УДК 622.279.5
DOI: 10.31471/1993-9973-2021-1(78)-51-60

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ОБРОБЛЕННЯ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

[1]Н. М. Гедзик*, [2]Л. І. Хайдарова

[1]НДПІ ПАТ "Укрнафта"; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний бульвар, 2
e-mail: nazarii.hedzyk@gmail.com

[2]ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 42195,
e-mail: lilya.matiishun@gmail.com

Завершальна стадія розробки родовищ природних газів характеризується виснаженням пластової енергії, погіршенням стану привибійної зони пласта, що призводить до низьких дебітів газу і конденсату. Розробка нових і вдосконалення існуючих технологій інтенсифікації видобутку нафти і газу для умов родовищ України повинна здійснюватися з урахуванням того, що більшість родовищ знаходяться саме на завершальній стадії розробки; видобувні свердловини є переважно малодебітними, обводненими і характеризуються значним зниженням природних фільтраційних властивостей привибійної зони пласта, обумовленим її кольматацією фільтратами і дисперсними частинками, які застосовувалися в процесі буріння, експлуатації свердловини чи її ремонтах, відкладеннями смол, асфальтенів, парафінів, формуванням високов'язких емульсій, набуханням глинистих частинок пласта, присутніх в колекторі, і наявністю інших кольматантів. Свердловина, її привибійна зона і частина пласта між свердловинами є взаємозв'язаними і взаємодіючими елементами єдиної системи. Неврахування особливостей і ступеня впливу привибійної зони як одного з елементів системи призводить до загального зниження ефективності розробки родовища загалом. Тому вибір технологій впливу на привибійну зону пласта (ПЗП) вимагає дуже зваженої оцінки з урахуванням технологічної ефективності та часу її окупності. Метою досліджень є визначення впливу параметрів обробки привибійної зони пласта на продуктивність свердловини. Поставлені завдання виконувались шляхом проведення аналізу літературних джерел та проведенням аналітичних розрахунків впливу різних параметрів зони обробки на дебіт свердловини. Описані методики та результати розрахунків можуть бути впровадженні на виробництві при плануванні проведення дії на ПЗП шляхом вибору оптимальних параметрів обробки ПЗП на різних стадіях розробки родовища.

Ключові слова: привибійна зона пласта, забруднення, оброблення свердловини, дебіт газу.

Завершающая стадия разработки месторождений природных газов характеризуется истощением пластовой энергии, ухудшением состояния призабойной зоны пласта, что приводит к низким дебитам газа и конденсата. Разработка новых и совершенствование существующих технологий интенсификации добычи нефти и газа для условий месторождений Украины должна осуществляться с учетом того, что большинство месторождений находятся именно на завершающей стадии разработки; добывающие скважины являются преимущественно малодебитных, обводненными и характеризуются значительным снижением природных фильтрационных свойств призабойной зоны пласта, обусловленным ее кольматация фильтратами и дисперсными частицами, которые применялись в процессе бурения, эксплуатации скважины или ее ремонтах, отложениями смол, асфальтенов, парафинов, формированием высоковязких эмульсий, набуханием глинистых частиц пласта, присутствующих в коллекторе, и наличием других кольматантов. Скважина, ее призабойная зона и часть пласта между скважинами являются взаимосвязанными и взаимодействующими элементами единой системы. Неучет особенностей и степени влияния призабойной зоны как одного из элементов системы приводит к общему снижению эффективности разработки месторождения в целом. Поэтому, выбор технологий воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) требует очень взвешенной оценки с учетом технологической эффективности и времени ее окупаемости. Целью исследований является определение влияния параметров обработки призабойной зоны пласта на производительность скважины. Поставленные задачи выполнялись путем проведения анализа литературных источников и проведением аналитических расчетов влияния различных параметров зоны обработки на дебит скважины. Описанные методики и результаты расчетов могут быть внедрены на производстве при планировании проведения воздействия на ПЗП путем выбора оптимальных параметров обработки ПЗП на различных стадиях разработки месторождения.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, загрязнения, обработка скважины, дебит газа.

The final stage of development of natural gas fields is characterized by depletion of reservoir energy, deterioration of the bottomhole formation zone, which leads to low gas and condensate flow rates. Development of new and improvement of existing technologies for stimulation of oil and gas production for the conditions of Ukrainian fields should be carried out taking into account the fact that most fields are in the final stage of development; production wells are mainly marginal, water-flooded and are characterized by a significant decrease in the natural filtration properties of the bottomhole formation zone due to its colmatage with filtrates and dispersed particles used in drilling, well operation or workover, deposits of resins, asphaltens, paraffins, forming of high viscosity emulsions, swelling of the clay particles of the formation present in the reservoir, and the presence of other clogging agents. The well, its bottomhole zone and the formation part between the wells are interconnected and interacting elements of a single system. Failure to take into account the features and degree of impact of the bottomhole formation zone as one of the system's elements leads to a general decrease in the development efficacy of the field as a whole. Therefore, the choice of technologies for the impact on the bottomhole formation zone requires a very careful assessment, taking into account the technological efficiency and payout time. The aim of the research is to determine the influence of the bottomhole formation treatment parameters on the well productivity. The tasks have been performed by analyzing the literature and conducting analytical calculations of the impact of various parameters of the treatment zone on the flow rate of the well. The described methods and results of calculations can be implemented in production when planning the action on the bottomhole formation zone by selecting the optimal treatment parameters at different stages of field development.

Key words: bottomhole formation zone, pollution, well treatment, gas flow.

