

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

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

Охарактеризовано вплив різних чинників на характер (вигляд) залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. Зроблено припущення, що однією з причин відхилення цієї залежності від теоретичної прямої для газового родовища з газовим режимом розробки може бути наявність у межах родовища різнопроникних зон (в тому числі з початковим градієнтом тиску) і взаємодія їх з перетіканням газу. Для підтвердження цього припущення виконано теоретичні дослідження процесу розробки гіпотетичного кругового родовища із центральною високопроникною (активною) зоною з видобувними свердловинами і периферійною низькопроникною (пасивною) зоною, в якій видобувні свердловини відсутні. Математична модель досліджуваного процесу включала рівняння матеріального балансу для активної і пасивної зон, формулу Дюпію для дебіту газу, що перетікає з пасивної зони в активну, двочленну формулу припливу газу до вибою видобувних свердловин і формулу Г. А. Адамова для руху газу у стовбурі видобувної свердловини. Результати виконаних досліджень повністю підтвердили зроблене припущення про вплив зональної неоднорідності продуктивних пластів на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. Така закономірність процесу виснаження газового родовища встановлена вперше. Згідно з результатами проведених досліджень вигляд вказаної залежності залежить від проникностей активної і пасивної зон, що необхідно враховувати при використанні її для проведення аналізу розробки газових родовищ.

Ключові слова: родовище, пласт, зональна неоднорідність, розробка, пластовий тиск, видобуток газу.

Дана оценка влияния различных факторов на характер зависимости приведенного среднего пластового давления от накопленной добычи газа из месторождения. Предполагается, что одной из причин отклонения этой зависимости от теоретической прямой для газового месторождения с газовым режимом разработки является наличие в пределах месторождения разнопроницаемых зон, в том числе с начальным градиентом давления, и взаимодействие их с перетоками газа. Для подтверждения этого предположения проведены теоретические исследования процесса разработки гипотетического кругового месторождения с центральной высокопроницаемой (активной) зоной с добывающими скважинами и периферийной низкопроницаемой (пассивной) зоной, в которой добывающие скважины отсутствуют. Математическая модель исследуемого процесса включала уравнения материального баланса для активной и пассивной зон, формулу Дюпюи для дебита газа, перетекающего из пассивной зоны в активную, двучленную формулу притока газа к выбою добывающей скважины и формулу Г. А. Адамова для движения газа в стволе добывающей скважины. Результаты выполненных исследований полностью подтвердили предположение о влиянии зональной неоднородности продуктивных пластов на характер зависимости приведенного среднего пластового давления от накопленной добычи газа из месторождения. Такая закономерность процесса истощения газового месторождения установлена впервые. Согласно результатам проведенных исследований вид указанной зависимости зависит от проницаемости активной и пассивной зон, что следует учитывать при использовании ее для проведения анализа разработки газовых месторождений.

Ключевые слова: месторождение, пласт, зональная неоднородность, разработка, пластовое давление, добыча газа.

The influence of various factors on the nature (appearance) of the dependence of reduced average reservoir pressure on cumulative gas production was characterized. It is suggested that one of the reasons for this dependence deviation from the theoretical straight line for the gas field developed with the help of gas drive may be the presence different permeable zones within the field boundaries, including zones with the initial pressure gradient, and interaction between them with gas inflow. To confirm this assumption, the theoretical research of the hypothetical circular field development process with the central highly permeable (active) zone with production wells and peripheral low permeable (passive) zone with no production wells was conducted. A mathematical model of the process included the material balance equation for active and passive zones, Dupuis formula for flowrate of gas that flows from the passive to the active zone, binomial equation of gas inflow to production wells and G. A. Adamov equation for gas flow in the production well wellbore. The results of the conducted studies fully confirmed the assumptions about the influence of productive layers zonal heterogeneity on the dependence of reduced average reservoir pressure on cumulative gas production. This pattern of gas field depletion process was determined for the first time. The suggested dependence is different according to the results of the study depending on the permeability of the active and passive zones. This should be considered when analyzing the gas field development.

Keywords: deposit, layer, zonal heterogeneity, development, reservoir pressure, gas production.

