

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.279/23.4

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ ЗБІЛЬШЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ ІЗ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ З ПІДОШОВНОЮ ВОДОЮ

Р.М.Кондрат, Л.Р.Смоловик, О.Р.Кондрат

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua*

Запропоновано удосконалену математичну модель процесу нестационарного конусоутворення під час експлуатації свердловин на газових і газоконденсатних покладах з подошовною водою. Досліджено вплив на динаміку піднімання та осідання конуса води проникності пласта, депресії тиску на пласт і тривалості зупинки свердловини для осідання конуса води. Обґрунтовано методику максималізації відбору газу із свердловин шляхом вибору тривалості періоду їх зупинки після обводнення.

Ключові слова: поклад, свердловина, розробка, експлуатація, подошовна вода, конусоутворення, вуглеводневилучення, дебіт газу, періодична експлуатація свердловин, максималізація відборів газу

Предложена усовершенствованная математическая модель процесса нестационарного конусообразования при эксплуатации скважин на газовых и газоконденсатных залежах с подошвенной водой. Исследовано влияние на динамику подъема и оседания конуса воды проницаемости пласта, депрессии давления на пласт и продолжительности остановки скважины для оседания конуса воды. Обоснована методика максимализации отбора газа из скважин путём выбора продолжительности периода их остановки после обводнения.

Ключевые слова: залежь, скважина, разработка, эксплуатация, подошвенная вода, конусообразование, углеводородоотдача, дебит газа, периодическая эксплуатация скважин, максимализация отборов газа

Propounded an improved mathematical modeling of non-stationary coning process during the exploitation of the wells on gas and gas condensate bottom water reservoirs. Recognised the influence on the dynamics of lift and slump of water cone of bed permeability, differential pressure and shut-in time for slump of water cone. Proved the technique of maximalization of gas selection from the well by the choice of the period time of their shut-in after drowning.

Keywords: bed, well, development, exploitation, bottom water, coning, hydrocarbon extraction, discharge of gas, periodical well exploitation, maximalization of gas selection

Експлуатація видобувних свердловин на покладах природних газів з подошовною водою супроводжується деформацією межі розділу „газ-вода” під вибоями свердловин з утворенням конусів подошовної води, вершина яких знаходиться на осі свердловин. Висота і швидкість підняття конуса води зростає із збільшенням дебіту свердловини (депресії тиску на пласт). При досягненні граничного дебіту газу (гранично допустимої депресії тиску на пласт) конус подошовної води піднімається до вибою свердловини. З подальшим збільшенням депресії тиску на пласт вода з'являється в продукції свердловин, що призводить до зменшення дебі-

тів газу та виникнення ускладнень у ході експлуатації свердловин, збиранні і промислового підготовляння пластової продукції. Можливими напрямками досягнення високих значень коефіцієнта вуглеводневилучення газових і газоконденсатних покладів з подошовною водою є підтримування таких значень дебітів газу (депресій тиску на пласт), за яких для заданих характеристик пластових флюїдів, обладнання вибою свердловини і ступеня розкриття пласта попереджується поступлення подошовної води на вибій свердловини або забезпечується стабільна робота свердловини за наявності води у пластовій продукції.

