

УДК 622.279.72

## ПІДВИЩЕННЯ СТУПЕНЯ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ З ГАЗОВИХ РОДОВИЩ В УМОВАХ ГАЗОВОГО РЕЖИМУ РОЗРОБКИ

*О. Р. Кондрат**ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727141,  
e-mail: alexkondratr @ gmail.com*

*Проаналізовано основні напрямки підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення газового родовища в умовах газового режиму розробки. Наведено результати досліджень та промислових випробувань технології інтенсифікації видобування газу з виснажених газових родовищ. За результатами проведених досліджень запропоновано аналітичну залежність поточного пластового тиску від параметрів розробки газового родовища в умовах газового режиму. Встановлено вплив окремих чинників (характеристик привибійної зони, технологічних параметрів роботи свердловин і системи збору газу та їх конструктивних особливостей), а також їх сукупності на кінцевий пластовий тиск і відповідно на кінцевий коефіцієнт газовилучення.*

*Ключові слова:* кінцевий пластовий тиск, привибійна зона, коефіцієнт газовилучення, витіснення залишкового газу, геолого-технічні заходи.

*Проанализированы основные направления повышения конечного коэффициента газоотдачи газового месторождения в условиях газового режима разработки. Приведены результаты исследований и промышленных испытаний технологии интенсификации добычи газа с истощенных газовых месторождений. По результатам проведенных исследований предложена аналитическая зависимость текущего пластового давления от параметров разработки газового месторождения в условиях газового режима. Установлено влияние отдельных факторов (характеристик призабойной зоны, технологических параметров работы скважин и системы сбора газа и их конструктивных особенностей), а также совокупности на конечное пластовое давление и соответственно на конечный коэффициент газоотдачи.*

*Ключевые слова:* конечное пластовое давление, призабойная зона, коэффициент газоотдачи, вытеснение остаточного газа, геолого-технические мероприятия.

*The main ways of gas fields' final recovery factor enhancement in the conditions of reservoir gas drive have been analyzed. The research data and field testing technology of gas production stimulation from depleted gas fields were shown. According to the results of conducted studies the analytical dependence of the current reservoir pressure on the parameters of the development of the gas field development in a gas reservoir drive was suggested. The influence of individual factors (characteristics of the bottom-hole zone, technological parameters of wells operation and gas gathering system and their design features) and their total combination on the final reservoir pressure and relatively the final recovery factor was determined.*

*Keywords:* final reservoir pressure, bottom-hole zone, recovery factor, displacement of residual gas, geological and technical measures.

**Вступ.** Значна кількість родовищ природних вуглеводнів України, в т.ч. з найбільшими початковими запасами, вступила в період спадного видобутку: частина перебуває на завершальній стадії розробки, а окремі з них – на межі рентабельного видобування вуглеводнів. Родовища, відкриті за останні роки, характеризуються порівняно незначними запасами вуглеводнів, складною будовою, великими глибинами залягання і не можуть істотно вплинути на рівень видобутку газу і нафти в Україні. Уведення в розробку нетрадиційних родовищ природних газів у сланцевих породах і ущільнених пісковиках, які відкриті в західному і східному нафтогазоносних регіонах України, вимагатиме

значних фінансових вкладень і тривалого періоду освоєння. Тому в найближчі роки основний видобуток газу і нафти в Україні здійснюватиметься з уже відкритих родовищ, які перебувають на різних стадіях розробки, в т.ч. на завершальній стадії.

Завершальна стадія розробки родовищ характеризується рядом специфічних особливостей: виснаженням пластової енергії, низькодебітністю свердловин, наявністю мікро- і макрозащемлених газу в обводнених пластах, забалансових запасів газу і ділянок пласта різної пропускності та ступеня дренажування, погіршенням стану привибійної зони пласта, значними ускладненнями в процесі експлуатації свердло-

вин. Відомі технології видобування газу і нафти призначались для початкових стадій розробки родовищ і не в повній мірі враховують особливості завершальної стадії. В результаті їх реалізації досягаються порівняно невисокі кінцеві коефіцієнти газонафтоконденсатовилучення. Тому актуальним є проведення досліджень із вдосконалення відомих та розроблення нових технологій видобування газу з виснажених родовищ природних вуглеводнів.

**Постановка задачі досліджень.** До основних напрямків підвищення газовилучення з виснажених газових родовищ в умовах газового режиму розробки відносяться мінімізація значень кінцевого пластового тиску, забезпечення однакових (близьких) значень кінцевого пластового тиску в різних ділянках пласта, витіснення (заміщення) частини залишкового газу неуглеводневими агентами.

Величина кінцевого пластового тиску залежить від фільтраційних характеристик привибійної зони пласта і технологічних параметрів роботи свердловин і системи збору газу, на значення яких можна активно впливати.

