

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.279.72

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ПЕРІОДИЧНОЇ РОЗРОБКИ ВИСНАЖЕНОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА З МАКРОНЕОДНОРІДНИМИ КОЛЕКТОРАМИ

Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат

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

Охарактеризовано методи підвищення кінцевого газовилучення з газових родовищ в умовах газового режиму розробки. Показано, що на газових родовищах з макронеоднорідними колекторами на момент повного виснаження високопроникних зон з видобувними свердловинами ще залишається значна кількість невідобраного газу в низькопроникних зонах. Для умов гіпотетичного газового родовища із центральною, високопроникною зоною з видобувними свердловинами і периферійною, низькопроникною зоною теоретично досліджена можливість здійснення циклічної, періодичної розробки виснаженого газового родовища для вилучення залишкового газу з низькопроникних зон шляхом перетікання його у високопроникні зони під час зупинок свердловин і подальшого періодичного відбирання. За результатами досліджень за порівняно високої проникності слабкодренуваних зон циклічна, періодична розробка родовища цілком можлива, а за низької проникності слабкодренуваних зон процес перетікання газу між зонами може продовжуватись десятки років. Наведено методи інтенсифікації видобування залишкового газу з низькопроникних зон родовища.

Ключові слова: родовище, макронеоднорідний пласт, проникність, розробка, перетікання газу, періодична експлуатація свердловин.

Охарактеризованы методы повышения конечной газоотдачи газовых месторождений в условиях газового режима разработки. Показано, что на газовых месторождениях с макронеоднородными коллекторами на момент полного истощения высокопроницаемых зон с добывающими скважинами еще содержится значительное количество неотобранного газа в низкопроницаемых зонах. Для условий гипотетического газового месторождения с центральной, высокопроницаемой зоной с добывающими скважинами и периферийной, низкопроницаемой зоной теоретически исследована возможность осуществления циклической, периодической разработки истощенного газового месторождения для извлечения остаточного газа с низкопроницаемых зон путем перетока его в высокопроницаемые зоны при остановках скважин и последующего периодического отбора. По результатам исследований при сравнительно высокой проницаемости слабодренуемых зон циклическая, периодическая разработка месторождения вполне возможна, а при низкой проницаемости слабодренуемых зон процесс перетока газа между зонами может продолжаться десятки лет. Приведены методы интенсификации добычи остаточного газа с низкопроницаемых зон месторождения.

Ключевые слова: месторождение, макронеоднородный пласт, проницаемость, разработка, перетоки газа, периодическая эксплуатация скважин.

The article characterizes the methods for increasing final gas recovery from the gas fields under gas drive conditions. It was shown that there still remains a significant amount of residual gas in the low-permeable zones in the gas fields with macro heterogeneous reservoirs at the time of complete exhaustion of the high-permeable zones with production wells. The possibility to conduct cyclic periodic development of the depleted gas fields in order to extract residual gas from the low-permeable zones by gas crossflow into the high-permeable zones during wells stops and subsequent periodic wells operation was theoretically studied for the conditions of a hypothetical gas field with the central high-permeable zone with producing wells and peripheral low-permeable zone. Based on the study results, at relatively high permeability of the imperfectly drained zones, cyclic periodic field development is quite possible and, at low permeability of the imperfectly drained zones, the process of gas crossflow between zones can last for decades. The methods for stimulation of the residual gas extraction from the low-permeable zones of the gas fields were shown.

Key words: field, macro heterogeneous formation, permeability, development, gas crossflow, periodic well operation.

Постановка проблеми дослідження

Значна кількість газових родовищ України вступила в період спадного видобутку газу чи перебуває на завершальній стадії розробки. За промисловими даними по закінчених розробкою газових родовищах в умовах газового режиму кінцевий коефіцієнт газовилучення змінюється в межах 70-99 % і в середньому становить 85-90 % [1-4]. Тобто, на момент закінчення розробки в родовищах ще залишається 10-15 % газу від початкових запасів. В умовах гострого дефіциту і поступового вичерпання запасів газу як в Україні, так і у світі, проблема повнішого вилучення вуглеводневої сировини з газових родовищ є високоактуальною.

До можливих напрямків підвищення кінцевого газовилучення з газових родовищ з газовим режимом розробки відносяться: забезпечення рівномірного зниження і однакових (близьких) значень пластового тиску в різних ділянках пласта; мінімізація значень кінцевого пластового тиску; витіснення з пласта залишкового вуглеводневого газу неуглеводневими газами і рідинами та газорідними сумішами [1-4].