Постановка проблеми дослідження

Рациональна система розробки родовищ природних газів повинна передбачати систематичний контроль та аналіз динаміки фактичних показників розробки, ступеня вироблення окремих пластів і ділянок родовищ, надходження пластових вод та обводнення свердловин [1]. За результатами виконаного аналізу встановлюють характерні особливості процесу розробки родовища і причини невідповідності проектних та фактичних показників розробки, виявляють чинники, які негативно впливають на процес розробки родовища, їх причини і видають рекомендації щодо вдосконалення системи розробки родовища.

До ефективних методів контролю за процесом розробки родовища відноситься побудова залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. З її використанням встановлюють режим розробки родовища, визначають за методом зниження пластового тиску початкові і залишкові дренавані запаси газу та оцінюють активність пластової водонапірної системи при надходженні в родовище пластових вод, а також оцінюють характер дренавання продуктивних відкладів [2, 3].

Для газового режиму розробки газових родовищ з однорідними нестисливими колекторами, залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу має вигляд прямої лінії, яка відтинає на осі накопиченого видобутку газу початкові дренавані запаси газу. В умовах деформації колекторів у процесі розробки родовища, прояву водонапірного режиму, конденсації з газу у пласті важких вуглеводнів, перетікання газу з інших горизонтів, підключення у свердловинах додаткових газонасичених пластів чи відключення обводнених пластів ця залежність відхиляється від теоретичної прямої лінії.

На практиці зустрічаються випадки, коли навіть в умовах газового режиму розробки газових родовищ з нестисливими колекторами залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища відхиляється від теоретичної прямої лінії. Нами висунуто припущення, що причиною цього може бути наявність у межах родовища зон із слабкодренованими, низькопроникними колекторами, які можуть характеризуватись початковим градієнтом тиску. На цих зонах переважно відсутні видобувні свердловини. До них відносяться периферійні ділянки та окремі ділянки всередині родовища. Ці зони поступово підключаються в розробку, характеризуються підвищеним пластовим тиском і газ з них перетікає в зону відбору з видобувними свердловинами. Для підтвердження цього припущення розроблено математичну модель процесу взаємодії в газовому родовищі ділянок пласта різної проникності і ступеня дренавання з перетіканням газу між ними.

Методи дослідження (математична модель)

Розглянемо однопластове газове родовище з центральною високопроникною (активною) зоною з видобувними свердловинами і периферійною низькопроникною (пасивною) зоною, в якій видобувні свердловини відсутні. Газове родовище розробляється в умовах газового режиму. Початковий пластовий тиск, пластова температура і склад газу в обох зонах однакові. Об'єм пор в активній і пасивній зонах у процесі розробки родовища залишається незмінним. Апроксимуємо газове родовище кругом. Радіус активної зони позначимо R_a , радіус зовнішнього контуру родовища (пасивної зони) – R_n , (рисунок 1).

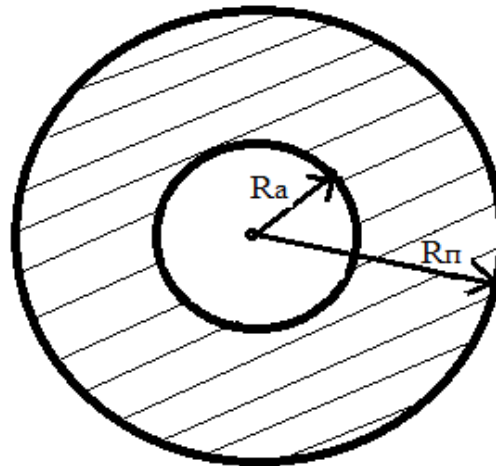


Рисунок 1 – Схема апроксимації газового родовища з активною і пасивною зонами для проведення дослідження процесу перетікання газу між ними

Запишемо рівняння матеріального балансу для активної і пасивної зон родовища:

$$\frac{\alpha_{поч.а} \Omega_{поч.а} P_{поч} T_{cm}}{Z_{поч} P_{атм} T_{пл}} = \frac{\alpha_{поч.а} \Omega_{поч.а} \tilde{P}_{пл.а}(t) T_{cm}}{Z(\tilde{P}_{пл.а}) P_{атм} T_{пл}} + Q_{впл}(t) - Q_{пер}(t), \quad (1)$$

$$\frac{\alpha_{поч.п} \Omega_{поч.п} P_{поч} T_{cm}}{Z_{поч} P_{атм} T_{пл}} = \frac{\alpha_{поч.п} \Omega_{поч.п} \tilde{P}_{пл.п}(t) T_{cm}}{Z(\tilde{P}_{пл.п}) P_{атм} T_{пл}} + Q_{пер}(t), \quad (2)$$

