

УДК 622.279.72

ОСОБЛИВОСТІ ПРОЦЕСУ НЕСТАЦІОНАРНОГО КОНУСОУТВОРЕННЯ У ПЛАСТАХ З ПІДОШОВНОЮ ВОДОЮ СТОСОВНО ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

О. Р. Кондрат

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел./факс+380 (342) 72-71-41; e-mail: alexkondratr@gmail.com*

Розглянуто одне з основних ускладнень при розробці водоплаваючих газових покладів пов'язане з утворенням конусів підшовної води. Результати аналізу теоретичних, лабораторних і експериментальних досліджень в області конусоутворення показали, що окремі сторони процесу вивчені недостатньо. Проведені з використанням 3D комп'ютерного моделювання дослідження у багатофазній постановці фільтраційної задачі циклічної, періодичної експлуатації свердловин показали доцільність спільного відбору газу і супутньої пластової води із свердловин, що в результаті призводить до підвищення значень коефіцієнта кінцевого газовилучення. Також досліджена можливість підвищення коефіцієнта газовилучення газових родовищ з підшовною водою шляхом спільного відбору із свердловин газу і води.

Ключові слова: конус води, коефіцієнт газовилучення, циклічна експлуатація свердловин.

Основні ускладнення при розробці водоплаваючих газових покладів пов'язані з "деформацією" межі розділу "газ-вода" в процесі експлуатації свердловин і утворенням конусів підшовної води, висота яких зростає із збільшенням дебіта газу (депресії на пласт). При експлуатації свердловин з граничними дебітами газу (гранично допустимими депресіями тиску на пласт) конус води поступово піднімається до вибою, що призводить до зменшення відборів газу і поступової зупинки свердловин через обводнення. У випадку водоплаваючих газоконденсатних покладів експлуатація свердловин додатково ускладнюється випаданням з газу вуглеводневого конденсату і накопиченням його на вибоях і у привибійній зоні. Одним з напрямків боротьби з конусоутворенням у процесі розробки газових покладів з підшовною водою є підтримання таких граничних дебітів газу і відповідних їм депресій на пласт, при яких досягається максимальний безводний період експлуатації свердловин і найбільший для цих умов коефіцієнт вуглеводневилучення [1, 2, 3].

Аналіз результатів теоретичних, лабораторних і експериментальних досліджень в області конусоутворення показав, що окремі сторони

процесу вивчені недостатньо. Отримані залежності для граничних безводних дебітів і депресій на пласт та тривалості безводного періоду експлуатації свердловини дають наближені, а в окремих випадках і значно завищені результати, що пояснюється складністю самої задачі. Нестационарне конусоутворення води в газонасному пласті вивчено недостатньо. Застосування відомих методів розв'язку до газорідних систем ускладнюється нелінійністю рівнянь неусталеної фільтрації газу, відмінністю коефіцієнтів рухомості для газу і води, нелінійністю граничних умов [4, 5, 6, 7]. Недостатньо вивчена задача про динаміку конуса підшовної води після зупинки свердловини. Це й викликає необхідність подальших досліджень проблеми конусоутворення. Зокрема, значний теоретичний і практичний інтереси представляють дослідження "деформації" межі розділу "газ – вода" при періодичній експлуатації газових свердловин в пластах з підшовною водою, вибору оптимального періоду зупинки свердловини для осідання конуса підшовної води, при якому забезпечуються максимальні поточні відбори газу, а також впливу геолого-промислових факторів на динаміку конусоутворення.

Відомі дослідження проблеми нестационарного конусоутворення характеризуються різними припущеннями. Разом з тим проблема конусоутворення, наприклад, покладів газу Півночі Західного Сибіру (сеноманські поклади Уренгойського родовища) та України (Недільське ГКР) загострилася в останній час у зв'язку з обводненням великої кількості свердловин у період спадного видобутку газу. Тому актуальним є проведення досліджень не тільки процесів формування конусів підшовної води, але і їх розформування при можливій періодичній експлуатації газових свердловин в умовах конусоутворення.