Для дослідження впливу геолого-технологічних чинників на значення кінцевого пластового тиску виконано комплекс наукових досліджень.

**Аналіз літературних джерел.** Кінцевий коефіцієнт вуглеводневилучення газового родовища в умовах газового режиму розробки визначають за формулою [1, 2]:

$$\beta_{\text{кінц}} = 1 - \frac{P_{\text{кінц}} Z_{\text{поч}}}{P_{\text{поч}} Z_{\text{кінц}}}, \quad (1)$$

де  $P_{\text{поч}}$ ,  $P_{\text{кінц}}$  – відповідно початковий і кінцевий пластовий тиск;

$Z_{\text{поч}}$ ,  $Z_{\text{кінц}}$  – коефіцієнт стисливості газу при пластовій температурі і відповідно при тисках  $P_{\text{поч}}$  і  $P_{\text{кінц}}$ .

За промисловими даними закінчених розробкою вітчизняних і зарубіжних родовищ кінцевий коефіцієнт газовилучення газових родовищ в умовах газового режиму змінюється від 70 % до 99 % і в середньому становить 85-90 % [1, 2]. Тобто, за самих сприятливих умов геологічної будови і розробки родовища в пласті загалом залишається від 10 % до 15% газу від початкових запасів.

З рівняння (1) випливає, що кінцевий коефіцієнт газовилучення буде тим більший, чим меншим буде співвідношення кінцевого і початкового пластових тисків, а для конкретного родовища – чим менший кінцевий пластовий тиск.

Підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення газового родовища в умовах газового режиму розробки може бути досягнуто такими методами [1, 2].

1. Забезпечення у процесі розробки родовища рівномірного зниження пластового тиску по площі і продуктивному розрізу і однакових (близьких) значень кінцевого пластового тиску у всіх ділянках і прошарках родовища. Це досягається рівномірним розміщенням видобувних

свердловин на площі газоносності з ущільненням сітки свердловин на низькопроникних ділянках пласта, розкриттям у свердловинах всіх газонасичених прошарків, проведенням оброблень привибійних зон пласта застосуванням горизонтальних і багатовибійних свердловин.

2. Мінімізація значень кінцевого пластового тиску.

Кінцевий пластовий тиск буде тим менший, чим менші значення тиску на вході в установку комплексної підготовки газу і втрати тиску у викидних лініях (шлейфу), стовбурі і привибійній зоні свердловин.

Мінімізувати тиск на вході в установку комплексної підготовки газу можна уведенням в експлуатацію дотискувальної компресорної станції, застосуванням ежекторів, подачею газу місцевим споживачам і переробленням газу на місці видобування.

Так, реконструкція Хрестищенської компресорної станції дозволила за рахунок зниження тиску на її вході з 1,2 до 0,6 МПа наростити поточний видобуток газу із Шебелинського родовища і Хрестищенської групи родовищ, відновити роботу низьконапірних свердловин і підвищити кінцевий коефіцієнт газовилучення за рахунок зниження кінцевого пластового тиску [3]. На унікальних за запасами газу родовищах півночі Тюменської області передбачається створення газохімічних комплексів і газопереробних заводів з випуску гранульованого і плівкового поліетилену, скраплених газів і дизельного палива [4].

Зменшити втрати тиску у викидних лініях свердловин можна запобіганням скупченням рідини у понижених ділянках і утворення гідратів.

Зменшити втрати тиску у стовбурі свердловин можна запобіганням гідратоутворення, відкладання солей, утворенням на вибоях рідинних і глинисто-піщаних корків і створенням однорідного газорідного потоку в насосно-компресорних трубах.

Зменшення втрат тиску у привибійній зоні свердловин досягається застосуванням різних методів її оброблень (хімічних, механічних, фізичних) з метою очищення пористого родовища від забруднень і збільшення його проникності порівняно з природним значенням.

3. Витіснення залишкового вуглеводневого газу з виснажених родовищ неуглеводневими газами, рідинами та їх сумішами.

У роботах [5-10] наведено результати лабораторних досліджень з витіснення природного газу з моделей пласта діоксидом вуглецю, азотом і димовими газами. У пластових умовах густина діоксиду вуглецю – від двох до шести разів перевищує густину метану, в'язкість діоксиду вуглецю також більша в'язкості метану. Діоксид вуглецю характеризується високою розчинністю у пластовій воді. Все це, на думку авторів роботи [10], забезпечує відносно стабільне витіснення природного газу діоксидом вуглецю і дозволяє запобігти зниженню якості газу за рахунок значної розчинності діоксиду вуглецю у воді. Збільшення коефіцієнта газо-

вилучення при застосуванні  $\text{CO}_2$  може досягати 8-10 %. Змішування  $\text{CO}_2$  і природного газу можна уникнути шляхом контролю за розробкою родовища, а при коефіцієнті дифузії діоксиду вуглецю, меншому від  $1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ , вплив дифузії на змішування газів та дисперсія  $\text{CO}_2$  можуть не братися до уваги [10].