Реальні газонасні пласти-колектори характеризуються макронеоднорідною будовою і містять ділянки різної проникності, в тому числі з початковим градієнтом тиску. При проектуванні розробки родовищ видобувні свердловини переважно розміщують на ділянках пласта з підвищеною проникністю, що дає змогу збільшити поточні відбори газу з родовища за рахунок більших дебітів свердловин і забезпечити заданий проектний видобуток газу меншою кількістю свердловин. У процесі розробки родовища тиск в різних ділянках пласта знижується нерівномірно: інтенсивніше у високопроникних ділянках і повільніше у низькопроникних ділянках. Між різнопроникними ділянками пласта створюється перепад тиску, за рахунок якого газ перетікає з низькопроникних ділянок з підвищеним пластовим тиском у високопроникні ділянки з пониженим пластовим тиском. На момент закінчення розробки родовища тиск у високопроникних ділянках з видобувними свердловинами знижується до мінімального тиску „закидування”, а поточний відбір газу знижується до гранично рентабельного значення. В той же час пластовий тиск у низькопроникних ділянках родовища вищий за мінімальний тиск і ці ділянки ще містять значні залишкові запаси газу.

Одним з можливих напрямків вилучення залишкового газу з низькопроникних ділянок пласта є проведення циклічної, періодичної розробки родовища. Після зниження пластового тиску у високопроникних ділянках з видобувними свердловинами до певного значення (мінімального тиску „закидування” чи більшого тиску) свердловини зупиняють на певний період часу для перетікання газу з низькопроникних у високопроникні ділянки пласта, після чого знову вводять в експлуатацію. Цей процес періодично повторюють. Кількість циклів розробки і зупинки родовища, та їх тривалість ви-

бирають залежно від геолого-фізичної характеристики, поточного стану і системи розробки родовища. Для оцінки технологічної ефективності циклічної, періодичної розробки виснаженого газового родовища виконано теоретичні дослідження для умов гіпотетичного родовища.

Методика дослідження і вихідні дані

Дослідження процесу циклічної, періодичної розробки виснаженого газового родовища з макронеоднорідними колекторами виконано на прикладі гіпотетичного однопластового газового родовища із центральною, високопроникною (активною) зоною радіусом R_a , в якій розміщені видобувні свердловини, і периферійною, низькопроникною (пасивною) зоною радіусом R_p , в якій видобувні свердловини відсутні. Для кожної зони записують рівняння матеріального балансу для газового родовища в умовах газового режиму розробки: для активної зони з врахуванням накопиченого видобутку газу з родовища і сумарної кількості газу, що перетік з пасивної зони; для пасивної зони з врахуванням сумарної кількості газу, що перетік в активну зону. Між зонами відбувається радіальна фільтрація газу за законом Дарсі. Поточний пластовий тиск на зовнішньому контурі активної зони радіусом R_a (внутрішньому контурі пасивної зони) прийнято рівним поточному середньому пластовому тиску в активній зоні. Поточний пластовий тиск на зовнішньому контурі пасивної зони радіусом R_p прийнято рівним поточному середньому пластовому тиску у пасивній зоні. Розрахунки показників процесу циклічної, періодичної розробки виснаженого газового родовища з макронеоднорідними колекторами виконано за методикою, наведеною в роботі [5].

У дослідженнях вивчали вплив співвідношення проникностей високопроникної (активної) і низькопроникної (пасивної) зон на абсолютні значення і характер зміни пластового тиску в цих зонах у процесі розробки родовища впродовж 31-го року і подальшого припинення видобутку газу (зупинки видобувних свердловин). У розрахунках прийнято, що початковий пластовий тиск, пластова температура і склад газу в обох зонах однакові, а об'єм пор у процесі розробки родовища залишається незмінним. Розрахунки виконано для таких вихідних даних: глибина свердловини – 3500 м; газонасичена товщина пласта – 12 м; коефіцієнт відкритої пористості: активної зони – 0,13; пасивної зони – 0,09; коефіцієнт початкової газонасиченості: активної зони – 0,80; пасивної зони – 0,70; початковий пластовий тиск – 36 МПа; пластова температура – 74 °С; температура на усті свердловини – 19 °С; внутрішній діаметр насосно-компресорних труб – 0,062 м; тривалість періоду зростання видобутку газу – 4 роки; темп відбору газу в рік від початкових запасів у період зростання видобутку газу – 0,0125 t Q_{зап} (де t – роки, Q_{зап} – початкові запаси газу у родовищі в активній і пасивній зонах); накопичений видобуток газу з родовища у період зрос-

