№ 2(46) 2026

НАФТОГАЗОВА ЕНЕРГЕТИКА

ISSN 1993-9868 print
ISSN 2415-3109 online

https://nge.nung.edu.ua

Науково-технічні проблеми нафтогазової інженерії

Прийнято 17.06.2026. Прорецензовано 23.19.2026. Опубліковано 30.11.2026.

УДК 622.279.5 **DOI: 10.31471/1993-9868-2026-2(46)-11-21**

ВПЛИВ ДІАМЕТРА ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ГАЗОНОСНОГО ПЛАСТА НА ДЕБІТ СВЕРДЛОВИНИ

Кондрат Р. М.
Доктор технічних наук, професор
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу)
76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
https://orcid.org/0009-0002-0928-2748
e-mail: roman.kondrat@nung.edu.ua

Матіїшин Л. І.
Кандидат технічних наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
https://orcid.org/0000-0002-8529-4807
e-mail: liliia.matiishyn@nung.edu.ua

Дремлюх Н. С.
Кандидат технічних наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
https://orcid.org/0000-0002-6991-0227
e-mail: nataliia.dremliukh@nung.edu.ua

Анотація. У роботі досліджено вплив діаметра (радіусу) привибійної зони газоносного пласта на дебіт газової свердловини. Проаналізовано вітчизняні та закордонні дослідження щодо впливу розширення стовбуру свердловини на дебіт газу. Для оцінки продуктивності свердловини використано залежності дебіту газу та розподілу тиску у пласті за лінійного і нелінійного законів фільтрації газу у пористому середовищі. Дослідження виконано для модельної газової свердловини за різних значень коефіцієнта проникності пласта (1; 5; 10; 20; 30; 40 мД (10^{-15} м^2)) та радіусу свердловини (0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1; 1,5; 2; 3; 4 м). Результати досліджень наведені у таблиці та зображено у вигляді графічних залежностей дебіту газу та розподілу тиску у пласті від досліджуваних параметрів (радіусу свердловини, проникності пласта). Встановлено, що із збільшенням радіусу свердловини зростає дебіт газу незалежно від проникності пласта, причому темп

Запропоноване посилання: Кондрат, Р. М., Матіїшин, Л. І. & Дремлюх, Н. С. (2026). Вплив діаметра привибійної зони газоносного пласта на дебіт свердловини. Нафтогазова енергетика, 2(46), 11-21. doi: 10.31471/1993-9868-2026-2(46)-11-21.

* 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/)

приросту дебіту газу є вищим для пластів з більшою проникністю. Показано, що за нелінійного закону фільтрації дебіт газу є меншим порівняно з лінійним законом через додаткові втрати тиску, пов'язані з інерційними силами. За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальні значення радіуса свердловини для пластів різної проникності. Встановлено, що оптимальне значення радіусу привибійної зони зменшується із збільшенням проникності пласта і для досліджуваних умов становить 0,57 – 0,611 м. Отримані результати підтверджують доцільність розширення стовбура свердловини в зоні продуктивного пласта як ефективного способу підвищення дебіту газу та покращення гідродинамічного зв'язку пласта із свердловиною.

Ключові слова: свердловина, дебіт газу, привибійна зона пласта, розширений стовбур свердловини, проникність, експлуатація.

Вступ

На завершальній стадії розробки родовищ ефективна експлуатація газових і газоконденсатних свердловин вимагає детального аналізу процесів, що відбуваються у системі «пласт – свердловина».

Одним із визначальних чинників, що впливають на продуктивність видобувних свердловин, є стан привибійної зони пласта та її геометричні розміри. Саме у привибійній зоні пласта (ПЗП) спостерігаються найбільші втрати пластової енергії, що впливає на дебіт газу. При розкритті газоносних продуктивних пластів відбувається зміна їх проникності. Наявність твердих частинок у промивальній рідині формує зону забруднення (кольматація), яка характеризується певними властивостями. Для зменшення зони забруднення проводять різні оброблення ПЗП, що сприяє покращенню гідродинамічного зв'язку газоносного пласта із свердловиною і збільшенню дебіту газу.

Особливістю даної роботи є дослідження впливу розширення стовбура свердловини в зоні продуктивного пласта на дебіт газу. Збільшення діаметра (радіуса) стовбура свердловини в зоні газоносних пластів різної проникності дозволяє мінімізувати значення коефіцієнта недосконалості свердловини та знизити фільтраційні опори у ПЗП. Це сприятиме не лише збільшенню дебіту газу, а й забезпеченню умов стабільної роботи свердловини, запобігаючи передчасному накопиченню рідини на вибої.

Отже, встановлення закономірностей впливу діаметра (радіуса) свердловини в зоні продуктивного пласта на фільтраційні процеси в пластах з різною проникністю дозволить обґрунтувати оптимальне значення діаметра (радіуса) розширеного вибою свердловини для досягнення максимального дебіту газу.

Аналіз сучасних вітчизняних і закордонних досліджень та публікацій

Аналіз даних експлуатації свердловин на родовищах нафти і газу України свідчить, що переважна більшість свердловин на сьогодні відноситься до низькодебітного фонду [1-2]. Одним з напрямів науково-технічного прогресу в нафтогазовій галузі є буріння свердловин великого діаметра, як спосіб збільшення дебіту. Однак буріння свердловин великого діаметру вимагає значних капітальних витрат. Для малодебітних свердловин достатньо розширити стовбур в інтервалі продуктивного пласта на стадії освоєння після буріння або при капітальному ремонті у пластах різного літологічного складу і структури фільтраційних каналів.