де

$$Q_{пер}(t) = Q_{пер}(t_{n-1}) + \frac{[q_{пер}(t_{n-1}) + q_{пер}(t)]}{2} \Delta t; \quad (3)$$

$$q_{пер}(t) = \frac{\pi k_n h_n T_{cm} [\tilde{P}_{пл.п}^2(t) - \tilde{P}_{пл.а}^2(t)]}{\mu_{сер.п} Z_{сер.п} P_{атм} T_{пл} \ln \frac{R_n}{R_a}}, \quad (4)$$

– за умови рівності пластового тиску на зовнішньому контурі пасивної зони середньому пластовому тиску в цій зоні,

$$\mu_{сер.п} = \frac{\mu[\tilde{P}_{пл.п}(t)] + \mu[\tilde{P}_{пл.а}(t)]}{2}; \quad (5)$$

$$Z_{сер.п} = \frac{Z[\tilde{P}_{нл.н}(t)] + Z[\tilde{P}_{нл.а}(t)]}{2}; \quad (6)$$

$P_{поч}$ – початковий пластовий тиск;
 $T_{пл}$, $T_{ст}$ – відповідно пластова і стандартна температура;

$\Omega_{поч.а}$, $\Omega_{поч.п}$ – початковий об'єм пор відповідно в активній і пасивній зонах родовища;

$\tilde{P}_{нл.а}(t)$, $\tilde{P}_{нл.н}(t)$ – поточний середній пластовий тиск відповідно в активній і пасивній зонах;

$\alpha_{поч.а}$, $\alpha_{поч.п}$ – коефіцієнт початкової газонасиченості відповідно активної і пасивної зон;

$Z_{поч}$, $Z(\tilde{P}_{нл.а})$, $Z(\tilde{P}_{нл.н})$ – коефіцієнт стисливості газу при пластовій температурі і, відповідно, при тисках $P_{поч}$, $\tilde{P}_{нл.а}(t)$, $\tilde{P}_{нл.н}(t)$;

$Q_{вид}(t)$ – накопичений (сумарний) видобуток газу з родовища;

$Q_{пер}(t)$ – сумарна кількість газу, що перетекла з пасивної зони в активну зону;

$q_{пер}(t)$ – поточна витрата газу, що перетікає з пасивної зони в активну зону;

$k_{п}$ – середнє значення коефіцієнта проникності газонасного пласта в пасивній зоні;

$h_{п}$ – середнє значення ефективної газонасиченої товщини пласта в пасивній зоні;

$\mu_{сер.п}$ – середнє поточне значення динамічного коефіцієнта в'язкості газу в пасивній зоні;

$Z_{сер.п}$ – середнє поточне значення коефіцієнта стисливості газу в пасивній зоні;

Δt – інтервал часу (крок в розрахунках).

Розрахунок технологічних показників взаємодії в процесі розробки газового родовища пасивної і активної зон з перетіканням газу між ними проводять в такій послідовності.

1 Періоди зростання і постійного видобутку газу.

1.1 Задаються рядом послідовних значень часу t (через 1 рік).

1.2 Для кожного значення часу t визначають темп відбору газу $Q(t)$ і накопичений видобуток газу з родовища $Q_{вид}(t)$.

Для періоду зростання видобутку газу темп відбору газу $Q(t)$ і накопичений видобуток газу $Q_{вид}(t)$ визначають за формулами для умови зміни темпу відбору газу за прямолінійною залежністю:

$$Q(t) = Ct(Q_{зап.а} + Q_{зап.п}), \quad (7)$$

$$Q_{вид}(t) = \frac{Ct^2}{2} (Q_{зап.а} + Q_{зап.п}). \quad (8)$$

Для періоду постійного видобутку газу темп відбору газу $Q(t)$ і накопичений видобуток газу $Q_{вид}(t)$ визначають за формулами:

$$Q(t) = Ct_1(Q_{зап.а} + Q_{зап.п}) = const, \quad (9)$$

$$Q_{вид}(t) = Q_{вид}(t_1) + \sum_{t=t_1}^{t_2} Q(t), \quad (10)$$

де t_1 – тривалість періоду зростання видобутку газу;

t_2 – загальна тривалість періодів зростання і постійного видобутку газу (вибирається з умови відбору на кінець періоду постійного видобутку газу 65-70 % газу від початкових запасів);

C – коефіцієнт, вибирається з умови, щоб в період постійного видобутку газу темп відбору газу з родовища становив 4-5 % в рік від початкових запасів газу.