Дослідженню процесу конусоутворення присвячені роботи М. Маскета, І.А. Чарного, Д.А. Ефроса, Ю.І. Сткляніна, А.П. Телкова, В.А. Кісіля, Ю.С. Абрамова, Б.Б. Лапука, А.Л. Брудно, Б.О. Сомова, З.С. Алієва, С.Н. Закірова, С.Н. Бузінова, Г.О. Зотова та ін., що базуються на розв'язанні фільтраційних задач у стаціонарній і нестаціонарній постановках. Отримані залежності для граничних безводних дебітів газу і депресій тиску на пласт та тривалості періоду безводної експлуатації свердловини дають наближені, а в окремих випадках і значно завищені результати, що пояснюється складністю самої задачі. Теоретичні дослідження нестаціонарного утворення конусів води в газонасному пласті маловідомі. Вони ускладнюються нелінійністю рівнянь неусталеної фільтрації газу, відмінністю між коефіцієнтами рухливості для газу і води, нелінійністю граничних умов. Недостатньо вивчена задача про кінетику конуса підшовної води після зупинки свердловини. Значний інтерес представляють дослідження деформації межі розділу „газ-вода” у ході періодичної експлуатації газових свердловин у пластах з підшовною водою і вибір оптимальної тривалості періоду осідання конуса підшовної води з метою максимізації поточних відборів газу. Це і викликає необхідність проведення додаткових аналітичних досліджень процесу конусоутворення.

Розглянемо удосконалену математичну модель процесу нестаціонарного конусоутворення, що описує вплив газу до досконалої за характером розкриття газонасного пласта свердловини у покладі з підшовною водою.

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k_2}{\mu_2} h_2 P_2 \frac{\partial \bar{P}_2}{\partial r} \right) + \frac{1}{r} \left(\frac{k_2}{\mu_2} h_2 P_2 \frac{\partial \bar{P}_2}{\partial r} \right) - \quad (1)$$

$$- q_2(r, t) \cdot P_{атм} = m \frac{\partial (P_2 h_2)}{\partial t};$$

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k_6}{\mu_6} h_6 \frac{\partial \bar{P}_6}{\partial r} \right) + \frac{1}{r} \left(\frac{k_6}{\mu_6} h_6 \frac{\partial \bar{P}_6}{\partial r} \right) + \quad (2)$$

$$+ q_6(r, t) \cdot P_{атм} = m \frac{\partial (h_6)}{\partial t},$$

де: $\bar{P}_2 = P_2 + \rho_2 g h_2$; $\bar{P}_6 = P_6 - \rho_6 g h_6$;
 $h_6 + h_2 = h_0$; $h_2 = h_2(r, t)$; $h_6 = h_6(r, t)$;
 $P_2 = P_2(t)$; $P_6 = P_6(t)$;
 $\bar{P}_2 = \bar{P}_2(t)$; $\bar{P}_6 = \bar{P}_6(t)$,
 h_2 і h_6 – відповідно висота газо- і водонасиченої зон пласта, що є шуканими функціями координати r і часу t ; h_0 – сумарна товщина газонасиченої і водонасиченої частин пласта; t – час підняття конуса води; P_2 і P_6 – тиски відповідно на покрівлі газонасиченої і підшві водонасиченої частин пласта; \bar{P}_2 і \bar{P}_6 – поточні тиски на покрівлі газонасиченої і підшві водонасиченої частин пласта, зведені до середньовагової площини, проведеної на відстані 1/3 висоти водонасиченої частини пласта від підшви; m – коефіцієнт відкритої пористості

пласта; $q_2(r, t)$ і $q_6(r, t)$ – об'ємні витрати, відповідно газу, що відбирається із покладу, і води, що надходить у поклад, віднесені до одиниці площі пласта радіусом r у момент часу t , зведені до атмосферного тиску $P_{атм}$ і пластової температури $T_{пл}$:

$$q_2(r, t) = \frac{Q_2(t)}{F} \cdot \delta(r), \quad q_6(r, t) = \frac{Q_6(t)}{F} \cdot \delta(r),$$

$$F = \pi r^2, \quad (3)$$

де: $Q_2(r, t)$ і $Q_6(r, t)$ – відповідно поточні дебіти газу і води, зведені до $P_{атм}$ і $T_{пл}$; $\delta(r)$ – функція Дірака.

У дослідженнях стосовно піднімання та опускання вершини конуса підшовної води приймається $F = \pi r_c^2$ (де r_c – радіус свердловини).

У ході розв'язання задачі приймається, що пласт розробляється центральною свердловиною.