У сучасній нафтогазовій галузі оптимізація конструкції свердловин є ключовим фактором підвищення ефективності видобутку вуглеводнів [3-4]. Розширення діаметра (радіуса) стовбура свердловини в основному рекомендується проводити для видалення закольматованої привибійної зони, розширення існуючих каналів фільтрації, утворення нових горизонтальних тріщин, для створення гравійних фільтрів у свердловинах з відкритим вибоєм.

Збільшення діаметра (радіуса) стовбура в зоні продуктивного пласта дозволяє штучно компенсувати низьку проникність продуктивного пласта або зменшити негативні наслідки забруднення ПЗП під час буріння.

Збільшення радіуса свердловини призводить до зменшення швидкості фільтрації на стінці вибою, що знижує депресію на пласт, необхідну для отримання заданого дебіту, запобігаючи руйнуванню привибійної зони пласта.

Авторами у роботі [5] розглянуто вплив руйнування породи на проникність привибійної зони. Автори встановили, що руйнування слабкостійких порід може призводити до інтенсивного утворення мікротріщин, які покращують проникність та забезпечують низький або негативний початковий скін-фактор. Результати моделювання доводять, що використання розширювальних піщаних фільтрів (екранів) мінімізує негативні наслідки деформації пласта.

У роботі [6] авторами наведено досвід застосування механічної моделі стовбура свердловини, поєднаної з динамічною моделлю пласта, для моделювання процесів очищення горизонтальних свердловин із максимальним розкриттям продуктивного пласта. Розроблений комплексний підхід дозволив точно відтворити історію поглинання бурового розчину під час аварійного прихоплення хвостовика та наступний процес винесення цього флюїду на поверхню за допомогою азоту та гнучких насосно-компресорних труб. Запропонований робочий процес є ефективним інструментом для оптимізації витрат на освоєння свердловин та вибору найбільш економічно обґрунтованих параметрів очищення привибійної зони.

У роботі [7] наведено технологію створення розширювальних піщаних фільтрів на основі полімерів, які здатні мимовільно розширюватися під дією пластової температури для зміцнення стовбура свердловини та контролю піскопроявлення. За оцінками авторів, створення контактного тиску у 10 МПа дозволяє збільшити критичну депресію на пласт приблизно на 70 %, що суттєво підвищує продуктивність свердловини в умовах слабкозцементованих колекторів.

У роботі [8] наведено аналітичну модель для оцінки охолодження привибійної зони, що виникає внаслідок циркуляції бурового розчину під час буріння. Автори розробили методику визначення радіусу термічно порушеної зони та профілю температури. Результати чутливості моделі свідчать, що час циркуляції має вирішальний вплив на глибину термічного впливу в пласті, тоді як швидкість потоку розчину майже не змінює радіус охолодженої зони, хоча значно впливає на величину перепаду температур. Модель дозволяє підвищити точність інтерпретації результатів випробування пластів, враховуючи нестаціонарні термічні ефекти.

У роботі [9] наведено результати успішного застосування інноваційної системи безтвердофазного кислотного відділювача на основі модифікованих полімерів для інтенсифікації роботи карбонатних пластів із низьким значенням проникності. На відміну від традиційних методів система безтвердофазного кислотного відділювача працює за принципом селективної зміни відносної проникності, що дозволяє ефективно перенаправляти кислоту від водоносних пластів до нафтогазоносних інтервалів без використання в'язких добавок. Промислове впровадження технології з використанням гнучких насосно-компресорних труб дозволяє відмовитися від запланованого дорогого гідророзриву пласта, забезпечивши при цьому на 50 % вищий дебіт порівняно із сусідніми свердловинами. Автори роблять висновок, що такий підхід, заснований на попередній діагностиці механізмів руйнування, дозволяє скоротити операційні витрати на 80 % та збільшити максимальний видобуток.

У наукових дослідженнях авторами роботи [10] описано відновлення продуктивності газової свердловини в карбонатних колекторах, яка зазнала значного руйнування після інтенсивного використання матеріалів для боротьби з поглинанням під час капітального ремонту. Для забезпечення рівномірного оброблення було застосовано комбіновану технологію нагнітання 20 % емульгованої соляної кислоти із використанням безтвердофазного кислотного відділювача на основі модифікованих полімерів. Автори зазначають, що здатність безтвердофазного кислотного відхилювача дозволяє фіксуватися на поверхні породи без необхідності витримки та робить її ідеальною при проведенні оброблень свердловин у складних геологічних умовах.

Аналіз літературних джерел та світового досвіду експлуатації газових свердловин свідчить, що попри різноманітність різних методів підвищення продуктивності свердловин, проблема впливу розширення стовбуру свердловини у зоні продуктивного пласта на дебіт газу залишається актуальною.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

В науково-технічній літературі недостатньо висвітлені питання про вплив розширення стовбуру свердловини в зоні продуктивного пласта на дебіт газу.

Мета та завдання досліджень

Метою роботи є дослідження впливу розширення стовбуру свердловини в зоні продуктивного пласта на дебіт газу.

Для цього слід вирішити такі завдання:

1. Виконати аналіз сучасних вітчизняних і закордонних досліджень про вплив діаметра (радіусу) привибійної зони продуктивного пласта на дебіт газу.

2. Дослідити вплив розширення стовбуру свердловини у зоні газоносних пластів різної проникності на дебіт газу.

3. Обґрунтувати оптимальне значення діаметра (радіусу) стовбура свердловини в зоні газоносних пластів різної проникності.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

У дослідженнях використано залежності для дебіту газу і розподілу тиску у пласті при фільтрації газу за нелінійним і лінійним законами.