1.3 Визначають сумарну кількість газу, що перетік з пасивної зони в активну зону, $Q_{пер}(t)$ (за формулою (3)).

У першому наближенні приймають $q_{пер}(t) = q_{пер}(t_{п-1})$.

1.4 Визначають методом послідовних наближень поточний середній пластовий тиск в активній зоні родовища $\tilde{P}_{нл.а}(t)$, використовуючи рівняння (1).

$$\tilde{P}_{нл.а}(t) = \quad (11)$$

$$= \left[\frac{\alpha_{поч.а} \Omega_{поч.а} P_{поч} T_{ст} - Q_{вид}(t) + Q_{пер}(t)}{Z_{поч} P_{атм} T_{пл}} - \frac{\alpha_{поч.а} \Omega_{поч.а} T_{ст}}{P_{атм} T_{пл}} \right] Z(\tilde{P}_{нл.а}).$$

1.5 Визначають методом послідовних наближень поточний середній пластовий тиск в пасивній зоні родовища $\tilde{P}_{нл.н}(t)$, використовуючи рівняння (2).

$$\tilde{P}_{нл.н}(t) = \quad (12)$$

$$= \left[\frac{\alpha_{поч.н} \Omega_{поч.н} P_{поч} T_{ст} - Q_{пер}(t)}{Z_{поч} P_{атм} T_{пл}} - \frac{\alpha_{поч.н} \Omega_{поч.н} T_{ст}}{P_{атм} T_{пл}} \right] Z(\tilde{P}_{нл.н}).$$

1.6 Визначають поточні середні значення динамічного коефіцієнта в'язкості газу $\mu_{сер.п}$ і коефіцієнта стисливості газу $Z_{сер.п}$ у пасивній зоні родовища (за формулами (5) і (6)).

1.7 Визначають поточну витрату газу, що перетікає з пасивної зони в активну зону, $q_{пер}(t)$ (за формулою (4)).

1.8 З уточненим значенням $q_{пер}(t)$ повторюють всі розрахунки з п.1.3 до досягнення заданої точності у визначенні значень поточних середніх пластових тисків в активній і пасивній зонах родовища $\tilde{P}_{нл.а}(t)$ і $\tilde{P}_{нл.н}(t)$.

Подальші розрахунки виконують залежно від технологічного режиму експлуатації видобувних свердловин. Припустимо, що свердловини експлуатують на технологічному режимі постійної депресії тиску на пласт $\Delta P(t) = \tilde{P}_{нл.а}(t) - P_{виб.а}(t) = const$.

1.9 Визначають поточний вибійний тиск $P_{виб.а}(t)$

$$P_{виб.а}(t) = \tilde{P}_{нл.а}(t) - \Delta P. \quad (13)$$

1.10 Визначають середні значення динамічного коефіцієнта в'язкості газу $\mu_{сер.а}$ і коефіцієнта стисливості газу $Z_{сер.а}$ для активної зони родовища за формулами:

$$\mu_{сер.а} = \frac{\mu[P_{нл.а}(t)] + \mu[P_{виб.а}(t)]}{2}, \quad (14)$$

$$Z_{сер.а} = \frac{Z[P_{нл.а}(t)] + Z[P_{виб.а}(t)]}{2}. \quad (15)$$

1.11 Знаходять дебіт „середньої” видобувної свердловини $q(t)$, використовуючи двочленну формулу припливу газу до вибою свердловини:

$$q(t) = -\frac{A_a^* (\mu z)_{сер.а}}{2B_a^* Z_{сер.а}} + \quad (16)$$

$$+ \sqrt{\left[\frac{A_a^* (\mu z)_{сер.а}}{2B_a^* Z_{сер.а}}\right]^2 + \frac{\tilde{P}_{пл.а}^2(t) - P_{виб.а}^2(t)}{B_a^* Z_{сер.а}}},$$

де

$$A_a^* = \frac{A_{поч.а}}{(\mu z)_{сер.а.поч}}; \quad B_a^* = \frac{B_{поч.а}}{z_{сер.а.поч}}, \quad (17)$$

$A_{поч.а}$, $B_{поч.а}$ – значення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта на початок розрахунків ($t=0$);

$(\mu z)_{сер.а.поч}$, $z_{сер.а.поч}$ – значення $(\mu z)_{сер.а}$ і $z_{сер.а}$ на початок розрахунків ($t=0$).