Постановка проблеми дослідження

Нарощування видобутку природного газу в Україні пов'язане із відкриттям нових родовищ та бурінням видобувних свердловин. Цей процес є доволі тривалим та високовартісним через необхідність значних витрат на детальне вивчення та розвідку перспективних площ. Завжди актуальним залишається питання ефективної розробки та експлуатації існуючих родовищ. В таких умовах особлива увага приділяється існуючому фонду видобувних свердловин, продуктивність яких часто є заниженою порівняно з початковими значеннями. Забруднення привибійної зони пласта (кольматація) істотно впливає на продуктивність видобувних свердловин.

Під кольматацією розуміють забруднення привибійної зони пласта (ПЗП) буровим розчином при розкритті продуктивного пласта, погіршення фільтраційних властивостей привибійної зони при перфорації продуктивного інтервалу, а також скупчення у привибійній зоні солей, що випадають з пластової води, важких вуглеводнів, що конденсуються з газу, продуктів руйнування породи і кислотних оброблень пластів, технологічних рідин, які застосовуються при ремонтних роботах у свердловинах і т.д. [1, 8].

На початковій стадії розробки свердловини володіють більшим потенціалом, тому приріст видобутку газу в абсолютних одиницях буде вищим, аніж на пізній стадії розробки [6-7]. Проте дане питання не достатньо досліджено в існуючих літературних джерелах. Так само комплексна оцінка дії на привибійну зону пласта не повною мірою описана у публікаціях. В промислових умовах одним з основних критеріїв вибору кандидатів на оброблення ПЗП є понижена продуктивність свердловини, порівняно із сусідніми, та значний скін-ефект. Описані методики та результати розрахунків можуть бути впровадженні на виробництві при плануванні проведення дії на ПЗП шляхом вибору оптимальних параметрів оброблення ПЗП на різних стадіях розробки родовища.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Основним методом зменшення впливу забруднення привибійної зони пласта у працюючій видобувній свердловині є різного роду оброблення ПЗП для покращення гідродинамічного зв'язку продуктивного пласта із свердловиною [2-4]. Вартість таких операцій є доволі високою, що зумовлено значними витратами хімреагентів, проведенням капітального ремонту свердловини, зупинки видобутку свердловини на період проведення технологічних операцій тощо. Окрім того, такі операції завжди пов'язані з високими ризиками. Тому важливо розглядати процес оброблення ПЗП комплексно, з урахуванням як технологічної, так і економічної ефективності [5]. Також важливо враховувати стадію розробки родовища при обгрунтуванні оброблення ПЗП, адже від цього буде залежати економічна ефективність проведених свердловинних операцій.

Перш за все, варто проаналізувати причини зниження проникності ПЗП, до яких належить:

– забруднення глинистим розчином після буріння або після проведення КРС/ПРС;

– внаслідок руйнування ПЗП чи винесення частинок породи;

– внаслідок випадання важких вуглеводнів у ПЗП.

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

До причин погіршення абсолютної проникності в привибійній зоні відносять[3-4,8]:

1. Механічне забруднення ПЗП, яке викликано забрудненням пористого середовища твердою фазою бурової або промивальної рідини.

2. Фізико-літологічне забруднення, яке є наслідком дії води на цемент і скелет породи та взаємодії її з пластовою водою.

3. Фізико-хімічне забруднення, до основних причин якого належать збільшення водонасиченості та утворення блокуючої перешкоди фільтрації нафти і газу за рахунок різниці поверхневих натягів з пластовими флюїдами, а також внаслідок виникнення капілярного тиску при проникненні фільтрату в породу.

4. Термохімічне забруднення, основною причиною якого є відкладання парафіну на скелеті породи в нафтових та газоконденсатних пластах.

Методи збільшення проникності привибійної зони свердловин можна умовно поділити на фізичні, хімічні, механічні та змішані (комбіновані) [2-3]. Часто для отримання кращих результатів ці методи використовують в поєднанні один з один або послідовно. Вибір методу дії привибійну зону свердловин визначається пластовими умовами.

Існує цілий ряд досліджень, які дозволяють обґрунтувати вибір того чи іншого методу дії на ПЗП залежно від геологічних умов, аналізу розробки родовища, розташування свердловини на площі та в розрізі тощо [4-5,7-8]. Проте відсутні дослідження, які б враховували комплексний аналіз впливу параметрів ПЗП до та після оброблення на продуктивність свердловини, а також вплив часу проведення оброблення (початкова чи завершальна стадія розробки) на технологічну та економічну ефективність запропонованих операцій.

Метою даних досліджень є визначення впливу параметрів оброблення привибійної зони пласта на продуктивність свердловини, розроблення рекомендацій щодо вибору методу дії на пласт та оптимальних параметрів привибійної зони пласта після оброблення, зокрема проникності та радіусу зони обробки, та їхнього впливу на дебіт свердловини після обробки та обґрунтування етапу розробки, на якому проведення оброблень є найбільш доцільним та ефективним.

Методика дослідження та вихідні дані

В основі оцінки вказаних параметрів використано аналітичну залежність середньої проникності пласта після оброблення:

$$k_{сер} = \frac{\ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right)}{\frac{1}{k_{обр}}\cdot\ln\left(\frac{R_{обр}}{r_c}\right) + \frac{1}{k_{пласта}}\cdot\ln\left(\frac{R_к}{R_{обр}}\right)}, \quad (1)$$

де $R_к$ - радіус контуру живлення свердловини, м;

r_c - радіус свердловини, м;

$R_{обр}$ - радіус зони оброблення свердловини, м;

$k_{обр}$ - проникність обробленої зони пласта, м^2;

$k_{пласта}$ - початкова проникність пласта, м^2.