У разі фільтрації газу за лінійним законом дебіту газу і розподілу тиску у пласті визначали за формулами [11]:

$$q=\frac{86,4\cdot\pi khT_{ст}\left(\left(P_{пл}\cdot10^{6}\right)^{2}-\left(P_{виб}\cdot10^{6}\right)^{2}\right)}{\mu\cdot10^{-3}\cdot Z\cdot P_{ат}\cdot10^{6}\cdot T_{пл}\ln\frac{R_{к}}{r_{с.}}};(1)$$

$$P(r)=\sqrt{P_{виб}^{2}+\frac{P_{пл}^{2}-P_{виб}^{2}}{\ln\frac{R_{к}}{r_{с}}}\ln\frac{r}{r_{с}}}\cdot \qquad (2)$$

У разі фільтрації газу за нелінійним законом дебіту газу і розподілу тиску у пласті визначали за формулами:

$$q=-\frac{A}{2B}+\sqrt{\left(\frac{A}{2B}\right)^{2}+\frac{P_{пл}^{2}-P_{виб}^{2}}{B}}; \qquad (3)$$

$$P(r)=\sqrt{P_{виб}^{2}+\frac{Aq}{\ln\frac{R_{к}}{r_{с}}}\ln\frac{r}{r_{с}}+\frac{Bq^{2}}{\frac{1}{r_{с}}-\frac{1}{R_{к}}}\left(\frac{1}{r_{с}}-\frac{1}{r}\right)}, \qquad (4)$$

де

$$A=\frac{1,157\cdot10^{-14}\cdot\mu_{сер}\cdot10^{-3}\cdot Z_{сер}\cdot P_{ат}\cdot10^{6}\cdot T_{пл}}{\pi khT_{ст}}\times$$

$$\times\left(\ln\frac{R_{к}}{r_{с}}\right); \qquad (5)$$

$$B=\frac{1,339\cdot10^{-16}\rho_{ст}Z_{сер}P_{ат}\cdot10^{6}\cdot T_{пл}}{2\pi^{2}h^{2}l\cdot T_{ст}}\left(\frac{1}{r_{с}}-\frac{1}{R_{к}}\right);(6)$$

$$\left(\mu Z\right)_{сер}=\frac{\left(\mu Z\right)_{пл}+\left(\mu Z\right)_{виб}}{2}; \qquad (7)$$

$$Z_{сер}=\frac{Z_{пл}+Z_{виб}}{2}, \qquad (8)$$

де h – розкрита товщина пласта, м;

$Z_{сер}$ – середнє значення коефіцієнта стисливості газу в зоні дренування свердловини;

$Z_{пл}$, $Z_{виб}$ – значення коефіцієнта стисливості газу за пластової температури і відповідно за пластового і вибійного тисків;

$(\mu Z)_{сер}$ – середнє значення добутку динамічного коефіцієнта в'язкості та коефіцієнта стисливості газу в зоні дренування свердловини, Па·с;

$(\mu Z)_{пл}$, $(\mu Z)_{виб}$ – значення добутку динамічного коефіцієнта в'язкості та коефіцієнта стисливості газу за пластової температури і відповідно за пластового і вибійного тисків, Па·с;

$P(r)$ – тиск на відстані r від осі свердловини, МПа;

$T_{ст}$, $T_{пл}$ – відповідно стандартна і пластова температури, К;

$P_{ат}$ – атмосферний тиск, МПа;

$\rho_{ст}$ – густина газу за стандартних умов, кг/м^3;

q – дебіт газу за стандартних умов, тис.м^3/добу;

k – коефіцієнт проникності пласта, м^2 (10^{-15} мД);

$P_{пл}$ – пластовий тиск у зоні дренування свердловини, МПа;

$P_{виб}$ – вибійний тиск, МПа;

$r_{с}$ – радіус свердловини, м;

l – коефіцієнт макрошорсткості, м;

$R_{к}$ – радіус контуру живлення, м.

Дослідження виконані для умов модельної газової свердловини з такими даними: глибина свердловини – 2685 м; газонасичена товщина пласта (висота інтервалу перфорації) – 10 м; поточний пластовий тиск – 20,0 МПа; вибійний тиск – 18,5 МПа; пластова температура – 340 К; температура газу на гирлі свердловини – 291 К; відносна густина газу – 0,6; насосно-компресорні труби опущені до середини інтервалу перфорації на глибину 2680 м; внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м; радіус контура живлення – 400 м.

Дослідження виконано для різних значень коефіцієнтів проникності пласта (1; 5; 10; 20; 30; 40 мД (10^{-15} м^2)) та радіусу свердловини (0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1; 1,5; 2; 3; 4 м).

Результати досліджень наведені у таблиці та зображені у вигляді графічних залежностей дебіту газу та розподілу тиску у пласті від досліджуваних параметрів (радіусу свердловини, проникності пласта).

У таблиці 1 наведено результати розрахунків значень дебіту газу за лінійного і нелінійного законів фільтрації газу у пористому середовищі за різних значень радіуса свердловини і проникності пласта.

На рисунку 1 зображено залежності дебіту газу за нелінійного закону фільтрації від радіусу свердловини для різних проникностей пласта, а на рисунку 2 - залежності дебіту газу за нелінійного закону фільтрації від проникності пласта для різних значень радіусу свердловини.