З використанням 3D комп'ютерного моделювання досліджена в багатофазній постановці фільтраційна задача циклічної, періодичної експлуатації свердловин. Розглянуто приклад, коли вертикальна свердловина дронує питомий об'єм радіусом 500 м, газонасичена товщина пласта – 50 м, водонасичена товщина пласта – 50 м, розкрита свердловиною газонасичена товщина – 20 м. Граничні умови на підшві пласта задаються з припущення достатньо активного водонапірного басейну (за рахунок підключення додаткового порового об'єму). Початковий пластовий тиск – 30 МПа, пластова температура – 70⁰С, коефіцієнт відкритої пористості – 0,18, коефіцієнт абсолютної проникності – 50·10⁻³ мкм², коефіцієнт залишкової водонасиченості – 0,22, коефіцієнт залишкової газонасиченості – 0,004. Відносні фазові проникності для газу і води задані, виходячи із вказаних граничних значень водонасиченості. Властивості пластового газу відповідають сухому газу. В якості стартової умови роботи свердловини задано початковий дебіт 1 млн.м³/д. Він підтримується постійним до зниження вибійного тиску до 15 МПа. У подальшому здійснюється перехід на режим постійного вибійного тис-

ку. Розрахунки продовжуються до досягнення заданого значення водогазового фактора (ВГФ).

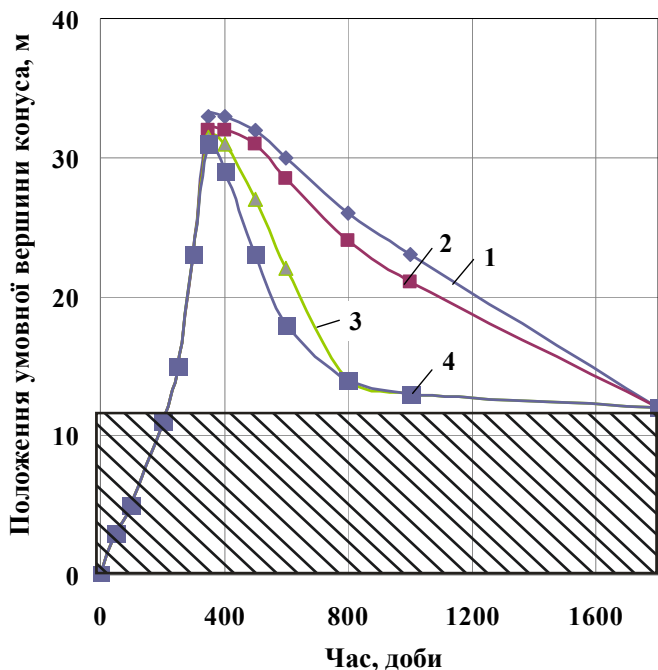
Досліджено такі три варіанти. В першому (базовому) варіанті свердловину після досягнення конусом підшовної води вибою зупиняють. В другому і третьому варіантах експлуатація свердловин припиняється після досягнення водогазовим фактором значення $4,8 \cdot 10^{-6}$ і $20 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$.

В доком'ютерну еру кінетику конусоутворення досліджували при тих чи інших припущеннях у постановці задачі з рухомою границею розділу „нафта-вода” („газ-вода”). Сучасні комп'ютерні програми дозволяють розв'язувати фільтраційні задачі у багатофазній постановці, тобто без явного виділення границі між фазами. Тому в досліджуваних варіантах виникла необхідність розгляду неясного питання: яку величину коефіцієнта водонасиченості приймати за вершину конуса підшовної води. У дослідженнях розглянуто випадки, коли зазначена величина водонасиченості становила 0,25; 0,28; 0,38 і 0,41.

На рис. 1 зображено динаміку руху вершини конуса у процесах формування і розформування конуса підшовної води. Висотна відмітка відповідає відстані від точки з насиченістю, яка прийнята за вершину конуса, до глибинної відмітки на рівні початкового газоводяного контакту. Заштрихована область окреслює зону, яка була промита фронтом води на кінець розрахункового періоду. Ця зона характеризується вмістом газу на рівні залишкової газонасиченості системи „газ-вода”.