1.12 Знаходять поточний устьовий тиск, використовуючи формулу Г.А. Адамова,

$$P_{y.a}(t) = \sqrt{\frac{P_{виб.а}^2(t) - \Theta q^2(t)}{e^{2S}}}, \quad (18)$$

де

$$S = \frac{0,03415 \bar{\rho}_z L}{Z_{сер.св.а} T_{сер.св.а}}; \quad (19)$$

$$\Theta = 0,0133 \lambda \frac{Z_{сер.св.а}^2 T_{сер.св.а}^2}{d_{вн}^5} (e^{2S} - 1); \quad (20)$$

$$T_{сер.св.а} = \frac{T_{виб} - T_y}{\ln \frac{T_{виб}}{T_y}}; \quad (21)$$

$$P_{сер.св.а}(t) = \frac{2}{3} \left[P_{виб.а}(t) + \frac{P_{y.a}^2(t)}{P_{виб.а}(t) + P_{y.a}(t)} \right], \quad (22)$$

де S , Θ – комплексні параметри;

$P_{сер.св.а}(t)$, $T_{сер.св.а}$ – відповідно середній тиск і середня температура в стовбурі свердловини;

$Z_{сер.а}$ – коефіцієнт стисливості газу при $P_{сер.св.а}(t)$ і $T_{сер.св.а}$;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр колони насосно-компресорних труб (НКТ);

L – довжина (глибина спуску) НКТ (відстань від устя свердловини до середини інтервалу перфорації експлуатаційної колони);

λ – коефіцієнт гідравлічного опору НКТ;

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

1.13 Визначають кількість видобувних свердловин

$$n(t) = n(t) = K_p \frac{Q(t)}{q(t)}, \quad (23)$$

де K_p – коефіцієнт резерву кількості свердловин ($K_p = 1,1-1,3$).

1.14 Визначають поточний, середньозважений тиск у газовому родовищі за формулою:

$$\tilde{P}_{пл}(t) = \left\{ \alpha_{поч.а} \cdot \Omega_{поч.а} \frac{\tilde{P}_{пл.а}(t)}{Z(\tilde{P}_{пл.а})} + \alpha_{поч.н} \cdot \Omega_{поч.н} \frac{\tilde{P}_{пл.н}(t)}{Z(\tilde{P}_{пл.н})} \right\} \times \quad (24)$$

$$\times \left\{ \alpha_{поч.а} \cdot \Omega_{поч.а} + \alpha_{поч.н} \cdot \Omega_{поч.н} \right\}^{-1} Z(\tilde{P}_{пл}).$$

1.15 Визначають поточні коефіцієнти газовилучення активної і пасивної зон та газового родовища за формулами:

$$\beta_{z.a}(t) = \frac{Q_{виб}(t) - Q_{неп}(t)}{Q_{зан.а}}; \quad (25)$$

$$\beta_{z.n}(t) = \frac{Q_{неп}(t)}{Q_{зан.н}}; \quad (26)$$

$$\beta_z(t) = \frac{Q_{виб}(t)}{Q_{зан.а} + Q_{зан.н}}. \quad (27)$$

2 Період спадного видобутку газу.

У період спадного видобутку газу кількість видобувних свердловин постійна, а темп відбору газу і накопичений видобуток газу не задають, а визначають залежно від кількості свердловин та їх продуктивної характеристики. Розрахунки прогнозних технологічних показників розробки родовища проводять в такій послідовності.

2.1 Задаються рядом послідовних значень часу t .

2.2 Для кожного значення t визначають накопичений видобуток газу за формулою:

$$Q_{виб}(t) = Q_{виб}(t_{n-1}) + \frac{[q(t_{n-1}) + q(t)]}{2} n \phi \Delta t, \quad (28)$$

де ϕ – коефіцієнт експлуатації свердловин ($\phi=0,9-0,95$).

У першому наближенні приймають $q(t) = q(t_{n-1})$.

