

## ВИЗНАЧЕННЯ ПРОГНОЗНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ ДВОПЛАСТОВОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА У ГАЗОВОМУ РЕЖИМІ СПІЛЬНОЮ СІТКОЮ СВЕРДЛОВИН ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЇХ З ПОСТІЙНИМ ГИРЛОВИМ ТИСКОМ

Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Н. С. Дремлюх, Л. І. Матійшин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727105,  
e-mail: yuliia.doroshenko@nung.edu.ua

Наведено методики прогнозування технологічних показників розробки однопластового газового родовища для газового режиму та експлуатації свердловин із постійним гирловим тиском. Для двопластового газового родовища з різнопроникними, гідродинамічно ізольованими пластами, які розробляються єдиною сіткою свердловин із постійним гирловим тиском, відсутні доступні інженерні розрахункові методики, які би дозволяли оперативно з достатньою точністю прогнозувати показники видобування газу. Розроблено методику для визначення прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища у газовому режимі спільною сіткою свердловин та експлуатації їх з постійним гирловим тиском. Виконано дослідження на гіпотетичному (модельному) двопластовому газовому родовищі з різнопроникними, гідродинамічно ізольованими пластами, які розробляються спільно єдиною сіткою свердловин із застосуванням методів математичного моделювання, зокрема, методу послідовної зміни стаціонарних станів. Запропонована методика ґрунтується на спільному розв'язанні рівняння матеріального балансу для кожного газоносного пласта для газового режиму, двочленної формули припливу газу у кожному пласті до середньої свердловини, рівняння руху газу у вертикальних трубах свердловин і рівняння, яке встановлює зв'язок між вибійними тисками у кожному пласті. Отримано залежності, що дозволяють визначити поточні значення пластового і вибійного тисків у кожному пласті, дебіту газу з кожного пласта і «середньої» свердловини, річного і накопиченого видобутку газу з кожного пласта і родовища. Наведена методика реалізована у програмному забезпеченні Mathcad і апробована на гіпотетичному родовищі. Запропонована методика визначення прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища для газового режиму спільною сіткою свердловин та експлуатації їх з постійним гирловим тиском дозволяє оперативно з використанням широко доступних комп'ютерних програм розраховувати технологічні показники видобування газу.

Ключові слова: багатопластове родовище, система розробки, сітка свердловин, спільна експлуатація пластів, технологічний режим, дебіт газу, коефіцієнт газовилучення.

*Methods for predicting technological indicators for the development of a single-layer gas field for the gas regime and operation of wells with constant wellhead pressure are presented. For a two-layer gas field with different permeability, hydrodynamically isolated layers, developed by a single network of wells with constant wellhead pressure, there are no available engineering calculation methods that allow one to quickly predict technological indicators of gas production with sufficient accuracy. A methodology has been developed to determine predictive technological indicators for the development of a two-layer gas field in gas mode, using a common well pattern and operating at constant wellhead pressure. Studies were carried out on a hypothetical (model) two-layer gas field with different permeability, hydrodynamically isolated layers, developed together by a single well grid, using mathematical modelling methods, in particular the method of sequential changes in steady states. The proposed methodology is based on the joint solution of the material balance equation for each gas-bearing formation for the gas regime, the two-term formula for gas inflow in each formation to the average well, the equation for gas movement in vertical well pipes and the equation establishing the relationship between bottomhole pressures in each layer. Dependencies have been obtained that make it possible to determine the current values of reservoir and bottomhole pressures in each formation, the gas flow rate from each formation and the "average" well, annual and cumulative gas production from each formation and field. The methodology presented is implemented in Mathcad software and tested on a hypothetical field. The proposed methodology for determining the predicted technological indicators of development of a two-layer gas field for the gas regime with a common well pattern and their operation at constant wellhead pressure allows you to quickly calculate the technological indicators of gas production using widely available computer programs.*

Key words: multilayer field, development system, well pattern, joint exploitation of formations, technological regime, gas flow rate, gas recovery factor.

## Вступ

Родовища природних газів зазвичай характеризуються багатопластовою будовою і складаються з окремих газоносних пластів та прошарків різної товщини, проникності і площевого поширення [1-2]. У процесі розробки багатопластового родовища газоносні пласти можуть гідродинамічно взаємодіяти між собою по всій площі газоносності (за відсутності непроникних глинистих порід між ними) або через літологічні вікна у глинистих породах, що пов'язані з розмиванням останніх на окремих ділянках, чи слабо проникні перетинки в місцях виклинювання непроникних глинистих порід, а також через тріщини у глинистих породах і тектонічні порушення.

Якщо газоносні пласти розділені по всій площі газоносності непроникними глинистими породами, їх вважають гідродинамічно ізольованими. Такі пласти можуть розроблятися поодиноці окремими сітками свердловин або об'єднуватися в один експлуатаційний об'єкт для спільної розробки єдиною сіткою свердловин. Газоносні пласти об'єднують в один експлуатаційний об'єкт у випадку виконання таких умов: однаковий (наближений склад газу); подібні за складом і колекторськими властивостями продуктивні пласти; близькі початкові площі газоносності і початкові запаси газу; початкові пластові тиски у пластах відрізняються не більше, ніж натиск стовпа газу між ними; однаковий режим розробки пластів [3].