Згідно з результатами досліджень, початковий момент формування конуса води характеризується помітною зміною водонасиченості вздовж вертикальної координати. Аналіз отриманих результатів свідчить, що розв'язок розглядуваної задачі залежить від кроку сітки по вертикалі в зоні піднімання конуса води. Тому в зоні активного руху конуса крок по Z – координаті він склав від 10 см до 2,5 см. За відмітку положення конуса приймалась висотна відмітка комірки з найближчої до заданої в конкретному розрахунку насиченості. Однак в ряді випадків вершини конуса води для декількох заданих насиченостей співпадають.

Дані рис. 1 свідчать про те, що досліджені значення коефіцієнта водонасиченості 0,25; 0,28; 0,38; 0,41, які приймаються за вершину конуса води, не чинять істотного впливу на кінетику формування конуса води. Зате має місце істотний вплив їх на кінетику розформування конуса води, а саме із збільшення коефіцієнта водонасиченості прискорюється процес розформування конуса підшовної води (див. рис. 1). Для умов експерименту тривалість процесу формування конуса води становитиме близько 400 діб, а тривалість його розформування суттєво перевищує час формування.



1 – 0,25; 2 – 0,28; 3 – 0,38; 4 – 0,41

Рис. 1. Динаміки руху вершини конуса води для різних величин коефіцієнта водонасиченості на вершині конуса (перший варіант)

Важко обґрунтувати, яку величину коефіцієнта водонасиченості потрібно приймати за відмітку вершини конуса. Тим більше неможливо вказати універсальну для всіх родовищ величину цього коефіцієнта.

При прийнятті значення коефіцієнта водонасиченості вище значення коефіцієнта залишкової водонасиченості контакт „газ-вода” буде знаходитися вище нижньої відмітки вибою свердловини. На рис. 1 висотна відмітка 30 м відповідає нижній точці перфорації свердловини; максимальне підняття конуса прослідковується дещо вище цієї відмітки.

Отже, строго безводний видобуток газу неможливий. Він неможливий і тому, що разом з газом завжди видобувається деяка кількість конденсаційної води. Тому у варіанті II прийнято, що циклічна експлуатація наступить тоді, коли водогазовий фактор дорівнюватиме $4,8 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$. У варіанті III допустимий водогазовий фактор прийнято рівним $20 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Раніше ідея експлуатації газових свердловин при технологічному режимі заданого водогазового фактора була обґрунтована в ряді публікацій професором С.Н. Закіровим.

Таким чином, згідно з результатами досліджень, циклічна експлуатація свердловин у пластах з підшовною водою за заданих значеннях

водогазового фактора може бути доцільною. Вона забезпечує збільшення поточних відборів газу і коефіцієнта газовилучення. Але при цьому виникає необхідність утилізації видобутої попутної води, а заплановані зупинки свердловини можуть негативно впливати на ритмічність подачі газу споживачеві і техніко-економічні показники видобутку газу.

Значний інтерес з точки зору інтенсифікації розробки і підвищення коефіцієнта газовилучення газових родовищ з підшовною водою представляє спільний відбір із свердловин газу і води.

За результатами лабораторних експериментів авторами [8] була встановлена доцільність попутного видобутку пластової води з газом із обводнених свердловин. Пізніше такий підхід виправдався при розробці Оренбурського родовища. Відповідні ідеї і результати відображені в монографії [7], патентах і статтях.

Наведені результати лабораторних експериментів і досвід розробки Оренбурського родовища трудно перенести на об'єкти, які аналогічні сеноманським покладам. Це пов'язано з різними механізмами обводнення. Для сеноманських покладів з невеликим поверхом газоносності в роботі [9] був обґрунтований новий технологічний режим заданого водогазового фактора. Проте автори обмежились тільки одним значенням водогазового фактора (ВГФ). Тому спільно з науковцями Російської Академії Наук Інституту пром нафти і газу С.Н. Закіровим та Д.П. Анікєєвим виконано дослідження для різних значень водогазового фактора.

Для 3D комп'ютерних експериментів використана модель питомого елемента розробки однією вертикальною, недосконалою за ступенем розкриття пласта свердловиною.

