



Прийнято 15.07.2025. Прорецензовано 10.11.2025. Опубліковано 26.12.2025.

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9868-2025-2(44)-102-113

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ РОЗКРИТТЯ І ДЕПРЕСІЇ НА РОЗРОБКУ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ ІЗ ПІДОШОВНОЮ ВОДОЮ

Кондрат Р. М.

Доктор технічних наук, професор

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна

<https://orcid.org/0000-0002-9653-2567>

e-mail: roman.kondrat@nung.edu.ua

Матіїшин Л. І.*

Кандидат технічних наук, доцент, зав. кафедри видобування нафти і газу

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна

<https://orcid.org/0000-0002-8529-4807>

e-mail: liliia.matiishyn@nung.edu.ua

Анотація. Наведено характерні особливості розробки газових покладів із підшовною водою. Охарактеризовано закономірності процесу утворення конусів підшовної води під вибоєм видобувних свердловин під час розробки покладу та їх обводнення. Проаналізовано результати сучасних вітчизняних і закордонних досліджень щодо впливу відносного розкриття та анізотропії пласта і конструкції свердловин на формування і динаміку розвитку конуса підшовної води. Для умов гіпотетичного газового покладу квадратної форми із центральною видобувною свердловиною виконано з використанням програми Petrel&Eclipse дослідження комплексного впливу відносного розкриття газоносного пласта і депресії на пласт у свердловині (темпу відбирання газу) на процес конусоутворення і коефіцієнт газовилучення покладу за безводний період експлуатації свердловини. У початковий період розробки покладу свердловина експлуатувалася з постійною депресією на пласт, а після зниження тиску на гирлі до заданого значення (1,0 МПа) переводилася на технологічний режим постійного гирлового тиску. Розробку покладу припиняли після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового тиску або підняття конуса води до нижніх отворів інтервалу перфорації. Досліджено варіанти з депресією на пласт 1,25 МПа (5 % від початкового тиску) і 2,5 МПа (10 % від початкового тиску) і з різними значеннями відносного розкриття пласта (0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9). Результати досліджень представлені у вигляді двох таблиць і графічних залежностей кінцевого пластового тиску і коефіцієнта газовилучення на момент припинення розробки покладу від відносного розкриття пласта. За депресії на пласт 1,25 МПа на момент закінчення розробки покладу не обводнюються інтервали з відносним розкриття пласта 0,1 - 0,6. За відносного розкриття пласта 0,6 кінцевий коефіцієнт газовилучення дорівнює 88,53 %, тривалість розробки покладу - 17 років 3 місяці. За депресії на пласт 2,5 МПа на момент закінчення розробки покладу не обводнюються інтервали з відносним розкриття пласта 0,1 - 0,4. За відносного розкриття пласта 0,4 кінцевий коефіцієнт газовилучення дорівнює 90,46 %, тривалість розробки покладу - 14 років 2 місяці. В області зміни депресії на пласт 1,25 - 2,5 МПа оптимальне значення відносного розкриття пласта становить близько 0,4 - 0,6. Критичне значення відносного розкриття пласта, за якого вода проривається на вибір свердловини, становить 0,64 для депресії на пласт 1,25 МПа і 0,45 для депресії на пласт 2,5 МПа.

Запропоноване посилання: Кондрат, Р. М. & Матіїшин, Л. І. (2025). Дослідження впливу розкриття і депресії на розробку газових покладів із підшовною водою. Нафтогазова енергетика, 2(44), 102-113. doi: 10.31471/1993-9868-2025-2(44)-102-113.

* Відповідальний автор



Copyright © The Author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Ключові слова: підшовна вода; відносне розкриття пласта; конус води; депресія на пласт; дебіт газу; коефіцієнт газовилучення.

Вступ

Одним з основних ускладнень під час розробки газових покладів із підшовною водою є надходження води у свердловину внаслідок формування водяного конуса. Це явище ускладнює процес експлуатації видобувних свердловин: знижує дебіт газу, збільшує ризики різного виду аварій та призводить до зниження продуктивності свердловин. Тому надзвичайно важливим є визначення умов, за яких відбувається прорив води.

У сучасній науково-технічній літературі значна увага приділяється як аналітичним, так і чисельним методам моделювання процесів конусоутворення. Більшість досліджень умовно поділяються на ті, що описують стаціонарні режими та дозволяють оцінити критичний безводний дебіт, і ті, що зосереджені на динаміці процесу — часі прориву води, зміні конфігурації водяного конуса та взаємодії фаз у поровому просторі.

Суттєвий вплив на характер конусоутворення має відносне розкриття продуктивного пласта, тобто частка відкритої зони щодо повної товщини газоносного шару. Цей параметр визначає, як розподіляється депресія в привибійній зоні пласта, а отже, впливає на рух рідини в напрямі до свердловини. Зокрема, менше розкриття сприяє зменшенню ймовірності прориву води та підвищенню критичного дебіта газу, тоді як більше розкриття створює умови для пришвидшеного формування водяного конуса.

Незважаючи на глибоке вивчення даного питання, задача з вибору оптимального відносного розкриття пласта для мінімізації ризику припливу підшовної води залишається актуальною і потребує подальших досліджень.

Аналіз сучасних вітчизняних і закордонних досліджень та публікацій

Проблема формування водяного конуса в газових свердловинах активно вивчається із середини XX століття. Перші фундаментальні уявлення були закладені в роботах Muskat та Wyckoff [1], які вперше запропонували аналітичну модель для визначення критичного безводного дебіта газу з урахуванням гідродинамічної недосконалості свердловини. Їх дослідження довели, що одним із ключових чинників, що впливають на висоту підняття водяного конуса та критичний дебіт, є відносне розкрит-

тя продуктивного пласта. Зокрема, вони встановили, що зменшення відкритої висоти розкритого інтервалу пласта сприяє підвищенню стійкості до водопривливу. У подальшому модель була розширена та доповнена. Автор [2] врахував у своїй роботі нестаціонарність процесу, а також вплив пластової анізотропії на динаміку формування конуса води.

Також було запропоновано численні моделі опису процесу конусоутворення, зокрема аналітичні та чисельні моделі, що враховують неоднорідності пласта, анізотропію проникності, в'язкість флюїдів, капілярні сили та інші фактори [1-3]. Одним з важливих параметрів, що впливає на геометрію конуса та швидкість його формування, є відносне розкриття пласта [4-6].

