

НАФТОГАЗОВА СПРАВА

Розробка нафтових та газових родовищ

УДК 622.279.23/4

DOI: 10.31471/2304-7399-2025-21(79)-134-146

ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН В У МОВАХ ЗАБРУДНЕННЯ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ

Р. М. Кондрат^{id}, Н. С. Дремлюх^{id}, Л. І. Матіїшин^{id}

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел. 0966587275, e-mail: lilya.matiishun@gmail.com

На ефективність розробки нафтових родовищ в значній мірі впливає продуктивна характеристика свердловин. Однією з основних причин зниження дебітів нафти є забруднення привибійної зони пласта, яке відбувається під час розкриття пластів бурінням і подальшої експлуатації свердловин. Інтенсифікація видобутку вуглеводнів є ключовим напрямом забезпечення стабільного розвитку нафтогазової галузі. Ефективним методом підвищення продуктивності нафтових свердловин є солянокислотне оброблення привибійних зон пласта.

Для умов гіпотетичної нафтової свердловини досліджено вплив на дебіт нафти різних значень радіусу обробленої зони (0,5; 1; 1,5; 2; 2,5; 3; 3,5; 4 м), кратності збільшення проникності обробленої зони (у 1,5; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 8; 10 разів) і динамічного коефіцієнта в'язкості нафти (2; 5; 10; 50; 100; 200 мПа·с). Результати досліджень представлені у вигляді таблиць і графічних залежностей дебіта нафти від визначальних чинників. Згідно з результатами статистичної обробки розрахункових даних для умов розглянутого прикладу оптимальне значення радіуса обробленої зони становить близько 1,809 м, а оптимальне значення кратності збільшення проникності обробленої зони – близько 3,76 рази. При цьому оптимальні значення радіуса обробленої зони і кратності збільшення в ній проникності майже не залежить від динамічного коефіцієнта в'язкості нафти.

Ключові слова: *нафтова свердловина, дебіт нафти, привибійна зона, радіус обробленої зони, кратність збільшення проникності обробленої зони, динамічний коефіцієнт в'язкості нафти.*

Практика розробки нафтових родовищ в Україні свідчить, що 30-65% початкових запасів нафти залишаються невилученими. Однією з причин зниження продуктивності свердловин є забруднення привибійної зони під час розкриття пластів та експлуатації свердловин [1]. Забруднення привибійної зони пласта (кольматація) є одним із ключових факторів, що обмежують продуктивність видобувних свердловин [2, 3].

Значну роль у зниженні проникності продуктивних пластів відіграють фізико-хімічні властивості флюїдів та особливості зміни їх фазового стану залежно від термобаричних умов у пласті. У першу чергу, це кристалізація високомолекулярних вуглеводнів та відкладання на поверхні фільтраційних каналів полярних компонентів нафти – смол та асфальтенів. Ще однією причиною зниження продуктивності свердловин є поступлення у привибійну зону пласта (ПЗП) разом з різноманітними технологічними рідинами твердих механічних домішок. У багатьох свердловинах через несумісність пластових вод та технологічних рідин відбувається утворення нерозчинних осадів, які суттєво знижують абсолютну проникність порід, а збільшення водонасиченості – фазову проникність для нафти і газу [4].

Для підтримання рівня видобутку нафти на належному рівні необхідне постійне проведення різних геолого-технічних заходів. Ці заходи є основним інструментом для інтенсифікації видобутку нафти на пізній стадії розробки родовищ. Витрати на проведення заходів з інтенсифікації видобутку вуглеводнів складають значну частину витрат при експлуатації родовищ, тому моніторинг їх ефективності та оптимального планування є актуальними для нафтогазовидобувних управлінь.

Інтенсифікація видобутку вуглеводнів є одним із пріоритетних завдань сучасної нафтогазової галузі України. Вітчизняні компанії активно впроваджують новітні методи та підходи для підвищення ефективності видобутку нафти й газу, зокрема застосування горизонтального буріння, гідророзриву пласта, а також технологій підвищення нафтовилучення (Enhanced Oil Recovery, EOR) [5].

Збільшення обсягів видобутку власних вуглеводнів можливе, з одного боку, шляхом введення в експлуатацію нових нафтогазових родовищ і суттєвого нарощування обсягів геологорозвідувальних та експлуатаційних робіт. З іншого – за рахунок підвищення коефіцієнта вилучення нафти та газу з наявних пластів завдяки ефективному використанню сучасних технологій і обладнання.