Досліджено 10 альтернативних варіантів. Перші 7 варіантів відповідають відношенню вертикальної проникності до латеральної як 1:1, а три інші 1:10. У всіх варіантах свердловини експлуатуються з постійним дебітом газу з подальшим переходом на режим постійного вибієного тиску.

В першому варіанті свердловини експлуатуються без обмеження на видобуток попутної води при постійному дебіті по газу (1 млн.м³/д). Після того, як вибієний тиск знизиться до 15 МПа, свердловина продовжує експлуатуватися на режимі постійного вибієного тиску 15 МПа.

У другому і третьому варіантах розглядається доцільність циклічної, періодичної експлуатації свердловин. Перший цикл закінчується, коли водогазовий фактор досягає заданого значення. Наступний цикл видобутку починається після простою свердловин впродовж часу, який необхідний для розформування конуса води. Тривалість простою свердловин визначається, виходячи з аналізу поточного розподілу водонасиченості безпосередньо біля свердловини. Для другого варіанту максимальне значення водогазового фактора становить $4,8 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$, для

третього варіанту – $20 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$. У четвертому, п'ятому, шостому і сьомому варіантах свердловини виводяться з експлуатації після досягнення водогазовим фактором значення $4,8 \cdot 10^{-6}$ (четвертий), $10 \cdot 10^{-6}$ (п'ятий), $20 \cdot 10^{-6}$ (шостий), $600 \cdot 10^{-6}$ (сьомий варіант). Восьмий варіант аналогічний першому, дев'ятий – четвертому, десятий – сьомому.

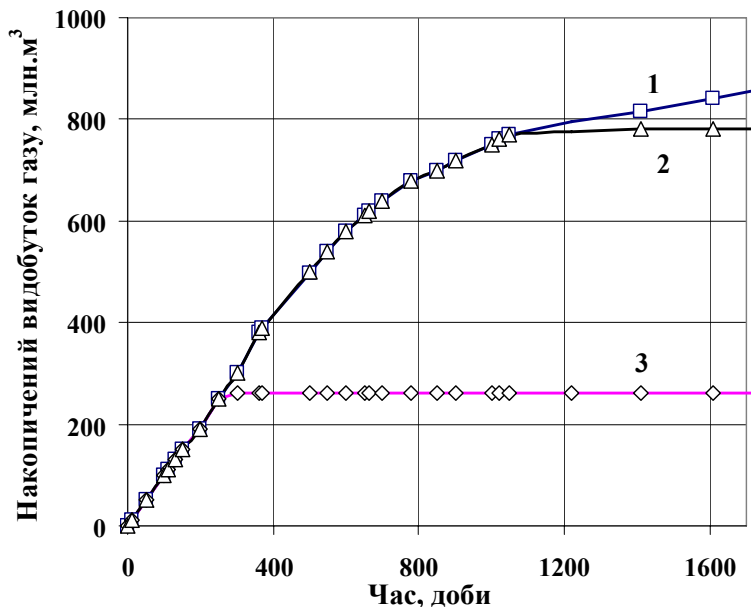
Результати розрахунків наведено в табл. 1 у вигляді інтегральних показників розробки. На рис. 2-4 показники розробки по деяких варіантах зображено в динаміці.

Таблиця 1. Результати розрахунків для різних варіантів розробки газового покладу з підшовною водою

Варіанти	Водогазовий фактор, $10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$ темп граничний	Кількість циклів	Накопичений видобуток		Накопичений водогазовий фактор	Тривалість експлуатації свердловин, доби	Коефіцієнт газовилучення
			газу, тис.м ³	води, тис.м ³			
$K_x/K_z = 1$							
1	немає	1	856186	141,38	0,1651	1795	0,86
2	4,8	3	345273	0,24	0,0007	682	0,35
3	20	3	415804	1,85	0,0044	699	0,42
4	4,8	1	259220	0,12	0,0005	273	0,26
5	10	1	296408	0,39	0,0013	304	0,3
6	20	1	346972	1,14	0,0033	365	0,35
7	600	1	786632	81,12	0,1031	1247	0,79
$K_z/K_x = 0,1$							
8	немає	1	888976	63,35	0,0713	1795	0,9
9	4,8	1	549420	0,08	0,0001	577	0,55
10	600	1	860127	38,94	0,0453	1612	0,87

