

Дослідження закономірностей процесу взаємодії у газовому родовищі різнопроникних ділянок пласта з перетіканням газу між ними

© **Р.М. Кондрат**
д-р техн. наук
О.Р. Кондрат
д-р техн. наук
ІФНТУНГ

УДК 622.279.72

За результатами теоретичних досліджень процесу розробки гіпотетичного кругового газового родовища з центральною високопроникною (активною) зоною з видобувними свердловинами і периферійною низькопроникною (пасивною) зоною, в якій видобувні свердловини відсутні, встановлено вплив взаємодії різнопроникних ділянок пласта з перетіканням газу між ними на значення пластового тиску в зоні відбирання газу і ступінь відхилення фактичної залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища від теоретичної прямої лінії для газового режиму розробки газових родовищ із однорідними колекторами. Встановлено закономірності процесу внутрішньопластових перетікань газу між різнопроникними ділянками.

Ключові слова: газове родовище, макронеоднорідний пласт, розробка, внутрішньопластові перетікання газу.

По результатам теоретических исследований процесса разработки гипотетического кругового газового месторождения с центральной высокопроницаемой (активной) зоной с добывающими скважинами и периферийной низкопроницаемой (пассивной) зоной, в которой добывающие скважины отсутствуют, установлено влияние взаимодействия разнопроницаемых участков пласта с перетоками газа между ними на значения пластового давления в зоне отбора газа и степень отклонения фактической зависимости приведенного среднего пластового давления от накопленной добычи газа из месторождения от теоретической прямой линии для газового режима разработки газовых месторождений с однородными коллекторами. Установлены закономерности процесса перетока газа между разнопроницаемыми участками пласта.

Ключевые слова: газовое месторождение, макронеоднородный пласт, разработка, внутрипластовые перетоки газа.

According to the results of theoretical researches of the process of hypothetical gas field development with central highly permeable (active) zone with production wells and peripheral low-permeable (passive) zone without production wells, the impact of interaction of different permeable zones in the field with gas cross-flow between them on the reservoir pressure in production zone was established as well as the degree of deviation of factual dependence of reduced average reservoir pressure on cumulative gas production from the theoretical straight-line for gas drive of gas field with homogeneous reservoirs.

Also, the regularities of in-situ gas cross-flow between different permeable zones were found.

Key words: gas field, macroheterogeneous formation, development, in-situ gas cross-flow.

Реальні газонасні пласти характеризуються макронеоднорідною будовою і містять окремі різнопроникні ділянки, у т.ч. із початковим градієнтом тиску. Найчастіше найбільш проникною є центральна зона родовища. У напрямку до периферії проникність порід зменшується. Видобувні свердловини розміщують переважно у центральній частині родовища за ущільненою сіткою, а також на окремих високопроникних ділянках, що забезпечує високі дебіти свердловин і отримання заданого поточного відбору газу мінімальною кількістю свердловин. У периферійній частині родовища свердловини розміщують за розрідженою сіткою. За такого розміщення видобувних свердловин у процесі розробки родовища пластовий тиск у високопроникних ділянках інтенсивно знижується. Темп зниження пластового тиску у низькопроникних ділянках значно менший, а ділянки з початковим градієнтом

тиску підключаються в розробку поступово. Між окремими ділянками пласта створюється перепад тиску, за рахунок якого газ із низькопроникних ділянок перетікає у високопроникні ділянки. Взаємодія у процесі розробки родовища різнопроникних ділянок пласта з перетіканням газу між ними впливає на характер зміни пластового тиску в зоні відбирання газу з видобувними свердловинами та інші показники розробки родовища. У відомій науково-технічній літературі з розробки родовищ природних газів [1–4] недостатньо висвітлено питання взаємодії різнопроникних ділянок у процесі видобування газу з родовищ, що послужило підставою для проведення додаткових досліджень.

Дослідження виконано для умов гіпотетичного однопластового кругового газового родовища з центральною високопроникною (активною) зоною радіусом R_a , у якій розміщені видобувні свердловини,

і периферійною низькопроникною (пасивною) зоною із зовнішнім радіусом R_n , де видобувні свердловини відсутні. Для кожної зони записуються рівняння матеріального балансу для газового режиму: для активної зони – з урахуванням накопиченого видобутку газу з родовища і сумарної кількості газу, що перетік із пасивної зони, для пасивної зони – з урахуванням сумарної кількості газу, що перетік в активну зону. Між зонами відбувається однофазна фільтрація реального 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_n прийнято рівним поточному середньому пластовому тиску у пасивній зоні.