Дослідження виконані для типової газової свердловини Прикарпатського нафтогазоносного регіону України з такими параметрами: глибина спуску насосно-компресорних труб до середини інтервалу перфорації – 3200 м; діаметр НКТ – 62 мм; діаметр експлуатаційної колони – 168 мм; товщина пласта – 13 м; початковий пластовий тиск – 640 МПа; пластова температура – 340 К; радіус контуру живлення пласта – 1000 м; відносна густина газу – 0,6; депресія тиску – 2 МПа. Дослідження виконані для різних значень радіусу зони оброблення (0,1; 0,5; 1; 1,5; 2; 3; 4; 5 м;), кратності збільшення проникності зони оброблення (1; 1,3; 1,7; 2; 2,5; 3; 5 разів) та пластового тиску на момент проведення оброблення (40; 20; 10; 5 МПа).

Результати дослідження

Згідно з методикою впливу параметрів зони оброблення на продуктивну характеристику свердловини результати розрахунків наведено у таблиці 1.

Згідно отриманих результатів побудовано графічні залежності дебіту свердловини після оброблення ПЗП від радіусу зони оброблення для різних значень кратностей збільшення проникності (разів) за різних пластових тисків, які зображено на рисунках 1а, б, в, г.

Аналіз графічних залежностей свідчить про те, що дебіт газу після оброблення різко зростає зі збільшенням радіуса зони оброблення від 0 до 1 м, а в подальшому його зростання не таке стрімке. Причому така ситуація спостерігається для всіх варіантів розрахунку на різних стадіях розробки родовищ. Таким чином, зі збільшенням кратності збільшення проникності збільшується радіус зони оброблення. Так, наприклад, зі збільшенням проникності в 1,7 рази найбільше зростання дебіту газу спостерігається за радіуса зони оброблення 1,5-2 м. Зі збільшенням проникності в 5 разів доцільно збіль-

Таблиця 1 – Результати розрахунків дебіту свердловини після оброблення залежно від досліджуваних параметрів

Пластовий тиск, МПа	Радіус зони оброблення, м	Кратність збільшення проникності зони оброблення						
		1	1.3	1.7	2	2.5	3	5
40	0.1	239.91	239.91	239.91	239.91	239.91	239.91	239.91
	0.5	239.91	241.47	242.71	243.31	243.99	244.45	245.37
	1	239.91	242.15	243.92	244.79	245.78	246.44	247.77
	1.5	239.91	242.55	244.63	245.66	246.83	247.61	249.18
	2	239.91	242.83	245.14	246.28	247.57	248.44	250.19
	3	239.91	243.22	245.86	247.15	248.63	249.62	251.62
	4	239.91	243.51	246.37	247.78	249.38	250.46	252.64
20	0.1	156.28	156.28	156.28	156.28	156.28	156.28	156.28
	0.5	156.28	157.72	158.86	159.42	160.06	160.48	161.34
	1	156.28	158.34	159.99	160.79	161.72	162.33	163.58
	1.5	156.28	158.71	160.65	161.6	162.7	163.43	164.9
	2	156.28	158.97	161.12	162.18	163.4	164.21	165.85
	3	156.28	159.34	161.79	163	164.39	165.32	167.2
	4	156.28	159.6	162.27	163.59	165.1	166.11	168.17
10	0.1	97.18	97.18	97.18	97.18	97.18	97.18	97.18
	0.5	97.18	98.44	99.45	99.95	100.52	100.9	101.67
	1	97.18	99	100.46	101.18	102	102.56	103.68
	1.5	97.18	99.32	101.05	101.9	102.89	103.55	104.88
	2	97.18	99.55	101.47	102.42	103.52	104.25	105.75
	3	97.18	99.88	102.07	103.16	104.42	105.26	106.98
	4	97.18	100.11	102.5	103.69	105.06	105.99	107.87
5	0.1	55.43	55.43	55.43	55.43	55.43	55.43	55.43
	0.5	55.43	56.46	57.28	57.69	58.16	58.47	59.11
	1	55.43	56.91	58.11	58.7	59.39	59.85	60.8
	1.5	55.43	57.17	58.6	59.31	60.13	60.68	61.82
	2	55.43	57.36	58.95	59.74	60.66	61.28	62.56
	3	55.43	57.63	59.45	60.36	61.42	62.14	63.62
	4	55.43	57.82	59.81	60.81	61.97	62.76	64.38

шувати радіус зони оброблення до 4-5 м. При цьому приріст дебіту газу буде дещо меншим, проте досить високим.

Залежності приросту дебіту газу у відсотках відносно його початкового значення після оброблення ПЗП від радіусу зони оброблення для різних значень пластового тиску за збільшення проникності зони оброблення у 2 та 5 разів зображено на рисунку 2. На рисунку 3 наведено ті ж самі залежності, але у абсолютних одиницях.

Із рисунка 2 бачимо, що більший ефект у відсотковому співвідношенні порівняно з початковим дебітом свердловини до оброблення спостерігається за оброблення ПЗП на пізній стадії за низького пластового тиску. Причому, чим нижчий буде пластовий тиск, тим більшим буде приріст дебіту газу у відсотках до його початкового значення.