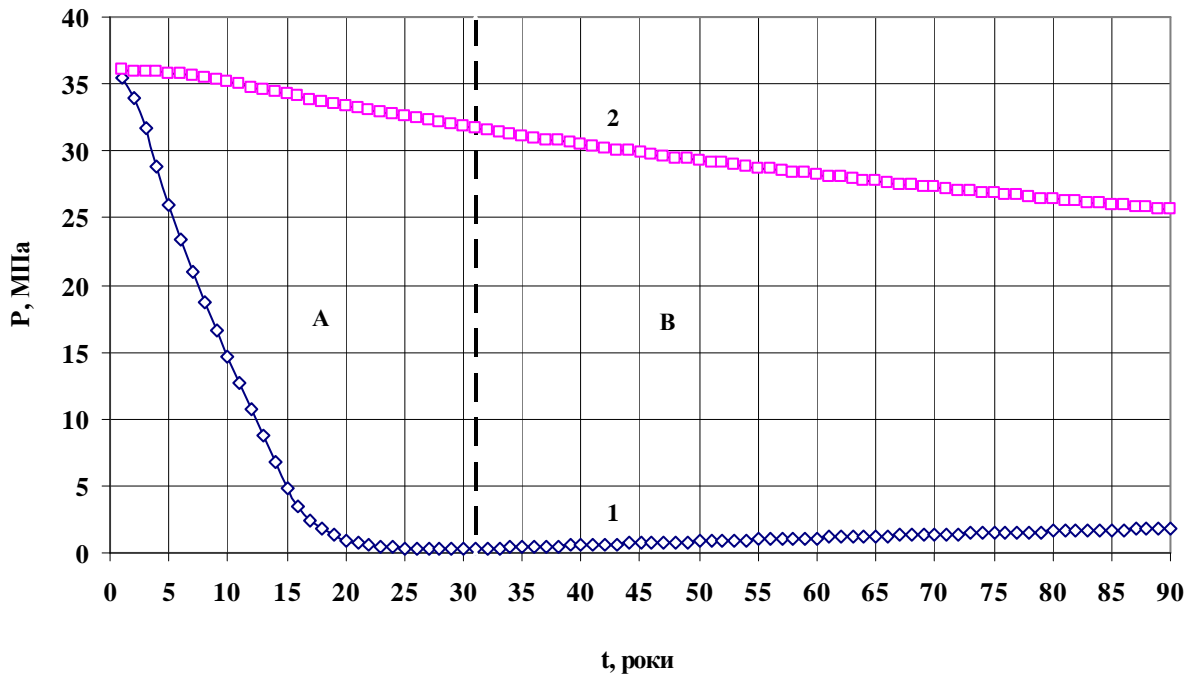


Рисунок 1 – Динаміки пластового тиску в активній (високопроникній) (1) і пасивній (низькопроникній) (2) зонах родовища у процесі його розробки (А) і подальшої зупинки (В) за проникності активної зони $0,5 \text{ мкм}^2$ і проникності пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

тання видобутку газу – $0,00625 \text{ т}^2 \text{ Q}_{\text{зап}}$; темп відбору газу в рік від початкових запасів у період постійного видобутку газу – 5 %; початкові запаси газу в родовищі – $40 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, в т.ч. в активній зоні – $30 \cdot 10^9 \text{ м}^3$; у пасивній зоні – $10 \cdot 10^9 \text{ м}^3$; депресія тиску на пласт – 1,4 МПа; радіус активної зони – 5067,59 м; радіус зовнішнього контуру пасивної зони – 6309,64 м; початковий об'єм пор: в активній зоні – $1,258 \cdot 10^8 \text{ м}^3$; у пасивній зоні – $4,792 \cdot 10^7 \text{ м}^3$; коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони свердловин в активній зоні: $A = 0,012 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{д/тис.м}^3$; $B = 1,533 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа} \cdot \text{д/тис.м}^3)^2$; початковий дебіт газу – 250 тис.м³/д; коефіцієнт проникності пласта в активній зоні – $0,5 \text{ мкм}^2$; коефіцієнт проникності пласта у пасивній зоні – $0,1 \cdot 10^{-3}$; $1 \cdot 10^{-3}$; $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Результати дослідження