У дослідженнях вивчали вплив співвідношення проникностей активної і пасивної зон на характеристики процесу їх взаємодії. 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. У розрахунках використано такі вихідні дані: 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 за рік у період зростання видобутку газу – $0,0125 t Q_{\text{зап}}$ (t – роки, $Q_{\text{зап}}$ – початкові запаси газу в родовищі в активній і пасивній зонах); накопичений видобуток газу з родовища у період зростання видобутку газу – $0,00625 t^2 Q_{\text{зап}}$; темп відбору газу за рік від початкових запасів у період постійного видобутку газу – 5 %; початкові запаси газу в покладі – $40 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, у 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 контура 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: $A=0,012 \text{ (МПа)}^2 \text{ д/тис. м}^3$; $B=1,533 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа-д/тис. м}^3)^2$; початковий дебіт газу – 250 тис. $\text{м}^3/\text{д}$; коефіцієнт проникності пласта в активній зоні – 0,5 мкм²; коефіцієнт проникності пласта у пасивній зоні – $0,1 \cdot 10^{-3}$; $0,5 \cdot 10^{-3}$; $1 \cdot 10^{-3}$; $5 \cdot 10^{-3}$; $10 \cdot 10^{-3}$; $15 \cdot 10^{-3}$ мкм².

У розрахунках для кожного року розробки родовища визначали накопичений видобуток газу, сумарну кількість газу, що перетік із пасивної зони в активну, дебіт (витрати) газу, що перетікає між зонами, поточні середні пластові тиски в активній і пасивній зонах, різницю поточних пластових тисків між зонами. За цими даними будували графічні залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища для активної і пасивної зон і динаміки витрати газу, що перетікає між зонами, і різниці пластових тисків між зонами.

Результати виконаних досліджень свідчать про значний вплив взаємодії у газовому родовищі різнопроникних ділянок пласта на показники процесу видобування газу, зокрема на значення пластового тиску в різних частинах пласта, від якого залежать інші показники розробки родовища. На рис. 1 зображено залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища

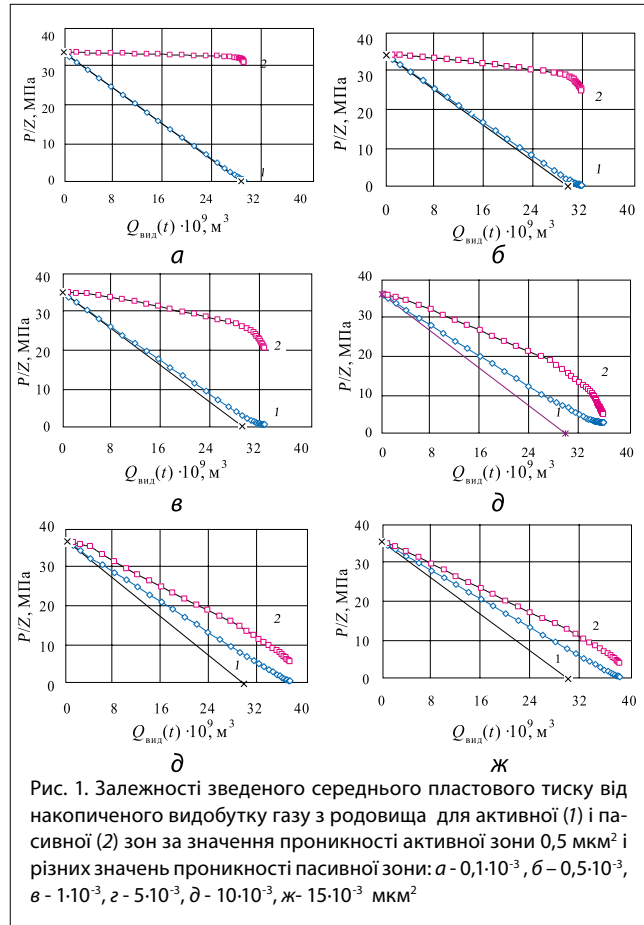


Рис. 1. Залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища для активної (1) і пасивної (2) зон за значення проникності активної зони $0,5 \text{ мкм}^2$ і різних значень проникності пасивної зони: а - $0,1 \cdot 10^{-3}$, б - $0,5 \cdot 10^{-3}$, в - $1 \cdot 10^{-3}$, г - $5 \cdot 10^{-3}$, д - $10 \cdot 10^{-3}$, ж - $15 \cdot 10^{-3}$ мкм²