За результатами експериментальних досліджень [5-9] діоксид вуглецю має більші витіснювальні властивості порівняно з азотом, а значна розчинність  $\text{CO}_2$  у воді затримує в часі прорив його до свердловин.

За результатами витіснення метану з однорідних лінійних моделей пісковика димовими газами (90 % -  $\text{CO}_2$ , 5 % -  $\text{N}_2$  і 5 % -  $\text{SO}_2$ ) при тиску від 0,69 МПа до 6,2 МПа і температурах 22 °С і 66 °С прорив азоту відбувся на 20-й годині експерименту, прорив  $\text{CO}_2$  – на 25-й годині, а весь діоксид сірки розчинився у зв'язаній воді. Коефіцієнт газовилучення за тиску 0,69 МПа становив 81 %, а за тиску 3,45 МПа – 97,4 %. Така відмінність у значеннях коефіцієнта газовилучення пов'язана із зменшенням коефіцієнта молекулярної дифузії діоксиду вуглецю з підвищенням тиску. Вважається, що молекулярна дифузія є домінуючим фактором впливу на змішування при витісненні газу газом. За однакових значень тиску (0,69 МПа), температури (70 °С) і швидкості руху потоку (1,0 м/д) коефіцієнт витіснення метану діоксидом вуглецю з моделі пласта довжиною 0,3 м і діаметром 0,04 м становив 81 % проти 57 % при застосуванні азоту [7].

У дослідженнях на горизонтальних насипних моделях пласта проникністю 0,1-0,3  $\text{мкм}^2$  за тиску 2,5 МПа температури 63 °С за наявності зв'язаної води коефіцієнт витіснення природного газу діоксидом вуглецю, азотом і димовими газами змінювався у межах 73-87 % [5]. Результати лабораторного дослідження було реалізовано на родовищі Будафа Сціфеллеті (Угорщина). В період з 1986 по 1994 рр. було запомповано у пласт неочищений димовий газ (80 % діоксиду вуглецю та 20 % азоту) з найближчого джерела. Поточний коефіцієнт газовилучення становив 67 %, темп запомповування димового газу – 11,6 % на рік від початкових запасів газу. За відстані між нагнітальними і видобувними свердловинами 500 м прорив димового газу відбувся через 1,5 року після початку процесу. У зв'язку зі значною неоднорідністю колектора на угорському родовищі коефіцієнт газовилучення за залишковим газом становив тільки 35 % порівняно з 70 % в лабораторних умовах. Як зазначено в роботі [5], використання димових газів порівняно із чистим діоксидом вуглецю є більш рентабельним через їх відносну поширеність і менші фінансові витрати на реалізацію процесу, також меншу корозію обладнання.

В роботі [6] наведено результати великого комплексу досліджень з витіснення метану діоксидом вуглецю і димовими газами (86 %  $\text{N}_2$  і 14 %  $\text{CO}_2$ ) за кімнатної температури і тиску 0,7 МПа із таких моделей пласта: 1) однорідної моделі; 2) неоднорідної моделі з двох паралельних не з'єднаних між собою пластів довжиною 2 м і проникностями 5,4 і 2  $\text{мкм}^2$  з розташуванням низькопроникного пласта зверху і з неоднорідної моделі з двома різнопроникними прошарками, розділеними між собою тонкою сталевією пластиною з отворами (пізніше використовували дротяну сітку). Отримано такі результати. Коефіцієнт витіснення метану діоксидом вуглецю з однорідної моделі на момент вмісту 2 %  $\text{CO}_2$  у видобувному газі на виході моделі становив 81 %. Для неоднорідної моделі з не з'єднаними пластами коефіцієнт витіснення метану діоксидом вуглецю для високопроникного пласта становив 77 %, а для низькопроникного пласта – 10 %.

При витісненні метану димовим газом за аналогічних умов коефіцієнт газовилучення на момент прориву азоту і вмісту 20 % азоту у видобувному газі на виході однорідної моделі становив відповідно 42 % і 58 %. Наведені дані свідчать про нижчу витіснювальну здатність димових газів порівняно з чистим діоксидом вуглецю.