У подальшому виконують розрахунки за п. 2.3-2.11, які аналогічні пунктам 1.3-1.11.

2.12 З уточненим значенням дебіту газу $q(t)$ повторюють розрахунки з п. 2.2 до досягнення заданої точності у визначенні поточних середніх пластових тисків в активній і пасивній зонах родовища $\tilde{P}_{пл.а}(t)$ і $\tilde{P}_{пл.н}(t)$.

2.13 Визначають поточний устьовий тиск свердловини $P_{y.a}(t)$ (за формулою (18)).

2.14 Визначають темп відбору газу з родовища за формулою:

$$Q(t) = n \phi q(t). \quad (29)$$

2.15 Визначають поточний середньозважений пластовий тиск у газовому родовищі (за формулою (24)).

2.16 Визначають поточні коефіцієнти газовилучення активної і пасивної зон та газового родовища за формулами (25) – (27).

Результати дослідження

З використанням наведених залежностей виконано дослідження впливу процесу взаємодії у газовому родовищі центральної високопроникної (активної) зони з видобувними свер-

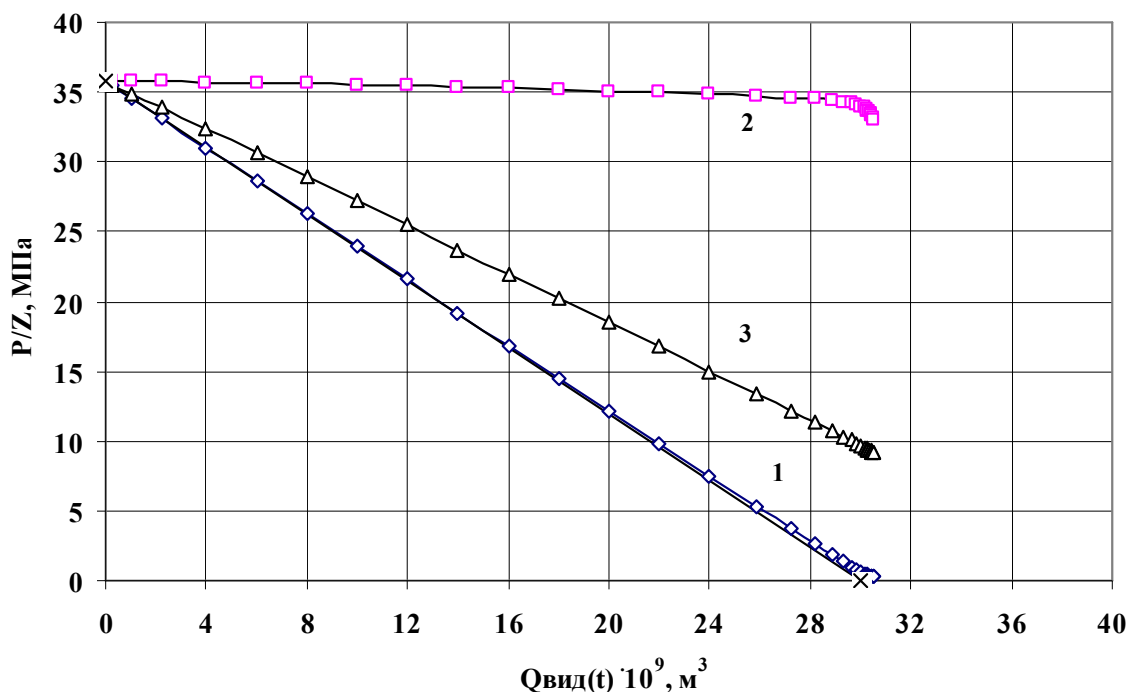


Рисунок 2 – Залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища для активної зони (1), пасивної зони (2) і всього родовища (3) за проникності пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

дловинами і периферійної, низькопроникної (пасивної) зони, в якій видобувні свердловини відсутні, на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу. 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 в рік від початкових запасів у період постійного видобутку газу – 5 %; постійна „с” у формулі темпу відбору газу в період зростання видобутку газу (7) – 0,0125; початкові запаси газу в покладі – $40 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, 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 мкм²; коефіцієнт проникності пласта у пасивній зоні – $0,1 \cdot 10^{-3}$; $0,5 \cdot 10^{-3}$; $1 \cdot 10^{-3}$; $5 \cdot 10^{-3}$; $10 \cdot 10^{-3}$; $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

На рисунках 2-4 для прикладу наведено залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу для актив-

ної і пасивної зон та всього родовища для значень проникності пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3}$; $1 \cdot 10^{-3}$ і $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. На рисунках також нанесено пряму лінію, яка відповідає запасам газу в активній зоні в обсязі $30 \cdot 10^9 \text{ м}^3$.