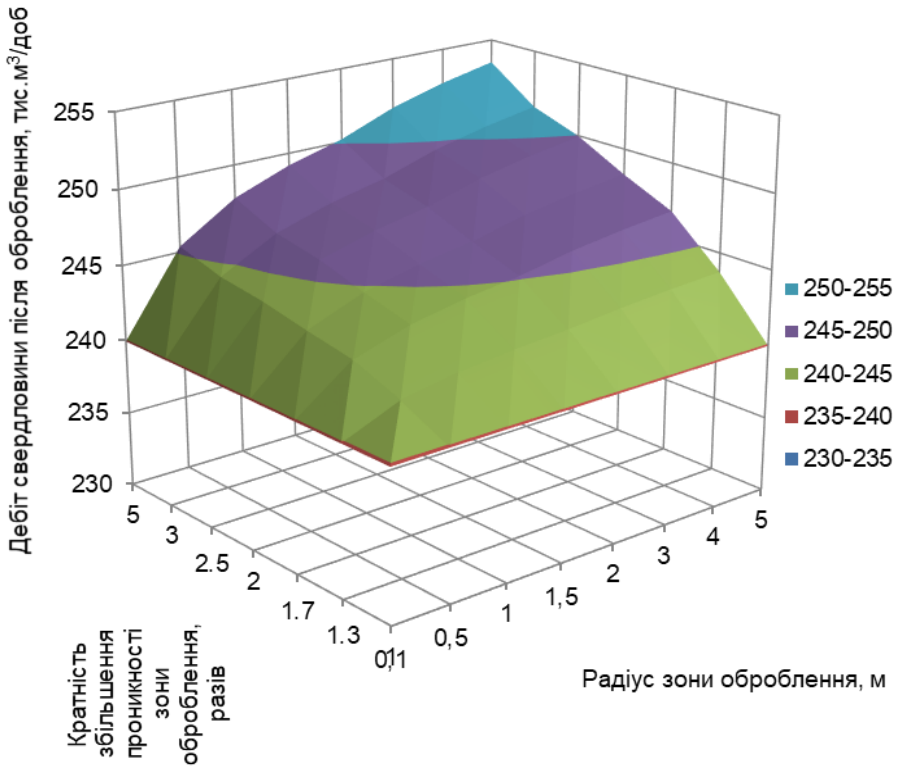
Аналіз графічних залежностей 3 показує, що у абсолютних одиницях більший приріст дебіту буде спостерігатись за вищого пластового тиску.

Згідно з використанням статистичного аналізу розрахункових даних середнє оптимальне значення радіусу зони оброблення становить 2 м. Вище цього значення спостерігається зростання дебіту свердловини, але не таке суттєве.

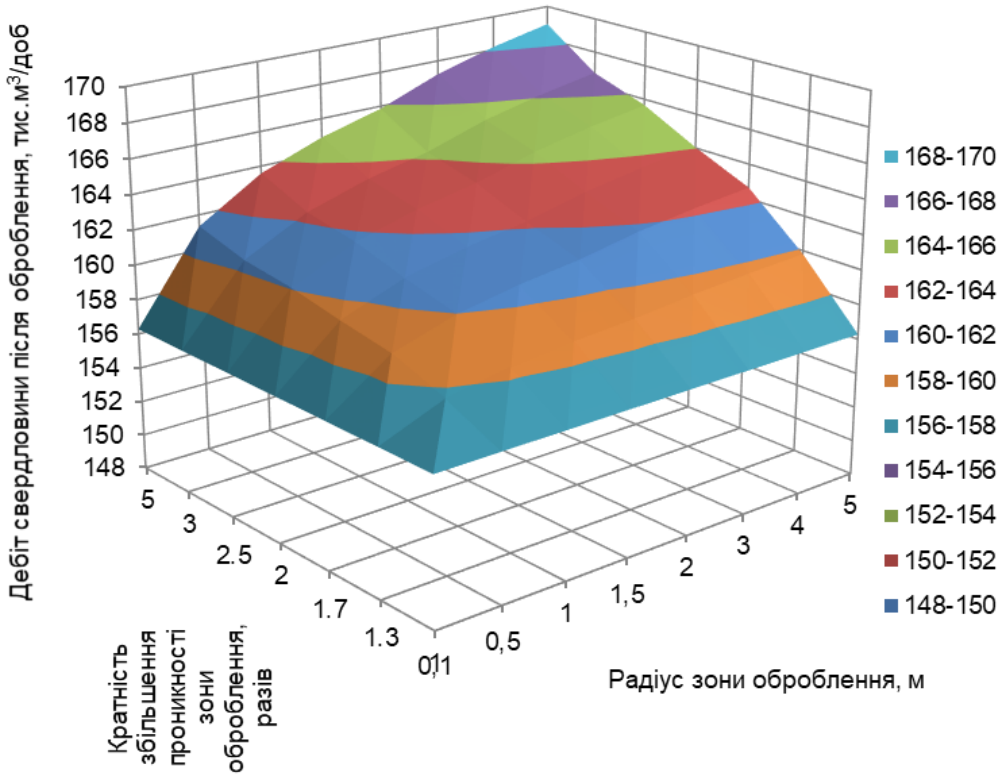
На рисунку 4 показано залежності приросту дебіту газу від пластового тиску за радіусу зони оброблення 2 м та збільшення проникності в 2 рази.

Аналіз графічних залежностей 4 показує, що на початковій стадії розробки за високих значень пластового тиску можна отримати максимальний приріст дебіту газу від оброблення ПЗП. На завершальній стадії розробки приріст дебіту газу буде мінімальним.