Результати досліджень (таблиця 1, рисунки 1, 2) свідчать про позитивний вплив збільшення радіусу свердловини на дебіт газу. Із збільшенням радіусу свердловини дебіт газу поступово зростає. Темп зростання дебіту газу

Таблиця 1 – Значення дебіту газу за лінійного і нелінійного законів фільтрації газу у пористому середовищі за різних значень радіуса свердловини і проникності пласта

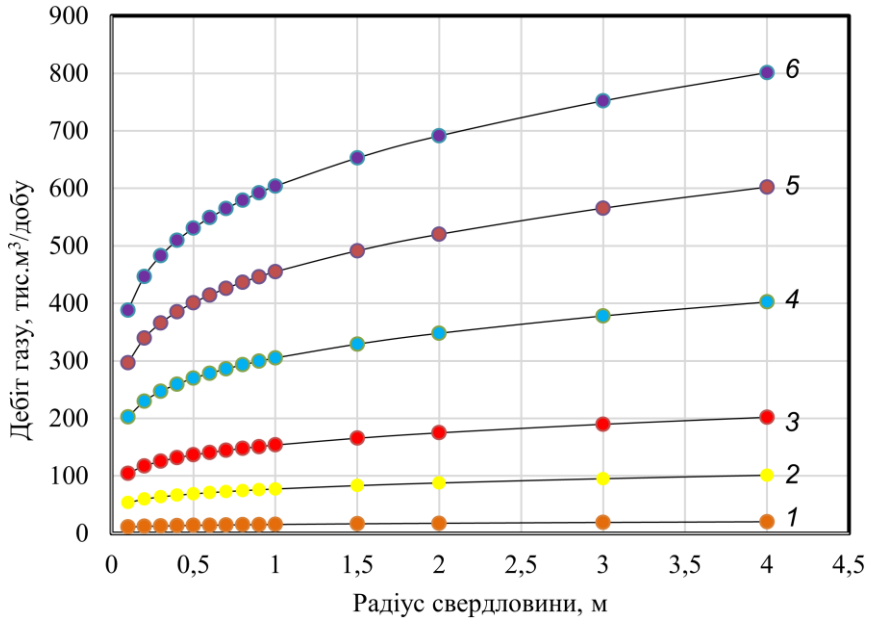
Радіус свердловини, м	Закон фільтрації	Дебіт газу (тис.м^3/добу) за різних значень проникності пласта (мД)					
		1	5	10	20	30	40
0,1	*лінійний*	11,286	56,429	112,859	225,718	338,576	451,435
	нелінійний	11,020	53,380	104,320	202,200	296,440	388,000
0,2	*лінійний*	12,315	61,575	123,151	246,301	369,452	492,603
	нелінійний	12,140	59,520	117,280	229,770	339,370	446,780
0,3	*лінійний*	13,009	65,045	130,090	260,180	390,271	520,361
	нелінійний	12,870	63,410	125,380	246,780	365,710	482,740
0,4	*лінійний*	13,551	67,754	135,508	271,016	406,524	542,032
	нелінійний	13,440	66,360	131,470	259,460	385,260	509,350
0,5	*лінійний*	14,003	70,016	140,031	280,063	420,094	560,126
	нелінійний	13,900	68,780	136,440	269,750	401,070	530,820
0,6	*лінійний*	14,396	71,979	143,958	287,919	431,874	575,832
	нелінійний	14,300	70,860	140,700	278,510	414,469	549,000
0,7	*лінійний*	14,745	73,727	147,454	294,907	442,361	589,815
	нелінійний	14,660	72,690	144,440	286,200	426,240	564,900
0,8	*лінійний*	15,062	75,311	150,622	301,244	451,866	602,488
	нелінійний	14,980	74,350	147,810	293,090	436,750	579,110
0,9	*лінійний*	15,353	76,766	153,532	307,063	460,595	614,127
	нелінійний	15,280	75,860	150,880	299,370	446,310	592,000
1	*лінійний*	15,623	78,166	156,232	312,463	468,695	624,926
	нелінійний	15,550	77,260	153,710	305,150	455,100	603,870
1,5	*лінійний*	16,757	83,786	167,572	335,144	502,716	670,287
	нелінійний	16,700	83,080	165,500	329,100	491,440	652,770
2	*лінійний*	17,667	88,335	176,670	353,341	530,011	706,682
	нелінійний	17,620	87,720	174,860	348,020	520,070	691,210
3	*лінійний*	19,131	95,655	191,311	382,622	573,933	765,244
	нелінійний	19,090	95,140	189,790	378,130	565,510	752,110
4	*лінійний*	20,326	101,631	203,262	406,524	609,786	813,048
	нелінійний	20,290	101,18	201,900	402,500	602,230	801,240

тим вищий, чим більша проникність пласта (рисунок 1). Так, за проникності пласта 1 мД із збільшенням радіусу свердловини з 0,1 до 4 м дебіт газу зростає з 11,02 до 20,29 тис.м^3/добу (на 84,12 %). За проникності пласта 40 мД із збільшенням радіусу свердловини з 0,1 до 4 м дебіт газу зростає з 388 до 801,24 тис.м^3/добу (на 106,51 %). Абсолютний приріст дебіту газу за проникності пласта 1 мД становить 9,27 тис.м^3/добу, а за проникності пласта 40 мД - 413,24 тис.м^3/добу. Для заданого значення проникності пласта дебіт газу буде тим більший, чим більший радіус свердловини (рисунок 2).

Отже, збільшення радіуса привибійної зони пласта доцільно проводити у всіх пластах незалежно від їх проникності. Для умов розглянутого прикладу відносне збільшення дебіту газу для пластів проникністю 1 і 40 мД близьке між собою.