У досліджах з витіснення метану димовими газами з неоднорідної моделі з не з'єднаними пластами після появи в об'єднаному видобувному газі на виході моделі 20 % азоту почали запомповувати у високопроникний пласт воду зі швидкістю 6,5 л/год доти, поки концентрація азоту в об'єднаному потоці з обох пластів не досягла 20 %. У процесі запомповування води у високопроникний пласт концентрація азоту в газі на виході моделі спочатку знизилася від 20 % до 8,5 %, а потім впродовж наступних 12 годин зросла до 20 % в результаті прориву димових газів по низькопроникному пласту. В результаті використання води для блокування руху газу по високопроникному пласту коефіцієнт газовилучення моделі зріс до 78 % порівняно з 52 % без блокування.

В аналогічних дослідженнях для блокування руху газу у високопроникному пласті використовували невелику за розміром (2,7 % порового об'єму) об'ємівку розчину ПАР. Піна, утворена з розчину ПАР і димових газів, призвела до зниження проникності високопроникного пласта. Коефіцієнт газовилучення при 20 % вмісту азоту на виході моделі становив 78 %, тобто мав таке саме значення, як і при застосуванні води для зменшення проникності високопроникного пласта. Проте об'єм запомпованої води був значно більшим (25 % порового об'єму), ніж піни (2,7 % порового об'єму).

У дослідженнях на моделі пласта з двох різнопроникних прошарків, розділених сталевією пластиною з отворами чи сталевією сіткою, вивчався вплив на коефіцієнт газовилучення гравітаційного розподілу між витіснюваним і витіснювальним газами і дисперсії газу між прошарками. У трьох дослідженнях прошарок з високою проникністю розміщували нижче, а в одному - вище прошарку з меншою проникністю. За результатами дослідження витіснення метану азотом за кімнатної температури і тиску 0,7 МПа зроблено висновок про значний вплив дифузії/дисперсії молекул газу між двома про-

шарками, що частково зменшує негативний вплив неоднорідності родовища на показники витіснення газу газом. Завдяки дифузії, незважаючи на велику різницю у проникностях прошарків і деяку різницю в густині газу (густина азоту – 8,9 кг/м<sup>3</sup>, густина метану – 5,2 кг/м<sup>3</sup>) прорив азоту по обох прошарках відбувся майже одночасно. Отримано невеликий коефіцієнт газовилучення 40 % при 20 % вмісті азоту у видобувному газі, порівняно з двомеровою піщаною моделлю (53 %), що автори пояснюють невеликою довжиною моделі (0,4 м).

В дослідженнях за тиску 3,5 МПа при нижньому розміщенні високопроникного прошарку вплив гравітаційного розподілу між витіснюваним і витіснювальним газами на показники досліджуваного процесу був більшим дифузії газів завдяки більшій різниці в густині газів за заданого тиску (густина азоту – 398 кг/м<sup>3</sup>, густина метану – 24,3 кг/м<sup>3</sup>). Негативний вплив гравітації призвів до низького значення коефіцієнта газовилучення верхнього, низькопроникного прошарку з проникністю 2,0 мкм<sup>2</sup> на рівні 34 % при 20 % вмісті азоту у видобувному газі. За високого тиску (в даному випадку 3,5 МПа) гравітаційний розподіл негативно впливає на видобуток метану за низької вертикальної проникності і може дати позитивний результат за високої вертикальної проникності.

В наступному дослідженні з витіснення метану азотом за тиску 3,5 МПа прошарок з меншою проникністю (2 мкм<sup>2</sup>) помістили у верхній частині моделі. Коефіцієнт газовилучення при 20 % вмісті азоту у видобувному газі становив 60 % порівняно з 40 % при розміщенні низькопроникного прошарку у нижній частині моделі. Отримані результати свідчать, що завдяки більшій густині азоту порівняно з густиною метану потік азоту в нижній прошарок з меншою проникністю посилюється і тим самим зменшується негативний вплив неоднорідності родовища.

Комплекс проведених досліджень [6] свідчить, що коефіцієнт газовилучення при витісненні метану різними газами залежить від типу витіснювального агента, ступеня неоднорідності колектора, характеру взаємодії і взаємного розміщення різнопроникних прошарків. Неоднорідність пласта і гравітаційний розподіл потрібно враховувати при проектуванні витіснення природного газу неуглеводневими газами. Молекулярна дифузія між двома прошарками, що з'єднуються в неоднорідній системі, частково зменшує негативний вплив неоднорідності.

У роботах [16-19] наведено результати математичного моделювання витіснення природного газу з виснажених родовищ діоксидом вуглецю. Згідно з дослідженням [18] видобуток природного газу до економічної межі експлуатації свердловин з подальшим нагнітанням діоксиду вуглецю забезпечує більший коефіцієнт газовилучення ніж одночасне нагнітання CO<sub>2</sub> і видобуток природного газу із самого початку проекту за більшого пластового тиску. Нагні-

тання CO<sub>2</sub> наприкінці процесу видобутку газу є найкращим методом максимізації коефіцієнта газовилучення. Аналогічний висновок отримано в роботі [19]. За результатами математичного моделювання у варіанті з нагнітання CO<sub>2</sub> на початку розробки родовища коефіцієнт газовилучення дорівнює 66 %, а у варіанті після переходу родовища в період спадного видобутку газу – 86 %.