Запропоновано такі методи визначення прогнозних технологічних показників розробки родовища: метод інтегрування диференціального рівняння неусталеної фільтрації реального газу в неоднорідному за колекторськими властивостями пористому середовищі за відповідних початкових і граничних крайових умов, які ґрунтуються на побудові геолого-технологічної моделі родовища і використанні сучасних комп'ютерних програм для проведення розрахунків [4-6]; метод послідовної зміни стаціонарних станів; метод, основою якого є екстраполяція закономірностей зміни в часі фактичних показників розробки родовища на найближчі роки [7]. Серед методів прогнозування показників розробки родовища значної уваги заслуговує метод послідовної зміни стаціонарних станів, який характеризується простотою і доступністю рішень і дозволяє оперативну з достатньою точністю визначити прогнозні показники видобування газу [8-9]. З використанням методу послідовної зміни стаціонарних станів розроблено методики розрахунку прогнозних технологічних показників розробки одно пластового

газового родовища за газового режиму і різних технологічних режимів експлуатації свердловин (за постійних значень дебіту газу, депресії на пласт, гирлового тиску, швидкості руху газу на вході в насосно-компресорні труби (НКТ) і на гирлі свердловини) [10]. Відомі також методики розрахунку прогнозних технологічних показників розробки газового родовища за газового режиму спільною сіткою свердловин при експлуатації їх з постійним дебітом газу і постійною депресією на пласт [11-12]. Для інших технологічних режимів експлуатації свердловин такі розрахункові методики відсутні, тому виникла необхідність в їх розробленні. Це особливо актуально для завершальної стадії розробки родовищ, яка характеризується значною тривалістю в часі і експлуатацією свердловин з постійним гирловим тиском [13-15].

## Матеріали та методи

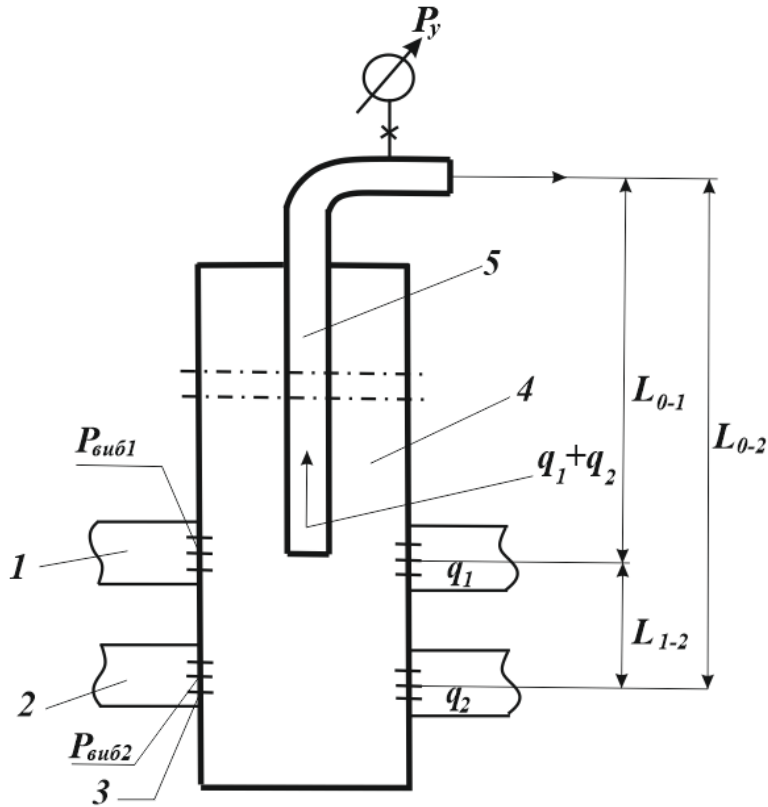
Розроблена методика визначення прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища за газового режиму спільною сіткою свердловин та експлуатації їх з постійним гирловим тиском, яка ґрунтується на спільному розв'язанні рівняння матеріального балансу для кожного газоносного пласта за газового режиму, двочленної формули припливу газу у кожному пласті до середньої свердловини, рівняння руху газу у вертикальних трубах свердловини (по експлуатаційній колоні на відрізку стовбура свердловин від середини інтервалу перфорації нижнього пласта до середини інтервалу перфорації верхнього пласта і по НКТ на відрізку стовбура свердловини від середини інтервалу перфорації верхнього пласта і до гирла) і рівняння, яке встановлює зв'язок між вибірними тисками в кожному пласті. Розрахункова схема двопластового родовища зображена на рисунку 1.

Газ з другого (нижнього) пласта рухається вгору експлуатаційною колоною і далі разом з газом з 1 пласта піднімається по НКТ на поверхню.

Розрахунки прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища за газового режиму спільною сіткою свердловин та експлуатації їх з постійним гирловим тиском виконують для періоду спадного видобутку газу, який характерний для завершальної стадії розробки родовища, в такій послідовності.

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

2. Для кожного значення часу  $t$  визначають накопичений видобуток газу з першого і другого пластів.