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

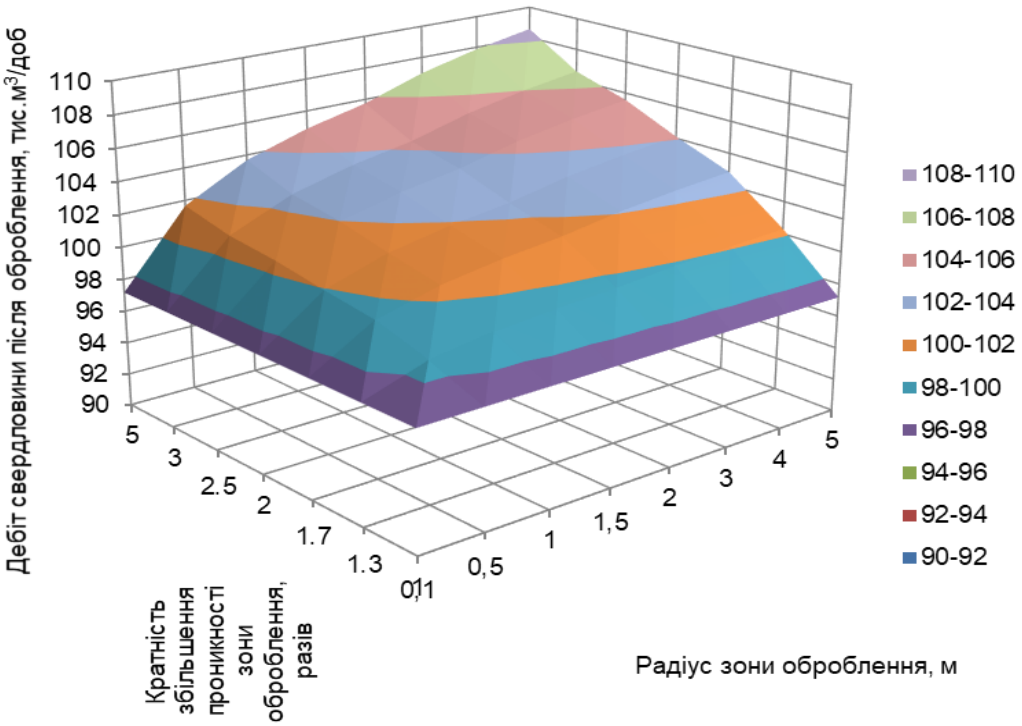


а)

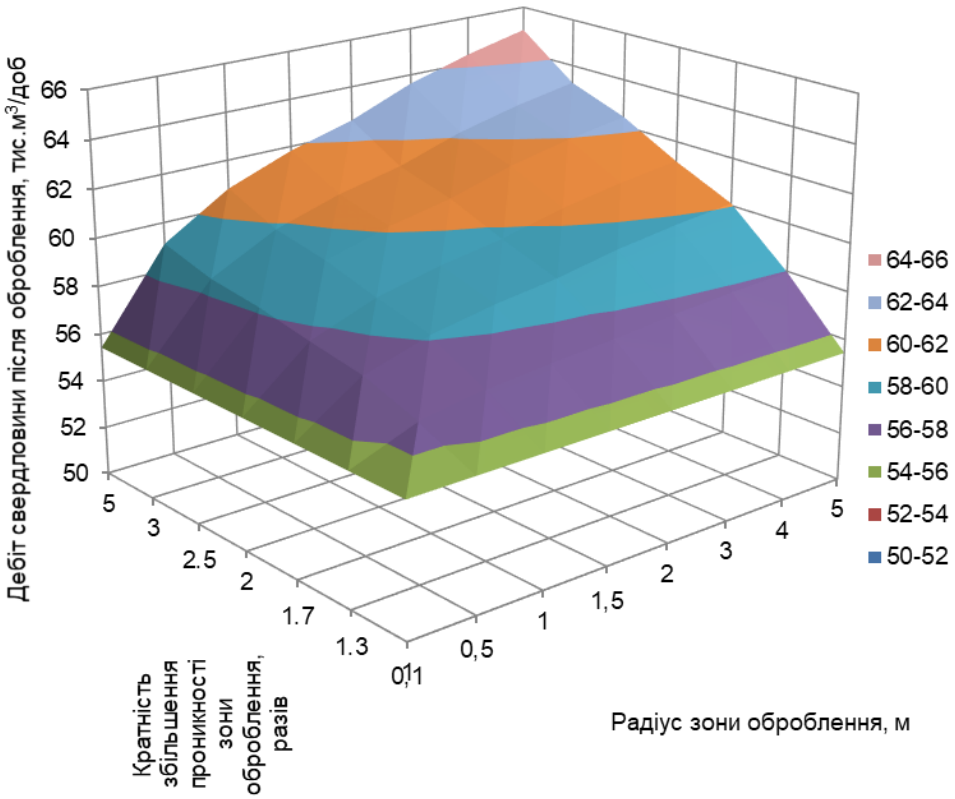


б)

Рисунок 1 – Залежності дебіту свердловини після оброблення ПЗП від радіусу зони оброблення для різних значень кратностей збільшення проникності (разів) за пластового тиску 40 МПа (а); 20 МПа (б); 10 МПа (в); 5 МПа (г)



в)



г)