У системі рівнянь (1) і (2) тиски P_2 і \bar{P}_2 , P_6 і \bar{P}_6 вважаються рівними відповідно тискам у газонасиченій і водонасиченій частинах пласта, а саме:

$$\bar{P}_2(t) = P_2(t) \cdot e^s, \quad (4)$$

$$\text{де } s = \frac{0,03415 \cdot \bar{\rho}_2 \cdot \frac{2}{3} h_2(t)}{z_{cp} \cdot T_{cp}},$$

$$\bar{P}_6(t) = P_6(t) \cdot e^{s_1} + \frac{2}{3} \rho_6 g h_6(t), \quad (5)$$

$$\text{де } s_1 = \frac{0,03415 \cdot \bar{\rho}_2 \cdot h_2(t)}{z_{cp1} \cdot T_{cp1}},$$

$P_{пл}(t) = P_2$ – пластовий тиск на покрівлі газонасиченої частини пласта.

Система рівнянь (1) і (2) розв'язується за таких початкових і граничних умов:

$$t = 0, \quad P_{зсер} = P_{пл}; \quad (6)$$

$$P_{всер} = P_{пл} + \frac{2}{3} \rho_6 g h_6(r, 0);$$

$$h_2 = h_2(r, 0); \quad h_6 = h_6(r, 0).$$

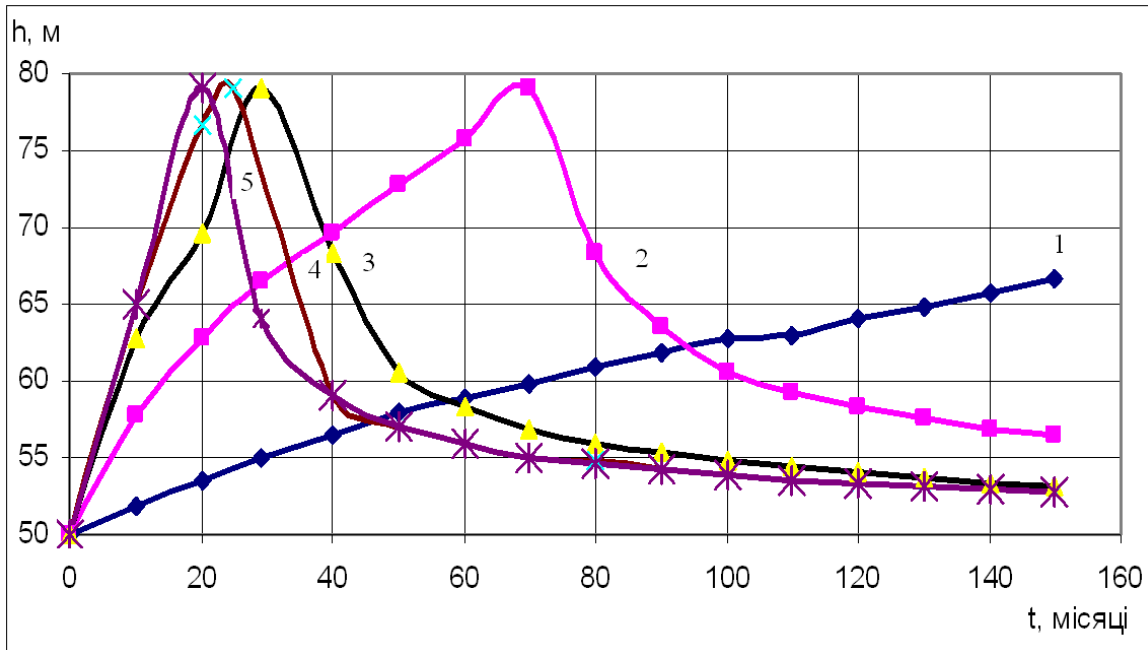
$$\frac{\partial P_{зсер}(0, t)}{\partial r} = 0, \quad \frac{\partial P_{зсер}(R_k, t)}{\partial r} = 0,$$

$$\frac{\partial P_{всер}(0, t)}{\partial r} = 0, \quad \frac{\partial P_{всер}(R_k, t)}{\partial r} = 0,$$

$$\frac{\partial h_2(0, t)}{\partial r} = 0, \quad \frac{\partial h_2(R_k, t)}{\partial r} = 0,$$

$$\frac{\partial h_6(0, t)}{\partial r} = 0, \quad \frac{\partial h_6(R_k, t)}{\partial r} = 0.$$

де R_k – радіус контура живлення.