У промислових умовах одним з основних критеріїв вибору кандидатів на оброблення ПЗП є знижена продуктивність свердловини, порівняно із сусідніми, та значний скін-ефект [6–9]. Додатковими критеріями виступають швидке зниження дебітів після введення свердловини в

експлуатацію, зростання обводненості продукції, а також наявність геофізичних даних, що вказують на кольматацію або зменшення ефективної товщини нафтоносного пласта. У практиці нафтогазовидобувних компаній також враховують економічні аспекти: прогнозований приріст дебіту має перевищувати витрати на проведення оброблення, що дозволяє забезпечити рентабельність робіт. Вибір конкретного методу збільшення проникності (солянокислотне оброблення, гідравлічний розрив пласта, термохімічні і теплові методи та ін.) здійснюється з урахуванням літологічних характеристик колектора, фізико-хімічних властивостей флюїдів та поточних умов розробки покладу. Такий комплексний підхід дає змогу оптимізувати ефективність геолого-технічних заходів і збільшити кінцевий коефіцієнт нафтовилучення.

Ефективність розробки нафтових родовищ і кінцевий коефіцієнт нафтовилучення в значній мірі залежать від продуктивної характеристики видобувних свердловин, яка визначається комплексом геолого-фізичних і технологічних факторів. Одним із головних параметрів є проникність порід-колекторів, що безпосередньо впливає на величину дебітів флюїдів. У випадках, коли колектори характеризуються низькою природною проникністю, спостерігається обмежена здатність до фільтрації вуглеводнів, що ускладнює процес їх ефективного вилучення. Додатковим чинником зниження продуктивності є забруднення привибійної зони пласта внаслідок проникнення бурових розчинів і технологічних рідин під час розкриття продуктивних відкладів, а також накопичення механічних часток та утворення хімічних осадов у процесі подальшої експлуатації свердловин. Такі явища призводять до зменшення ефективної товщини пласта, зростання скін-ефекту та зниження фазової проникності для нафти. У сукупності ці фактори не лише зменшують поточний дебіт свердловин, але й негативно впливають на кінцевий коефіцієнт нафтовилучення, що зумовлює необхідність впровадження систематичних геолого-технічних заходів з відновлення та підвищення їх продуктивності.

До ефективних методів підвищення дебітів свердловин в умовах низької природної проникності порід-колекторів і забруднення привибійної зони належить проведення солянокислотних оброблень свердловин (СКО). Цей метод передбачає запомповування у привибійну зону розчину соляної кислоти, яка вступає у реакцію з карбонатними мінералами та цементуючими речовинами порового простору. В результаті відбувається часткове розчинення карбонатного та карбонатно-глинистого цементу, що сприяє збільшенню ефективної проникності пласта, а також очищенню порових каналів від кольматантів. Метод СКО був розроблений переважно для низькопористих гранулярних колекторів із карбонатним і карбонатно-глинистим цементом та тріщинуватих карбонатних колекторів з різним ступенем глинистості, включаючи ті, що схильні до пластичної деформації під час хімічної взаємодії із кислотою. Ефективність проведення оброблення значною мірою за-

лежить від правильного вибору складу кислотної суміші, концентрації реагентів та швидкості їх закачування, що визначається літологічними характеристиками конкретного колектора. У практиці експлуатації нафтових свердловин застосовуються як прості розчини соляної кислоти, так і багатокомпонентні кислотні системи з додаванням поверхнево-активних речовин, інгібіторів корозії та стабілізаторів осадів, що дозволяє підвищити результативність і безпечність робіт [10].

У результаті солянокислотних оброблень теригенних колекторів (Кавердинське, Яблунівське, Тимофіївське і Машівське родовища) вдалося домогтися підвищення дебітів газу на 20–50 %. Дебіти з карбонатних покладів (Чутівське і Загорянське родовища) після оброблень збільшувалися на 50–70 %. Ефект цього методу залежить як від правильного вибору рецептури солянокислотної суміші, так і від технології освоєння свердловин, що забезпечує необхідне винесення важких складових продуктів реакції з порового простору колектору. Метод СКО найбільш ефективний на початковій стадії розробки покладу внаслідок збільшення проникності привибійної зони як під час розчинення карбонатних складових колектора, так і очищення порового простору від забруднень, що утворилися у процесі буріння свердловин.

Незважаючи на велику кількість проведених досліджень з кислотних оброблень привибійних зон свердловин, в науково-технічній літературі недостатньо висвітлено питання про вибір оптимальних значень параметрів обробленої привибійної зони стосовно до експлуатації нафтових свердловин за різної в'язкості нафти.

Метою даних досліджень є визначення закономірностей впливу параметрів обробленої привибійної зони пласта на продуктивність нафтової свердловини. Дослідження спрямовані на розроблення рекомендацій щодо вибору оптимальних параметрів обробленої привибійної зони пласта, зокрема проникності та радіусу зони оброблення, а також встановлення їхнього впливу на дебіт свердловини після оброблення. Окрему увагу приділено обґрунтуванню етапу розробки родовища, на якому проведення таких оброблень є найбільш доцільним та ефективним щодо підвищення нафтовилучення.