Результати фізичного і математичного моделювання витіснення природного газу неуглеводневими газами [11-19] свідчать про високу технологічну ефективність цього методу підвищення коефіцієнта газовилучення.

Доцільність застосування різних методів збільшення газовилучення з виснажених родовищ підтверджується промисловими даними по родовищах України і Російської Федерації [20-23].

Наведені методи збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення газових родовищ в умовах газового режиму не враховують специфічні особливості завершальної стадії розробки і макроеднорідну будову пластів. У промисловій практиці не знайшли застосування методи витіснення залишкового газу з виснажених родовищ неуглеводневими газами і рідинами та водогазовими сумішами на основі неуглеводневих газів. В науково-технічній літературі відсутні дані про вплив геолого-технологічних чинників на значення кінцевого пластового тиску.

**Мега досліджень.** Встановлення та дослідження впливу окремих чинників (характеристик привибійної зони, технологічних параметрів роботи свердловин і системи збору газу та їх конструктивних особливостей) та їх сукупності на кінцевий пластовий тиск і відповідно на кінцевий коефіцієнт газовилучення і вибіри найбільш ефективного способу максимізації кінцевого коефіцієнта газовилучення для умов конкретного родовища.

**Результати досліджень.** Із спільного зв'язку двочленної формули припливу газу до вибою свердловини (2), формули Г.А. Адамова для руху газу в стовбурі свердловини (3) і формули для пропускної здатності лінійного горизонтального газопроводу (4) отримано аналітичні залежності (5, 6), які встановлюють зв'язок між поточним пластовим тиском і характеристиками привибійної зони пласта, технологічними параметрами роботи свердловин і системи збору газу та їх конструктивними особливостями. Ці залежності дозволяють оцінити вплив на пластовий тиск окремих чинників: тиску на вході в установку комплексної підготовки газу (УКПГ), робочого устьового тиску, дебіту газу, коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта та їх складників, конструкції вибою, колони насосно-компресорних труб (НКТ) і викидних ліній. В результаті для умов конкретного родовища (свердловини) виявляють чинники, які спричиняють найбільші втрати тиску, це дає змогу запроектувати адекватні геолого-

технічні заходи щодо їх зменшення. В результаті досягається збільшення дебітів свердловин і мінімізація значень кінцевого пластового тиску, що забезпечує максимальне підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення і покращення техніко-економічних показників видобування газу.

Двочленна формула припливу газу до свердловини:

$$P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = A \cdot q_z + B \cdot q_z^2, \quad (2)$$

Формула Г.А.Адамова, для руху газу в стовбурі свердловини:

$$P_{виб} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2s} + \Theta \cdot q_z^2} \quad (3)$$

Формула для пропускної здатності лінійного горизонтального газопроводу (викидної лінії свердловини):

$$q_z = 0,32 \cdot E \cdot \sqrt{\frac{(P_y^2 - P_k^2) \cdot d_{вн.т}^5}{\lambda_t \cdot \bar{\rho}_z \cdot Z_{сер.т} \cdot T_{сер.т} \cdot L_t}} \quad (4)$$

Отримані аналітичні залежності:

- з використанням значення устьового тиску, без врахування втрат тиску у викидній лінії свердловини

$$P_{пл} = \left\{ P_y^2 \cdot e^{2s} + 1,157 \cdot 10^{-14} \cdot \frac{\mu_{сер.пл} \cdot Z_{сер.пл} \cdot P_{атм} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{ст}} \times \right.$$

$$\left. \times \left( \ln \left( \frac{R_k}{r_c} \right) + C_1 + C_2 \right) \cdot q_z + \right. \quad (5)$$

$$\left. + \left( 1,339 \cdot 10^{-16} \cdot \frac{\rho_{ст} \cdot Z_{сер.пл} \cdot P_{атм} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot l \cdot T_{ст}} \cdot \left( \frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_3 + C_4 \right) + \right.$$

$$\left. + 0,0133 \cdot \lambda_{св} \cdot \frac{Z_{сер.св}^2 \cdot T_{сер.св}^2}{d_{вн.св}^5} (e^{2s} - 1) \right\} \cdot q_z^2 \quad ;$$

- з врахуванням втрат тиску у викидній лінії свердловини.