1 – 0,001; 2 – 0,005; 3 – 0,01; 4 – 0,05; 5 – 0,1 мкм²
Рисунок 1 – Динаміка піднімання та осідання конуса підошовної води для різних значень коефіцієнта проникності пористого середовища (1-5)

Розрахунки здійснювалися для таких вихідних даних: товщини газо- і водонасичених частин пласта – 50 м; загальна товщина пласта – 100 м; радіус свердловини – 0,1 м; радіус контура живлення – 500 м; величина інтервалу розкриття газонасиченої частини пласта – 20 м; коефіцієнти фазової проникності для газу і води – 0,001; 0,005; 0,01; 0,05; 0,1 мкм²; динамічні коефіцієнти в'язкості для газу і води – 0,019 і 0,4 мПа·с відповідно; густини газу і води – 150 і 1000 кг/м³ відповідно; початковий пластовий тиск – 20 МПа; вибійний тиск – 15 МПа; коефіцієнт відкритої пористості пласта – 0,18.

У результаті виконаних досліджень отримано числові та графічні залежності (рис. 1), що описують динаміку піднімання та осідання конуса підошовної води. Аналіз результатів засвідчив, що для значення коефіцієнта проникності 0,01 мкм² впродовж 32 місяців спостерігається безводний період експлуатації свердловини. При цьому вершина конуса води сягає 79,4 м від підошви пласта. Після зупинки свердловини процес осідання конуса продовжувався 108 місяців.

Згідно з результатами досліджень із зменшенням коефіцієнта проникності пласта сповільнюється піднімання вершини конуса підошовної води. Так, для значень проникності пласта 0,001; 0,005; 0,01; 0,05; 0,1 мкм² за 20 місяців роботи свердловини конус води піднімається на висоту від підошви пласта відповідно 53,5; 62,7; 69,6; 74,2 і 77,5 м, а радіус збуреної зони становить відповідно 1,2; 2,3; 3; 3,2 і 4,1 м. Тривалість періоду безводної експлуатації свердловин за значень коефіцієнта проникності пласта 0,1; 0,05; 0,01; 0,005 мкм² становить відповідно 20; 24; 32 і 70 місяців, а для значення

