

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.279.5

ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ ДВОПЛАСТОВОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА В УМОВАХ ГАЗОВОГО РЕЖИМУ СПІЛЬНОЮ СІТКОЮ СВЕРДЛОВИН ЗА ПОСТІЙНОГО ДЕБІТУ ГАЗУ

Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат

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

Охарактеризовано будову і системи розробки багатопластових газових родовищ в умовах газового режиму. Наведено відому методику прогнозування технологічних показників розробки двошарового газового родовища спільною сіткою свердловин при експлуатації їх з постійною депресією в кожному пласті. Для інших технологічних режимів експлуатації свердловин розраховані методику відсутні.

Розроблено методику прогнозування технологічних показників розробки двошарового газового родовища спільною сіткою свердловин за постійного дебіту газу. Методику апробовано для умов гіпотетичного газового родовища. За результатами апробації методику можна рекомендувати для прогнозування технологічних показників розробки реальних двошарових газових родовищ.

Ключові слова: двошарове родовище, свердловина, розробка, експлуатація, режим, прогнозування.

Охарактеризованы строение и системы разработки многопластовых газовых месторождений в условиях газового режима. Приведена известная методика прогнозирования технологических показателей разработки двухшарового газового месторождения единой сеткой скважин при эксплуатации их с постоянной депрессией в каждом пласте. Для других технологических режимов эксплуатации скважин расчётные методики отсутствуют.

Разработана методика прогнозирования технологических показателей разработки двухшарового газового месторождения единой сеткой скважин при постоянном дебите газа. Методика апробирована для условий гипотетического газового месторождения. По результатам апробирования методику можно рекомендовать для прогнозирования технологических показателей разработки реальных двухшаровых газовых месторождений.

Ключевые слова: двухшаровое месторождение, скважина, разработка, эксплуатация, режим, прогнозирование.

The structure and systems of multi layered fields development using gas drive have been characterized. The famous method of prediction the technological parameters for double layered fields development by common well pattern under operating conditions of constant differential pressure has been introduced. For other technological drives of well operation calculation methods are not available. The method of prediction the technological parameters for double layered gas field development by common well pattern due to steady production rate has been developed. The method has been tested for the conditions of a hypothetical field. Test results of this method allow recommending it for the prediction the technological parameters for double layered gas fields development.

Key words: double layered field, well, development, operation, gas drive, prediction.

Постановка проблеми дослідження

Більшість газових родовищ є багатопластовими. Газоносні пласти можуть розділятися непроникними глинистими породами або контактувати між собою безпосередньо по всій площі залягання чи через „літологічні вікна” на

окремих ділянках, на яких глинисті перетинки між пластами відсутні. На багатопластових родовищах виділяють експлуатаційні об’єкти. Під експлуатаційним об’єктом розуміють один або кілька пластів, які розробляють спільно єдиною сіткою свердловин. В один експлуатаційний

об'єкт об'єднують газonosні пласти, якщо різниця початкових пластових тисків у пластах близька до гідростатичного тиску між ними, близька склад і властивості порід-колекторів і пластових флюїдів, однаковий режим розробки, близькі значення площі газonosності і початкових запасів газу. Якщо газonosні пласти гідродинамічно взаємодіють між собою, то їх об'єднують в один експлуатаційний об'єкт і розробляють спільно єдиною сіткою свердловин. На багатопластових родовищах з гідродинамічно ізольованими пластами може бути виділено кілька експлуатаційних об'єктів залежно від геологічної будови і геолого-фізичної характеристики покладів. Прогнозування видобутку газу здійснюють окремо для кожного експлуатаційного об'єкта. Визначення технологічних показників спільної розробки кількох пластів єдиною сіткою свердловин проводять за відповідними методиками залежно від режиму розробки покладів і технологічного режиму експлуатації свердловин.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Відомі методики розрахунку прогнозних технологічних показників розробки однопластових газових родовищ в умовах газового режиму за різних технологічних режимів експлуатації свердловин (за постійних значень дебіту газу, депресії на пласт, устьового тиску, швидкості руху газу на вході і виході насосно-компресорних труб (НКТ) [1-4]. Відома також методика розрахунку прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища в умовах газового режиму спільною сіткою свердловин при їх експлуатації з постійною депресією на пласт [1, 2]. Для інших технологічних режимів експлуатації свердловин методики розрахунку прогнозних технологічних показників розробки двопластового родовища спільною сіткою свердловин відсутні. Тому виникла необхідність в їх розробленні.