На рисунках 1-3 зображено залежності зміни в часі пластового тиску у високопроникній (активній) і низькопроникній (пасивній) зонах родовища у процесі його розробки і подальшої зупинки для значень проникності активної зони $0,5 \text{ мкм}^2$ і проникності пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (рисунок 1), $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (рисунок 2) і $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (рисунок 3). Аналіз результатів виконаних досліджень свідчить, що розробка родовища з різнопроникними ділянками за умови розміщення видобувних свердловин тільки на високопроникних ділянках супроводжується нерівномірним зниженням пластового тиску в окремих ділянках та неоднаковим ступенем їх вироблення. Тиск швидше знижується у високопроникних ділянках, пові-

льніше – у низькопроникних ділянках. Між ділянками виникає перепад тиску, за рахунок якого газ із низькопроникних ділянок з більшим тиском перетікає у високопроникні ділянки з меншим тиском. Перепад тиску між низькопроникною і високопроникною зоною тим більший, чим більші значення різниці (співвідношення) проникностей цих зон.

Згідно з результатами виконаних розрахунків за значень проникності активної зони $0,5 \text{ мкм}^2$ і пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ пластовий тиск в активній зоні у процесі розробки родовища спочатку різко знижується (майже по прямій лінії у перші 15 років розробки родовища), потім темп зниження пластового тиску дещо сповільнюється (рисунок 1). Пластовий тиск у пасивній зоні знижується значно повільніше і на 10-й рік розробки родовища становить 35,12 МПа, на 20-й рік – 33,35 МПа, на 30-й рік – 31,81 МПа. На момент припинення розробки родовища (31-й рік) пластовий тиск у пасивній зоні становить 31,67 МПа, в активній зоні – 0,29 МПа, перепад тиску між зонами – 31,38 МПа. За весь період розробки родовища (31 рік) тиск у пасивній зоні знижується тільки на 4,33 МПа (з 36 до 31,67 МПа). Таким чином, за значення проникності пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і активної зони $0,55 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ пасивна зона практично не приймає участі у загальному видобутку газу з родовища.

Після зупинки родовища продовжується перетікання газу з пасивної зони з більшим пластовим тиском в активну зону з меншим пластовим тиском. Проте за значення проникності пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ перетікання газу між зонами відбувається дуже повільно.