Постановка задачі дослідження

На сучасному етапі розробки нафтових родовищ в Україні значна частина початкових запасів нафти залишається невилученою. Однією з основних причин низької ефективності нафтовилучення є погіршення фільтраційних властивостей привибійної зони пласта (ПЗП), що виникає внаслідок її забруднення під час буріння та експлуатації свердловин.

На завершальній стадії розробки родовищ проведення геолого-технічних заходів (ГТЗ), спрямованих на інтенсифікацію припливу вуглеводнів, є ключовим засобом стабілізації видобутку. Одним із ефективних методів є солянокислотне оброблення ПЗП, яке забезпечує розчинення забруднень та відновлення проникності порового простору, особливо в карбонатних і теригенних колекторах.

Зважаючи на велику різноманітність геолого-фізичних характеристик пластів та технологічних параметрів їх оброблення, актуальним є дослідження впливу параметрів солянокислотного оброблення (СКО) на продуктивність нафтових свердловин, а також визначення оптимального етапу розробки родовища для максимальної ефективності застосування цього методу.

Для дослідження впливу параметрів обробленої привибійної зони пласта на продуктивність нафтової свердловини виконано комплекс досліджень.

Методика досліджень та вхідні дані

Дебіт нафтової свердловини до оброблення привибійної зони пласта за плоскорадіальної фільтрації визначають за формулою Дюпюї [11]:

$$Q_0 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{nl} \cdot h (P_{nl} - P_{виб})}{\mu_n \cdot \left(\ln \frac{R_k}{r_c} \right)}, \quad (1)$$

де k_{nl} – початкова проникність пласта, м^2 ; h – товщина пласта, м; P_{nl} – пластовий тиск (тиск на відстані R_k від свердловини), Па; $P_{виб}$ – вибійний тиск, Па; R_k – радіус контуру живлення (радіус зони дренування свердловини), м; r_c – радіус свердловини за долотом, м; μ_n – динамічний коефіцієнт в'язкості нафти, Па·с.

У результаті солянокислотного оброблення привибійної зони пласта формується зонально-неоднорідний пласт, який розділяється на окремі зони (області), в межах кожної з яких проникність залишається сталою, тоді як на переході через межу двох сусідніх зон змінюється стрибком.

Дебіт нафтової свердловини після солянокислотного оброблення визначають за формулою [11]:

$$Q_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot h (P_{nl} - P_{виб})}{\mu_n \cdot \left(\frac{1}{k_1} \ln \frac{R_1}{r_c} + \frac{1}{k_{nl}} \ln \frac{R_k}{R_1} \right)}, \quad (2)$$

де R_1 – радіус обробленої зони, м; k_1 – проникність обробленої зони пласта, м^2 .

Дослідження виконані для модельної нафтової свердловини Прикарпатського нафтогазоносного регіону України з такими параметрами: радіус контура живлення пласта – 450 м; радіус свердловини за долотом – 0,1 м; пластовий тиск – 10,2 МПа; тиск на вибої свердловини – 8,4 МПа; коефіцієнт проникності продуктивного пласта – 0,08 мкм^2 ; товщина пласта – 12 м. Дослідження виконані для різних значень радіуса зони оброблення (0,5; 1; 1,5; 2; 2,5; 3; 3,5; 4 м); кратності збільшення проникності зони оброблення (у 1,5; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 8; 10 разів) та динамічного коефіцієнта в'язкості нафти (2; 5; 10; 50; 100; 200 $\text{мПа} \cdot \text{с}$). В'язкість пластових нафт на родовищах України змінюється у дуже широких межах – від малов'язких легких нафт, які типові для легких нафт Прикарпаття (1–5 $\text{мПа} \cdot \text{с}$) до високов'язких, що характерні для нафт Дніпровсько-Донецької западини (понад 200 $\text{мПа} \cdot \text{с}$).