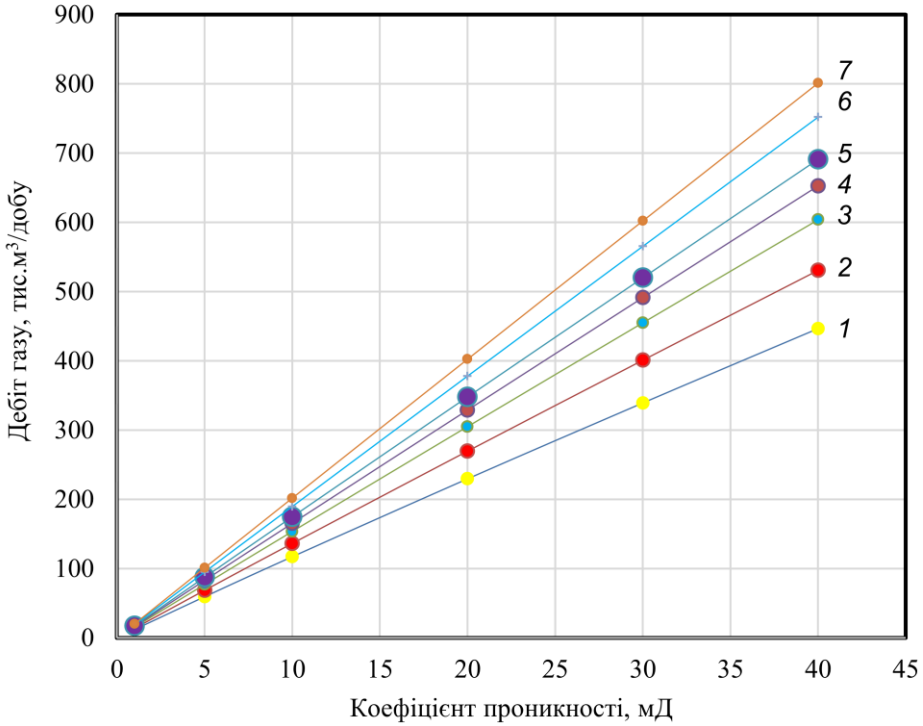
Аналіз результатів досліджень, наведених у таблиці 1, свідчить, що незалежно від радіуса свердловини і проникності пласта дебіт газу за нелінійного закону фільтрації менший, ніж за лінійного закону. Це пов'язано із впливом інерційних сил на втрати тиску при русі газу у пласті за нелінійного закону фільтрації. Відносна різниця між дебітами газу за лінійного і нелінійного законів фільтрації тим більша, чим більша проникність пласта та менший радіус свердловини.

На рисунку 3 зображено залежності дебітів $q(r_c)/q(r_{c0})$ (де $q(r_c)$ – дебіт газу за радіуса свердловини r_c; $q(r_{c0})$ – дебіт газу за радіуса свердловини r_c=0,1 м) за нелінійного закону фільтрації газу у пористому середовищі від проникностей пласта за різних радіусів свердловин, а на рисунку 4 – залежності дебітів $q(r_c)/q(r_{c0})$ за нелінійного закону фільтрації газу у пористому середовищі від радіуса свердловини для різних проникностей пласта.



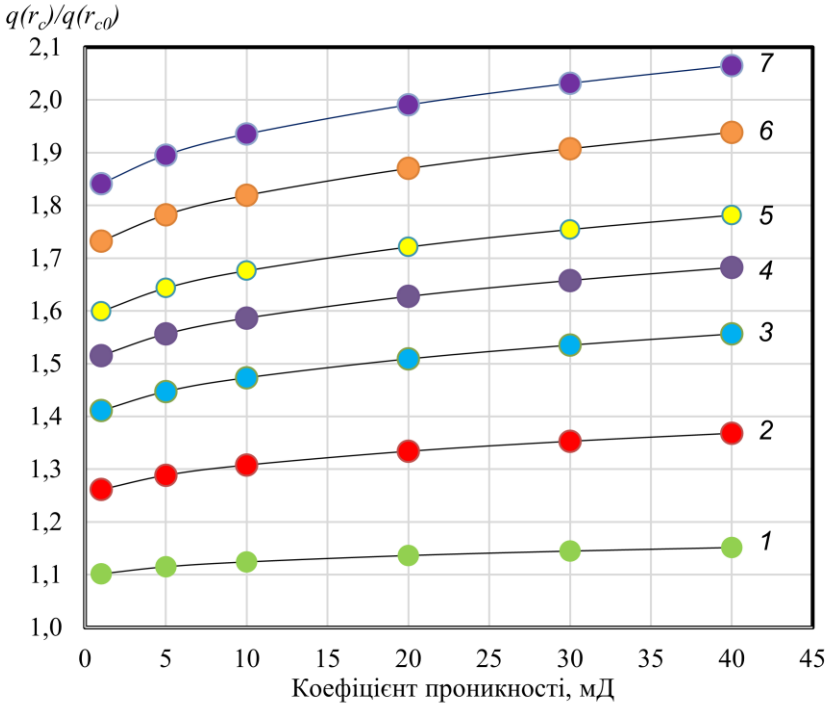
1 – k=1мД; 2 – k=5 мД; 3 – k=10 мД; 4 – k=20 мД; 5 – k=30 мД; 6 – k=40 мД

Рисунок 1 – Залежності дебіту газу за нелінійного закону фільтрації від радіуса свердловини для різних проникностей пласта