Формулювання цілей статті

Розроблення і апробація методики прогнозування технологічних показників розробки двопластового газового родовища в умовах газового режиму спільною сіткою свердловин при їх експлуатації з постійним дебітом газу.

Методика дослідження

Методика розрахунку прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища спільною сіткою свердловин при їх експлуатації з постійним дебітом газу ґрунтується на використанні рівняння матеріального балансу для кожного пласта, двочленної формули припливу газу до вибою свердловини в кожному пласті і формули Г. А. Адамова для руху газу у вертикальних трубах свердловини на відрізках стовбура від нижнього пласта до верхнього пласта і від верхнього пласта до устя. На рисунку 1 зображено розрахункову схему двопластового родовища.

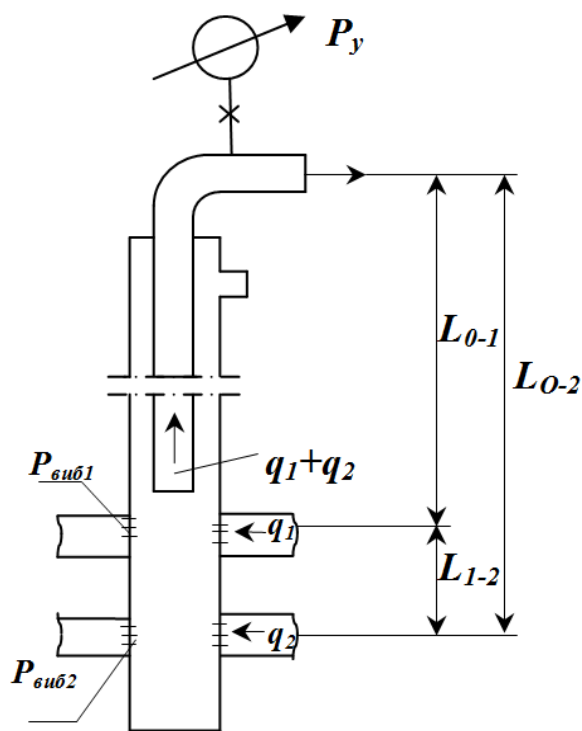


Рисунок 1 – Розрахункова схема двопластового газового родовища, що розробляється спільною сіткою свердловин

Технологічний режим експлуатації свердловин з постійним дебітом газу $q = \text{const}$ застосовують у початковий період розробки родовища, що дозволяє отримати максимальний поточний видобуток газу наявним фондом свердловин. Підтримування постійного дебіту газу супроводжується зростанням депресії на пласт. Коли в одному із пластів депресія досягає допустимого значення, за якого ще не відбувається руйнування порід, переходять на режим експлуатації свердловин з постійною депресією на пласт.

Розрахунки прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища спільною сіткою свердловин за постійного дебіту газу для періодів зростання і постійного видобутку газу виконують в такій послідовності.

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

2 Для кожного значення часу t встановлюють темп видобутку газу $Q(t)$ і накопичений видобуток газу з родовища $Q_{\text{вид}}(t)$. Значення цих величин задає організація-замовник проектного документу або вибирає організація-проектувальник, виходячи з досвіду проектування розробки подібних родовищ і технічних можливостей газовидобувного підприємства.