У роботах [7-9] проведено чисельне моделювання впливу конструктивних параметрів свердловини (зокрема висоти перфораційного інтервалу) на формування водяного конуса. Автори дійшли висновку, що існує оптимальний діапазон значень відносного розкриття пласта, за якого фронт води підтягується повільніше, а водопрояви виникають пізніше.

Автор роботи [3] запропонував емпіричну залежність для вибору оптимального перфораційного інтервалу з урахуванням в'язкості флюїдів, тисків і продуктивності свердловини. У пізніших роботах [10-13] представлено комплексні рекомендації з конструкції свердловин, які включають і глибину перфорації, і її орієнтацію відносно основного напрямку проникності.

Дослідження останніх років [14-15] базуються на комп'ютерному моделюванні з використанням симуляторів типу ECLIPSE, CMG та інших. Вони підтверджують, що зміна відносного розкриття пласта може істотно змінювати гідродинамічну поведінку свердловини. Зокрема, було доведено, що при відносному розкритті у межах 0,4–0,6 спостерігається зменшення висоти водяного конуса та затримка моменту прориву води.

Крім того, деякі дослідження вказують на ефективність використання горизонтальних та похилих свердловин як способу зниження ризику конусоутворення [16]. Горизонтальна частина свердловини дозволяє розподілити депресію рівномірніше по пласту, знижуючи градієнт у напрямі водонасиченої частини.

Дослідження [17] вказують на те, що при розкритті пластів із лінзоподібною будовою або з різко вираженими міжпластовими бар'єрами оптимізація перфораційного інтервалу дозволяє зменшити ефект локального прориву води в окремих шарах. У таких умовах застосування селективного розкриття (перфорація тільки найбільш продуктивних зон) має переваги.

Із зростанням ролі горизонтального буріння появились дослідження [18-19], в яких порівнюється ефективність вертикального, похилого та горизонтального розкриття пласта в контексті мінімізації конуса. Було показано, що за горизонтального розкриття пласта спостерігається більш рівномірне зниження тиску вздовж стовбура свердловини, що дозволяє знизити вертикальні потоки і стримувати конусоутворення.

Інші автори [20-21] досліджували застосування новітніх технологій інтелектуального видобутку (Smart Completion Systems), які дозволяють змінювати інтервал відбирання флюїду в реальному часі залежно від динаміки прориву води. Такі системи забезпечують адаптивне регулювання відносного розкриття пласта та можуть бути особливо ефективними в неоднорідних пластах.

Слід також відзначити внесок вітчизняних дослідників [22], які у своїх працях підкреслюють важливість врахування геофізичних досліджень свердловин для правильного визначення товщини продуктивного пласта та планування його розкриття. За їхніми даними навіть похибка у 10–15 % при оцінці товщини пласта може призвести до неправильно вибраного коефіцієнта розкриття, що, в свою чергу, значно впливає на розвиток конуса.

Таким чином, на основі аналізу вітчизняних та зарубіжних джерел можна зробити висновок, що відносне розкриття пласта є одним з ключових керуваних факторів у процесі проектування свердловини, за його оптимізації можна значно зменшити ризик водо- або газопроявів. Сучасні методи моделювання, моніторингу та адаптивного управління відкривають нові можливості для точного контролю процесу конусоутворення.

Узагальнюючи вищезазначене, можна стверджувати, що відносне розкриття пласта є критичним фактором, що визначає не лише момент початку формування водяного конуса, але й особливості його подальшого розвитку в часі. Раціональний вибір цього параметра здатен суттєво підвищити ефективність роботи свердловини, забезпечуючи стабільний видо-

буток газу з мінімальним ризиком надходження підшовної води. Водночас аналіз наявних наукових досліджень свідчить про необхідність подальшого комплексного вивчення цього питання.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

В науково-технічній літературі недостатньо висвітлені питання про комплексний вплив відносного розкриття пласта та умов відбирання газу з покладу (депресії на пласт) на процес конусоутворення і коефіцієнт газовилучення покладу за безводний період експлуатації свердловин.

Мета та завдання досліджень

Метою даної роботи є дослідження комплексного впливу відносного розкриття газоносного пласта і депресії на пласт у свердловині (темпу відбирання газу) на процес конусоутворення і коефіцієнт газовилучення покладу за безводний період експлуатації свердловини.

Для цього слід вирішити наступні завдання:

1. Виконати аналіз сучасних досліджень процесу конусоутворення при експлуатації свердловин на газових покладах з підшовною водою.
2. Провести теоретичні дослідження комплексного впливу відносного розкриття пласта і депресії на пласт у свердловинах на процес конусоутворення і коефіцієнт газовилучення покладу за безводний період експлуатації свердловин.
3. Узагальнити результати проведених досліджень і розробити рекомендації щодо вибору оптимального значення відносного розкриття пласта залежно від депресії на пласт у свердловинах.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Дослідження впливу відносного розкриття пласта на процес конусоутворення виконано на прикладі покладу квадратної форми зі стороною квадрата 2000 м. Поклад розробляється однією центральною свердловиною і характеризується такими параметрами: глибина залягання покладу – 2030 м (ГВК на глибині 2020 м); початковий пластовий тиск – 25 МПа; пластова температура – 70 °С; коефіцієнт відкритої пористості – 0,15; коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,8; коефіцієнт проникності: впоперек і вздовж напластування (вздовж осей