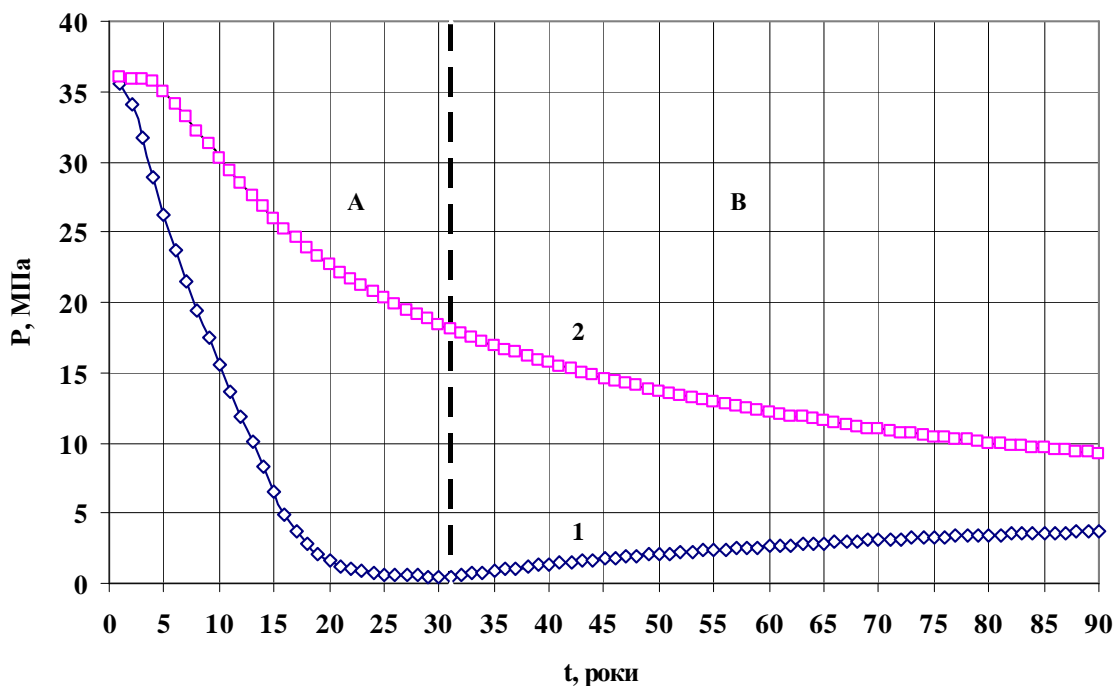


Рисунок 2 - Динаміки пластового тиску в активній (високопроникній) (1) і пасивній (низькопроникній) (2) зонах родовища у процесі його розробки (А) і подальшої зупинки (В) за проникності активної зони $0,5 \text{ мкм}^2$ і проникності пасивної зони $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

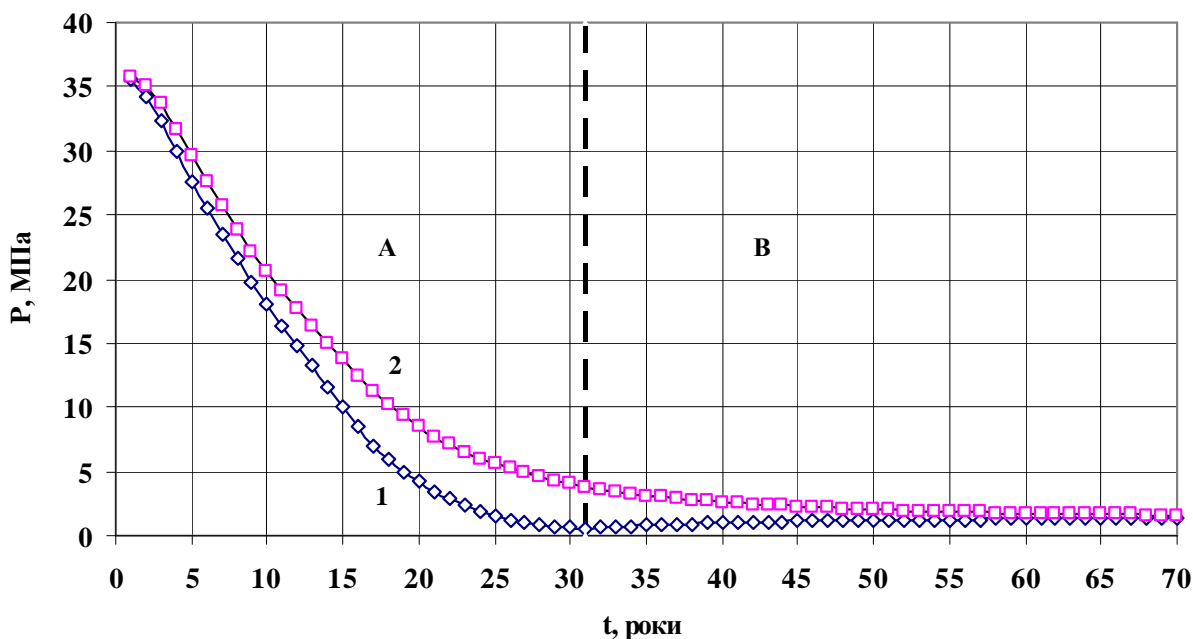


Рисунок 3 - Динаміки пластового тиску в активній (високопроникній) (1) і пасивній (низькопроникній) (2) зонах родовища у процесі його розробки (А) і подальшої зупинки (В) за проникності активної зони $0,5 \text{ мкм}^2$ і проникності пасивної зони $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

Тому у процесі зупинки родовища перепад тиску між зонами і тиски в зонах змінюються мало. Так, на 10-й рік після зупинки родовища (41-й рік з початку розробки) перепад тиску між зонами зменшується до 29,50 МПа, тиск у пасивній зоні зменшується до 30,22 МПа, а в активній зоні зростає до 0,62 МПа. На 20-й рік після зупинки родовища (51-й рік з початку розробки) перепад тиску між зонами зменшу-