3 Визначають накопичений видобуток газу з кожного пласта $Q_{\text{вид1}}(t)$ і $Q_{\text{вид2}}(t)$ за формулами:

$$Q_{вид1}(t) = Q_{вид1}(t_{n-1}) + \frac{[q_1(t_{n-1})n(t_{n-1}) + q_1(t)n(t)]}{2} \varphi \Delta t; \quad (1)$$

$$Q_{вид2}(t) = Q_{вид2}(t_{n-1}) + \frac{[q_2(t_{n-1})n(t_{n-1}) + q_2(t)n(t)]}{2} \varphi \Delta t, \quad (2)$$

де $q_1(t_{n-1}), q_2(t_{n-2}), q_1(t), q_2(t)$ – дебіт газу відповідно з верхнього (з індексом „1”) і нижнього пластів (з індексом „2”) на моменти часу t_{n-1} і t ;

$Q_{вид1}(t_{n-1}), Q_{вид2}(t_{n-2})$ – накопичений видобуток газу відповідно з верхнього і нижнього пласта на момент часу t_{n-1} ;

φ – коефіцієнт експлуатації свердловин ($\varphi=0,9-0,95$);

Δt – крок в розрахунках ($\Delta t=365$ днів).

Загалом дебіти газу з кожного пласта $q_1(t)$ і $q_2(t)$ можуть бути змінними у часі при підтримуванні постійним загального дебіту газу з обох пластів.

$$q_1(t) + q_2(t) = q = \text{const}. \quad (3)$$

У першому наближенні приймають:

$$q_1(t) = q_1(t_{n-1}); \quad n(t) = n(t_{n-1}).$$

Дебіт газу з другого пласта визначають з рівняння:

$$q_2(t) = q - q_1(t). \quad (4)$$

4 Знаходять з використанням методу послідовних наближень поточні середні пластові тиски в кожному пласті $\tilde{P}_{пл1}(t)$ і $\tilde{P}_{пл2}(t)$ за формулами:

$$\tilde{P}_{пл1}(t) = \left[\frac{P_{поч1}}{z_{поч1}} - \frac{Q_{вид1}(t)}{\Omega_1^*} \right] z(\tilde{P}_{пл1}); \quad (5)$$

$$\tilde{P}_{пл2}(t) = \left[\frac{P_{поч2}}{z_{поч2}} - \frac{Q_{вид2}(t)}{\Omega_2^*} \right] z(\tilde{P}_{пл2}), \quad (6)$$

де

$$\Omega_1^* = \frac{Q_{зан.поч.1} \cdot Z_{поч.1}}{P_{поч.1}}; \quad (7)$$

$$\Omega_2^* = \frac{Q_{зан.поч.2} \cdot Z_{поч.2}}{P_{поч.2}}; \quad (8)$$

$P_{поч1}, P_{поч2}$ – початкові пластові тиски в окремих пластах;

Ω_1^*, Ω_2^* – зведені газонасичені порові об'єми в кожному пласті;

$z_{поч1}, z_{поч2}$ – коефіцієнт стисливості газу за початкового пластового тиску і пластової температури в кожному пласті ($P_{поч1}, T_{пл1}$ і $P_{поч2}, T_{пл2}$);

$z(\tilde{P}_{пл1}), z(\tilde{P}_{пл2})$ – коефіцієнт стисливості газу за поточного середнього пластового тиску і пластової температури в кожному пласті ($(\tilde{P}_{пл1}(t), T_{пл1})$ і $(\tilde{P}_{пл2}(t), T_{пл2})$).

5 Визначають поточний вибійний тиск для другого пласта $P_{виб2}(t)$ за формулою:

$$P_{виб2}(t) = \sqrt{\tilde{P}_{пл.2}^2(t) - A_2^*(\mu z)_{сер2} q_2(t) - B_2^* z_{сер2} q_2^2(t)}, \quad (9)$$

$$\text{де } A_2^* = \frac{A_{поч2}}{(\mu z)_{поч2}}; \quad B_2^* = \frac{B_{поч2}}{z_{поч2}}; \quad (10)$$

$A_{поч2}, B_{поч2}$ – значення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони другого пласта на початок розрахунків ($t=0$);

$z_{поч2}, (\mu z)_{поч2}$ – значення коефіцієнта стисливості газу і добутку динамічного коефіцієнта в'язкості газу і коефіцієнт стисливості газу за пластової температури і середньоарифметичного початкових значень пластового і вибійного тисків для другого пласта;

$z_{сер2}, (\mu z)_{сер2}$ – значення z і (μz) за пластової температури і середньоарифметичного значень поточних пластового і вибійного тисків у другому пласті.