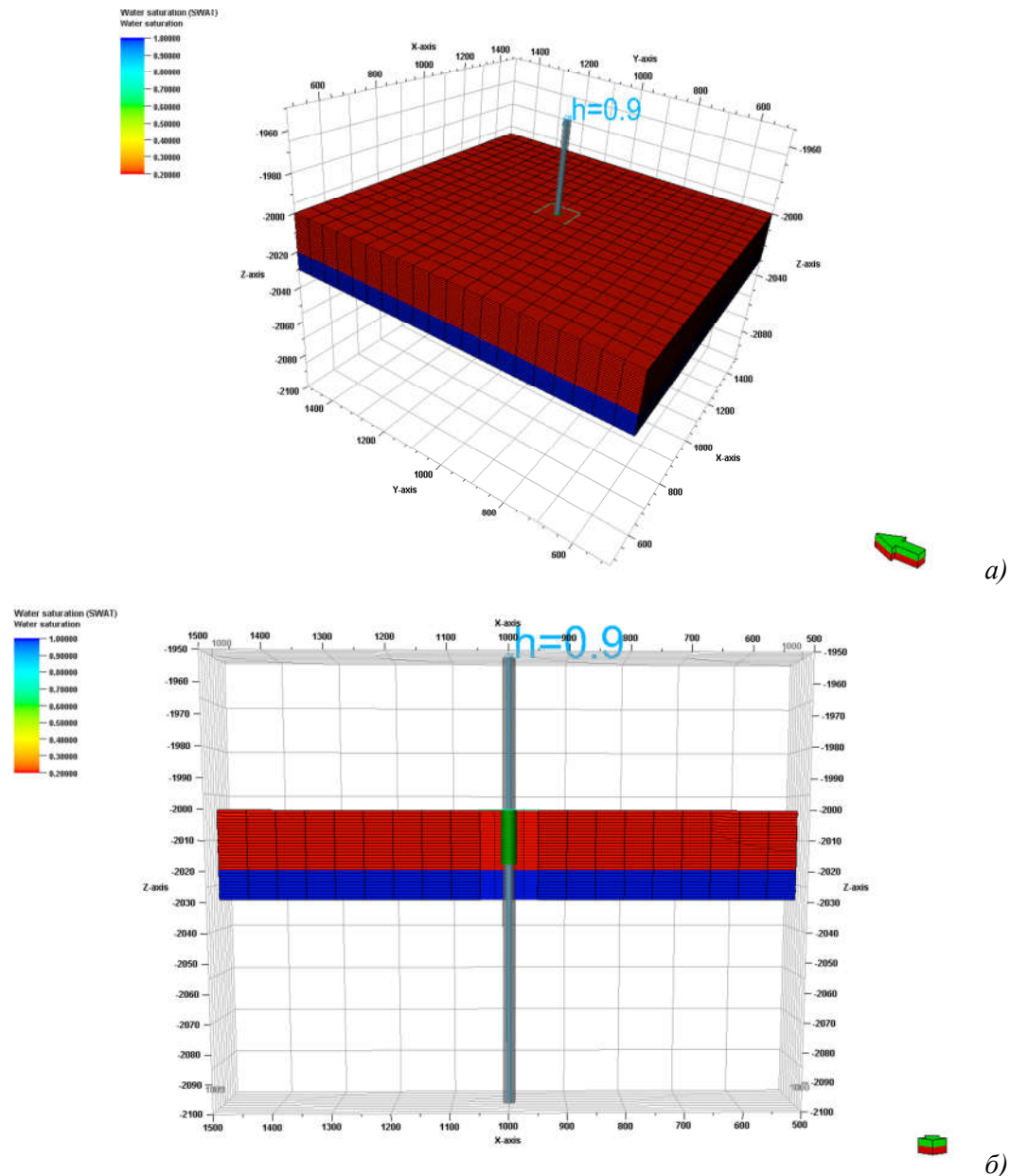


Рисунок 1 – Загальна схема покладу в 3D (а) та в розрізі (б)

X і Y) – 100 мД; у вертикальному напрямі (по осі Z) – 10 мД; товщина продуктивного пласта – 30 м (газоносний поклад – 20 м, а водоносний пласт – 10 м); водоносний пласт необмежений за протяжністю; початкові запаси газу – 536401824 м³. На рисунку 1 зображена загальна схема покладу в 3D (а) та в розрізі (б).

У початковий період розробки покладу свердловина експлуатувалася з постійною депресією на пласт, а після зниження тиску на гирлі до заданого значення (1,0 МПа) переводилася на технологічний режим постійного гирлового тиску. Розробку покладу припиняли після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового тиску або підняття конуса води до нижніх отворів інтервалу перфорації. У дослі-

дженнях розглянуто варіанти з депресією на пласт 1,25 МПа (5 % від початкового тиску) і 2,5 МПа (10 % від початкового тиску) і з різними значеннями відносного розкриття пласта (0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9). Дослідження виконано з використанням програми Petrel&Eclipse. Розробку покладу розпочали 01.01.2025 р.

У таблиці 1 наведено результати досліджень для різного відносного розкриття пласта за постійної депресії на пласт 1,25 МПа (5 % від початкового тиску), а у таблиці 2 – результати досліджень для різного відносного розкриття пласта за постійної депресії на пласт 2,5 МПа (10 % від початкового тиску).

Таблиця 1 – Результати досліджень для різного відносного розкриття пласта за постійної депресії на пласт 1,25 МПа (5 % від початкового тиску)

5 % 1,25 МПа							
Відносне розкриття пласта, $h_{відн}$	Режим експлуатації свердловин	Причина зупинки свердловини	Дебіт почат., $q_{поч}$, тис.м ³ /доб	Час зупинки свердловини	Дебіт кінц., тис.м ³ /доб	Рпл, МПа	Коефіцієнт газовилучення, β , %
100 мД	Початок розробки покладу - 01.01.2025 р.						
0,1	$\Delta P = \text{const}$	$P_{пл} = 0,1 P_{поч}$	22,2	01.11.2126	4,83	2,5	90,27
0,2	$\Delta P = \text{const}$	$P_{пл} = 0,1 P_{поч}$	44,4	01.09.2074	10,13	2,5	89,37
0,3	$\Delta P = \text{const}$	$P_{пл} = 0,1 P_{поч}$	66,6	01.11.2057	15,5	2,5	89,03
0,4	$\Delta P = \text{const}$	$P_{пл} = 0,1 P_{поч}$	88,8	01.07.2049	20,8	2,5	88,80
0,5	$\Delta P = \text{const}$	$P_{пл} = 0,1 P_{поч}$	111	01.07.2044	26,3	2,5	88,58
0,6	$\Delta P = \text{const}$	$P_{пл} = 0,1 P_{поч}$	133,2	01.04.2041	31,6	2,5	88,53
0,7	$\Delta P = \text{const}$	Обводнення	155,4	01.07.2026	0	20,48	15,34
0,8	$\Delta P = \text{const}$	Обводнення	177,6	01.05.2025	0	23,70	3,93
0,9	$\Delta P = \text{const}$	Обводнення	199,8	01.02.2025	0	24,62	1,13

Таблиця 2 - Результати досліджень для різного відносного розкриття пласта за постійної депресії на пласт 2,5 МПа (10 % від початкового тиску)