щя для активної (1) і пасивної (2) зон за постійної проникності активної зони і різних проникностях пасивної зони. Пряма лінія на рис. 1 відповідає запасам газу в активній зоні в обсязі $30 \cdot 10^9 \text{ м}^3$. Згідно з результатами розрахунків, ступінь взаємодії між центральною високопроникною (активною) зоною з видобувними свердловинами і периферійною низькопроникною (пасивною) зоною, в якій видобувні свердловини відсутні, залежить від проникності пасивної зони. За значень проникності активної і пасивної зон у $0,5 \text{ мкм}^2$ та $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ відповідно активна і пасивна зони майже не взаємодіють. Для активної зони залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища практично збігається з прямою лінією, яка відповідає запасам газу в активній зоні, а для пасивної зони пластовий тиск у процесі розробки родовища мало змінюється – з початкового значення 36 до 31,67 МПа на момент припинення розробки родовища (31-й рік). При цьому з пасивної зони видобувається незначна кількість газу (рис. 1, а).

Зі збільшенням проникності пасивної зони і відповідно зі зменшенням різниці (співвідношення)

проникистей активної і пасивної зон залежність $\bar{P}_{пл}(t)/z(\bar{P}_{пл}) = f[Q_{мод}(t)]$ для активної зони все більше відхиляється від прямої лінії і від осі накопиченого видобутку газу, а для пасивної зони інтенсивніше знижується в бік осі абсцис (див. рис. 1, б–ж). Так, на двадцятому році розробки родовища середній пластовий тиск у пасивній зоні за значення проникистей $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² становить 33,35 МПа, а за значення проникистей $15 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 8,46 МПа. На завершальній стадії розробки родовища спостерігається деяке виположування залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу для активної зони, а для пасивної зони ця залежність стрімко наближається до осі абсцис.

Аналіз результатів виконаних досліджень свідчить про те, що розробка газових родовищ із різнопроникистими ділянками характеризується їх нерівномірним дренаванням (виробленням) і перетіканням газу зі слабкодренованих низькопроникистих у високопроникисті ділянки. Взаємодія різнопроникистих ділянок пласта з перетіканням газу між ними призводить до відхилення фактичної залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища від теоретичної прямої лінії, характерної для газового режиму розробки газових родовищ із однорідними колекторами. Наведену залежність будують за значеннями середнього пластового тиску, який визначають за результатами вимірювання пластового тиску в окремих видобувних свердловинах, пробурених переважно на високопроникистих ділянках пласта. При цьому не повністю враховується розподіл тиску у слабкодренованих низькопроникистих ділянках пласта. Тому для родовищ із різнопроникистими ділянками пласта залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовищ не можна безпосередньо використовувати для уточнення запасів газу в родовищі за методом зниження устьового тиску. Тут потрібно застосовувати інші підходи для уточнення запасів газу за промисловими даними про розробку родовищ.

За результатами виконаних досліджень установлено деякі закономірності процесу взаємодії у газовому родовищі різнопроникистих ділянок пласта з перетіканням газу між ними.

Згідно з результатами розрахунків, у процесі розробки родовища різниця пластових тисків між низькопроникистою слабкодренованою (пасивною) зоною, в якій видобувні свердловини відсутні, і високопроникистою (активною) зоною з видобувними свердловинами поступово зростає в часі, досягає максимального значення і потім зменшується (рис. 2). Максимальне значення перепаду пластових тисків між зонами тим більше, чим менша проникисть пасивної зони (більші значення різниці (співвідношення) проникистей високопроникистої і низькопроникистої зон).