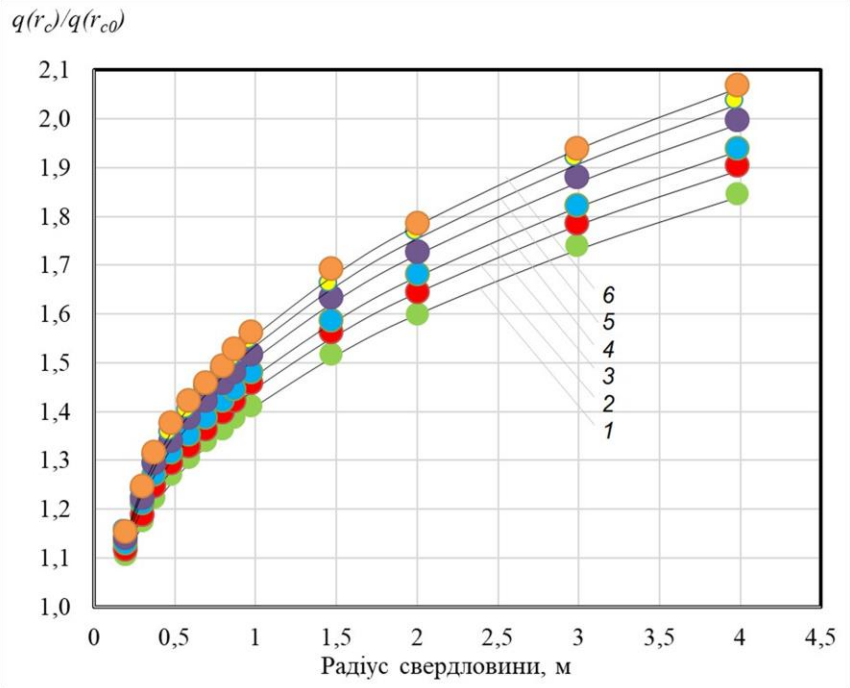
1 – r_c=0,2 м; 2 – r_c=0,5 м; 3 – r_c=1 м; 4 – r_c=1,5 м; 5 – r_c=2 м; 6 – r_c=3 м; 7 – r_c=4 м

Рисунок 2 – Залежності дебіту газу за нелінійного закону фільтрації від проникності пласта для різних значень радіуса свердловини



1 – r_c=0,2 м; 2 – r_c=0,5 м; 3 – r_c=1 м; 4 – r_c=1,5 м; 5 – r_c=2 м; 6 – r_c=3 м; 7 – r_c=4 м

Рисунок 3 – Залежності дебітів $q(r_c)/q(r_{c0})$ за нелінійного закону фільтрації газу у пористому середовищі від проникностей пласта за різних радіусів свердловин



1 – k=1мД; 2 – k=5 мД; 3 – k=10 мД; 4 – k=20 мД; 5 – k=30 мД; 6 – k=40 мД

Рисунок 4 – Залежності дебітів $q(r_c)/q(r_{c0})$ за нелінійного закону фільтрації газу у пористому середовищі від радіуса свердловини для різних проникностей пласта

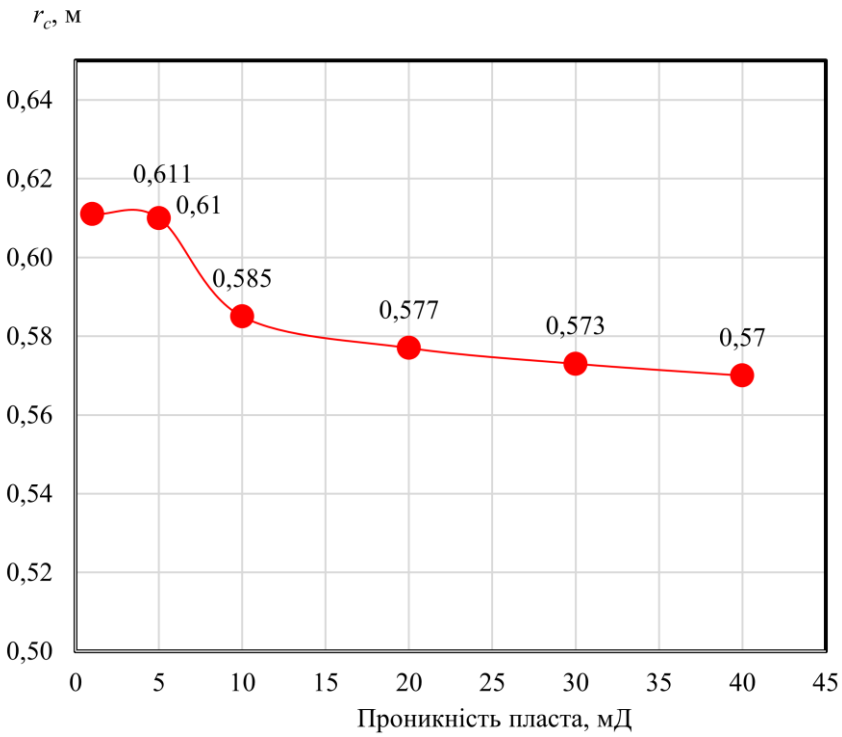


Рисунок 5 – Залежності оптимального значення радіуса свердловини від проникності пласта для нелінійного закону фільтрації газу у пористому середовищі

Результати досліджень, зображених на рисунках 3 і 4, наглядно свідчать про збільшення дебіту газу із збільшенням радіуса свердловини і проникності пласта. За малого значення радіусу свердловини відношення дебітів газу $q(r_c)/q(r_{c0})$ за нелінійного закону фільтрації газу змінюється мало. Так, за r_c=0,2 м із збільшенням проникності від 1 до 40 мД відношення дебітів газу $q(r_c)/q(r_{c0})$ зростає з 1,014 до 1,103 (рисунок 3). Із збільшенням радіусу свердловини вплив проникності стає істотнішим. Так, за r_c=4 м із збільшенням проникності від 1 до 40 мД відношення дебітів газу $q(r_c)/q(r_{c0})$ змінюється з 1,002 до 1,015 (рисунок 4).