10 % 2,5 МПа							
Відносне розкриття пласта, $h_{відн}$	Режим експлуатації свердловин	Причина зупинки свердловини	Дебіт почат., $q_{поч}$, тис.м ³ /доб	Час зупинки свердловини	Дебіт кінц., тис.м ³ /доб	Рпл, МПа	Коефіцієнт газовилучення, β , %
100 мД	Початок розробки покладу 01.01.2025 р.						
0,1	$\Delta P = \text{const}$		44,4	01.07.2072	10,99	3,33	87,78
	$P_y = \text{const}$	$P_{пл} = 0,1 P_{поч}$		01.10.2078	6,1	2,5	91,27
0,2	$\Delta P = \text{const}$		88,8	01.10.2048	22,01	3,25	87,66
	$P_y = \text{const}$	$P_{пл} = 0,1 P_{поч}$		01.07.2051	13,13	2,5	90,82
0,3	$\Delta P = \text{const}$		133,2	01.11.2040	33,04	3,22	87,55
	$P_y = \text{const}$	$P_{пл} = 0,1 P_{поч}$		01.08.2042	20,28	2,5	90,60
0,4	$\Delta P = \text{const}$		178	01.11.2036	44,38	3,24	87,32
	$P_y = \text{const}$	$P_{пл} = 0,1 P_{поч}$		01.03.2038	27,46	2,5	90,46
0,5	$\Delta P = \text{const}$	Обводнення	222	01.02.2028	0	14,05	41,65
0,6	$\Delta P = \text{const}$	Обводнення	266	01.12.2025	0	20,36	16,02
0,7	$\Delta P = \text{const}$	Обводнення	311	01.06.2025	0	22,39	8,5
0,8	$\Delta P = \text{const}$	Обводнення	355	15.02.2025	0	23,95	2,95
0,9	$\Delta P = \text{const}$	Обводнення	400	14.01.2025	0	24,55	0,94

За депресії на пласт 1,25 МПа свердловина експлуатувалась у заданому технологічному режимі протягом всього безводного періоду розробки покладу. За відносного розкриття пласта 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6 свердловина була зупинена через зниження пластового тиску до заданого значення (0,1 від початкового тиску). Досягнутий коефіцієнт газовилучення для різних значень відносного розкриття пласта становив: 0,1 – 90,27 %; 0,2 – 89,37 %; 0,3 – 89,03 %; 0,4 – 88,80 %; 0,5 – 88,58 %; 0,6 – 88,53 % (табл. 1).

За відносного розкриття пласта 0,7; 0,8; 0,9 свердловина була зупинена внаслідок під-

няття конуса води до нижніх отворів інтервалу перфорації. Досягнутий коефіцієнт газовилучення для різних значень відносного розкриття пласта становив: 0,7 – 15,34 %; 0,8 – 3,93 %; 0,9 – 1,13 %. На момент прориву води пластовий тиск був досить високим і становив 20,48 МПа для $h_{відн}=0,7$, 23,70 МПа для $h_{відн}=0,8$ і 24,62 МПа для $h_{відн}=0,9$.

За депресії на пласт 1,25 МПа початковий дебіт газу змінювався від 22,2 тис.м³/добу ($h_{відн}=0,1$) до 199,8 тис.м³/добу ($h_{відн}=0,9$), а кінцевий дебіт газу – від 4,83 тис.м³/добу ($h_{відн}=0,1$) до нуля починаючи з $h_{відн}=0,7$ і більше. Час зупинки свердловини змінювався з

01.02.2025 р. ($h_{відн}=0,9$) до 01.11.2126 р. ($h_{відн}=0,1$). Тривалість розробки покладу коливалася від 1 місяця ($h_{відн}=0,9$) до 101 року 10 місяців ($h_{відн}=0,1$).

За депресії на пласт 2,5 МПа експлуатація свердловини спочатку здійснювалася за заданої депресії на пласт. Після зниження тиску на гирлі до заданого значення 1,0 МПа свердловину переводили на технологічний режим експлуатації з постійним гирловим тиском 1,0 МПа. За відносного розкриття пласта 0,1; 0,2; 0,3; 0,4 свердловина експлуатувалася на двох технологічних режимах: з постійною депресією на пласт 2,5 МПа з подальшим переходом на режим постійного гирлового тиску 1,0 МПа і була зупинена після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового. Досягнутий коефіцієнт газовилучення для різних значень відносного розкриття пласта становив: 0,1 – 91,27 %; 0,2 – 90,82 %; 0,3 – 90,60 %; 0,4 – 90,46 % (табл. 2).

За відносного розкриття пласта 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9 свердловина експлуатувалася тільки на технологічному режимі постійної депресії на пласт 2,5 МПа і була зупинена після підняття конуса підшовної води до нижніх отворів розкритого інтервалу перфорації. Досягнутий коефіцієнт газовилучення для різних значень відносного розкриття пласта становив: 0,5 – 41,65 %; 0,6 – 16,02 %; 0,7 – 8,5 %; 0,8 – 2,95 %; 0,9 – 0,94 %. На момент прориву води пластовий тиск становив: 14,05 МПа для $h_{відн}=0,5$; 20,36 МПа для $h_{відн}=0,6$; 22,39 МПа для $h_{відн}=0,7$; 23,95 МПа для $h_{відн}=0,8$; 24,55 МПа для $h_{відн}=0,9$.

За депресії на пласт 2,5 МПа початковий дебіт газу змінювався від 44,4 тис.м³/добу ($h_{відн}=0,1$) до 400 тис.м³/добу ($h_{відн}=0,9$), а кінцевий дебіт газу – від 10,99 тис.м³/добу ($h_{відн}=0,1$) до нуля починаючи з $h_{відн}=0,5$ і більше. Час зупинки свердловин змінювався з 14.01.2025 р. ($h_{відн}=0,9$) до 01.07.2072 р. ($h_{відн}=0,1$). Тривалість розробки покладу коливалася від 14 днів ($h_{відн}=0,9$) до 54 років 9 місяців ($h_{відн}=0,1$).

В таблиці 2 для відносного розкриття пласта 0,1; 0,2; 0,3; 0,4 наведено 2 значення терміну розробки покладу і досягнутого коефіцієнта газовилучення. Перші значення цих величин відповідають моменту закінчення експлуатації свердловини з постійною депресією на пласт, другі - моменту зниження пластового тиску до 0,1 від початкового тиску.