1 – перший (верхній пласт); 2 – другий (нижній пласт); 3 – інтервал перфорації;  
4 – експлуатаційна колона; 5 – колона НКТ

**Рисунок 1 – Розрахункова схема двопластового родовища за спільної експлуатації пластів єдиною сіткою свердловин із постійним гирловим тиском**

$$Q_{\text{вид.1}}(t) = Q_{\text{вид.1}}(t_{n-1}) + \frac{n(t_{n-1}) \cdot q_1(t_{n-1}) + n(t) \cdot q_1(t)}{2} \varphi \Delta t, \quad (1)$$

$$Q_{\text{вид.2}}(t) = Q_{\text{вид.2}}(t_{n-1}) + \frac{n(t_{n-1}) \cdot q_2(t_{n-1}) + n(t) \cdot q_2(t)}{2} \varphi \Delta t, \quad (2)$$

де  $Q_{\text{вид.1}}(t_{n-1})$ ,  $Q_{\text{вид.2}}(t_{n-1})$  – накопичений видобуток газу відповідно з першого і другого пластів на момент часу  $t_{n-1}$ ;

$q_1(t_{n-1})$ ,  $q_2(t_{n-1})$ ,  $q_1(t)$ ,  $q_2(t)$  – дебіт газу з першого і другого пластів відповідно на момент часу  $t_{n-1}$  і  $t$ .

$n(t_{n-1})$ ,  $n(t)$  – кількість свердловин на момент часу відповідно  $t_{n-1}$  і  $t$ ;

$\varphi$  – коефіцієнт експлуатації свердловин;

$\Delta t$  – крок по часу в розрахунках ( $\Delta t=365$  діб).

Кількість свердловин у формулах 1 і 2 прийнята змінною, оскільки на завершальній стадії розробки родовища можлива ліквідація частини свердловин з технічних причин. У разі постійної кількості свердловин  $n(t_{n-1})$  і  $n(t) = n$ .

У першому наближенні приймають  $q_1(t) = q_1(t_{n-1})$ ,  $q_2(t) = q_2(t_{n-1})$ .

3. Знаходять із застосуванням методу послідовних наближень поточний середній пластовий тиск у першому і другому пластах:

$$\tilde{P}_{\text{пл.1}}(t) = \left[ \frac{P_{n.1}}{Z_{n.1}} - \frac{Q_{\text{вид.1}}(t)}{\Omega_1^*} \right] \cdot Z(\tilde{P}_{\text{пл.1}}), \quad (3)$$

$$\tilde{P}_{\text{пл.2}}(t) = \left[ \frac{P_{n.2}}{Z_{n.2}} - \frac{Q_{\text{вид.2}}(t)}{\Omega_2^*} \right] \cdot Z(\tilde{P}_{\text{пл.2}}), \quad (4)$$

де  $P_{n.1}$ ,  $P_{n.2}$  – початковий пластовий тиск відповідно у першому і другому пластах;

$\Omega_1^*$ ,  $\Omega_2^*$  – зведений газонасичений поровий об'єм відповідно першого і другого пластів;

$Z_{n.1}$ ,  $Z_{n.2}$ ,  $Z(\tilde{P}_{\text{пл.1}})$ ,  $Z(\tilde{P}_{\text{пл.2}})$  – коефіцієнт стисливості газу за пластової температури  $T_{\text{пл}}$  і відповідно за тисків  $P_{n.1}$ ,  $P_{n.2}$ ,  $\tilde{P}_{\text{пл.1}}(t)$ ,  $\tilde{P}_{\text{пл.2}}(t)$ .

У першому наближенні значення  $Z(\tilde{P}_{\text{пл.1}})$ ,  $Z(\tilde{P}_{\text{пл.2}})$  приймають рівними їхнім значенням на попередній момент часу.

4. Визначають із застосуванням методу послідовних наближень поточний вибійний тиск для другого пласта:

$$P_{виб.2}(t) = \sqrt{\tilde{P}_{пл.2}^2(t) - A_2^*(\mu Z)_{сер.2} \cdot q_2(t) - B_2^* Z_{сер.2} \cdot q_2(t)^2}, \quad (5)$$

де

$$A_2^* = \frac{A_2}{(\mu Z)_{сер.2n}}; \quad B_2^* = \frac{B_2}{Z_{сер.2n}}; \quad (6)$$

$$(\mu Z)_{сер.2} = \frac{(\mu Z)_{пл.2} + (\mu Z)_{виб.2}}{2};$$

$$Z_{сер.2} = \frac{Z_{пл.2} + Z_{виб.2}}{2}; \quad (7)$$

$A_2^*$ ,  $B_2^*$  – постійні частини коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони для другого пласта;

$Z_{сер.2n}$ ,  $Z_{сер.2}$ ,  $(\mu Z)_{сер.2n}$ ,  $(\mu Z)_{сер.2}$  – середні значення відповідно коефіцієнта стисливості газу і добутку динамічного коефіцієнта в'язкості та коефіцієнта стисливості газу в зоні дренажу свердловини другого пласта для початкових умов (на початок розрахунків) і поточних умов.

Середні значення коефіцієнта стисливості газу  $Z_{сер.2}$  і добутку динамічного коефіцієнта в'язкості і коефіцієнта стисливості газу  $(\mu Z)_{сер.2}$  визначають як середньоарифметичне значення цих параметрів за поточного середнього пластового тиску  $\tilde{P}_{пл.2}(t)$  і поточного вибійного тиску  $P_{виб.2}(t)$ .