Продовження рисунка 1

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

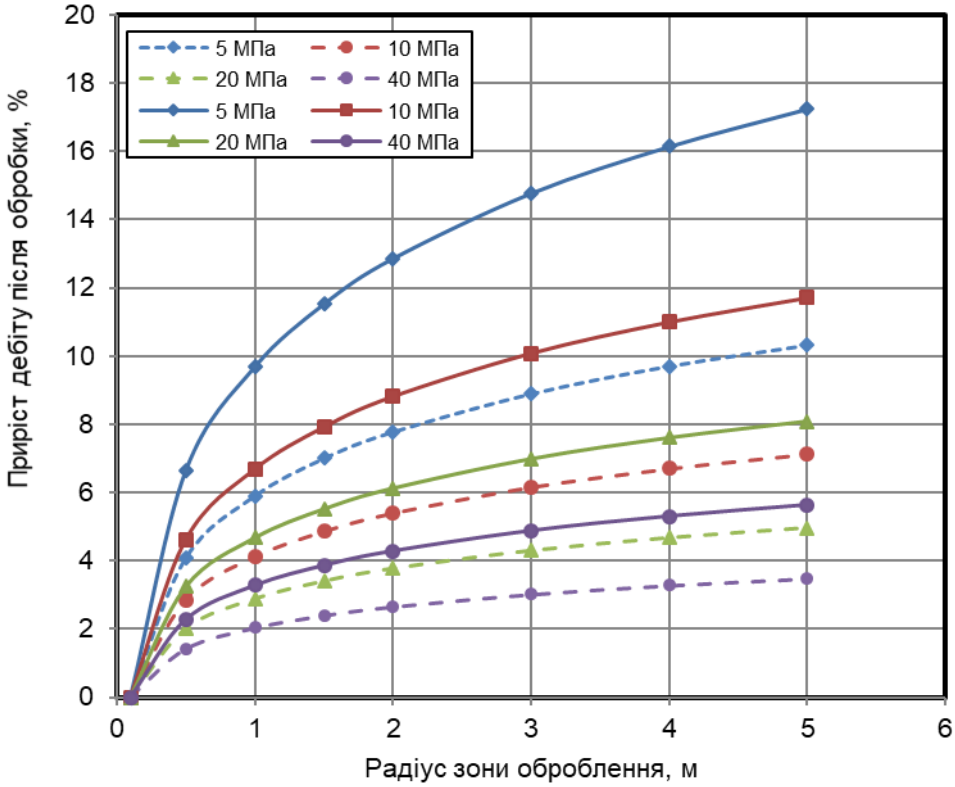


Рисунок 2 – Залежності приросту дебіту газу у відсотках відносно його початкового значення після оброблення ПЗП від радіусу зони оброблення для різних значень пластового тиску за збільшення проникності зони оброблення у 2 (пунктирна лінія) та 5 (суцільна лінія) разів

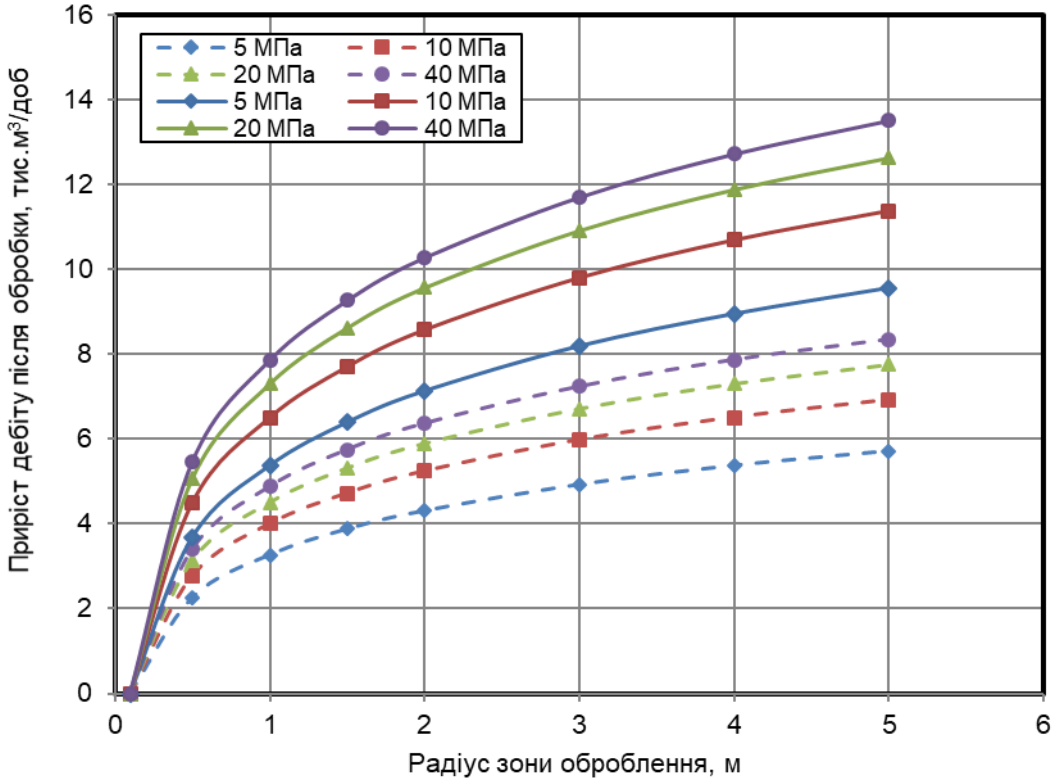


Рисунок 3 – Залежності приросту дебіту газу у абсолютних одиницях після оброблення ПЗП від радіусу зони оброблення для різних значень пластового тиску за збільшення проникності зони оброблення у 2 (пунктирна лінія) та 5 (суцільна лінія) разів