Аналіз результатів виконаних досліджень свідчить, що термін розробки покладу і досягнутий коефіцієнт газовилучення за період безводної експлуатації свердловини залежить від

значень відносного розкриття пласта і депресії на пласт (темпу видобування газу). За відносного розкриття пласта 0,1 – 0,4 забезпечується тривалий період безводної експлуатації свердловини з постійною депресією на пласт з можливістю переходу у разі необхідності на режим постійного гирлового тиску. У розглянутому прикладі перехід на режим експлуатації свердловини з постійним гирловим тиском здійснювався за відносно великих початкових депресій на пласт.

У цих варіантах досягнутий коефіцієнт газовилучення перевищував 90 % і змінювався в межах 90,4 - 91,27 % (табл. 2), що свідчить про високий рівень вилучення запасів газу без втрат через конусоутворення. Проте за малих значень відносного розкриття пласта (0,1 – 0,4) значно зростає тривалість безводного періоду розробки покладу (експлуатації свердловини, яка за початкової депресії на пласт 2,5 МПа змінюється в межах 13 років 2 місяці – 54 роки 9 місяців) (табл. 2). За меншої початкової депресії на пласт тривалість розробки покладу буде більшою. За відносного розкриття пласта 0,5 – 0,9 відбувається різке зниження тривалості періоду безводної експлуатації свердловини – вода проривається у свердловину ще на початковій стадії розробки покладу, часто ще до року експлуатації (для $h_{відн} \geq 0,6$). При цьому досягається низький коефіцієнт газовилучення, який для відносного розкриття пласта 0,8 і 0,9 становить відповідно 2,95 і 0,94 %.

З використанням результатів виконаних досліджень побудовано графічні залежності пластового тиску $P_{пл}$ і досягнутого коефіцієнта газовилучення β_c на кінець безводного періоду розробки покладу (експлуатації свердловини) від відносного розкриття пласта $h_{відн}$ для депресії на пласт 1,25 і 2,5 МПа, які зображені на рисунках 2 і 3.

Залежність $P_{пл}=f(h_{відн})$ у початковий період розробки покладу має вигляд горизонтальної прямої, яка відповідає кінцевому пластовому тиску 2,5 МПа (рис. 2). За певного значення $h_{відн}$ (близько 0,4 і 0,6) прямолінійна залежність переходить у дві криволінійні залежності. При цьому кінцевий пластовий тиск зростає із збільшенням відносного розкриття пласта, що пояснюється швидшим припиненням розробки покладу через обводнення свердловини, а також впливом законтурного водоносного басейну в умовах неповного виснаження за короткий період часу. У цій області зміни $h_{відн}$ кінцевий пластовий тиск буде тим більший, чим менша депресія на пласт (менший темп відбирання газу).

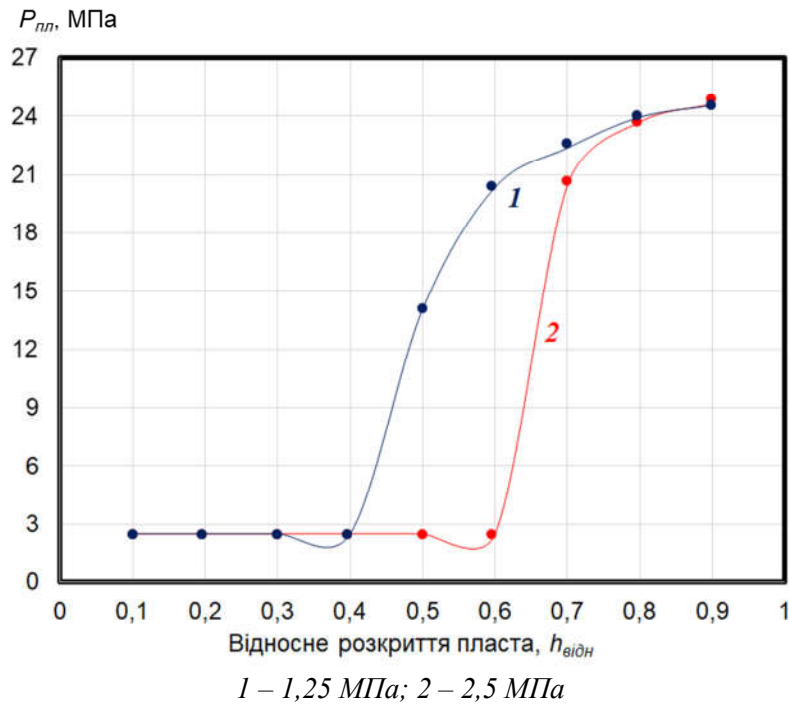


Рисунок 2 – Залежності пластового тиску $P_{пл}$ на кінець безводного періоду розробки покладу (експлуатації свердловини) від відносного розкриття пласта $h_{відн}$ для депресії на пласт 1,25 і 2,5 МПа

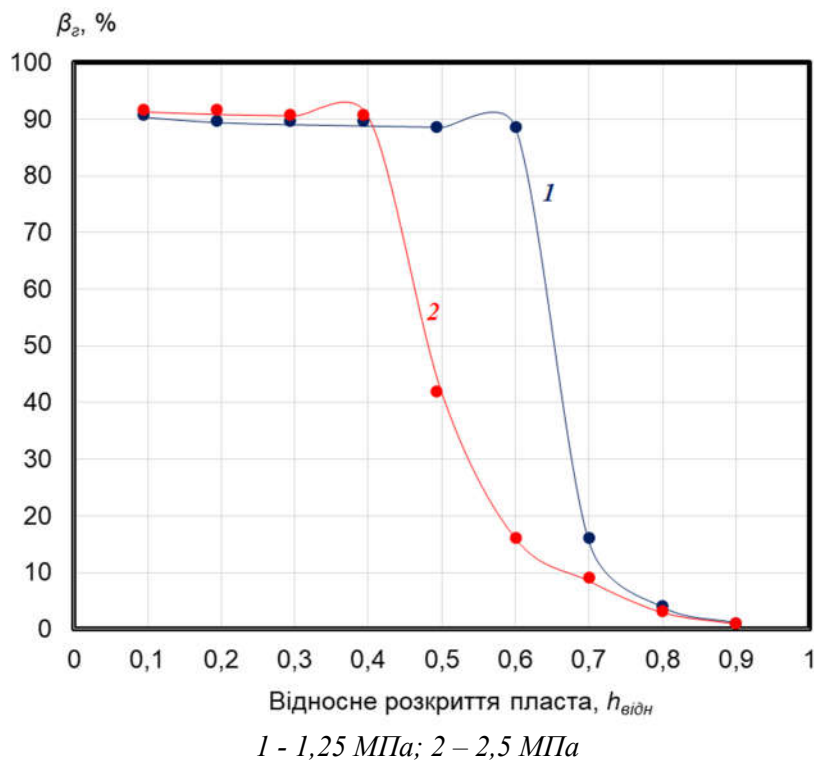


Рисунок 3 – Залежності досягнутого коефіцієнта газовилучення β_g на кінець безводного періоду розробки покладу (експлуатації свердловини) від відносного розкриття пласта $h_{відн}$ для депресії на пласт 1,25 і 2,5 МПа