6 За значеннями $(\tilde{P}_{пл2}(t), P_{виб2}(t))$ і $T_{пл.2}$ уточнюють значення $z_{сер2}$ і $(\mu z)_{сер2}$ і повторюючи розрахунки з п. 5 до досягнення заданої точності у визначенні $P_{виб2}(t)$.

7 Обчислюють вибійний тиск для першого пласта $P_{виб1}(t)$ за формулою:

$$P_{виб1}(t) = \sqrt{\frac{P_{виб2}^2(t) - \Theta_{1-2} q_2^2(t)}{e^{2S_{1-2}}}}, \quad (11)$$

де

$$S_{1-2} = \frac{0,03415 \tilde{\rho}_c L_{1-2}}{z_{сер1-2} T_{сер1-2}}; \quad (12)$$

$$\Theta_{1-2} = 0,0133 \lambda_{1-2} \frac{z_{сер1-2}^2 T_{сер1-2}^2}{d_{вн1-2}^5} (e^{2S_{1-2}} - 1); \quad (13)$$

$$T_{сер1-2} = \frac{T_{пл2} - T_{пл1}}{\ln \frac{T_{пл2}}{T_{пл1}}}; \quad (14)$$

$$P_{сер1-2} = \frac{2}{3} \left[P_{виб2}(t) + \frac{P_{виб1}^2(t)}{[P_{виб1}(t) + P_{виб2}(t)]} \right]; \quad (15)$$

L_{1-2} – відстань між серединами інтервалів перфорації пластів;

$d_{вн1-2}$ – внутрішній діаметр відрізка стовбура свердловини (експлуатаційної колони) між пластами;

$T_{сер1-2}, P_{сер1-2}$ – середні значення температури і тиску на відріжку стовбура свердловини між пластами;

$z_{сер1-2}$ – значення коефіцієнта стисливості газу за $P_{сер1-2}$ і $T_{сер1-2}$;

λ_{1-2} – коефіцієнт гідравлічного опору відрізка стовбура свердловини між пластами.

У першому наближенні значення комплексних параметрів S_{1-2} і Θ_{1-2} приймають рівними їх значенням на попередній момент часу.

8 За значеннями $P_{виб1}(t), P_{виб2}(t), T_{пл1}, T_{пл2}$ уточнюють $z_{сер1-2}, S_{1-2}, \Theta_{1-2}$ і повторюють розрахунки з п. 7 до досягнення заданої точності у визначенні $P_{виб1}(t)$.