$$P_{пл} = \left\{ P_k^2 \cdot e^{2s} + 1,157 \cdot 10^{-14} \cdot \frac{\mu_{сер.пл} \cdot Z_{сер.пл} \cdot P_{атм} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{ст}} \times \right.$$

$$\left. \times \left( \ln \left( \frac{R_k}{r_c} \right) + C_1 + C_2 \right) \cdot q_z + \right. \quad (6)$$

$$\left. + \left( 1,339 \cdot 10^{-16} \cdot \frac{\rho_{ст} \cdot Z_{сер.пл} \cdot P_{атм} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot l \cdot T_{ст}} \cdot \left( \frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_3 + C_4 \right) + \right.$$

$$\left. + 0,0133 \cdot \lambda_{св} \cdot \frac{Z_{сер.св}^2 \cdot T_{сер.св}^2}{d_{вн.св}^5} (e^{2s} - 1) + \right.$$

$$\left. + \frac{\lambda_m \cdot \bar{\rho}_z \cdot Z_{сер.м} \cdot T_{сер.м} \cdot L_m \cdot e^{2s}}{0,32^2 \cdot E^2 \cdot d_{вн.м}^5} \right\} \cdot q_z^2$$

За значенням пластового тиску визначають коефіцієнт газовилучення родовища за формулою (1).

$P_{пл}$ ,  $P_{виб}$ ,  $P_y$ ,  $P_k$ ,  $P_{сер.св}$ ,  $P_{сер.т}$  – відповідно пластовий тиск, тиски на вибої, усті і в кінці

викидної лінії, середні тиски у стовбурі свердловини і у викидній лінії, МПа;

$T_{пл}$ ,  $T_y$ ,  $T_k$ ,  $T_{сер.св}$ ,  $T_{сер.т}$  – температура відповідно пластова (вибійна), устьова, на вході в установку підготовки газу і середня в стовбурі свердловини і у викидній лінії, К;

$q_z$  – дебіт газу за стандартних умов. тис.м<sup>3</sup>/д;

A і B – коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта;

S і  $\Theta$  – комплексні параметри;

$L_{св}$  – глибина опускання насосно-компресорних труб (відстань від устя свердловини до середини інтервалу перфорації), м;

$L_t$  – довжина викидної лінії свердловини, м;

$d_{вн.св}$  – внутрішній діаметр колони НКТ, см;

$d_{вн.т}$  – внутрішній діаметр викидної лінії свердловини, м;

k – коефіцієнт проникності пласта, м<sup>2</sup>;

h – товщина пласта, м;

$R_k$  – радіус контуру живлення (радіус зони дренивання свердловини), м;

$r_c$  – радіус свердловини за долотом, м;

l – параметр макрошорсткості пласта, м;

Re – число Рейнольдса;

$\varepsilon$  – відносна шорсткість труб;

$\bar{\rho}_z$  – відносна густина газу;

$\rho_{ст}$  – густина газу за стандартних умов, кг/м<sup>3</sup>;

$Z_{пл}$ ,  $Z_{виб}$  – коефіцієнт стисливості газу при пластовій температурі і відповідно при тисках  $P_{пл}$  і  $P_{виб}$ ;

$\mu_{пл}$ ,  $\mu_{виб}$  – коефіцієнт динамічної в'язкості газу при пластовій температурі і відповідно при тисках  $P_{пл}$  і  $P_{виб}$ , Па·с;

$Z_{сер.св}$ ,  $Z_{сер.т}$  – коефіцієнт стисливості газу відповідно при  $T_{сер.св}$  і  $P_{сер.св}$ ,  $T_{сер.т}$  і  $P_{сер.т}$ ;

$\lambda_{св}$ ,  $\lambda_m$  – коефіцієнт гідравлічного опору відповідно насосно-компресорних труб і викидної лінії свердловини;

$C_1$ ,  $C_3$  – коефіцієнти недосконалості свердловини за ступенем розкриття пласта;

$C_2$ ,  $C_4$  – коефіцієнти недосконалості свердловини за характером розкриття пласта;

E – поправочний коефіцієнт, який враховує вплив рідини на зниження пропускної здатності газопроводу;

$\eta_k$  – конденсатоводогазове відношення, см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$q_v$ ,  $q_k$  – відповідно дебіти води і стабільного конденсату, м<sup>3</sup>/д;