Залежність $\beta_c = f(h_{відн})$ у початковий період розробки покладу має вигляд двох дещо похилих, майже прямих, які за певного значення $h_{відн}$ близько 0,4 і 0,6 переходять у дві криві лінії. В області значень відносного розкриття пласта 0,1 – 0,4 коефіцієнт газовилучення покладу у безводний період експлуатації свердловини є дещо більшим за депресії на пласт 2,5 МПа порівняно з його значенням за депресії на пласт 1,25 МПа. В області значень відносного розкриття пласта $h_{відн} > 0,4$ для депресії на пласт 2,5 МПа і $h_{відн} > 0,6$ для депресії на пласт 1,25 МПа кінцевий коефіцієнт газовилучення різко зменшується із збільшенням відносного розкриття пласта, що пояснюється зменшенням тривалості розробки покладу внаслідок прискореного обводнення свердловини. У цій області зміни $h_{відн}$ коефіцієнт газовилучення тим більший, чим менша депресія на пласт (менший темп відбирання газу).

Деяке зменшення кінцевого коефіцієнта газовилучення β_c у міру збільшення відносного розкриття пласта $h_{відн}$ від 0,1 до 0,6 за депресії на пласт 1,25 МПа і від 0,1 до 0,4 за депресії на пласт 2,5 МПа пов'язане із зменшенням компенсації відбору газу надходженням законтурної пластової води внаслідок меншої тривалості розробки покладу.

Результати виконаних досліджень свідчать про комплексний вплив на коефіцієнт газовилучення газового покладу з підшовною водою за безводний період розробки відносного розкриття пласта і депресії на пласт у свердловинах (темпу відбирання газу). Для умов розглянутого прикладу за депресії на пласт 1,25 МПа (5 % від початкового пластового тиску) оптимальні значення відносного розкриття пласта становить близько 0,6, а за депресії на пласт 2,5 МПа (10 % від початкового пластового тиску) – близько 0,4. За менших значень відносного розкриття пласта значно зростає тривалість розробки покладу у безводний період експлуатації свердловини, а за більших значень відносного розкриття пласта відбувається різке зниження коефіцієнта газовилучення покладу внаслідок катастрофічного прориву конуса підшовної води. Такі значення відносного розкриття пласта 0,4 – 0,6 можна вважати оптимальними для досліджених меж зміни депресії на пласт 1,25 – 2,5 МПа.

Для встановлення критичного значення відносного розкриття пласта, за якого вода проривається на вибір свердловини, виконано додаткові дослідження для відносного розкриття пласта 0,61; 0,62; 0,63; 0,64; 0,65; 0,66; 0,67; 0,68; 0,69 за депресії на пласт 1,25 МПа і

для відносного розкриття пласта 0,41; 0,42; 0,43; 0,44; 0,45; 0,46; 0,47; 0,48; 0,49 за депресії на пласт 2,5 МПа. Згідно з результатами досліджень критичне значення відносного розкриття пласта становить: 0,64 за депресії на пласт 1,25 МПа, і 0,45 за депресії на пласт 2,5 МПа.

Висновки

Значна кількість газових покладів підстиляється підшовною водою. У процесі відбирання газу з таких покладів відбувається деформація газоводяного контакту, яка супроводжується утворенням під вибоєм свердловин конусів підшовної води з вершиною на їхній вісі. При досягненні певного критичного значення депресії на пласт вода проривається у свердловину. У роботі розглянуто вплив на коефіцієнт газовилучення за безводний період розробки покладу (експлуатації свердловин) відносного розкриття пласта і депресії на пласт у свердловинах. Дослідження виконано для умов гіпотетичного газового покладу із центральною видобувною свердловиною. У початковий період розробки покладу свердловина експлуатувалась з постійною депресією на пласт. Після зниження тиску на гирлі до заданого значення свердловину переводили на технологічний режим експлуатації з постійним гирловим тиском. Розробку покладу припиняли після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового тиску або підняття конуса води до нижніх отворів інтервалу перфорації. Досліджено варіанти з депресією на пласт 1,25 МПа (5 % від початкового тиску) і 2,5 МПа (10 % від початкового тиску) і з різними значеннями відносного розкриття пласта у свердловині 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9.

За депресії на пласт 1,5 МПа свердловина експлуатувалась за заданого технологічного режиму протягом всього безводного періоду розробки покладу. У процесі розробки покладу не обводнилися інтервали з відносним розкриттям пласта 0,1 - 0,6. За відносного розкриття пласта 0,6 досягнутий коефіцієнт газовилучення покладу становить 88,53 %, а тривалість безводного періоду експлуатації свердловини – 17 років 3 місяці. За депресії на пласт 2,5 МПа свердловина спочатку експлуатувалась за заданої депресії на пласт, а після зниження тиску на гирлі до 1,0 МПа була переведена на режим постійного гирлового тиску. У процесі розробки покладу не обводнилися інтервали з відносним розкриттям пласта 0,1 - 0,4. За відносного розкриття пласта 0,4 досягнутий коефіцієнт газовилучення становить 90,46 %, а тривалість

безводного періоду експлуатації свердловини – 14 років 2 місяці.

Отже, для досліджених меж зміни депресії на пласт (1,25 - 2,5 МПа) оптимальне значення відносного розкриття пласта, за якого забезпечується безводна експлуатація свердловини, становить близько 0,4 - 0,6. Критичне значення відносного розкриття пласта, за якого вода проривається на вибір свердловини, становить 0,64 за депресії на пласт 1,25 МПа і 0,45 за депресії на пласт 2,5 МПа. У безводний період експлуатації свердловини за відносного розкриття пласта 0,1 – 0,4 коефіцієнт газовилучення покладу буде тим більший, чим більша депресія на пласт (темپ відбирання газу з покладу).