У першому наближенні значення  $Z_{сер.2}$ ,  $(\mu Z)_{сер.2}$ ,  $q_2(t)$  приймають рівними їх значенням на попередній момент часу.

5. Знаходять з використанням формули Адамова Г.А. і методу послідовних наближень поточний вибійний тиск для першого пласта.

$$P_{виб.1}(t) = \sqrt{\frac{P_{виб.2}^2(t) - \theta_{1-2} q_2(t)^2}{e^{2S_{1-2}}}}, \quad (8)$$

де

$$S_{1-2} = \frac{0,03415 \bar{\rho}_{г.2} \cdot L_{1-2}}{Z_{сер.1-2} \cdot T_{сер.1-2}}, \quad (9)$$

$$\theta_{1-2} = 0,0133 \lambda_{1-2} \frac{Z_{сер.1-2}^2 T_{сер.1-2}^2}{D_{вн}^2} (e^{2S_{1-2}} - 1), \quad (10)$$

$$Z_{сер.1-2} = f(P_{сер.1-2}, T_{сер.1-2}),$$

$$P_{сер.1-2}(t) = \frac{2}{3} \left( P_{виб.2}(t) + \frac{P_{виб.1}^2(t)}{P_{виб.1}(t) + P_{виб.2}(t)} \right), \quad (11)$$

$$T_{сер.1-2}(t) = \frac{T_{виб.2} - T_{виб.1}}{\ln \frac{T_{виб.2}}{T_{виб.1}}}, \quad (12)$$

$L_{1-2}$  – відстань між серединами інтервалів перфорації першого і другого пластів;

$D_{вн}$  – внутрішній діаметр експлуатаційної колони;

$\bar{\rho}_{г.2}$  – відносна густина газу з другого пласта;

$P_{сер.1-2}$ ,  $T_{сер.1-2}$  – відповідно середній тиск і середня температура в інтервалі стовбура свердловини між пластами;

$\lambda_{1-2}$  – коефіцієнт гідравлічного опору експлуатаційної колони.

6. За значеннями  $\tilde{P}_{пл.1}(t)$ ,  $\tilde{P}_{виб.1}(t)$ ,  $T_{пл.1}$  знаходять середнє значення коефіцієнта стисливості газу  $Z_{сер.1}$  і добутку динамічного коефіцієнта в'язкості і коефіцієнта стисливості газу  $(\mu Z)_{сер.1}$  для першого пласта.

7. Визначають дебіт газу з першого пласта:

$$q_1(t) = -\frac{A_1^*(\mu Z)_{сер.1}}{2B_1^* Z_{сер.1}} + \sqrt{\left[ \frac{A_1^*(\mu Z)_{сер.1}}{2B_1^* Z_{сер.1}} \right]^2 + \frac{\tilde{P}_{пл.1}^2(t) - \tilde{P}_{виб.1}^2(t)}{B_1^* Z_{сер.1}}}. \quad (13)$$

8. Для заданого значення гирлового тиску уточнюють методом послідовних наближень поточний вибійний тиск для першого пласта:

$$P_{виб.1}(t) = \sqrt{P_y^2(t) e^{2S_{0-1}} + \theta_{0-1} [q_1(t) + q_2(t)]^2}. \quad (14)$$

Значення комплексних параметрів  $s_{0-1}$  і  $\theta_{0-1}$  визначають за формулами (9) і (10), в які підставляють довжину НКТ  $L_{0-1}$ , внутрішній діаметр НКТ  $d_{вн}$ , коефіцієнт гідравлічного опору НКТ  $\lambda_{0-1}$ . Середній тиск в НКТ  $P_{сер.0-1}(t)$  і середню температуру в НКТ  $T_{сер.0-1}$  визначають за формулами (11) і (12) за значенням тиску і температури на вході і виході НКТ (відповідно  $P_{виб.1}(t)$ ,  $T_{виб.1}$ ,  $P_y$ ,  $T_y$ ). Середнє значення відносної густини газу визначають методом зважування відносних густин газу окремих пластів по дебітах газу із цих пластів:

$$\rho_{г.сер} = \bar{\rho}_{г.1} \cdot q_1(t) + \bar{\rho}_{г.2} \cdot q_2(t) / q_1(t) + q_2(t). \quad (15)$$

9. Повторюють розрахунки за пунктами 6-8 до отримання заданої точності у визначенні  $P_{виб.1}(t)$ .

10. Використовуючи двочленну формулу припливу газу до вибою свердловини і формулу Адамова Г.А. для руху газу в вертикальних трубах, уточнюють методом послідовних наближень дебіт газу з другого пласта.

$$q_2(t) = -\frac{A_2^*(\mu Z)_{cep,2}}{2(B_2^*Z_{cep,2} + \theta_{1-2})} + \quad (16)$$

$$\sqrt{\left[\frac{A_2^*(\mu Z)_{cep,2}}{2(B_2^*Z_{cep,2} + \theta_{1-2})}\right]^2 + \frac{\tilde{P}_{nl,2}^2(t) - \tilde{P}_{воб,1}^2(t) \cdot e^{2S_{1-2}}}{B_2^*Z_{cep,2} + \theta_{1-2}}}$$

У першому наближенні значення  $Z_{cep,2}$ ,  $(\mu Z)_{cep,2}$ ,  $s_{1-2}$ ,  $\theta_{1-2}$  приймають рівними їх значенням з попередньої ітерації.