Результати досліджень

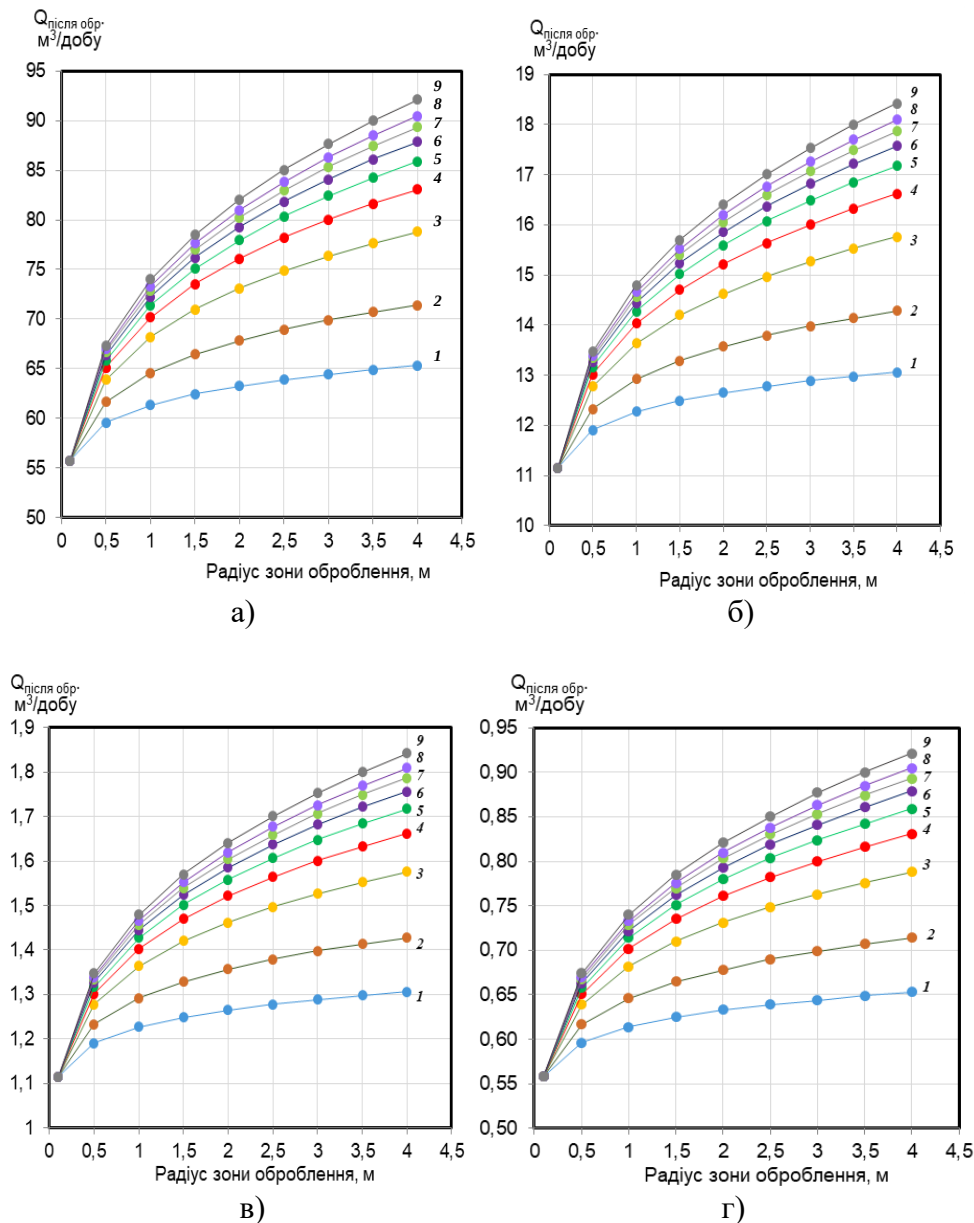
Відповідно до методики виконано оцінку впливу параметрів обробленої зони на продуктивну характеристику нафтової свердловини. Результати розрахунків узагальнено та представлено у табл. 1, в якій наведено значення дебіта свердловини після оброблення ПЗП для різних значень радіуса обробленої зони, кратності збільшення в ній проникності і динамічного коефіцієнта в'язкості нафти.

Таблиця 1. Результати розрахунків дебіта свердловини після оброблення ПЗП для різних значень досліджуваних параметрів

Динамічний коефіцієнт в'язкості нафти, мПа·с	Кратність збільшення проникності обробленої зони	Радіус зони оброблення, м					
		0,1*	0,5	1	2	3	4
2	1,5	55,759	59,558	61,358	63,27	64,445	65,305
	2	55,759	61,658	64,601	67,839	69,888	71,419
	4	55,759	65,101	70,164	76,08	80,028	83,086
	8	55,759	66,971	73,321	81,000	86,287	90,477
	10	55,759	67,358	73,986	82,062	87,658	92,115
5	1,5	22,304	23,823	24,543	25,308	25,778	26,122
	2	22,304	24,663	25,84	27,136	27,955	28,568
	4	22,304	26,04	28,066	30,432	32,011	33,235
	8	22,304	26,788	29,328	32,4	34,515	36,191
	10	22,304	26,943	29,595	32,825	35,063	36,846
10	1,5	11,152	11,912	12,272	12,654	12,889	13,061
	2	11,152	12,332	12,92	13,568	13,978	14,284
	4	11,152	13,02	14,033	15,216	16,006	16,617
	8	11,152	13,394	14,664	16,2	17,257	18,095
	10	11,152	13,472	14,797	16,412	17,532	18,423
50	1,5	2,23	2,382	2,454	2,531	2,578	2,612
	2	2,23	2,466	2,584	2,714	2,796	2,857
	4	2,23	2,604	2,807	3,043	3,201	3,323
	8	2,23	2,679	2,933	3,24	3,451	3,619
	10	2,23	2,694	2,959	3,282	3,506	3,685
100	1,5	1,115	1,191	1,227	1,265	1,289	1,306
	2	1,115	1,233	1,292	1,357	1,398	1,428
	4	1,115	1,302	1,403	1,522	1,601	1,662
	8	1,115	1,339	1,466	1,62	1,726	1,81
	10	1,115	1,347	1,48	1,641	1,753	1,842
200	1,5	0,558	0,596	0,614	0,633	0,644	0,653
	2	0,558	0,617	0,646	0,678	0,699	0,714
	4	0,558	0,651	0,702	0,761	0,8	0,831
	8	0,558	0,67	0,733	0,81	0,863	0,905
	10	0,558	0,674	0,74	0,821	0,877	0,921