Результати виконаних досліджень свідчать про можливість регулювання тривалості періо-

ду безводної експлуатації свердловин і кінцевого коефіцієнта газовилучення покладу з підпошовною водою у безводний період шляхом вибору відповідних значень відносного розкриття пласта і депресії на пласт у свердловинах (темпу відбирання газу з покладу) з врахуванням техніко-економічних показників.

Подяки

Відсутні.

Конфлікт інтересів

Відсутній.

Список використаних джерел

1. Muskat M., Wyckoff R. D. The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media. New York: McGraw-Hill Book Company, 1946. 763 p. URL: <https://www.ipt.ntnu.no/~curtis/courses/Reservoir-Recovery/2019-TPG4150/Handouts/Books/Muskat-Flow-of-Homogenous-Fluids.pdf>
2. Chaperon I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations. *SPE Reservoir Engineering*. 1986. Vol. 1, iss. 3. P. 281–290. DOI: 10.2118/13076-PA
3. Joshi S. D. Horizontal Well Technology. Tulsa: PennWell Books, 1991. 552 p. ISBN13: 978-0878143504.
4. Кондрат Р.М., Матіїшин Л.І. Аналіз методів боротьби з конусоутворенням у процесі розробки газових і нафтогазоконденсатних родовищ з підпошовною водою. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 2(51). С. 51–60.
5. Кондрат Р.М., Матіїшин Л.І., Смоловик Л.Р. Дослідження впливу відносного розкриття і проникності пласта та в'язкості нафти на критичний дебіт нафти при експлуатації свердловин на газоконденсатних родовищах з нафтовими облямілками та підпошовною водою. *Прикарпатський вісник наукового товариства ім. Т. Г. Шевченка*. 2015. Число 1. С. 165–180. URL: <https://pvntsh.nung.edu.ua/index.php/number/article/view/153/150>
6. Johns R. T., Lake L. W., Delliste A. M. Prediction of Capillary Fluid Interfaces During Gas or Water Coning in Vertical Wells. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. SPE-77772-MS. San Antonio, Texas, September 2002. DOI: 10.2118/77772-MS
7. Odeh A. S., Babu D. R. An Improved Numerical Simulation of Water Coning. *SPE Formation Evaluation*. 1990. Vol. 5, iss. 1. P. 93–100. DOI: 10.2118/15417-PA
8. Porras J. M., Ramey H. J. Water coning in oil reservoirs: A numerical study. *SPE Formation Evaluation*. 1992. Vol. 7, iss. 4. P. 330–336. DOI: 10.2118/21357-PA
9. Guo B., Lee R. L. A simple method for predicting critical rates to avoid water coning in gas wells. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2002. Vol. 41, iss. 2. P. 43–47.
10. Economides M. J., Nolte K. G. Reservoir Stimulation. 3rd ed. New York: Wiley, 2000. 815 p.
11. Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook. 3rd ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 2006. 1463 p. URL: https://irmat-ucan.com/library/admin/books_pdf/pdf/67b37d361af199.01955125.pdf
12. Trimble R. A., DeRose C. E. Evaluating Muskat-Wyckoff Model Using Real Field Data. *SPE Eastern Regional Meeting*. 2005. DOI: 10.2118/94016-MS
13. Sobocinski C., Cornelius W. Water Coning Nomogram Based on Lab and Field Data. *SPE Production & Operations*. 2007. Vol. 22, iss. 3. P. 375–380.
14. Alameri A., Abdulraheem A., Nashawi I. S. Study on water cone behavior in bottom water drive reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2014. Vol. 122. P. 258–266. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.07.010
15. Khosravan M., Ghannadi M. Numerical simulation study of water coning behavior in heterogeneous reservoirs. *Petroleum Research*. 2018. Vol. 3, iss. 2. P. 105–113. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2018.05.001

16. Bello O. A., Wattenbarger R. A. Reducing Water Coning in Horizontal Wells: A Field Study. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 1964. DOI: 10.2118/30016-MS
17. Saadawi A. Intelligent well completion to control water coning in horizontal wells. *Middle East Oil Show and Conference*. 2010. DOI: 10.2118/136915-MS
18. Khalifeh M., Nasr-El-Din H. A., Al-Mutairi S. H. Water Coning Prediction and Horizontal Well Correlations: A Comparative Study. *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. 2015. DOI: 10.2118/172760-MS
19. Sharma S., Kumar S., Tiwari A. Analysis of Critical Parameters on Coning in Horizontal Wells. *Journal of Petroleum and Gas Exploration Research*. 2019. Vol. 9, iss. 1. P. 1–10.
20. Moritis G. Intelligent Wells: New Technology Improves Performance. *Oil & Gas Journal*. 2003. Vol. 101, iss. 20. P. 49–55.
21. Babadagli T., Develi K., Yildiz T. Optimization of intelligent well control to delay water coning. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016. Vol. 28. P. 693–703. DOI: 10.1016/j.jngse.2015.12.038
22. Першин Г. І., Кравець В. О., Орлов Л. П. Вплив геофізичних параметрів на утворення водного конуса в газових родовищах. *Нафтогазова галузь України*. 1994. № 5. С. 22–27.