ється до 28,3 МПа, пластовий тиск у пасивній зоні зменшується до 29,17 МПа, пластовий тиск в активній зоні зростає до 0,87 МПа. В часі процес перетікання газу між зонами сповільнюється і за значення проникності пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ потрібні сотні років для вирівнювання значень пластового тиску у межах родовища. За досліджений період зупинки родовища 59 років (з 31-го року до 90-го року з почат-

ку розробки) пластовий тиск у пасивній зоні зменшився з 31,67 до 25,6 МПа, а в активній зоні зріс з 0,29 до 1,81 МПа. Таке зростання пластового тиску в активній зоні в результаті перетікання газу з пасивної зони за значного тиску в пасивній зоні є порівняно невисоким і свідчить про незначний об'єм газу, що перетік.

Із збільшенням проникності пасивної зони за постійного значення проникності активної зони зростає темп зниження пластового тиску у пасивній зоні і плавніше знижується пластовий тиск в активній зоні у процесі розробки родовища, що пояснюється інтенсифікацією процесу масообміну між зонами (див. рис. 2 і 3). Так, на 20-й рік розробки родовища пластовий тиск у пасивній зоні для різних значень проникності становить: $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 33,35 МПа; $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 22,68 МПа; $15 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 8,46 МПа.

Аналогічно після зупинки родовища із збільшенням проникності пасивної зони інтенсивніше здійснюється перетікання газу між пасивною і активною зонами і зменшується перепад тиску між ними.

Так, за значень проникності активної зони $0,5$ мкм² і пасивної зони $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² пластовий тиск у пасивній зоні на момент припинення розробки родовища (31-й рік) становить 18,09 МПа, пластовий тиск в активній зоні – 0,46 МПа, перепад тиску між зонами – 17,63 МПа. На 10-й рік після зупинки родовища (41-й рік з початку розробки) перепад тиску між зонами зменшився до 13,98 МПа, пластовий тиск у пасивній зоні знизився до 15,42 МПа, а в активній зоні зріс до 1,44 МПа. На 20-й рік після зупинки родовища (51-й рік з початку розробки) перепад тиску між зонами зменшився до 11,36 МПа, пластовий тиск у пасивній зоні знизився до 13,50 МПа, а в активній зоні зріс до 2,14 МПа. Аналіз результатів досліджень, зображених на рисунку 2, свідчить, що за значення проникності пасивної зони $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² пластові тиски в активній і пасивній зонах не вирівнюються навіть після тривалої впродовж 59 років зупинки родовища (на 90-й рік з початку розробки). При цьому, уже з 12-ого року з початку розробки родовища зменшується дебіт газу, що перетікає між зонами, і, відповідно, зменшується темп зниження пластового тиску у пасивній зоні.

За значення проникності активної зони $0,5$ мкм² і пасивної зони $15 \cdot 10^{-3}$ мкм² тиск у пасивній зоні на момент припинення розробки родовища (31-й рік) становить 3,82 МПа, тиск в активній зоні – 0,56 МПа, перепад тиску між зонами – 3,26 МПа. На 10-й рік після зупинки родовища (41-й рік з початку розробки) перепад тиску між зонами зменшився до 1,5 МПа, пластовий тиск у пасивній зоні знизився до 2,52 МПа, а в активній зоні зріс до 1,02 МПа. На 20-й рік після зупинки родовища (41-й рік з початку розробки) перепад тиску між зонами зменшився до 0,77 МПа, пластовий тиск у пасивній зоні знизився до 1,98 МПа, а в активній зоні зріс до 1,21 МПа. Таким чином, пластовий тиск у пасивній зоні знизився з 3,82 МПа на момент припинення розробки родовища 2,52 МПа

на 10-й рік зупинки і до 1,98 МПа на 20-й рік зупинки. Пластовий тиск в активній зоні зріс із 0,56 МПа на момент припинення розробки родовища до 1,02 МПа на 10-й рік його зупинки і до 1,21 МПа – на 20-й рік його зупинки. Перепад тиску між зонами зменшився, відповідно, з 3,26 МПа до 1,5 МПа і 0,77 МПа. На 39-й рік з початку зупинки родовища (70-й рік з початку розробки) пластові тиски в активній і пасивній зонах майже вирівнюються.