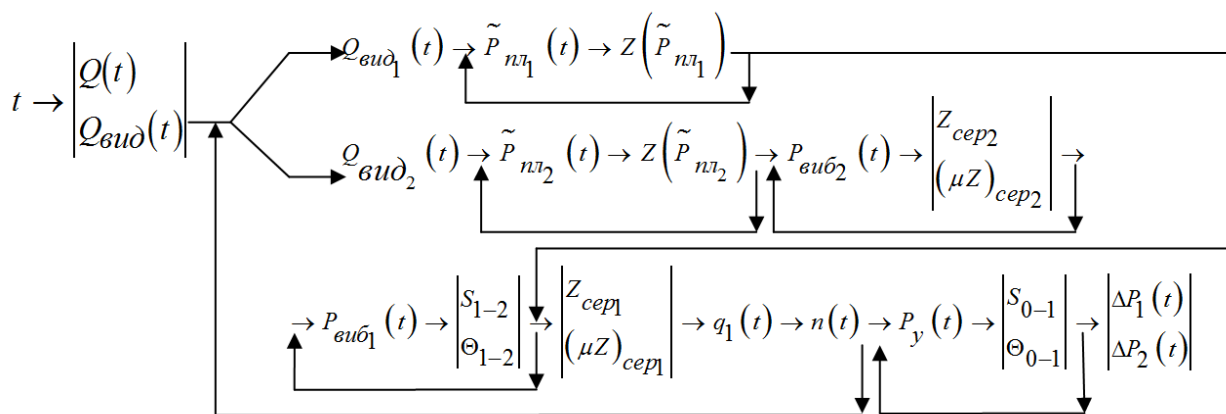


Рисунок 2 – Алгоритм розрахунку технологічних показників розробки двошарового газового родовища в умовах газового режиму спільною сіткою свердловин за постійного дебіту газу

9 За значеннями $\tilde{P}_{nl1}(t)$, $P_{vud1}(t)$ і $T_{пл1}$ визначають Z_{cerp1} і $(\mu Z)_{cerp1}$.

10 Знаходять дебіт газу з першого пласта $q_1(t)$ за формулою:

$$q_1(t) = -\frac{A_1^*(\mu Z)_{cerp1}}{2B_1^* z_{cerp1}} + \sqrt{\left[\frac{A_1^*(\mu Z)_{cerp1}}{2B_1^* z_{cerp1}}\right]^2 + \frac{\tilde{P}_{nl1}^2(t) - P_{vud1}^2(t)}{B_1^* z_{cerp1}}} \quad (16)$$

11 Обчислюють дебіт газу з другого пласта з рівняння (4).

12 Визначають кількість видобувних свердловин за формулою:

$$n(t) = K_p \frac{Q(t)}{q_1(t) + q_2(t)}, \quad (17)$$

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

13 Із знайденими значеннями $q_1(t)$, $q_2(t)$ і $n(t)$ повторюють розрахунки з пункту 3 до досягнення заданої точності у визначенні $P_{vud1}(t)$.

14 Визначають з використанням методу послідовних наближень устьовий тиск $P_y(t)$ за формулою:

$$P_y(t) = \sqrt{\frac{P_{vud1}^2(t) - \Theta_{0-1} q^2}{e^{2S_{0-1}}}}, \quad (18)$$

де
$$S_{0-1} = \frac{0,03415 \tilde{\rho}_z L_{0-1}}{z_{cerp0-1} T_{cerp0-1}}; \quad (19)$$

$$\Theta_{0-1} = 0,0133 \lambda_{0-1} \frac{Z_{cerp0-1}^2 T_{cerp0-1}^2}{d_{вн0-1}^2} (e^{2S_{0-1}} - 1); \quad (20)$$

L_{0-1} – відстань від устя свердловини до середини інтервалу перфорації першого пласта;

$T_{cerp0-1}$, $Z_{cerp0-1}$, $d_{вн0-1}$, λ_{0-1} , S_{0-1} , Θ_{0-1} – значення відповідних величин (параметрів) для відрізка стовбура свердловини L_{0-1} .

У першому наближенні значення комплексних параметрів S_{0-1} і Θ_{0-1} приймають рівними їх значенням на попередній момент часу, потім уточнюють.

15 Визначають депресії на окремі пласти $\Delta P_1(t)$ і $\Delta P_2(t)$ за формулами:

$$\Delta P_1(t) = \tilde{P}_{nl1}(t) - P_{vud1}(t), \quad (21)$$

$$\Delta P_2(t) = \tilde{P}_{nl2}(t) - P_{vud2}(t). \quad (22)$$

Порівнюють отримані значення депресій на пласти з допустимими значеннями. Якщо розраховані значення депресії досягають допустимого значення, з точки зору руйнування порід в одному з пластів, то переходять на технологічний режим експлуатації свердловин з постійною депресією на пласт. На рисунку 3 зображено алгоритм розрахунку технологічних показників розробки двошарового газового родовища спільною сіткою свердловин за постійного дебіту газу.