*У цьому стовпці наведений дебіт свердловини до оброки ($\text{м}^3/\text{добу}$) для кожного значення в'язкості.

На рис. 1 зображено графічні залежності дебіта свердловини після оброблення ПЗП від радіуса обробленої зони для різних значень кратності збільшення в ній проникності (разів) за динамічного коефіцієнта в'язкості нафти 2 мПа·с (а); 10 мПа·с (б); 100 мПа·с (в); 200 мПа·с (г).



1 – 1,5; 2 – 2; 3 – 3; 4 – 4; 5 – 5; 6 – 6; 7 – 7; 8 – 8; 9 – 10 разів

Рис. 1. Залежності дебіта свердловини після оброблення ПЗП від радіуса обробленої зони для різних значень кратності збільшення в ній проникності (разів) за динамічного коефіцієнта в'язкості нафти 2 мПа·с (а); 10 мПа·с (б); 100 мПа·с (в); 200 мПа·с (г)

На рис. 2 зображено залежності дебіта свердловини після оброблення ПЗП від динамічного коефіцієнта в'язкості нафти за радіуса обробленої зони 1 м за кратності збільшення проникності обробленої зони у 2; 4 і 8 разів. На рис. 3 зображено залежності дебіта свердловин після оброблення ПЗП від кратності збільшення проникності обробленої зони для різних значень радіуса обробленої зони за динамічного коефіцієнта в'язкості 2 мПа·с (а); 10 мПа·с (б); 100 мПа·с (в); 200 мПа·с (г).