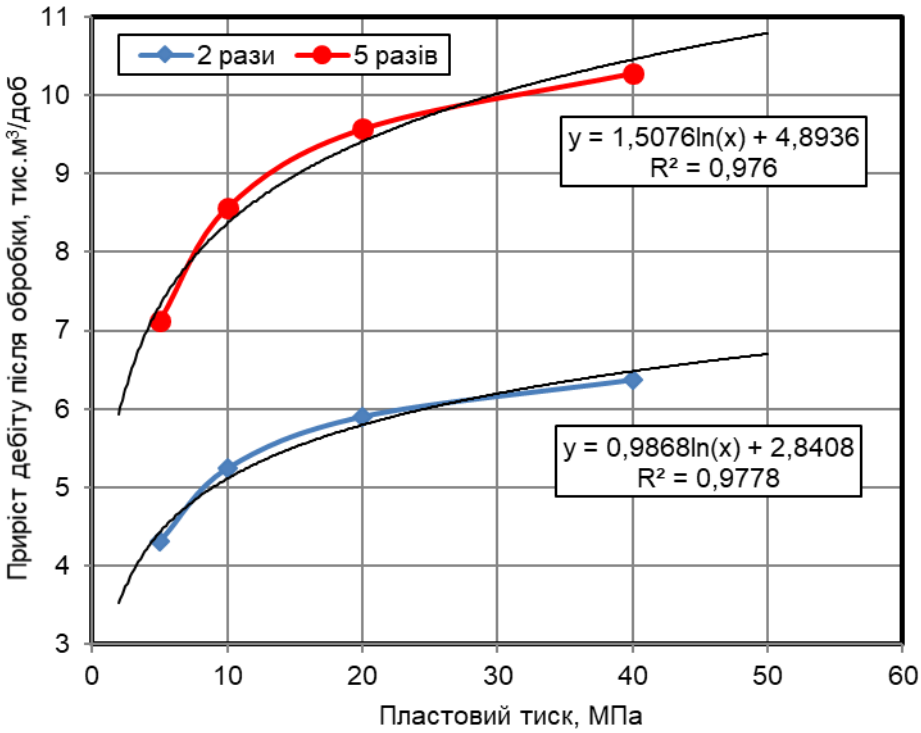


Рисунок 4 – Залежності приросту дебіту газу від пластового тиску за радіусу зони оброблення 2 м та збільшення проникності вдвічі

Також проведення оброблень за низьких пластових тисків збільшує ризик ускладнень під час проведення КРС, освоєння свердловини, імовірного обводнення пласта після оброблення. Тому оптимальним є варіант проведення оброблення ПЗП за зниження пластового тиску до 30-40 % від початкового значення незалежно від кратності збільшення проникності. Для досліджуваних умов це значення становить 10-15 МПа. Однак, збільшення радіусу зони оброблення також призводить до збільшення витрат на проведення оброблення ПЗП.

Для прикладу, виконано дослідження процесу з оброблення пласта кислотним розчином, які є одними із найбільш поширених для газових родовищ України. Оцінено об'єм кислотного розчину (КР), необхідного для дії на ПЗП та досягнення заданого радіусу зони оброблення. Із наведених результатів очевидно, що чим більшим буде радіус зони оброблення, тим більше кислотного розчину потрібно. Причому ця залежність є квадратичною. Кожен додатковий кубічний метр кислотного розчину збільшує витрати на оброблення, що може бути економічно не рентабельним. Тому в дослідженнях оцінено приріст дебіту газу залежно від збільшення необхідного об'єму КР. Для цього розраховано питомий приріст дебіту на одиницю об'єму КР, який необхідний для досягнення певного радіусу зони оброблення за збільшення проникності в 2 рази. Результати досліджень питомого приросту дебіту газу після оброблення від радіусу зони оброблення для при різних значень пластового тиску за збільшення проникності ПЗП вдвічі зображено на рисунку 5.

З рисунка 5 бачимо, що максимальне значення питомого приросту дебіту газу з розрахунку на 1 м^3 КР досягається за радіусу зони оброблення 0,5 м. При цьому необхідна мінімальна витрата кислотного розчину, а також досягається питомий приріст дебіту газу на 1,5-2 тис.м^3/доб з розрахунку на кожен витрачений кубічний метр кислотного розчину.

Висновки

Встановлено, що дебіт газу після оброблення ПЗП різко зростає при збільшенні радіусу зони оброблення від 0 до 1 м, а в подальшому його зростання не таке стрімке. Причому така ситуація спостерігається для всіх варіантів розрахунку на різних стадіях розробки родовищ.