Результати дослідження

Запропонована методика розрахунку прогнозних технологічних показників розробки двошарового газового родовища спільною сіткою свердловин за постійного дебіту газу апробована для умов гіпотетичного родовища з такими даними: початкові запаси газу: для першого (верхнього) пласта – $50 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, для другого (нижнього) пласта – $30 \cdot 10^9 \text{ м}^3$; початковий пластовий тиск: для першого пласта – 33 МПа, для другого пласта – 33,06 МПа; пластова температура: для першого пласта – 67°C , для другого пласта – 69°C ; устьова температура – -20°C ; відносна густина газу – 0,6; відстань від устя свердловини до середини інтервалу перфорації першого пласта – 3200 м; відстань від устя свердловини до середини інтервалу перфорації другого пласта – 3300 м; відстань між серединами інтервалів перфорації верхнього і нижнього пластів – 100 м; глибина опускання насосно-компресорних труб – 3200 м; внутрішній діаметр насосно-компресорних труб – 0,062 м; внутрішній діаметр експлуатаційної колони – 0,150 м; початкові значення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони: для першого пласта – $A_1 = 0,72 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{д/тис.м}^3$, $B_1 = 2,4 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа} \cdot \text{д/тис.м}^3)^2$; для другого пласта – $A_2 = 2,5 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{д/тис.м}^3$, $B_2 = 5,8 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа} \cdot \text{д/тис.м}^3)^2$; початкова депресія на пласт:

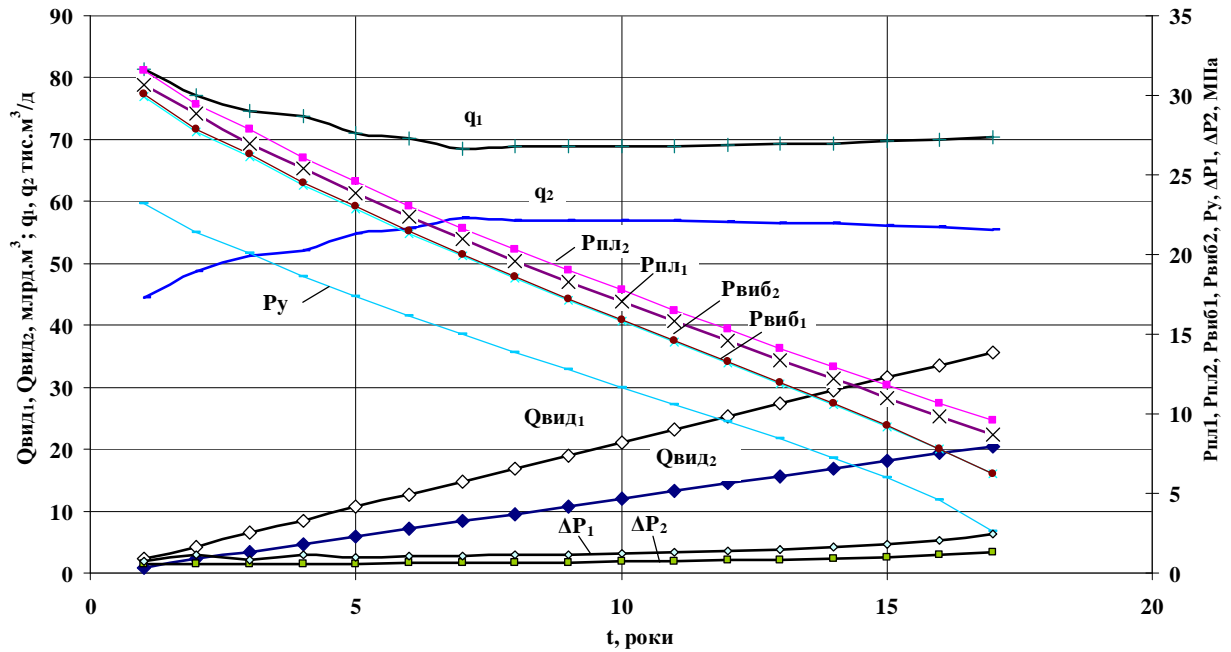


Рисунок 3 – Динаміка прогнозних технологічних показників розробки двошарового газового родовища в умовах газового режиму спільною сіткою свердловин при експлуатації їх з постійним дебітом газу $q = \text{const}$