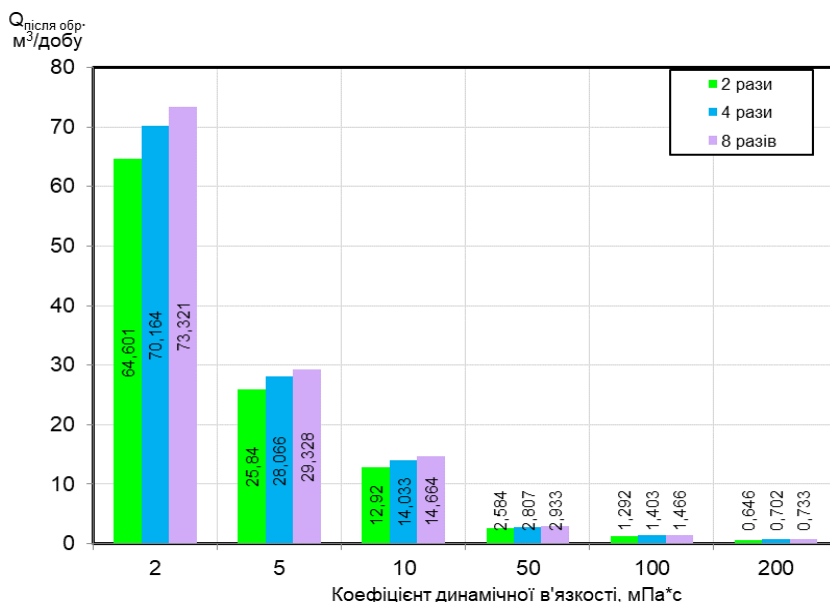
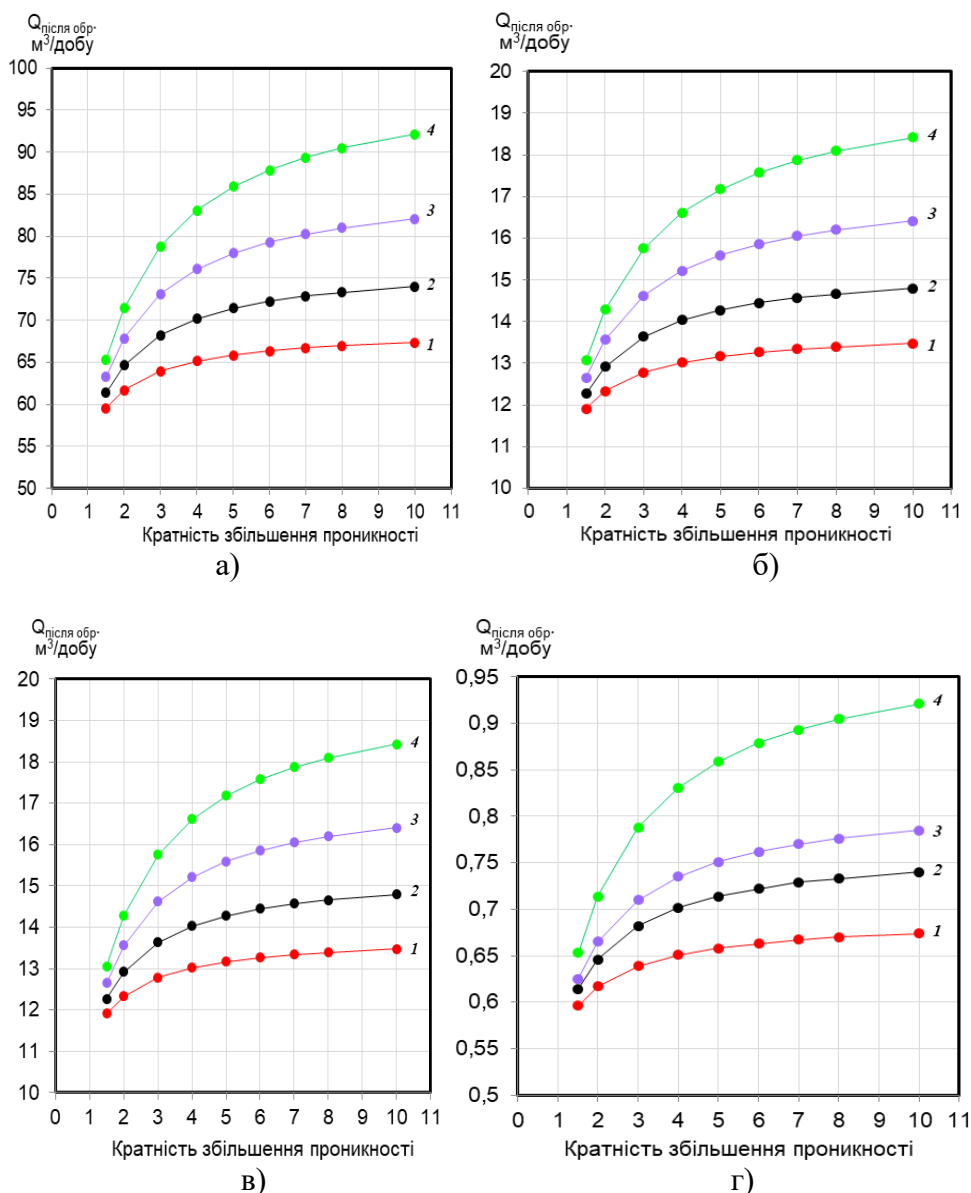


Рис. 2. Залежності дебіта свердловини після оброблення ПЗП від динамічного коефіцієнта в'язкості нафти за радіуса обробленої зони 1 м за кратності збільшення проникності обробленої зони у 2; 4 і 8 разів

Аналіз результатів досліджень свідчить, що дебіт нафтової свердловини після оброблення привибійної зони пласта поступово зростає із збільшенням радіуса обробленої зони і кратності збільшення в ній проникності. Наведені на рис. 1, 2, 3 графічні залежності поступово виположуються. Дебіт нафти буде тим більший, чим більші радіус обробленої зони і кратність збільшення в ній проникності і менша в'язкість нафти. За радіуса обробленої зони 2 м і кратності збільшення в ній проникності у 4 рази дебіт нафти зростає з 55,759 до 76,08 м³/добу за динамічного коефіцієнта в'язкості нафти 2 мПа·с і з 1,115 до 1,522 м³/добу за динамічного коефіцієнта в'язкості нафти 100 мПа·с (табл. 1). За динамічного коефіцієнта в'язкості нафти 2 мПа·с і радіуса обробленої зони 2 м дебіт нафти зростає з 55,759 до 81 м³/добу за кратності збільшення проникності обробленої зони у 8 разів. За динамічного коефіцієнта в'язкості нафти 2 мПа·с і кратності збільшення проникності обробленої зони у 4 рази дебіт нафти зростає з 55,759 до 83,086 м³/добу за радіуса обробленої зони 4 м.