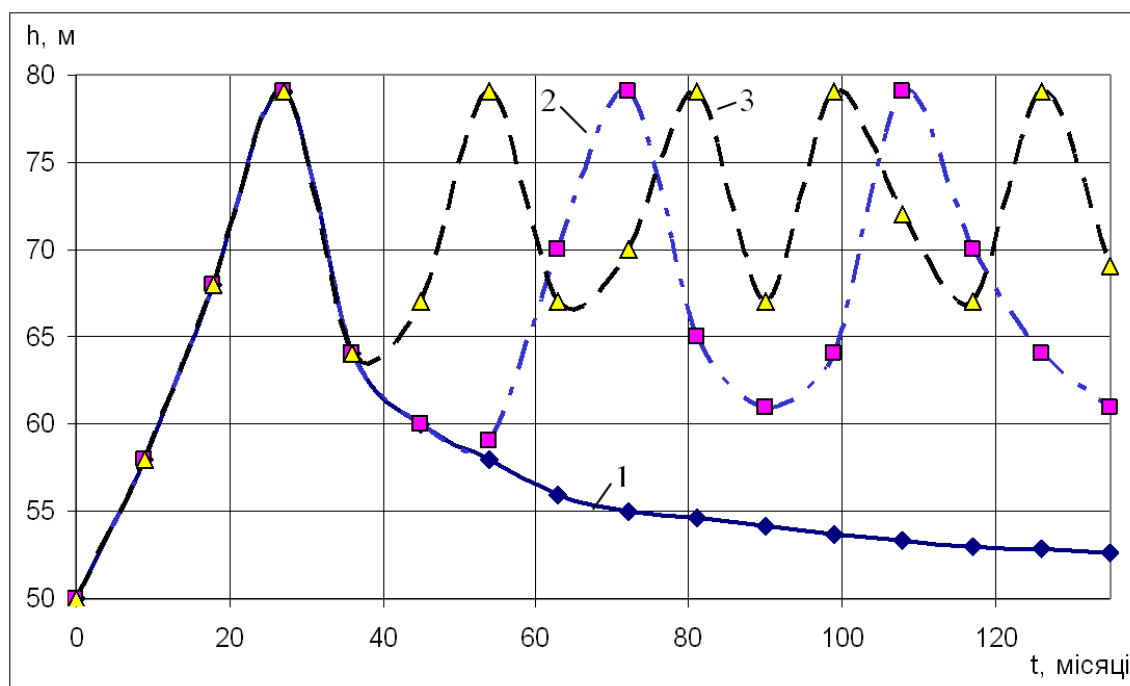
коефіцієнта проникності пласта 0,001 мкм² конус підошовної води за досліджуваний період (150 місяців) не досягає вибою свердловини, оскільки піднімається лише з 50 до 66,8 м від підошви пласта.

У зв'язку з великими втратами у видобутку газу через тривалу зупинку свердловини досліджено можливість її періодичної експлуатації з тривалістю періоду зупинки, меншою за тривалість періоду повного осідання конуса води. Для оцінки оптимальної тривалості періоду зупинки свердловини проведено дослідження для умов її експлуатації з різною постійною депресією тиску на пласт (1; 2; 3; 4; 5 МПа) і різною тривалістю періоду осідання конуса підошовної води (0,5; 1; 2; 3; 6; 12; 24; 144 місяці).

Результати досліджень динаміки конуса підошовної води для різних значень періоду осідання конуса води і депресії тиску на пласт 2 МПа зображено на рис. 2. Як видно з рис. 2, динаміка піднімання та осідання конуса підошовної води для різної тривалості періоду зупинки свердловини має аналогічний вигляд.

Згідно з результатами виконаних досліджень, із збільшенням тривалості періоду осідання конуса води з 3 до 144 місяців зменшується тривалість періоду безводної експлуатації свердловини з 126 до 61 місяця за депресії тиску на пласт $\Delta P = 2$ МПа, з 114 до 42 місяців при $\Delta P = 3$ МПа, з 103 до 33 місяців при $\Delta P = 4$ МПа, з 99 до 28 місяців при $\Delta P = 5$ МПа. Час безводної експлуатації свердловин тим більший, чим менша депресія тиску на пласт.

Залежно від значень депресії тиску на пласт і тривалості періоду безводної експлуатації свердловини досягаються такі величини сумарного видобутку газу.



1 – повне осідання; 2 – 24 місяці; 3 – 12 місяців

Рисунок 2 – Динаміка конуса підшовної води для різних значень періоду осідання конуса води (1-3) за депресії тиску на пласт 5 МПа

Для $\Delta P = 2$ МПа:

– при повному осіданні конуса підшовної води тривалість періоду безводної експлуатації свердловини становить 61 місяць, сумарний видобуток газу за цей період – $0,68 \cdot 10^8$ м³;

– при осіданні конуса підшовної води з періодами 24; 12; 6; 3 місяці тривалість періоду безводної експлуатації свердловини становить 96; 118; 120; 126 місяців, а сумарний видобуток газу за цей час – $1,06 \cdot 10^8$; $1,2 \cdot 10^8$; $1,22 \cdot 10^8$; $1,24 \cdot 10^8$ м³ відповідно;

– у разі зменшення тривалості періоду осідання конуса підшовної води до 2 місяців тривалість періоду безводної експлуатації свердловини зростає, однак зменшується сумарний видобуток газу до $1,23 \cdot 10^8$ м³;

– при подальшому зменшенні тривалості періоду осідання конуса води до 1 місяця продовжується зменшення сумарного видобутку газу до $1,22 \cdot 10^8$ м³ за 131 місяць роботи свердловини.