Для розглянутих значень проникистей пасивної зони досягаються такі значення максимального перепаду пластового тиску між зонами: $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 32,47 МПа (21-й рік із початку розробки родовища); $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 25,75 МПа (20-й рік); $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 21,18 МПа (19-й рік); $5 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 8,395 МПа (16-й рік); $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 5,34 МПа (18-й рік); $15 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 4,29 МПа (19-й рік). Отже, зі збільшенням проникистей пасивної зони від $0,1 \cdot 10^{-3}$ до

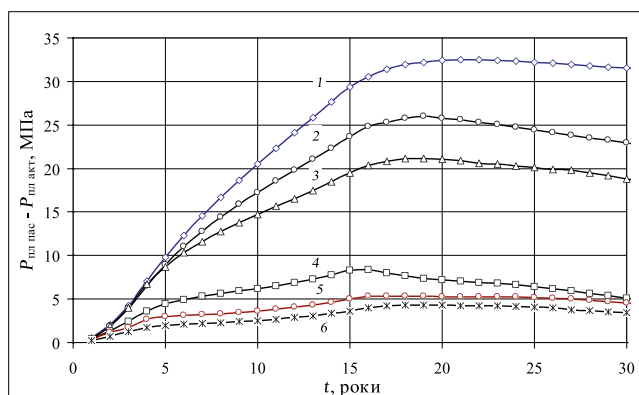


Рис. 2. Динаміки різниці середніх пластових тисків у пасивній і активній зонах родовищ для різних значень проникистей пасивної зони: 1- $0,1 \cdot 10^{-3}$; 2- $0,5 \cdot 10^{-3}$; 3- $1 \cdot 10^{-3}$; 4- $5 \cdot 10^{-3}$; 5- $10 \cdot 10^{-3}$; 6- $15 \cdot 10^{-3}$ мкм²

$5 \cdot 10^{-3}$ мкм² максимум перепаду пластового тиску між зонами досягається раніше, а з подальшим збільшенням проникистей пасивної зони – пізніше.

Дебіт (витрата) газу, який перетікає між зонами, поступово зростає в часі, досягає максимального значення і потім зменшується (рис. 3). Для розглянутих значень проникистей пасивної зони отримано такі значення дебіту газу, що перетікає з пасивної зони в активну: $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 0,99 м³/с (15-й рік із початку розробки родовища); $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 3,81 м³/с (14-й рік); $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 6,16 м³/с (12-й рік); $5 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 12,04 м³/с (9-й рік); $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 13,92 м³/с (7-й рік); $15 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 14,46 м³/с (6-й рік). Отже, зі збільшенням проникистей пасивної зони максимум дебіту газу, що перетікає з пасивної зони в активну, досягається раніше і зростає його абсолютне значення.

Наведені дані про перетікання газу із слабкодренованих низькопроникистих ділянок (зон) у високопроникисті ділянки (зони) розкривають механізм взаємодії різнопроникистих ділянок. Вони свідчать про те, що у процесі розробки родовища низькопроникисті ділянки (зони) пласта можуть недостатньо дренаватися, а отже, відбір газу з них буде незначним. Так, для значень проникистей активної зони $0,5$ мкм² і пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² тиск у пасивній зоні у процесі видобування газу з родовища знижується з 36 до 31,57 МПа (на 31-ому році із початку розробки родовища), а із па-

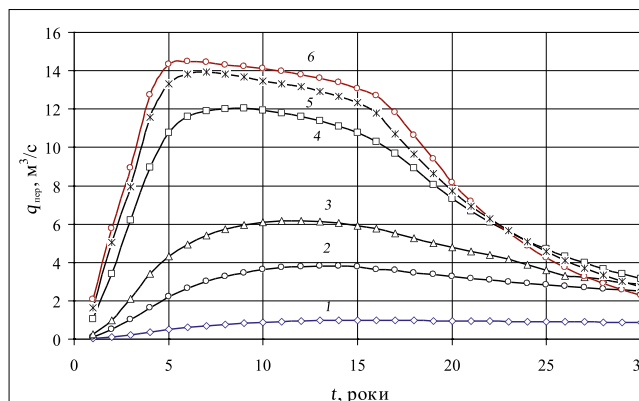


Рис. 3. Динаміки дебіту газу, що перетікає з низькопроникистої (пасивної) зони у високопроникисту (активну) зону, для різних значень проникистей пасивної зони: 1- $0,1 \cdot 10^{-3}$; 2- $0,5 \cdot 10^{-3}$; 3- $1 \cdot 10^{-3}$; 4- $5 \cdot 10^{-3}$; 5- $10 \cdot 10^{-3}$; 6- $15 \cdot 10^{-3}$ мкм²

сивної зони видобувається тільки близько 13 % від початкових запасів газу в цій зоні (10 млрд м³). Вказані особливості видобування газу з родовищ з різнопроникними ділянками пласта необхідно враховувати під час проектування та аналізу їх розробки.