1 – 0,5; 2 – 1; 3 – 2; 4 – 4 м

Рис. 3. Залежності дебіта свердловин після оброблення ПЗП від кратності збільшення проникності обробленої зони для різних значень радіуса обробленої зони за динамічного коефіцієнта в'язкості 2 мПа·с (а); 10 мПа·с (б); 100 мПа·с (в); 200 мПа·с (г)

За результатами статистичної обробки розрахункових даних отримано оптимальні значення радіуса обробленої зони і кратності збільшення в ній проникності, вище яких сповільнюється зростання дебітанасфти (табл. 2).

Таблиця 2. Оптимальні значення радіуса обробленої зони ПЗП і кратності збільшення в ній проникності за різних значень динамічного коефіцієнта в'язкості нафти

Кратність збільшення проникності обробленої зони	Радіус обробленої зони (м) за різних значень динамічного коефіцієнта в'язкості нафти (мПа·с)					
	2	5	10	50	100	200
2	1,796	1,797	1,798	1,803	1,804	1,809
4	1,796	1,801	1,807	1,808	1,810	1,813
8	1,799	1,818	1,820	1,822	1,824	1,828

Аналіз результатів досліджень, наведених у табл. 2, свідчить, що оптимальне значення радіуса обробленої зони дещо зростає із збільшенням динамічного коефіцієнта в'язкості нафти від 2 до 200 мПа·с і змінюється в таких межах: за кратності збільшення проникності обробленої зони у 2 рази – від 1,796 до 1,809 м (0,7%) за середнього значення 1,801 м; за кратності збільшення проникності обробленої зони у 4 рази – від 1,796 до 1,813 м (0,94 %) за середнього значення 1,806 м; за кратності збільшення проникності обробленої зони у 8 разів – від 1,799 до 1,828 м (1,59 %) за середнього значення 1,819 м. Середнє оптимальне значення радіуса обробленої зони для різних значень динамічного коефіцієнта в'язкості нафти і кратності збільшення проникності обробленої зони становить 1,809 м.

Згідно з результатами статистичної обробки розрахункових даних, наведених в табл. 1 і зображених графічно на рис. 3, оптимальне значення кратності збільшення проникності обробленої зони за динамічного коефіцієнта в'язкості нафти 2 мПа·с становить: за радіуса обробленої зони 4 м – 3,847 рази; за радіуса обробленої зони 2 м – 3,788 рази; за радіуса обробленої зони 1 м – 3,738 рази; за радіуса обробленої зони 0,5 м – 3,696 рази. Середнє оптимальне значення кратності збільшення проникності обробленої зони становить 3,767 рази (3,77 разів). За динамічного коефіцієнта в'язкості нафти 100 мПа·с оптимальне значення кратності збільшення проникності обробленої зони становить: за радіуса обробленої зони 4 м – 3,848 рази; за радіуса обробленої зони 2 м – 3,754 рази; за радіуса обробленої зони 1 м – 3,721 рази; за радіуса обробленої зони 0,5 м – 3,713 рази. Середнє оптимальне значення кратності збільшення проникності обробленої зони становить 3,759 рази (3,76 разів).

Результати виконаних досліджень свідчать про високу технологічну ефективність оброблення привибійної зони пласта, наприклад солянокислотним розчином для збільшення дебіту нафти. Для умов розглянутого прикладу не встановлено помітного впливу динамічного кое-

фіцієнта в'язкості нафти на радіусобробленої зони і кратність збільшення в ній проникності.

Згідно з результатами статистичної обробки розрахункових даних оптимальне значення радіусу обробленої зони для умов розглянутого прикладу становить близько 1,809 м, а оптимальне значення кратності збільшення проникності обробленої зони за різних значень динамічного коефіцієнта в'язкості нафти – близько 3,76 рази.

Висновки

Поточний видобуток нафти з родовища і кінцевий коефіцієнт нафтовилучення істотно залежить від продуктивної характеристики свердловин. Низькі дебіти нафти можуть бути пов'язані із забрудненням привибійної зони пластів-колекторів у процесі буріння та експлуатації свердловин, а також з природною низькою проникністю продуктивних відкладів. До ефективних методів підвищення продуктивності свердловин відноситься солянокислотне оброблення привибійної зони пласта. Для встановлення залежності дебіта нафти від характеристик обробленої зони виконано дослідження для умов гіпотетичної нафтової свердловини, в яких радіус обробленої зони становив 0,5; 1; 1,5; 2; 2,5; 3; 3,5; 4 м, кратність збільшення проникності обробленої зони – 1,5; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 8; 10 разів, динамічний коефіцієнт в'язкості нафти – 2; 5; 10; 50; 100; 200 мПа·с. Згідно з результатами статистичної обробки розрахункових даних для умов розглянутого прикладу оптимальне значення радіуса обробленої зони становить близько 1,809 м, а оптимальне значення кратності збільшення проникності обробленої зони – близько 3,76 рази. При цьому оптимальні значення радіуса обробленої зони і кратності збільшення в ній проникності майже не залежить від динамічного коефіцієнта в'язкості нафти.