11. Уточнюють вибійний тиск для другого пласта.

$$P_{воб,2}(t) = \sqrt{P_{воб,1}^2(t) e^{2S_{1-2}} + \theta_{1-2} \cdot q_2(t)^2}. \quad (17)$$

У першому наближенні значення  $s_{1-2}$ ,  $\theta_{1-2}$  приймають рівними їх значенням з попередньої ітерації.

12. За зазначеннями  $\tilde{P}_{nl,2}(t)$ ,  $P_{воб,1}(t)$ ,  $P_{воб,2}(t)$ ,  $T_{воб,1}$ ,  $T_{воб,2}$  уточнюють  $Z_{cep,2}$ ,  $(\mu Z)_{cep,2}$ ,  $s_{1-2}$ ,  $\theta_{1-2}$ .

13. Повторюють розрахунки за пунктами (10–12) до отримання заданої точності у визначенні  $P_{воб,2}(t)$ ,  $q_2(t)$ .

14. Із знайденими значеннями  $q_1(t)$ ,  $q_2(t)$  повторюють розрахунки за пунктами (8-13) до отримання заданої точності у визначенні  $P_{воб,1}(t)$  і  $P_{воб,2}(t)$ .

15. За промисловими даними уточнюють поточну кількість діючих видобувних свердловин  $n(t)$ .

16. Повторюють всі розрахунки з пункту 1.2 до досягнення заданої точності у визначенні значень шуканих величин.

17. Визначають значення депресії на окремій пласті:

$$\Delta P_1(t) = \tilde{P}_{nl,1}(t) - P_{воб,1}(t). \quad (18)$$

$$\Delta P_2(t) = \tilde{P}_{nl,2}(t) - P_{воб,2}(t). \quad (19)$$

18. Знаходять накопичений видобуток газу з родовища:

$$Q_{воб}(t) = Q_{воб,1}(t) + Q_{воб,2}(t). \quad (20)$$

19. Знаходять темп видобутку газу з кожного пласта і родовищ:

$$Q_1(t) = n(t) \cdot \varphi \cdot q_1(t), \quad (21)$$

$$Q_2(t) = n(t) \cdot \varphi \cdot q_2(t), \quad (22)$$

$$Q(t) = Q_1(t) + Q_2(t). \quad (23)$$

Запропонована методика визначення прогностичних технологічних показників розробки двопластового газового родовища за газового режиму спільною сіткою свердловин та експлуатації їх з постійним гирловим тиском апробована для умов гіпотетичного двопластового газового родовища з такими даними:

початкові запаси газу:

для першого пласта –  $50 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ ,

для другого 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 –  $67 \text{ }^\circ\text{C}$ ,

для другого пласта –  $69 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

температура на гирлі свердловини –  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

відносна густина газу з першого і другого пластів – 0,6;

зведений газонасичений поровий об'єм:

для першого пласта –  $1,461 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{МПа}$ ,

для другого пласта –  $8,776 \cdot 10^8 \text{ м}^3/\text{МПа}$ ,

початкові значення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони:

для першого пласта

$A_1 = 0,72 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{доб}/\text{тис.м}^3$ ,

$B_1 = 2,4 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа} \cdot \text{доб}/\text{тис.м}^3)^2$ ;

для другого пласта

$A_2 = 2,5 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{доб}/\text{тис.м}^3$ ,

$B_2 = 5,8 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа} \cdot \text{доб}/\text{тис.м}^3)^2$ ;

постійні частини коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони:

для першого пласта

$A_1^* = 28,152 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{доб}/(\text{тис.м}^3 \cdot \text{МПа} \cdot \text{с})$ ,

$B_1^* = 2,51 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа} \cdot \text{доб}/\text{тис.м}^3)^2$ ;

для другого пласта

$A_2^* = 98,23 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{доб}/(\text{тис.м}^3 \cdot \text{МПа} \cdot \text{с})$ ,

$B_2^* = 6,05 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа} \cdot \text{доб}/\text{тис.м}^3)^2$ ;

відстань від гирла свердловини до середини інтервалу перфорації першого пласта – 3200 м;

відстань між серединами інтервалів перфорації верхнього і нижнього пластів – 100 м;

глибина опускання НКТ до середини інтервалу перфорації першого пласта – 3200 м;

внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м;

внутрішній діаметр експлуатаційної колони – 0,150 м.

Для розробки родовища пробурено 80 свердловин. Значення початкової депресії на перший пласт  $\Delta P_1 = 1,3 \text{ МПа}$  і на другий пласт  $\Delta P_2 = 1,5 \text{ МПа}$ . Початковий дебіт газу з кожного пласта становив відповідно  $q_{n1} = 89,89 \text{ тис.м}^3/\text{доб}$  і  $q_{n2} = 35,95 \text{ тис.м}^3/\text{доб}$ , а дебіт свердловини –

125,84 тис.м<sup>3</sup>/доб. При цьому початковий тиск на гирлі свердловин дорівнював 23,2 МПа.