Для $\Delta P = 3$ МПа:

– при повному осіданні конуса підшовної води тривалість періоду безводної експлуатації свердловини становить 42 місяці, а сумарний видобуток газу – $0,62 \cdot 10^8$ м³;

– при осіданні конуса підшовної води з періодами 24; 12; 6; 3; 2 місяці тривалість періоду безводної експлуатації свердловини становить 93; 98; 108; 114; 117 місяців, а сумарний видобуток газу – $1,31 \cdot 10^8$; $1,66 \cdot 10^8$; $1,40 \cdot 10^8$; $1,49 \cdot 10^8$; $1,52 \cdot 10^8$ м³ відповідно;

– при осіданні конуса підшовної води з періодом 1 місяць тривалість періоду безводної експлуатації свердловини становить 120 місяців, а сумарний видобуток газу – $1,51 \cdot 10^8$ м³.

Для $\Delta P = 4$ МПа:

– при повному осіданні конуса підшовної води тривалість періоду безводної експлуатації свердловини становить 33 місяці, а сумарний видобуток газу – $0,58 \cdot 10^8$ м³;

– при осіданні конуса підшовної води з періодами 24; 12; 6; 3; 2; 1,5 місяці тривалість періоду безводної експлуатації свердловини становить 72; 95; 101; 103; 110; 112 місяців, а сумарний видобуток газу – $1,26 \cdot 10^8$; $1,54 \cdot 10^8$; $1,65 \cdot 10^8$; $1,67 \cdot 10^8$; $1,7 \cdot 10^8$; $1,75 \cdot 10^8$ м³ відповідно;

– зменшення тривалості періоду осідання конуса підшовної води до 1 місяця призводить до зниження сумарного видобутку газу до $1,73 \cdot 10^8$ м³ за 113 місяців роботи свердловини.

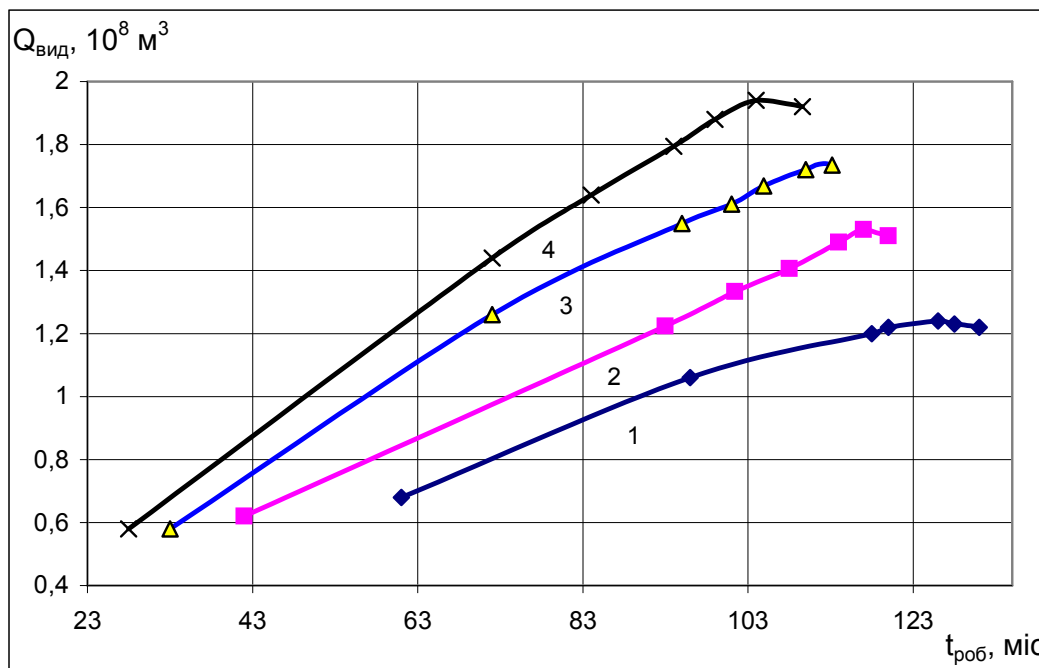
Для $\Delta P = 5$ МПа:

– при повному осіданні конуса підшовної води за 28 місяців безводної експлуатації свердловини видобувається $0,55 \cdot 10^8$ м³;

– при осіданні конуса підшовної води з періодами 24; 12; 6; 3; 2; 1 місяць тривалість періоду безводної експлуатації свердловини становить 72; 84; 94; 99; 102; 104 місяці, а сумарний видобуток газу – $1,44 \cdot 10^8$; $1,64 \cdot 10^8$; $1,77 \cdot 10^8$; $1,85 \cdot 10^8$; $1,89 \cdot 10^8$; $1,94 \cdot 10^8$ м³ відповідно;

– при зупинці свердловини на період 0,5 місяця спостерігається зниження сумарного видобутку газу до $1,92 \cdot 10^8$ м³ за 105 місяців її безводної експлуатації.

Узагальнені результати досліджень впливу тривалості періоду періодичної експлуатації свердловини і депресії тиску на пласт на сумарний видобуток газу зображено на рис. 3.



1 – 2; 2 – 3; 3 – 4; 4 – 5 МПа

Рисунок 3 – Залежність сумарного видобутку газу від часу роботи свердловини для різних значень депресії тиску на пласт (1-4)

Аналіз результатів проведених досліджень свідчить, що для всіх розглянутих варіантів із зменшенням тривалості періоду осідання конуса води спостерігається зростання відбору газу із свердловини. Це пов'язане із збільшенням часу її безводної експлуатації. Однак, у кожному випадку існує максимальне значення сумарного видобутку газу, якому відповідає оптимальна тривалість періоду осідання конуса води. Подальше зменшення періоду осідання конуса води призводить до зниження видобутку газу. Так, у ході експлуатації свердловини з постійною депресією тиску на пласт 2 МПа тривалість періоду зупинки свердловини, за якого досягається максимальний відбір газу, становить 3 місяці ($Q_{\text{сум}} = 1,24 \cdot 10^8 \text{ м}^3$), за депресії тиску на пласт 3 МПа – 2 місяці ($Q_{\text{сум}} = 1,52 \cdot 10^8 \text{ м}^3$); за депресії тиску на пласт 4 МПа – 1,5 місяці ($Q_{\text{сум}} = 1,75 \cdot 10^8 \text{ м}^3$); за депресії тиску на пласт 5 МПа – 1 місяць ($Q_{\text{сум}} = 1,94 \cdot 10^8 \text{ м}^3$).

Таким чином, з використанням розробленої математичної моделі можна оцінити динаміку підняття та осідання конуса підшовної води для різних геолого-промислових умов і вибрати оптимальні технологічні режими експлуатації газових свердловин у пластах з підшовною водою з метою отримання максимальних безводних відборів газу.

Література

- 1 Закиров С.Н. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений / С.Н. Закиров. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
- 2 Технологический режим работы газовых скважин / З.С. Алиев, С.А. Андреев, А.П. Власенко, Ю.П. Коротаев. – М.: Недра, 1978. – 276 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
17.02.10
Рекомендована до друку професором
Мислюком М.А.