Результати виконаних розрахунків підтверджують зроблене припущення про перетікання газу між різнопроникними зонами в процесі розробки родовища та його вплив на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу. Ступінь взаємодії між центральною, високопроникною (активною) зоною і периферійною низькопроникною (пасивною) зоною залежить від проникності пасивної зони і зростає із її збільшенням. Для значення проникності пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу для активної зони практично співпадає з прямою лінією, яка відповідає запасам газу в активній зоні в обсязі $30 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ (див. рис. 2). Пластовий тиск у пасивній зоні змінюється від початкового значення 36 МПа до 35,12 МПа на 10-й рік розробки, до 33,35 МПа – на 20-й рік розробки, до 31,81 МПа – на 30-й рік розробки. На момент закінчення розробки родовища (31-й рік) тиск в пасивній зоні становив 31,67 МПа. Таким чином, при значенні проникності $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ пасивна зона практично не приймає участі у загальному видобутку газу з родовища.

Із збільшенням проникності пасивної зони залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища для активної зони все більше відхиляється від прямої лінії і від осі абсцис, а для пасивної зони інтенсивніше знижується в сторону

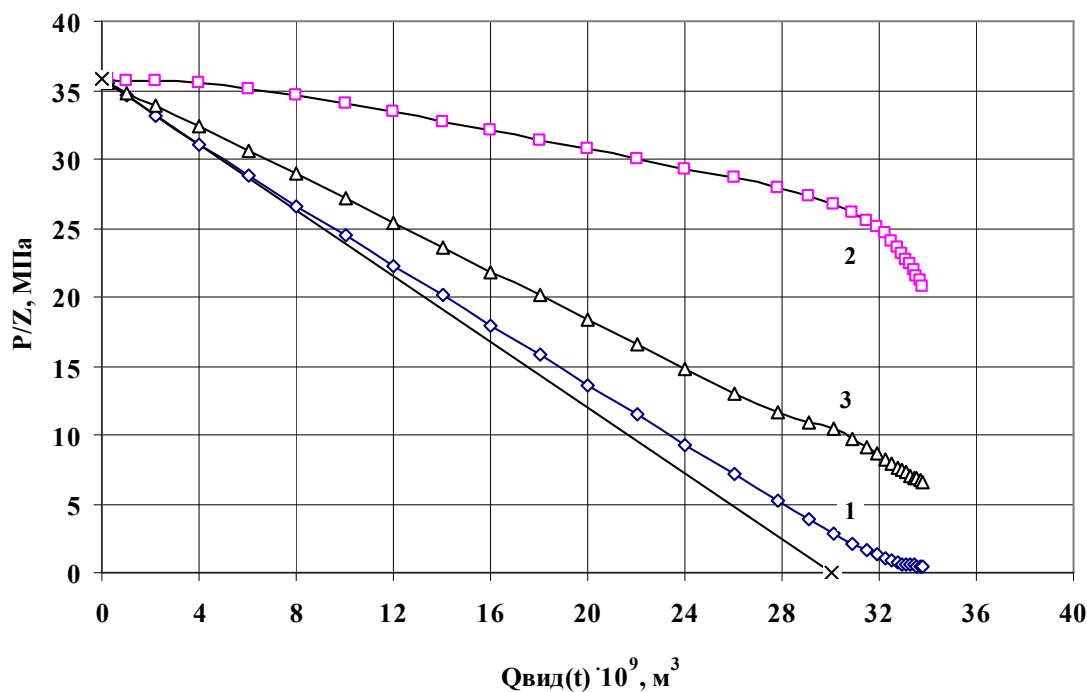


Рисунок 3 – Залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища для активної зони (1), пасивної зони (2) і всього родовища (3) за проникності пасивної зони $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