У початковий період родовище розробляли з постійним темпом видобутку газу (3,674 % на рік від початкових запасів) при експлуатації свердловин з постійним дебітом (125,84 тис.м<sup>3</sup>/доб), що супроводжувалося поступовим зростанням депресії в обох пластах. Після досягнення у другому пласті допустимої депресії з метою запобігання руйнуванню порід у привибійній зоні перейшли на технологічний режим експлуатації свердловин із постійною депресією на другий пласт ( $\Delta P_{n2}=3,314 \text{ МПа} = \text{const}$ ). На кінець 17-ого року розробки родовища тиск на гирлі свердловини знизився до мінімального значення, необхідного для подачі газу споживачам. Тому у подальшому родовище розробляли, підтримуючи постійний тиск на гирлах свердловин  $P_y=4,432 \text{ МПа} = \text{const}$ .

На кінець 17 року отримали такі показники розробки родовища: поточний пластовий тиск у першому пласті – 8,649 МПа, у другому пласті – 9,55 МПа; вибійний тиск для першого пласта – 6,195 МПа, для другого пласта – 6,236 МПа; депресія на перший пласт – 2,454 МПа, на другий пласт – 3,314 МПа; дебіт газу з першого пласта – 41,108 тис. м<sup>3</sup>/доб, з другого пласта – 19,998 тис. м<sup>3</sup>/доб, дебіт свердловини – 61,106 тис.м<sup>3</sup>/доб; коефіцієнт газовилучення першого пласта – 71,44 %, другого пласта – 68,2 %; загальний коефіцієнт газовилучення родовища – 70,25 %.

Результати розрахунків прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища за газового режиму спільною сіткою свердловин та експлуатації їх з постійним гирловим тиском зображено на рисунку 2. Аналіз результатів досліджень свідчить, що розраховані технологічні показники модельного газового родовища змінюється в часі аналогічно, як фактичні показники розробки реальних родовищ. Для кожного пласта закономірно знижуються пластовий і вибійний тиски, депресія на пласт, дебіт газу, річний темп видобутку газу і зростають коефіцієнти газовилучення. Протягом розглядуваного періоду розробки газового родовища пластовий тиск у другому (низькопроникному) пласті більший, ніж у першому пласті, а різниця пластових тисків в обох пластах поступово зменшується. На початок розглядуваного періоду розробки родовища дебіт газу з першого пласта більший, ніж з другого пласта, і у подальшому різко зменшується. На 28 рік розробки родовища крива дебіту газу з першого пласта перетинає криву

дебіту газу з другого пласта і далі розміщується нижче.

На момент зниження темпу річного видобутку газу до 0,0956% від початкових запасів (на кінець 34-ого року розробки родовища) отримано такі технологічні показники розробки: поточний пластовий тиск у першому пласті – 5,58 МПа, у другому пласті – 6,15 МПа; вибійний тиск для першого пласта – 5,49 МПа, для другого пласта – 5,6 МПа; депресія на перший пласт – 0,09 МПа, на другий пласт – 0,5 МПа; дебіт газу з першого пласта – 0,9 тис. м<sup>3</sup>/доб, з другого пласта – 2,5 тис. м<sup>3</sup>/доб; дебіт свердловини – 3,4 тис.м<sup>3</sup>/доб; коефіцієнт газовилучення першого пласта – 81,94 %, другого пласта – 80 %; загальний коефіцієнт газовилучення родовища – 81,21 %.