Результати виконаних досліджень свідчать про принципову можливість вилучення залишкового газу із слабкодренованих зон родовища за певних, високих значеннях їх проникності шляхом періодичної експлуатації видобувних свердловин, розміщених на виснажених високопроникних зонах. Циклічна, періодична розробка родовища дає змогу збільшити кінцевий коефіцієнт газовилучення за рахунок видобування газу, що поступово перетікає із слабкодренованих, низькопроникних зон пласта у високопроникні зони з видобувними свердловинами. У подальших дослідженнях передбачається оцінити абсолютні значення і співвідношення проникностей високопроникної і низькопроникної зон, при яких циклічна, періодична розробка виснаженого газового родовища є технологічно доцільною.

За низьких значень проникності слабкодренованих зон пласта перетікання газу між зонами різної проникності відбувається дуже повільно і може продовжуватися десятки років. Тому за низької проникності слабкодренованих зон пласта необхідно застосовувати методи інтенсифікації вилучення з них залишкового газу. До таких методів можна віднести проведення у видобувних свердловинах потужних гідравлічних розривів пласта із створенням тріщин великого радіусу забурювання у видобувних свердловинах бокових стовбурів великої довжини з горизонтальним закінченням, буріння на низькопроникні зони пласта додаткових видобувних свердловин з горизонтальним закінченням стовбурів і проведенням в них поінтервальних гідравлічних розривів пласта та інші. Проблемним залишається питання визначення місцеположення низькопроникних ділянок. Окрім периферійної зони пониженої проникності, низькопроникні ділянки можуть бути хаотично розміщені всередині родовища.

Результати виконаних досліджень підтверджують недоцільність ліквідації всіх видобувних свердловин на закінчених розробкою родовищах. Частина свердловин, а можливо і більшість свердловин необхідно залишити для контролю за процесом перерозподілу тиску в пласті після припинення розробки родовища і періодично уводити їх в експлуатацію для відбирання газу, який преретікатиме із слабкодренованих зон в зони із видобувними свердловинами. Періодична експлуатація свердловин дасть змогу отримати додаткову кількість газу і збільшити кінцевий коефіцієнт газовилучення родовища. Окрім того, буде попереджено можливе забруднення навколишнього середовища в результаті витікання газу на поверхню через

негерметичну експлуатаційну колону і цементне кільце за нею, які в процесі тривалої (десятиліттями) експлуатації свердловин зазнають значних руйнувань.

Висновки

Більшість газових родовищ є макронеоднорідними. Видобувні свердловини для розробки родовищ переважно розміщують на високопроникних зонах пласта. У процесі розробки родовищ пластовий тиск у різних зонах родовища знижується нерівномірно і між ними виникає перепад тиску, за рахунок якого газ із слабкодренованих, низькопроникних зон з більшим тиском перетікає у високопроникні зони з видобувними свердловинами з меншим тиском. Після припинення розробки родовищ в результаті зниження пластового тиску в зоні відбирання газу з видобувними свердловинами до мінімального значення продовжується перетікання газу з низькопроникних зон зі скупченням у високопроникних зонах з видобувними свердловинами і зростанням в них пластового тиску. Результати виконаних теоретичних досліджень свідчать, що за порівняно високих значень проникності слабкодренованих зон пласта цілком можлива циклічна, періодична розробка виснаженого газового родовища з метою видобування залишкового газу, що перетікає з низькопроникних зон у високопроникні зони з видобувними свердловинами. За низьких значень проникності слабкодренованих зон пласта перетікання газу між зонами відбувається дуже повільно і може продовжуватися десятки років. Тому за низької проникності слабкодренованих зон пласта необхідно застосовувати методи інтенсифікації видобування з них залишкового газу, деякі з яких наведено в роботі.

Література

- 1 Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учебное пособие для вузов / С. Н. Закиров. – М.: Недра, 1989. – 394 с.
- 2 Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С. Н. Закиров. – М.: Струна, 1998. – 629 с.
- 3 Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа / Под ред. С. Н. Закирова. – М.: Грааль, 2000. – 643 с.
- 4 Кондрат Р. М. Газоконденсатотдача пластов / Р. М. Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
- 5 Кондрат О. Р. Дослідження впливу зональної неоднорідності продуктивних пластів на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища / О. Р. Кондрат, Р. М. Кондрат // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2015. – №2(55). – С. 61-67.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
15.01.16*

*Рекомендована до друку
професором Коцкуlichem Я.С.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Акульшиним О.О.
(ПАТ «Український нафтогазовий інститут»,
м. Київ)*