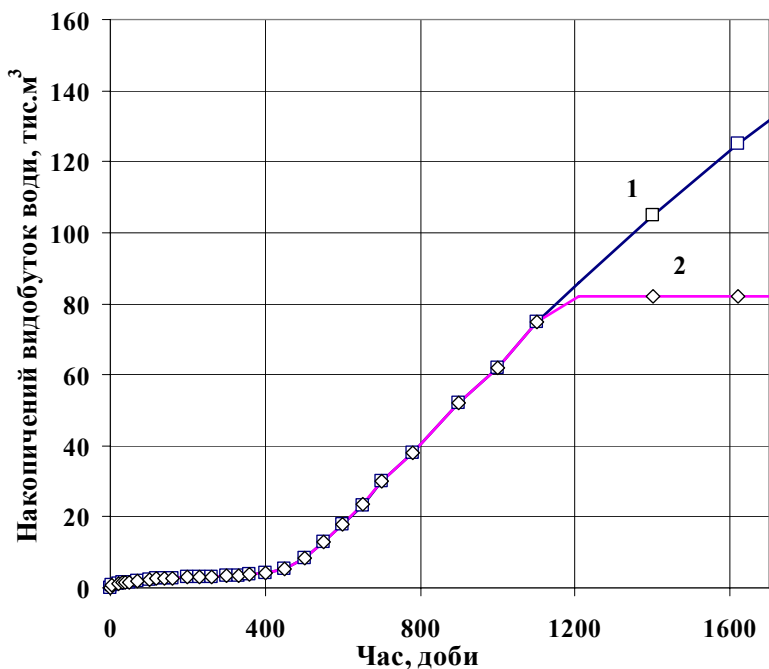
Аналіз результатів комп'ютерних досліджень дозволяє відзначити такі характерні моменти.

Найбільший коефіцієнт газовилучення (0,86) отримано в першому варіанті без обмежень на відбір води. Однак, при цьому приходиться відібрати 141,38 тис.м³ води (рис. 2-4). Найближчим до першого варіанту за величиною коефіцієнта газовилучення являється сьомий варіант (0,79 проти 0,86). При реалізації сьомого варіанту потрібно відібрати 81,12 тис.м³ води. Інші варіанти характеризуються меншими значеннями коефіцієнта газовилучення і накопиченого видобутку води. Так, в другому варіанті коефіцієнт газовилучення становить 0,35, а накопичений видобуток води – 0,24 тис.м³, в третьому – 0,42 і 1,85 тис.м³, в четвертому – 0,26 і 0,12 тис.м³, в п'ятому – 0,3 і 0,39 тис.м³, в шостому – 0,35 і 1,14 тис.м³ відповідно.



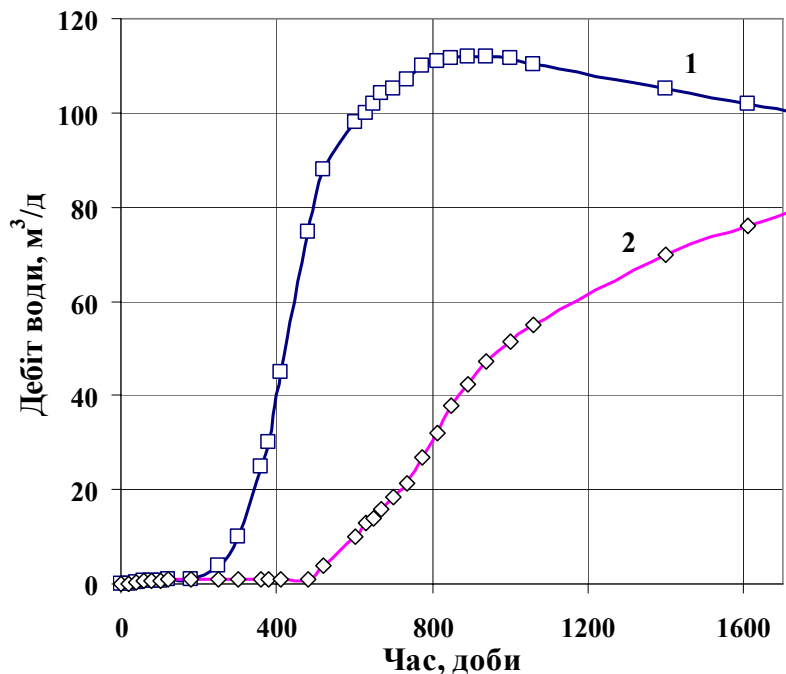
1 – варіант 1; 2 – варіант 7; 3 – варіант 4