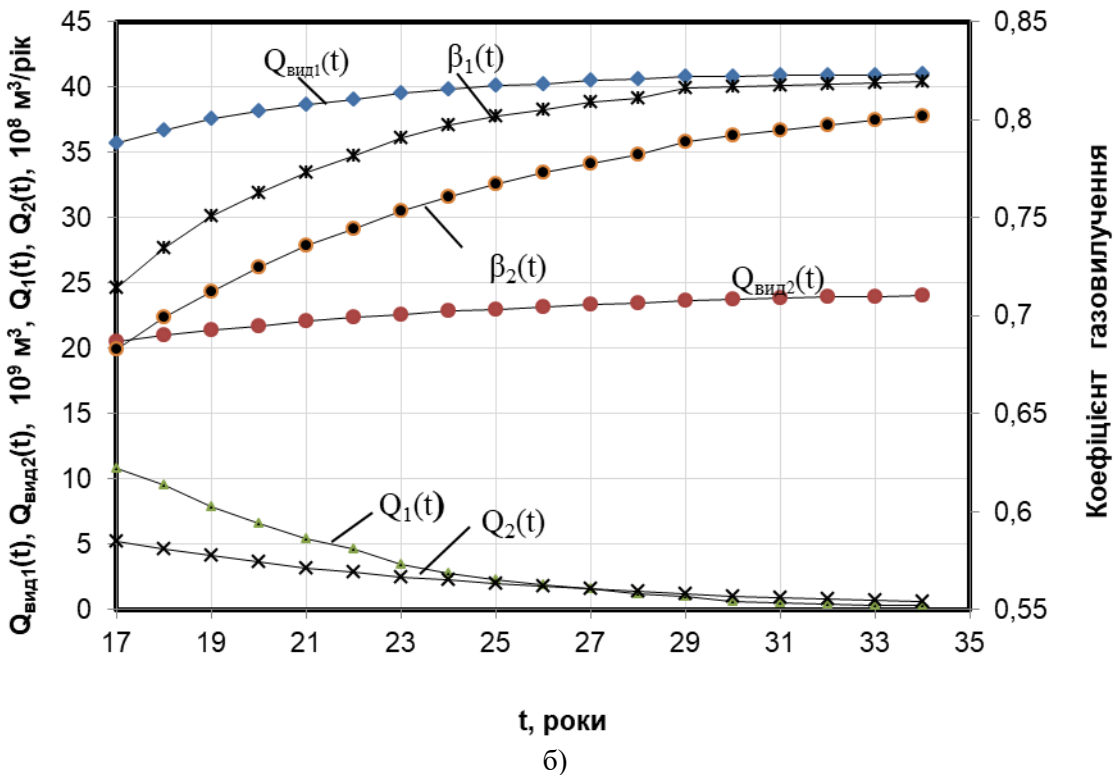
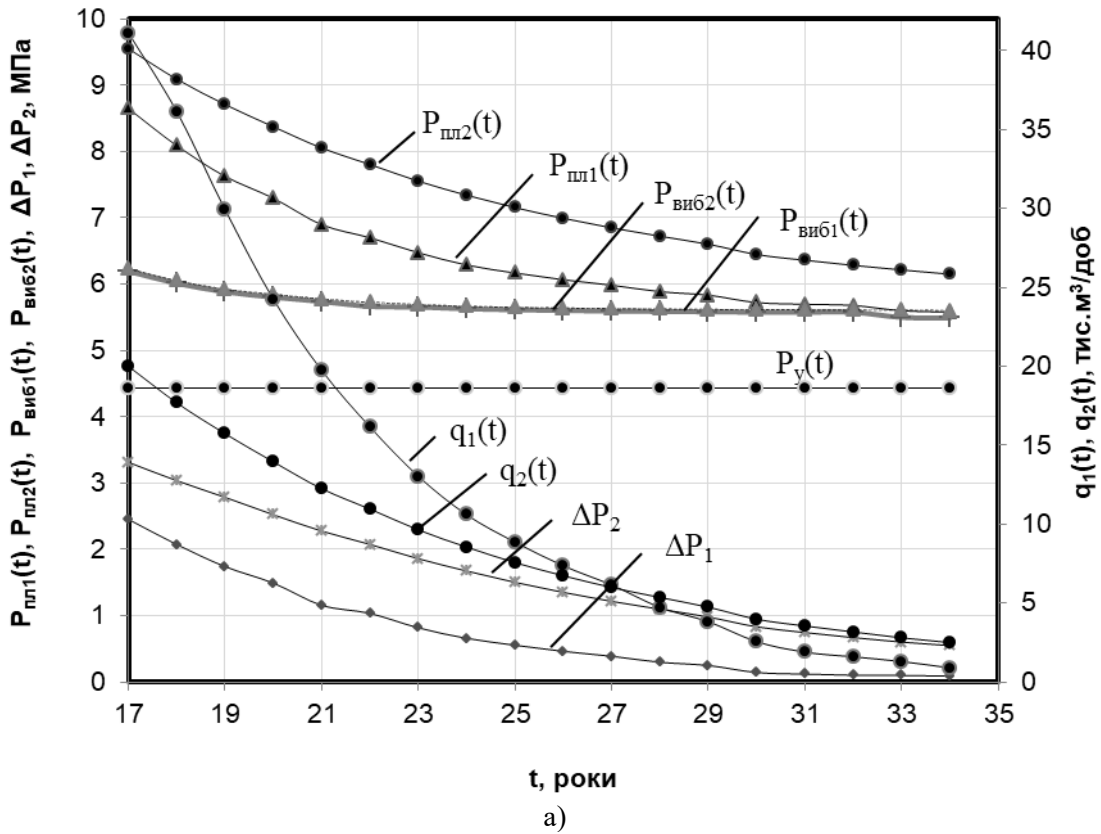
Значні залишкові запаси газу родовища, які становлять 18,79% від початкових запасів, пов'язані з високим значенням тиску на гирлах свердловин і низькою продуктивністю нижнього пласта. Для інтенсифікації видобутку газу з родовища і підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення потрібно знизити робочий тиск на гирлах свердловин, наприклад, шляхом введення в експлуатацію дотискної компресорної станції, подачі газу місцевим споживачам чи використання його на місці видобування і провести геолого-технічні заходи з оброблення у свердловинах привибійних зон другого пласта для зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів і тим самим збільшення дебіту газу з другого пласта. Такі роботи слід було провести ще на 18-ому році розробки родовища.

Результати виконаних досліджень свідчать про можливість практичного використання запропонованої методики прогнозування технологічних показників розробки двопластового газового родовища за газового режиму спільною сіткою свердловин при експлуатації з постійним гирловим тиском.