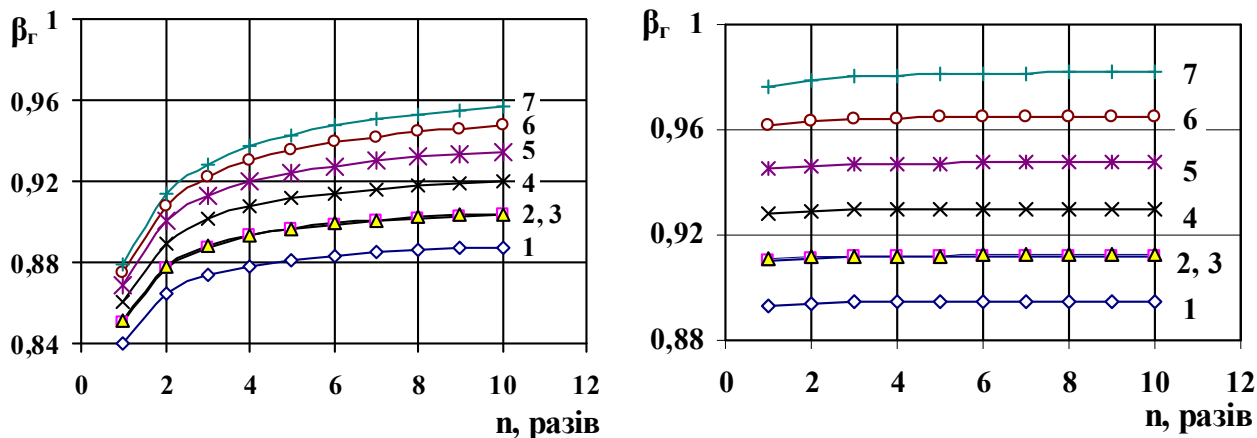
$w_{сер.т}$  – середня швидкість руху газу в газопроводі, м/с;

$P_{ат} = 0,1013 \cdot 10^6$  Па;

$T_{ст} = 293$  К;

$$A, \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{д}}{\text{тис.м}^3}; B, \left( \frac{\text{МПа} \cdot \text{д}}{\text{тис.м}^3} \right)^2.$$

Запропонована залежність апробована для умов виснаженого газового покладу горизонту НД-4 Опарського газового родовища. В дослідженнях оцінювали вплив на кінцевий коефіцієнт газовилучення  $\beta_z$  значень робочого



а) б)

1 – 0,6; 2 – 0,503; 3 – 0,5; 4 – 0,4; 5 – 0,3; 6 – 0,2; 7 – 0,1 МПа

**Рисунок 1 – Залежності кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В для дебіту газу 5 тис.м<sup>3</sup>/д (а) і 0,1 тис.м<sup>3</sup>/д (б) за різних значень устьового тиску**

устьового тиску  $P_y$ , дебіту газу  $q_g$  і коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В. Згідно з результатами розрахунків одночасне зменшення значень розглядуваних параметрів призводить до збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення (рисунок 1).

Для умов покладу горизонту НД-4 кінцевий коефіцієнт газовилучення  $\beta_g$  істотно зростає зі зменшенням значень коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В до 4-х разів, а в подальшому змінюється мало. Зменшення значень коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В більше впливає на кінцевий коефіцієнт газовилучення  $\beta_g$  при високих дебітах газу (див. рис. 1а), а при малих дебітах газу майже не впливає (див. рис. 1б). Тому оброблення привибійних зон свердловин з метою зменшення значень коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В потрібно проводити на ранніх стадіях розробки родовища в умовах високих дебітів газу. На завершальній стадії розробки родовища такі оброблення будуть малоефективними. Зменшення тиску на усті свердловин істотніше впливає на збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення порівняно із зменшенням коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В. Вплив зниження устьового тиску на  $\beta_g$  зростає із зменшенням дебіту газу. Тому на завершальній стадії розробки родовища для отримання високих значень кінцевого коефіцієнта газовилучення необхідно забезпечити максимальне зниження устьового тиску і експлуатацію свердловин з економічно рентабельним мінімальним дебітом газу.

**Висновок.** Наведені результати математичного і фізичного моделювання витіснення природного газу з виснажених родовищ різними витіснювальними агентами свідчать про високу технологічну ефективність цього методу підвищення коефіцієнта газовилучення.

За результатами проведених досліджень підвищення газовилучення з виснажених газових родовищ в умовах газового режиму розробки вперше запропонована аналітична залежність пластового тиску від параметрів розробки газового родовища в умовах газового режиму. Ця залежність дозволяє оцінити вплив окремих чинників (характеристик привибійної зони, технологічних параметрів роботи свердловин і системи збору газу та їх конструктивних особливостей) та їх сукупності на кінцевий пластовий тиск і відповідно на кінцевий коефіцієнт газовилучення і вибрати найбільш ефективні способи максимізації кінцевого коефіцієнта газовилучення для умов конкретного родовища. Значущість результатів цих досліджень впливає з даних апробації запропонованої аналітичної залежності для умов виснаженого покладу горизонту НД-4 Опарського газового родовища.