Рис. 2. Динаміки накопиченого видобутку газу у варіантах 1, 4 і 7



1 – варіант 1; 2 – варіант 7

Рис. 3. Динаміки накопиченого видобутку води у варіантах 1 і 7



1 – варіант 1 ($k_x/k_z=1$); 2 – варіант 8 ($k_z/k_x=0,1$)

Рис. 4. Динаміки дебіту води для різних значень коефіцієнта анізотропії пласта

За наявності анізотропії пласта досягаються більші значення коефіцієнта газовилучення за менших накопичених відборів пластової води, ніж в аналогічних варіантах за її відсутності. Так, у восьмому варіанті, за наявності анізотропії коефіцієнт газовилучення дорівнює 0,9, а об'єм видобутої води – 63,35 тис.м³ проти 0,86 і 141,38 тис.м³ у першому варіанті для ізотропного колектора, в дев'ятому варіанті – 0,55 і 0,08 тис.м³ проти 0,26 і 0,13 тис.м³ в четвертому варіанті, в десятому – 0,87 і 39,94 тис.м³, проти 0,79 і 81,12 тис.м³ в сьомому варіанті. Таким чином, відсутність обмежень на видобуток пластової води дозволяє досягнути більших значень коефіцієнта газовилучення, проте при цьому приходиться відбирати значні об'єми води.

З рис. 4 видно, що в анізотропному пласті дебіти води значно менші ніж в ізотропному пласті. В процесі розробки родовища дебіт води в ізотропному пласті різко зростає, досягає максимального значення приблизно на 900-у добу, після чого повільно знижується. Для анізотропного пласта спостерігається поступове зростання дебіту води. Таким чином, в анізотропному пласті явище конусоутворення чинить менший негативний вплив на показники розробки родовища.

Періодична експлуатація свердловини у варіантах 2 і 3 за величиною коефіцієнта газовилучення виявляється відносно більш інтересною

порівняно з подібними варіантами 4 і 6. Так, якщо у варіанті 2 коефіцієнт газовилучення дорівнює 0,35, то у варіанті 4 він становить тільки 0,26. Відповідно у варіанті 3 коефіцієнт газовилучення досягає значення 0,42, а у варіанті 6 становить 0,35. Звичайно, підвищені значення коефіцієнта газовилучення у варіантах 2 і 3 досягаються за рахунок збільшення періоду розробки покладу, що якимось знижує величину критерія економічної ефективності NPV.

Особливо слід зупинитися на варіантах, де мають місце досить великі значення коефіцієнта газовилучення (0,79; 0,86; 0,87; 0,90). При виборі вихідних даних значення їх задавалися такими, щоб активність водонапірного басейну була значною. Тоді негативність явища конусоутворення могла бути більшою. Незважаючи на прийняті параметри пласта і введене обмеження на величину вибійного тиску, коефіцієнт газовилучення виявився несподівано значним. Це пояснюється наступним. На момент закінчення розрахунків водогазовий контакт в цілому за об'ємом дренажу піднявся на 40 м і більше (при початковій газонасиченій товщині 50 м). В результаті мало місце підтримування пластового тиску. Відповідно зросла тривалість експлуатації свердловини в режимі заданого вибійного тиску. З другої сторони, активний водонапірний режим призвів до того, що залишковий вільний газ займав менше 20% початкового порового газонасиченого об'єму. Звичайно, при активному водонапірному режимі зростають об'єми защемленого газу в обводненій частині пласта над початковим водогазовим контактом. Проте, при прийнятому коефіцієнті залишкової газонасиченості цей об'єм виявився не таким значним. Зате в розрахунках не враховувались можливі технологічні заходи, які можуть застосовуватися за межами розрахункового часу.