для першого пласта – 1,3 МПа, для другого пласта – 1,5 МПа; темп видобування газу з родовища – $3,304 \cdot 10^9$ м³/рік; початковий дебіт газу: з першого пласта – 89,89 тис.м³/д, з другого пласта – 35,95 тис.м³/д; початковий дебіт свердловини – 125,84 тис.м³/д; початковий устьовий тиск – 23,2 МПа. Результати розрахунків прогнозних технологічних показників розробки двошарового газового родовища в умовах газового режиму спільною сіткою свердловин за постійного дебіту газу зображено на рисунку 3.

Розробка двошарового родовища в умовах газового режиму спільною сіткою свердловин за постійного дебіту газу $q = 125,84$ тис.м³/д здійснюється впродовж 17 років. У процесі розробки родовища відбувається закономірне зниження пластового і вибійного тисків в обох пластах. За розрахунковий період (17 років) пластовий тиск у першому пласті зменшується з 33 до 8,649 МПа, вибійний тиск – з 31,7 до 6,195 МПа. У другому пласті пластовий тиск зменшується з 33,06 до 9,550 МПа, вибійний тиск – з 31,56 до 6,236 МПа. За постійного дебіту свердловини дебіт газу з першого пласта зменшується з 81,3 тис.м³/д на кінець першого року до 68,89 тис.м³/д на 7-й рік, а потім незначно зростає до 70,48 тис.м³/д на 17-й рік. Дебіт газу з другого пласта змінюється навпаки – спочатку зростає з 44,54 тис.м³/д на кінець першого року до 57,37 тис.м³/д на 7-й рік, після чого зменшується до 55,36 тис.м³/д на 17-й рік. Незважаючи на коливання дебіту газу, депресія поступово зростає з 1,3 до 2,454 МПа на 17-й рік для першого пласта і з 1,5 до 3,314 МПа для другого пласта. Устьовий тиск зменшиться з 23,29 до 2,627 МПа. Для умови розглянутого прикладу кількість свердловин постійна і становить 80 одиниць. На кінець розрахунково-

го періоду поточний коефіцієнт газовилучення становить: для першого пласта – 71,432 %, для другого пласта – 68,343 %, для родовища – 70,274 %.

Результати апробації запропонованої методики для умов гіпотетичного газового родовища свідчать про можливість її використання для прогнозування технологічних показників розробки реальних двошарових газових родовищ спільною сіткою свердловин при експлуатації їх з постійним значенням дебіту газу. Для технологічного режиму експлуатації свердловин з постійним дебітом газу така методика запропонована вперше.

Висновки

Запропоновано методику прогнозування технологічних показників розробки двошарового газового родовища в умовах газового режиму спільною сіткою свердловин при експлуатації їх з постійним дебітом газу. Методику апробовано для умов гіпотетичного газового родовища. Результати апробації методики свідчать про можливість визначення прогнозних технологічних показників розробки як окремих пластів, так і всього родовища, що дозволяє рекомендувати запропоновану методику для прогнозування показників розробки реальних двошарових родовищ спільною сіткою свердловин за постійного дебіту газу.

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 Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докт. техн. наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

3 Кондрат Р. М. Прогнозування показників розробки газового родовища при газовому режимі та експлуатації свердловин з постійною швидкістю руху газу на вході в насосно-компресорні труби / Р. М. Кондрат // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ: Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ. – Вип. 34. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1997. – С. 151-157.

4 Кондрат Р. М. Прогнозування показників розробки газового родовища при газовому режимі та експлуатації свердловин з постійною швидкістю руху газу на гирлі / Р. М. Кондрат // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ: Сер. Буріння нафтових і газових свердловин. Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ. – Вип. 34. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1997. – С. 157-164.

Стаття надійшла до редакційної колегії
10.05.17

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