References

1. Muskat, M., & Wyckoff, R. D. (1946). *The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media*. McGraw-Hill Book Company. Retrieved from <https://www.ipt.ntnu.no/~curtis/courses/Reservoir-Recovery/2019-TPG4150/Handouts/Books/Muskat-Flow-of-Homogenous-Fluids.pdf>
2. Chaperon, I. (1986). Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations. *SPE Reservoir Engineering*, 1(3), 281–290. <https://doi.org/10.2118/13076-PA>
3. Joshi, S. D. (1991). *Horizontal Well Technology*. PennWell Books.
4. Kondrat, R. M., & Matiishyn, L. I. (2014). Analiz metodiv borotby z konusoutvorenniam u protsesi rozrobky hazovykh i naftohazokondensatnykh rodovyshch z pidoshovnoiu vodoiu [Analysis of methods for controlling coning during the development of gas and oil and gas condensate fields with bottom water]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch* [Prospecting and Development of Oil and Gas Fields], 2(51), 51–60. [in Ukrainian]
5. Kondrat, R. M., Matiishyn, L. I., & Smolovyk, L. R. (2015). Doslidzhennia vplyvu vidnosnogo rozkryttia i pronylosti plasta ta viazkosti nafty na krytychnyi debit nafty pry ekspluatatsii sverdlodyn na hazokondensatnykh rodovyshchakh z naftovymy obliamivkamy ta pidoshovnoiu vodoiu [Investigation of the influence of relative completion and reservoir permeability and oil viscosity on the critical oil production rate during well operation in gas condensate fields with oil rims and bottom water]. *Prykarpatskyi visnyk naukovoho tovarystva im. T. H. Shevchenka* [Subcarpathian Bulletin of the Scientific Society named after T. G. Shevchenko], (1), 165–180. Retrieved from <https://pvntsh.nung.edu.ua/index.php/number/article/view/153/150> [in Ukrainian]
6. Johns, R. T., Lake, L. W., & Delliste, A. M. (2002). Prediction of Capillary Fluid Interfaces During Gas or Water Coning in Vertical Wells. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. SPE-77772-MS. <https://doi.org/10.2118/77772-MS>
7. Odeh, A. S., & Babu, D. R. (1990). An Improved Numerical Simulation of Water Coning. *SPE Formation Evaluation*, 5(1), 93–100. <https://doi.org/10.2118/15417-PA>
8. Porras, J. M., & Ramey, H. J. (1992). Water coning in oil reservoirs: A numerical study. *SPE Formation Evaluation*, 7(4), 330–336. <https://doi.org/10.2118/21357-PA>
9. Guo, B., & Lee, R. L. (2002). A simple method for predicting critical rates to avoid water coning in gas wells. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 41(2), 43–47.
10. Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000). *Reservoir Stimulation* (3rd ed.). Wiley.
11. Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook* (3rd ed.). Gulf Professional Publishing. Retrieved from https://irmat-ucan.com/library/admin/books_pdf/pdf_67b37d361af199.01955125.pdf
12. Trimble, R. A., & DeRose, C. E. (2005). Evaluating Muskat-Wyckoff Model Using Real Field Data. *SPE Eastern Regional Meeting*. <https://doi.org/10.2118/94016-MS>
13. Sobocinski, C., & Cornelius, W. (2007). Water Coning Nomogram Based on Lab and Field Data. *SPE Production & Operations*, 22(3), 375–380.

14. Alameri, A., Abdulraheem, A., & Nashawi, I. S. (2014). Study on water cone behavior in bottom water drive reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 122, 258–266. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.07.010>
15. Khosravan, M., & Ghannadi, M. (2018). Numerical simulation study of water coning behavior in heterogeneous reservoirs. *Petroleum Research*, 3(2), 105–113. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2018.05.001>
16. Bello, O. A., & Wattenbarger, R. A. (1964). Reducing Water Coning in Horizontal Wells: A Field Study. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/30016-MS>
17. Saadawi, A. (2010). Intelligent well completion to control water coning in horizontal wells. *Middle East Oil Show and Conference*. <https://doi.org/10.2118/136915-MS>
18. Khalifeh, M., Nasr-El-Din, H. A., & Al-Mutairi, S. H. (2015). Water Coning Prediction and Horizontal Well Correlations: A Comparative Study. *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. <https://doi.org/10.2118/172760-MS>
19. Sharma, S., Kumar, S., & Tiwari, A. (2019). Analysis of Critical Parameters on Coning in Horizontal Wells. *Journal of Petroleum and Gas Exploration Research*, 9(1), 1–10.
20. Moritis, G. (2003). Intelligent Wells: New Technology Improves Performance. *Oil & Gas Journal*, 101(20), 49–55.
21. Babadagli, T., Develi, K., & Yildiz, T. (2016). Optimization of intelligent well control to delay water coning. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 28, 693–703. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.12.038>
22. Pershyn, H. I., Kravets, V. O., & Orlov, L. P. (1994). Vplyv heofizychnykh parametriv na utvorennia vodianoho konusa v hazovykh rodovyshchakh [Influence of geophysical parameters on the formation of a water cone in gas fields]. *Naftohazova haluz Ukrainy* [Oil and Gas Industry of Ukraine], (5), 22–27. [in Ukrainian]

STUDY OF THE IMPACT OF OPENING AND DEPRESSION ON THE DEVELOPMENT OF GAS DEPOSITS WITH BOTTOM WATER

Kondrat R. M.

Doctor of Technical Sciences, Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
<https://orcid.org/0000-0002-9653-2567>
e-mail: roman.kondrat@nung.edu.ua

Matiishyn L. I.*

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Head of the Department of Petroleum Production
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
<https://orcid.org/0000-0002-8529-4807>
e-mail: liliia.matiishyn@nung.edu.ua

Abstract. The key features of gas reservoir development with bottom water are presented. The regularities of the formation process of cones of bottom water under production wells during reservoir development and watering are characterized. The results of modern national and international studies on the impact of the reservoir and well design's relative opening and anisotropy are analyzed. Using the Petrel&Eclipse program, the complex effect of the relative opening of the gas-bearing formation and the depression on the formation in the well (i.e. the gas withdrawal rate) on the cone formation process and the reservoir gas recovery factor during the waterless period of well operation was studied for a hypothetical square-shaped gas reservoir with a central production well. During the initial reservoir development period, the well was operated with a constant reservoir depression. After reducing the wellhead pressure to the established value (1.0 MPa), the well was switched to a constant wellhead pressure technological mode. Reservoir development ceased when the reservoir pressure decreased to 10% of the

initial pressure or the water cone reached the lower holes of the perforation interval. Variants with reservoir pressures of 1.25 MPa (5% of the initial pressure) and 2.5 MPa (10% of the initial pressure), as well as different values of relative formation opening (0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8 and 0.9), were studied. The research results are presented in two tables and in graphical form, showing the relationship between the final reservoir pressure and the gas recovery factor at the time when reservoir development ceases, and the relative formation opening. At a reservoir depression of 1.25 MPa, intervals with a relative formation opening of between 0.1 and 0.6 are not flooded by the end of the development period. With a relative pay of 0.6, the final gas recovery factor is 88.53%, and the duration of reservoir development is 17 years and 3 months. At a reservoir depression of 2.5 MPa, intervals with a relative pay of between 0.1 and 0.4 are not watered at the end of development. With a relative formation opening of 0.4, the final gas recovery factor is 90.46%, and the duration of reservoir development is 14 years and 2 months. Within the range of changes in reservoir depression from 1.25 to 2.5 MPa, the optimal value of relative pay is approximately 0.4 to 0.6. The critical value of the relative formation opening at which water breaks through to the wellbore is 0.64 at a formation pressure of 1.25 MPa, and 0.45 at a formation pressure of 2.5 MPa.

Keywords: bottom water; relative layering; water cone; formation depression; gas flow rate; gas recovery factor.