Література

1. Худін М.В., Карпаш О.М. Аналіз сучасного стану методів і засобів підвищення продуктивності нафтових свердловин імпульсно-хвильовими діями на пласти. Науковий вісник ІФНТУНГ. 2013. №1 (34). С. 89-97
2. Salavatov T.Sh., Dadashzade M.A., Aliyev I.N. Skin-Factor of Compressible Fluid at Radial Steady-State Filtration. Science and Applied Engineering Quarterly. London, 2017. Issue 14. P. 15–17.
3. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Дослідження впливу характеристик розкриття газоносних пластів перфорацією на видобувні можливості свердловини. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2019. №4 (73). С. 46-53.
4. Тарко Я.Б., Тарко Я.Я. Підвищення продуктивності свердловин здійсненням гідроімпульсної імпульсній дії на привибійну зону пласта. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2008. № 3 (28)

5. Жулай М., Сербін О. Сучасні технології інтенсифікації нафтових і газових свердловин в Україні. International Scientific-Practical Conference of young scientists «Build-Master-Class-2024» November 2024, Kyiv, Ukraine. С. 255-256. DOI: 10.59647/978-617-520-936-3/1
6. Качмар Ю.Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. Інтенсифікація припливів вуглеводнів у свердловину. Книга перша. – Львів: Центр Європи, 2004. 352 с.
7. Кондрат Р.М., Щепанський М.І., Хайдарова Л.І. Дослідження впливу забруднення привибійної зони пласта і параметрів перфораційних каналів на продуктивність газових свердловин. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2020. №3 (76). С. 23-32. DOI: 10.31471/1993-9973-2020-3(76)-23-32.
8. Kondrat O., Hedzyk N. Optimization of the process of natural gas production stimulation from low permeable reservoirs. New developments in mining engineering. Theoretical and practical solutions of mineral resources mining. Taylor & Francis Group, London, Uk, 2015. P. 479-484.
9. Kondrat O., Hedzyk N. Evaluation of gas wells operation stability in the final stage of natural hydrocarbons deposits development. Scientific bulletin of north university of baia mare, Series D, Mining, Mineral Processing, Non-ferrous Metallurgy, Geology and Environmental Engineering, Volume XXVII No. 1, ISSN 1582-0548, 2013, С. 7-23.
10. Світлицький В.М. До питання підвищення продуктивності нафтогазових свердловин. Нафтогазова галузь України. 2014. №1. С. 12-14. file:///C:/Users/User/Desktop/ngu_2014_1_5.pdf
11. Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазомеханіка: Підручник. Львів: Априорі, 2007. – 452 с.
12. Мислюк М.А., Зарубін Ю.О. Моделювання явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі. Івано-Франківськ: Екор. 1999. 494 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 09.09.2025 р.

Прийнято до друку 08.10.2025 р.

INCREASING THE PRODUCTIVITY OF OIL WELLS

R. M. Kondrat , N. S. Dremlukh , L. I. Matiishyn 

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;

76019, Ivano-Frankivsk, st.Karpatska, 15;

тел. 0966587275, e-mail: lilya.matiishun@gmail.com

The efficiency of oil field development is largely influenced by the productive characteristics of wells. One of the main reasons for the decline in oil production rates is contamination of the near-wellbore zone, which occurs during the opening of formations by drilling and subsequent operation of wells. The intensification of hydrocarbon production is a key direction for

ensuring the stable development of the oil and gas industry. An effective method for increasing the productivity of oil wells is hydrochloric acid treatment of the near-wellbore zone of the formation.

For the conditions of a hypothetical oil well, the effect on oil flow rate of different values of the treated zone radius (0.5; 1; 1.5; 2; 2.5; 3; 3.5; 4 m), the multiplicity of the increase in the permeability of the treated zone (by 1.5; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 8; 10 times) and the dynamic viscosity coefficient of oil (2; 5; 10; 50; 100; 200 mPa·s). The research results are presented in the form of tables and graphical dependencies of oil flow rate on determining factors. According to the results of statistical processing of the calculated data for the conditions of the example considered, the optimal value of the radius of the treated zone is about 1.809 m, and the optimal value of the multiplicity of the increase in the permeability of the treated zone is about 3.76 times. At the same time, the optimal values of the radius of the treated zone and the multiplicity of the increase in its permeability almost do not depend on the dynamic viscosity coefficient of oil.

Keywords: *oil well, oil flow rate, near-wellbore zone, radius of the treated zone, multiplicity of increase in permeability of the treated zone, dynamic viscosity coefficient.*