### Висновки

Узагальнено особливості геологічної будови і розробки багатопластових родовищ і методи прогнозування технологічних показників їх розробки і створено на їх основі розрахункові методики та сформульовано наступні висновки:

- розроблено методику визначення прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища у газовому режимі спільною сіткою свердловин та експлуатації їх з постійним гирловим тиском, яка ґрунтується на спільному розв'язанні рівняння матеріального балансу для кожного газоносного пласта у



а)  $\tilde{P}_{пл.1}(t), \tilde{P}_{пл.2}(t), P_{виб.1}(t), P_{виб.2}(t), \Delta P_1(t), \Delta P_2(t), q_1(t), q_2(t)$ ;

б)  $Q_1(t), Q_2(t), Q_{вид.1}(t), Q_{вид.2}(t), \beta_1(t), \beta_2(t)$

Рисунок 2 – Динаміка прогнозних технологічних показників розробки двошарового газового родовища спільною сіткою свердловин у випадку їх експлуатації з постійним тиском на гирлі

газовому режимі, двочленної формули припливу газу у кожному пласті до середньої свердловини, рівняння руху газу у вертикальних трубах свердловини і рівняння зв'язку між вибійними тисками у кожному пласті;

- складено алгоритм розв'язання запропонованої методики прогнозування технологічних показників розробки двопластового газового родовища;

- апробовано розроблену методику визначення прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища у газовому режимі спільною сіткою свердловин та експлуатації їх з постійним гирловим тиском для умов гіпотетичного родовища;

- виконано аналіз результатів прогнозування технологічних показників розробки гіпотетично газового родовища, що дало змогу встановити характерні особливості процесу розробки родовища, розробити рекомендації щодо інтенсифікації видобутку газу та підвищення газовилучення з родовища і засвідчити можливість використання запропонованої методики.

### Література / References

1. Theerapat Suppachokniun, Marut Wantawin, Thanita Kiatrabile. Maximising the Opportunity in Multi-Layered Tight Sand Reservoirs in a Mature Field by Hydraulic Fracturing: A Case Study of Tight Sand Development Project in Thailand. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. 2018. <https://doi.org/10.2118/192047-MS>.
2. Urvantsev R. V., Ibragimova D. R. Promising Methods for Increasing the Efficiency of Exploitation of Thin Low-Pressure Gas Deposits with Underlying Water. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. 2020. <https://doi.org/10.2118/202007-MS>.
3. Kondrat R. M., Kondrat O.R., Matiishyn L.I. Rozrobka ta ekspluatatsiia hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch: pidruchnyk. Ivano-Frankivsk: Foliant, 2023. 568 p. [in Ukrainian]
4. Lubnin A., Afanasiev I., Yudin E., Sansiev G., Galimova A. Peculiarities of White Tiger Field Basement Development Forecasting: Challenges and Solutions. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. 2018. <https://doi.org/10.2118/191571-18RPTC-MS>
5. Babawale Ojedapo, Sunday Sunday Ikiensikimama, Virtue Urunwo Wachikwu-Elechi Petroleum Production Forecasting Using Machine Learning Algorithms. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. 2022. <https://doi.org/10.2118/212018-MS>
6. Bright Agbodike, Uche Osokogwu, Gabriel Achumba. Solution to Limited Pressure BHP Data in Brown Fields; Material Balance Equation Approach. *Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. 2019. <https://doi.org/10.2118/198785-MS>.
7. Abdulla Ali Aldambi, Abbas Mohamed Al-Khudafi. Impact of physical properties on material balance calculations: case study AL-Nasr oil field, Shabwah Governorate. *Univ. Aden J. Nat. And Appl. Sc.* 2021. Vol. 25 No. 1. <https://doi.org/10.47372/uajnas.2021.n1.a11>
8. Deryaev Annaguly Rejepovich. Justification of the adopted methodology for forecasting technological development indicators for gas condensate field during development by the method of dual completion. *East European Scientific Journal*. 2022. No 5(81).
9. Rastogi A., Fan Y. Experimental and Modeling Study of Onset of Liquid Accumulation. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2020. Vol. 73. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.103064>
10. Sarthak Bapat, Nadeem Akhter. Mathematical Model for Predicting the Reservoir Performance of Gas Condensate in Multiphase Flow Systems. *Offshore Technology Conference Asia*. 2020. <https://doi.org/10.4043/30189-MS>
11. Benson Lamidi Abdul-Latif, Bawah Abdul-Rashid. Physico-Mathematical Model for forecasting Gas-Condensate Reservoir Performance in Multiphase Linear and Radial Flow Systems. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. 2018. <https://doi.org/10.2118/192267-MS>
12. Yong Han Seah, Alain C Gringarten, Marie Ann Giddins, Kirsty Burton. Optimising Recovery in Gas Condensate Reservoirs. *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. 2014. <https://doi.org/10.2118/171519-MS>.
13. Kondrat R.M., Dremlukh N.S., Uhrynovskiy A.V. Study of foam formation process with use of water solutions of foam-forming pairs and foam stabilizers. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 2017. Iss. 3. P. 20-26. <http://nvngu.in.ua/index.php/uk/component/jdownloads/finish/68-03/8656-03-2017-kondrat/0>
14. Kondrat R., Matiishyn L. Improving the efficiency of production wells at the final stage of gas field development. *Mining of Mineral Deposits*. 2022. Vol. 16, Iss. 2, P. 1-6. <https://doi.org/10.33271/mining16.02.001>
15. Burachok O., Kondrat O., Matkivskiy S. Investigation of the efficiency of gas condensate reservoirs waterflooding at different stages of development. *E3S Web of Conferences*. 2020. 230.10.1051/e3sconf/202123001010