Висновки

Розробка газових родовищ із різнопроникними ділянками, характерними для реальних газоносних пластів, супроводжується нерівномірним зниженням пластового тиску в різних ділянках. Між ділянками створюється перепад тиску, за рахунок якого відбувається перетікання газу із слабодренованих низькопроникних ділянок із підвищеним пластовим тиском у високопроникні ділянки з пониженим пластовим тиском. Взаємодія різнопроникних ділянок пласта з перетіканням газу між ними впливає на показники розробки родовища, зокрема на значення середнього пластового тиску в зоні відбирання газу з видобувними свердловинами, від якого залежать інші характеристики процесу розробки родовища. За результатами теоретичних досліджень, для умов гіпотетичного кругового родовища із центральною високопроникною (активною) зоною з видобувними свердловинами і периферійною низькопро-

никною (пасивною) зоною, в якій видобувні свердловини відсутні, залежність зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища відхиляється від теоретичної прямої лінії, характерної для газового режиму розробки газових родовищ із однорідними колекторами. Зі зменшенням проникності пасивної зони (збільшенням співвідношення проникностей активної і пасивної зон) наведена залежність все більше відхиляється від прямої лінії і від осі накопиченого видобутку газу, зростає перепад пластових тисків між пасивною і активною зонами і зменшується дебіт газу, який перетікає із пасивної зони в активну.

Результати виконаних досліджень, взаємодії у газовому родовищі різнопроникних ділянок пласта з перетіканням газу між ними потрібно враховувати під час проектування та аналізу розробки газових родовищ, які містять різнопроникні ділянки пласта, у т.ч. із початковим градієнтом тиску. В умовах внутрішньопластових перетікань газу між різнопроникними ділянками фактичну залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу неможливо безпосередньо використовувати для уточнення запасів газу в родовищі за методом зниження пластового тиску.

Список використаних джерел

1. **Закиров С.Н.** Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учебн. пособ. для вузов / С.Н. Закиров. – М.: Недра, 1980. – 334 с.
2. **Совершенствование** технологии разработки месторождений нефти и газа / Под ред. С.Н. Закирова. – М.: Грааль, 2000. – 643 с.
3. **Закиров С.Н.** Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С.Н. Закиров, И.С. Закиров, М.Н. Батанова [и др.]. – М., 2004. – Ч. 1. – 520 с.
4. **Закиров С.Н.** Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Э.С. Закиров [и др.]. – М.–Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2004. – Ч. 2. – 484 с.

Розпочато будівництво першого в світі заводу з виробництва зрідженого біогазу

Будівництво розпочала фінська нафтова компанія Neste Оуї на базі свого нафтопереробного заводу в Роттердамі (Нідерланди), що працює на поновлюваній сировині. Це буде перше в світі підприємство з виробництва зрідженого біогазу, що дасть споживачам існуючого органічного палива можливість скоротити викиди діоксиду вуглецю в атмосферу без необхідності зміни наявних технологій використання газу. Зріджений біогаз може використовуватися для будь-якого обладнання, що працює зараз на звичайному ЗПГ. Він забезпечує споживачів енергією з натуральної сировини – більш чистого альтернативного високовуглецевого палива, від якого залежні ті райони, де немає доступу до інших джерел енергії, – пояснює керівництво однієї з найбільших у світі торгових компаній SHV Holdings. Саме ця голландська компанія буде ексклюзивним дистриб'ютором зрідженого біогазу, поставляючи 160 тис. тонн палива протягом чотирьох років. Річна виробнича потужність нового заводу становитиме 40 тис. тонн зрідженого біогазу, який буде реалізовуватися на європейському ринку.

Вартість проекту оцінюється в 60 млн євро. Завод почне виробництво зрідженого біогазу в кінці 2016 року. Зараз компанія SHV Energy проводить роботу для впровадження подібних проектів у Франції, Німеччині, країнах Бенілюксу, Скандинавії та Ірландії.

З матеріалами ukrpanda.com