Наведені дані підтверджуються результатами досліджень, зображених на рисунку 4. Із збільшенням радіуса свердловини графічні залежності на рисунку 4 поступово розходяться і вплив проникності пласта стає більшим.

З рисунку 4 видно, що залежності відношення дебітів газу від радіуса свердловини за різних значень проникності пласта поступово виположуються.

Шляхом статистичної обробки розрахункових даних, наведених у таблиці 1 і зображених на рисунку 4, визначено оптимальні значення радіусу свердловини для різних значень проникності пласта при фільтрації газу за нелінійним законом.

На рисунку 5 зображено графічну залежність радіуса свердловини від проникності пласта. Оптимальні значення радіусу привибійної зони для різних значень проникності становлять: для 1 мД – 0,611 м; 5 мД – 0,61 м; 10 мД – 0,585 м; 20 мД – 0,577 м; 30 мД – 0,573 м; 40 мД – 0,57 м.

Аналіз залежності рисунку 5 свідчить, що із збільшенням проникності пласта зменшується оптимальне значення радіуса привибійної зони. Наведена на рисунку 5 залежність має гіперболічний вигляд. За проникності пласта 20 мД і більше оптимальне значення радіусу свердловини майже не змінюється.

Результати виконаних досліджень свідчать про доцільність збільшення діаметра (радіуса) привибійної зони свердловини для підвищення дебіту газу. Оптимальне значення радіуса свердловини залежить від коефіцієнта проникності пласта і буде тим більшим, чим менша проникність пласта.

Висновки

Розробка газових родовищ переважно ускладнюється низькодебітністю свердловин, причиною якої може бути природна низька проникність пласта і забруднення привибійної зони в процесі буріння і подальшої експлуатації свердловин.

В роботі розглянуто один із методів інтенсифікації дебітів газу шляхом розширення стовбура свердловини в зоні продуктивного пласта. Дослідження виконано для умов гіпотетичної газової свердловини за різних значень радіусу свердловини та проникності пласта. Результати досліджень свідчать, що дебіт газу за нелінійної фільтрації газу у пористому середовищі зростає із збільшенням радіуса свердловини і проникності пласта. Для фіксованого значення проникності дебіт газу зростає із збільшенням радіуса свердловини.

Залежності ступеня збільшення дебіту газу (відношення дебіту газу за радіусу свердловини r_c до дебіту газу за r_{c0}=0,1 м) від проникності пласта за різних значень радіуса свердловини поступово виположуються.

Шляхом статистичної обробки розрахункових даних отримано оптимальні значення радіусу свердловини для різних значень проникності пласта. Оптимальні значення радіусу свердловини зростає із зменшенням проникності пласта. При збільшенні проникності пласта з 1 до 40 мД оптимальне значення радіуса свердловини зменшується з 0,611 до 0,57 м.

Подяки
Відсутні.

Конфлікт інтересів
Відсутній.

Список використаних джерел

1. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Дослідження впливу гравійної набивки у відкритому стовбурі на продуктивну характеристику свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 4 (77). С. 16–22. DOI: https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-4(77)-16-22

2. Кондрат Р. М., Матіїшин Л. І. Дослідження впливу гравійного фільтра у перфорованій експлуатаційній колоні на продуктивну характеристику свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2023. № 1 (86). С. 38–45. DOI: https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1(86)-38-45

3. Кондрат Р. М., Матіїшин Л. І. Дослідження впливу водного фактора на продуктивну характеристику свердловини з гравійним фільтром. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2023. № 2 (87). С. 51–58. DOI: https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-2(87)-51-58

4. Kondrat R. M., Dremlukh N. S., Matiishyn L. I. Increasing the efficiency of watered gas wells operation by the natural flow method. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. 2025. Vol. 129, issue 2. P. 49–60. DOI: https://doi.org/10.5604/01.3001.0055.2752

5. Prediction of Skin in Openhole Sand Control Completions / C. Jones, M. Tollefsen, J. M. Somerville, R. Hutcheon. *SPE European Formation Damage Conference* (Scheveningen, The Netherlands, 25–27 May 2005). SPE-94527-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/94527-MS

6. Successful Application of a Mechanistic Coupled Wellbore - Reservoir Dynamic Simulation Model to History Match and Plan Cleanup Operation of Long Horizontal Wells / F. I. Syed et al. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference* (Abu Dhabi, UAE, 7–10 November 2016). SPE-183190-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/183190-MS

7. Mechanical Behavior of Thermosensitive Screen Applied for Wellbore Collapse / X. Qin et al. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (Virtual, 27–29 October 2020). SPE-201581-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/201581-MS

8. Estimating Near-Wellbore Cooling Due to Drilling Circulation and its Effect on Drill Stem Test / A. R. Hasan et al. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (New Orleans, Louisiana, USA, 23–25 September 2024). SPE-221068-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/221068-MS

9. Unlocking the Well Potential with a Novel Solids-Free Acid Diverter System in Middle Eastern Stimulation Operations / S. Otaibi et al. *SPE Conference at Oman Petroleum & Energy Show* (Muscat, Oman, 12–14 May 2025). SPE-224885-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/224885-MS

10. Reviving the Production Potential of a Severely Damaged, Subhydrostatic Gas Well Using a Novel Solids-Free Acid Diverter System: Case Study from the Middle East / M. Raza et al. *Middle East Oil, Gas and Geosciences Show (MEOS GEO)* (Manama, Bahrain, 16–18 February 2025). SPE-227632-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/227632-MS

11. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Матіїшин Л. І. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ : підручник. Івано-Франківськ : ФОЛІАНТ, 2023. 568 с.