Важливість цих результатів полягає в тому, що вони свідчать про доцільність спільного відбору газу і супутньої пластової води із свердловин, що призводить до підвищення значень коефіцієнта кінцевого газовилучення. Конкретні значення оптимального водогазового фактора знаходять за результатами техніко-економічних розрахунків.

Результати виконаних теоретичних досліджень процесів нестационарного конусоутворення дають підстави стверджувати наступне:

1. Результати теоретичних досліджень процесів нестационарного формування і розформування конуса підшовної води свідчать про деякі специфічні особливості цього процесу, які необхідно враховувати при 3D комп'ютерному моделюванні.

2. За результатами 3D комп'ютерного моделювання циклічна експлуатація свердловин на родовищах з підшовною водою забезпечує збільшення коефіцієнта газовилучення порівняно з експлуатацією свердловин з безводним дебітом.

3. Результати виконання комп'ютерних досліджень свідчать, що в теригенних колекторах видобуток разом з газом попутної води сприяє

підвищенню коефіцієнта газовилучення. Ступінь ефективності такого видобутку залежить як від параметрів продуктивних пластів, так і від прийнятих технологічних рішень та обмежень.

Література

1. Muskat M. An approximate theory of water-coning in oil production / M. Muskat, R. Wyckoff // AIME Trans. Petr. Dev. Technol. – 1935. – vol. 114.
2. Chaperon I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in ani-sotropic formations: subcritical and critical rates / I. Chaperon // Paper SPE 15430 presented at ATCE. New Orleans, 1986, Oct. 5-8.
3. Weiping Jang. Water coning calculations for vertical and horizon-tal wells / Jang Weiping, R.A. Watterbarger // Paper SPE 22931 presented at the SPE ATCE. – Dallas, 1991. – Oct. 6-9.
4. Лапук Б.Б. О конусах подошвенной воды в нефтяных и газовых месторождениях / Б.Б. Лапук, А.Л. Брудно, Б.Е. Сомов // Сб. Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений. – Гостоптехиздат, 1963.
5. Hang B.T. Horizontal wells in the water zone: the most effective way of the trapping oil from thin oil zones? / B.T. Hang, W.I. Ferguson, T. Kudland // Paper SPE 22929 presented at the ATCE. – Dallas, 1991. – Oct. 6-9.
6. The first long-term horizontal-well test in the Troll thin oil zone / S.C. Lien, K. Seines, S.O. Navig, T. Kudland // JPT. – 1991. – №8.
7. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С.Н. Закиров. – М: изд. Струна, 1998. – 626 с.
8. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учебн. пос. для вузов / С.Н. Закиров. – М.: Недра, 1980. – 334 с.
9. Закиров С.Н. Разработка водоплавающих залежей с малым этажом газоносности на основе горизонтальных скважин / С.Н. Закиров, В.И. Пискарев, П.А. Гереш [и др.] // Газовая промышленность. – 1997. – №5.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 12.05.2015 р.
Рекомендовано до друку д.т.н., професором **Бойком В.С.**,
д.т.н. **Акульшиним О.О.** (м. Київ)*

FEATURES OF UNSTEADY WATER CONNING REGARD TO THE GAS WELLS OPERATION IN LAYERS WITH BOTTOM WATER

O. R. Kondrat

*Ivano-Frankivs'k National Technical University of Oil and Gas;
76019, Ivano-Frankivs'k, st. Carpats'ka, 15;
ph./fax +380 (342) 72-71-41; e-mail: alexkondratr@gmail.com*

One of the major complications in the design of bottom water-drive gas reservoir associated with the bottom water cones formation was considered. The analysis of theoretical, laboratory and experimental research results on the water conning issues showed that some aspects of the process have been studied insufficiently. Conducted study using 3D computer modeling of multiphase staged filtration task with cyclic, periodic wells operation showed joint feasibility of gas and related formation water extraction from the wells, which eventually leads to higher values of final gas recovery factor. Also the possibility of increasing gas recovery factors from the gas fields with bottom water was investigated, which include the joint selection of gas and water from the wells.

Key words: *water cone, gas recovery factor, cyclic wells operation.*