**Завданням подальших досліджень** є впровадження запропонованих методів мінімізації кінцевого пластового тиску на реальних об'єктах та виявлення раніше не врахованих чинників, які сприятимуть подальшому підвищенню коефіцієнта кінцевого газовилучення газових родовищ.

*Література*

1. Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учебн. пос. для вузов / С. Н. Закиров. - М.: Недра, 1980. - 334 с.
2. Кондрат Р. М. Газоконденсатотдача пластов / Р. М. Кондрат. - М.: Недра, 1992. - 255 с.
3. Фик І. М. Наукові основи підвищення ефективності розробки газоконденсатних родовищ України / І. М. Фик, І. Й. Рибчич // Наука та інновації. - 2005. - 1, № 5. - С. 40-49.

4. Левинзон И. Газовая кладовая России / И. Левинзон // Экономика России: XXI век. - 2004. - №14. - 7 с.
5. Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement A.T. TURTA, S.S.K. SIM, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS Alberta Research Council, PAPER 2007-124.
6. Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement S.S.K. SIM, A.T. TURTA, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS. Alberta Research Council. PAPER 2009-023.
7. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency S.S. K. SIM, A.T. TURTA, A.K. SINGHAL. B.F. HAWKINS Alberta Research Council, PAPER 2008-145.
8. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins, 9th Canadian International Petroleum Conference (the 59th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society), June 17-19, 2008, in Calgary, Alberta, PET-SOC-09-08-49-P.
9. SPE 113468. Enhanced Gas Recovery and CO2 Sequestration by Injection of Exhaust Gases from Combustion of Bitumen Steve S. K. Sim, Alberta Research Council; Patrick Brunelle, Quadris Canada Fuel Systems Inc.; Alex T. Turta and Ashok K. Singhal, Alberta Research Council.
10. SPE 94129. CO2 Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics A. Al-Hashami, S.R. Ren, SPE, and B. Tohidi, SPE, Inst. of Petroleum Engineering, Heriot-Watt U.
11. Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement A.T. TURTA, S.S.K. SIM, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS Alberta Research Council, PAPER 2007-124.
12. Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement S.S.K. SIM, A.T. TURTA, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS. Alberta Research Council. PAPER 2009-023.
13. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency S.S. K. SIM, A.T. TURTA, A.K. SINGHAL. B.F. HAWKINS Alberta Research Council, PAPER 2008-145.
14. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins, 9th Canadian International Petroleum Conference (the 59th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society), June 17-19, 2008, in Calgary, Alberta, PET-SOC-09-08-49-P.
15. SPE 113468. Enhanced Gas Recovery and CO2 Sequestration by Injection of Exhaust Gases from Combustion of Bitumen Steve S. K. Sim, Alberta Research Council; Patrick Brunelle, Quadris Canada Fuel Systems Inc.; Alex T. Turta and Ashok K. Singhal, Alberta Research Council.
16. SPE 130151 Enhanced Gas Recovery, Challenges Shown at the Example of three Gas Fields, Torsten Clemens, OMV; Severin Secklehner, OMV; Konstantinos Mantatzis, OMV; Bas Jacobs, OMV.
17. SPE 144951. Simulation Study of Enhanced Gas Recovery Process Using a Compositional and a Black Oil Simulator. M.M. Rafiee, TU Bergakademie Freiberg (TUBAF); M. Ramazanian, National Iranian Oil Co (NIOC).
18. SPE 84813 Enhanced Gas Recovery (EGR) with Carbon Dioxide Sequestration: A Simulation Study of Effects of Effects of Injection Strategy and Operational Parameters. Sinasha A. Jicich, Duane H. Smith, W. Neal Sams, Grant S. Bromhal.
19. SPE 94129 CO2 Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics A. Al-Hashami, S.R. Ren, SPE, and B. Tohidi, SPE, Inst. of Petroleum Engineering, Heriot-Watt U.
20. Бакулін Є. М. Основні напрямки розвитку нафтової і газової промисловості України / Є. М. Бакулін // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2010. - № 4(25). - С. 5-13.
21. Гереш Г. М. Повышение эффективности разработки месторождения в период падающей добычи газа / Г. М. Гереш // Газовая промышленность. - 2004. - № 5. - С. 58-59.
22. Тер-Саркисов Р. М. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов / Р. М. Тер-Саркисов. - М.: Недра, 2005. - 407 с.
23. Кондрат Р. М. Математична модель процесу мінімізації значень кінцевого пластового тиску в газових покладах з газовим режимом розробки / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Л. І. Матіішин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2013. - № 3(48). - С. 70-76.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*26.10.15*

*Рекомендована до друку*

*професором Коцкуlichem Я.С.*

*(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*

*професором Рудьком Г.І.*

*(Державна комісія України по запасах корисних копалин, м. Київ)*