References

1. Kondrat, R. M., & Khaidarova, L. I. (2020). Doslidzhennia vplyvu hravyinoi nabyvky u vidkrytomu stovburi na produktyvnu kharakterystyku sverdlovyny [Study of the influence of openhole gravel pack on well productivity performance]. *Rozvidka ta Rozrobka Naftovykh i Hazovykh Rodovyshch*, (4(77)), 16–22. https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-4(77)-16-22 (in Ukrainian)

2. Kondrat, R. M., & Matiishyn, L. I. (2023). Doslidzhennia vplyvu hravyinoho filtra u perforovanii ekspluatatsiinii koloni na produktyvnu kharakterystyku sverdlovyny [Study of the influence of a gravel pack in a perforated casing on well productivity performance]. *Rozvidka ta Rozrobka Naftovykh i Hazovykh Rodovyshch*, (1(86)), 38–45. https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1(86)-38-45 (in Ukrainian)

3. Kondrat, R. M., & Matiishyn, L. I. (2023). Doslidzhennia vplyvu vodnoho faktora na produktyvnu kharakterystyku sverdlovyny z hravyinym filtrom [Study of the influence of the water factor on the productivity performance of a well with a gravel pack]. *Rozvidka ta Rozrobka Naftovykh i Hazovykh Rodovyshch*, (2(87)), 51–58. https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-2(87)-51-58 (in Ukrainian)

4. Kondrat, R. M., Dremlukh, N. S., & Matiishyn, L. I. (2025). Increasing the efficiency of watered gas wells operation by the natural flow method. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*, *129*(2), 49–60. https://doi.org/10.5604/01.3001.0055.2752

5. Jones, C., Tollefsen, M., Somerville, J. M., & Hutcheon, R. (2005). *Prediction of skin in openhole sand control completions*. Paper presented at the SPE European Formation Damage Conference, Schev-?ningen, The Netherlands. https://doi.org/10.2118/94527-MS

6. Syed, F. I., & et al. (2016). *Successful application of a mechanistic coupled wellbore - reservoir dynamic simulation model to history match and plan cleanup operation of long horizontal wells*. Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE. https://doi.org/10.2118/183190-MS

7. Qin, X., & et al. (2020). *Mechanical behavior of thermosensitive screen applied for wellbore collapse*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Virtual. https://doi.org/10.2118/201581-MS

8. Hasan, A. R., & et al. (2024). *Estimating near-wellbore cooling due to drilling circulation and its effect on drill stem test*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA. https://doi.org/10.2118/221068-MS

9. Otaibi, S., & et al. (2025). *Unlocking the well potential with a novel solids-free acid diverter system in Middle Eastern stimulation operations.* Paper presented at the SPE Conference at Oman Petroleum & Energy Show, Muscat, Oman. https://doi.org/10.2118/224885-MS

10. Raza, M., & et al. (2025). *Reviving the production potential of a severely damaged, sub-hydrostatic gas well using a novel solids-free acid diverter system: Case study from the Middle East*. Paper presented at the Middle East Oil, Gas and Geosciences Show (MEOS GEO), Manama, Bahrain. https://doi.org/10.2118/227632-MS

11. Kondrat, R. M., Kondrat, O. R., & Matiishyn, L. I. (2023). *Rozrobka ta ekspluatatsiia hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch* [Development and operation of gas and gas condensate fields] (Textbook). Foliant. (in Ukrainian)

THE EFFECT OF THE DIAMETER OF THE GAS-BEARING FORMATION'S RESERVOIR ZONE ON WELL PRODUCTION RATE

Kondrat R. M.
Doctor of Technical Sciences, Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
https://orcid.org/0009-0002-0928-2748
e-mail: roman.kondrat@nung.edu.ua

Matiishyn L. I.
Candidate of Technical Sciences, Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
https://orcid.org/0000-0002-8529-4807
e-mail: liliia.matiishyn@nung.edu.ua

Dremlukh N. S.
Candidate of Technical Sciences, Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
https://orcid.org/0000-0002-6991-0227
e-mail: nataliia.dremliukh@nung.edu.ua

Abstract. This study investigates how the diameter of the near-wellbore zone of a gas-bearing formation affects the flow rate of a gas well. Domestic and foreign studies on the impact of wellbore enlargement on gas flow rates were analysed. To evaluate well productivity, relationships between gas flow rate and pressure distribution in the formation were used, based on linear and non-linear gas filtration laws in a porous medium. The study was conducted using a model gas well with various formation permeability coefficients (1, 5, 10, 20, 30, 40 mD, equivalent to 10–15 m^2) and wellbore radii (0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9, 1, 1.5, 2, 3, 4 m). The research results are presented in a table and depicted as graphical dependencies of gas flow rate and pressure distribution in the formation on the studied parameters (wellbore radius and formation permeability). It was established that, regardless of formation permeability, the gas flow rate increases as the wellbore radius increases, with the rate of increase being higher for formations with greater permeability. Under a nonlinear filtration law, it is shown that the gas flow rate is lower than under a linear law due to additional pressure losses associated with inertial forces. Based on the statistical analysis of the calculated data, the optimal wellbore radius values for formations with different permeabilities were determined. It was found that the optimal near-wellbore zone radius value decreases with increasing formation permeability, ranging from 0.57 to 0.611 m under the studied conditions. The results confirm the feasibility of expanding the wellbore in the productive formation zone as an effective method of increasing the gas flow rate and improving the hydrodynamic connection between the formation and the well.

Keywords: well, gas flow rate, near-wellbore zone of the formation, expanded wellbore, permeability, production.