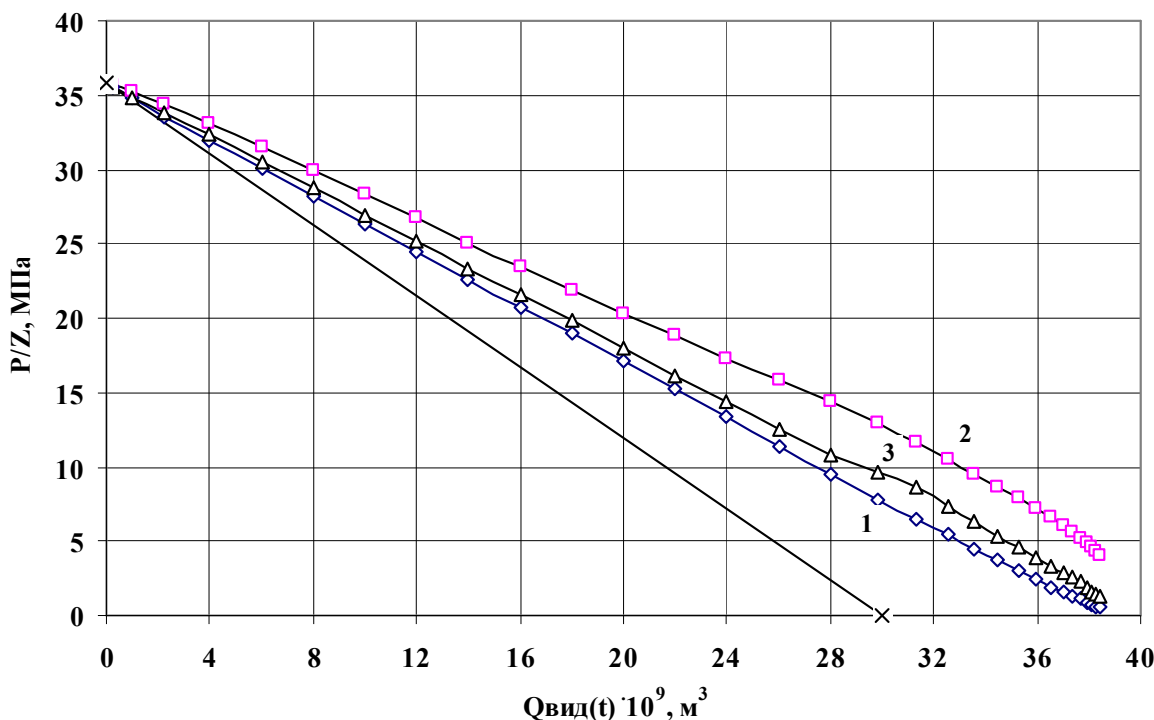


Рисунок 4 – Залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища для активної зони (1), пасивної зони (2) і всього родовища (3) за проникності пасивної зони $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

вісі абсцис (див. рис. 2-4). Так, на 20-й рік розробки родовища тиск в пасивній зоні для різних значень коефіцієнта проникності зони становить: $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – 33,35 МПа; $0,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – 26,88 МПа; $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – 22,68 МПа; $5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – 12,65 МПа; $10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – 9,91 МПа; $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – 8,46 МПа. На завершальній стадії

розробки родовища із збільшенням проникності пасивної зони спостерігається деяке виположування залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу для активної зони, а для пасивної зони вона стрімко наближується до осі абсцис.

Висновки

Згідно з результатами виконаних досліджень, для газового родовища з газовим режимом розробки відхилення залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу від прямої лінії може бути пов'язано з наявністю в родовищі ділянок різної проникності і внутрішньопластовим перетіканням газу із низькопроникних, слабкодренованих ділянок, на яких видобувні свердловини переважно відсутні, у високопроникні ділянки з видобувними свердловинами. За результатами досліджень залежно від проникності активної і пасивної зон залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища має різний вигляд, що необхідно враховувати при використанні її для проведення аналізу розробки газових родовищ.

Вплив зональної неоднорідності продуктивних пластів і взаємодії в процесі розробки родовища ділянок пласта різної проникності і ступеня дренажу з перетіканням газу між ними на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища встановлено вперше. На практиці отримують тільки залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища для активної зони (лінія 1 на рисунках 2-4). Як свідчать результати додаткових досліджень з її використанням можна оцінити запаси газу в слабкодренованих некондиційних колекторах.

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.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
12.05.15*

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