На початковій стадії розробки за високого пластового тиску можна отримати максимальний приріст дебіту від оброблення ПЗП, а на завершальній стадії розробки він буде мінімальним. Проведення оброблень за низьких пластових тисків збільшує ризик ускладнень під час проведення КРС, освоєння свердловини, імовірного обводнення пласта після обробки. Тому оптимальним є проведення оброблень ПЗП за зниженого пластового тиску до 30-40% від по-

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

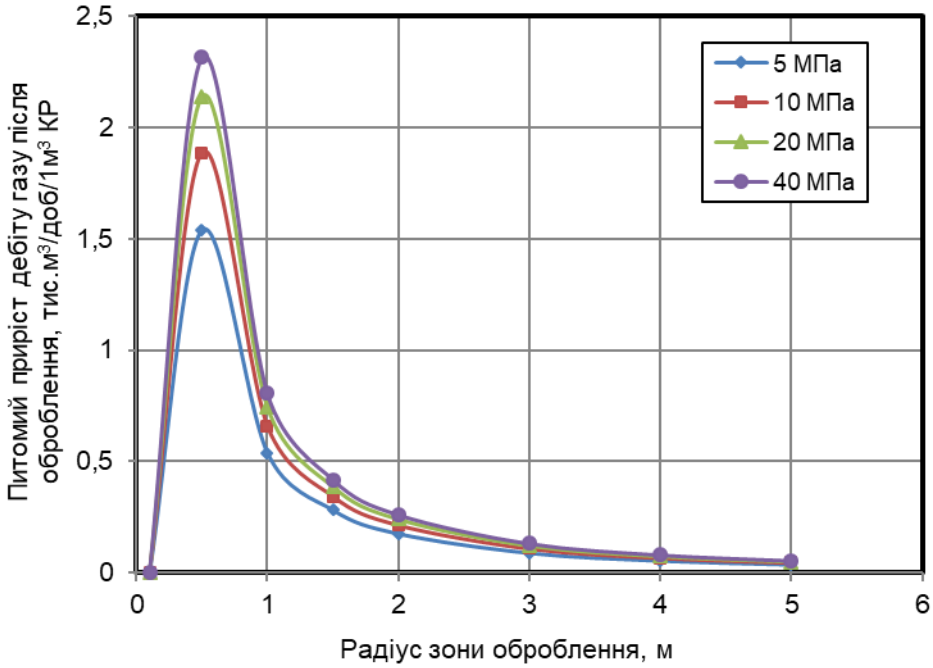


Рисунок 5 – Залежності питомого приросту дебіту газу після оброблення від радіусу зони оброблення для різних значень пластового тиску за збільшення проникності ПЗП у 2 рази

чаткового значення незалежно від кратності збільшення проникності, в даному випадку 10-15 МПа.

Чим більшим буде радіус зони оброблення, тим більше кислотного розчину потрібно. Причому ця залежність є квадратичною. Кожен додатковий кубічний метр кислотного розчину збільшує витрати на проведення оброблення і може стати економічно нерентабельним. Максимальне значення питомого приросту дебіту газу з розрахунку на 1 м^3 КР досягається при радіусі зони оброблення 0,5 м.

Підсумовуючи наведене вище, варто відзначити, що максимальний ефект від оброблення ПЗП буде досягнуто при зниженні пластового тиску до 30-40 % від початкового значення при радіусі зони оброблення 0,5-1 м. При цьому буде досягнуто максимального технологічного ефекту при мінімальній витраті кислотного розчину.

Література

1. 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.

2. 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.

3. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. М.: Недра. 1992. 255 с.

4. 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.

5. Хайдарова Л.І., Гедзик Н.М. Підвищення продуктивності видобувних свердловин на газових родовищах шляхом покращення стану привибійної зони пласта. *The IV International Science Conference «Prospects and achievements in applied and basic sciences»*, February 9–12, 2021, Budapest, Hungary. С. 698-703.

6. Kondrat O., Hedzyk N. Evaluation of gas wells operation stability in the final stage of natural hydrocarbons deposits development. Series D, Mining, Mineral. *SCIENTIFIC BULLETIN OF NORTH UNIVERSITY OF BAIA MARE*, Processing, Non-ferrous Metallurgy, Geology and Environmental Engineering. 2013. Volume XXVII. No. 1. P. 7-23. ISSN 1582-0548,

7. Kondrat O.M., Hedzyk N.M. Increasing natural gas production from tight terrigenous reservoirs. *Socar Proseedings*. No 4. 2017. P. 42-51.

8. 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.

References

1. Kondrat R.M., Khaidarova L.I. Doslidzh - nnia vplyvu kharakterystyk rozkryttia hazonosnykh plastiv perforatsiieiu na vydobuvni mozhlyvosti sverdlovyny. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2019. No 4(73). P. 46-53. [in Ukrainian]

2. Kachmar Yu. D., Svitlytskyi V.M., Syniuk B.B., Yaremiichuk R.S. Intensyfikatsiia pryplyviv vuhlevodniv u sverdlovynu. Knyha persha. Lviv: Tsentr Yevropy, 2004. 352 p.[in Ukrainian]

3. Kondrat R.M. Hazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra. 1992. 255 p.[in Russian]

4. 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.

5. Khaidarova L.I., Hedzyk N.M. Pidvyshchennia produktyvnosti vydobuvnykh sverdlovyn na hazovykh rodovyshchakh shliakhom pokrashchennia stanu pryvybiinoi zony plasta. *The IV International Science Conference «Prospects and achievements in applied and basic sciences»*, February 9–12, 2021, Budapest, Hungary. P. 698-703.

6. Kondrat O., Hedzyk N. Evaluation of gas wells operation stability in the final stage of natural hydrocarbons deposits development. Series D, Mining, Mineral. *SCIENTIFIC BULLETIN OF NORTH UNIVERSITY OF BAIA MARE*, Processing, Non-ferrous Metallurgy, Geology and Environmental Engineering. 2013. Volume XXVII. No 1. P. 7-23. ISSN 1582-0548,

7. Kondrat O.M., Hedzyk N.M. Increasing natural gas production from tight terrigenous reservoirs. *Socar Proseedings*. No 4. 2017. P. 42-51.

8. Kondrat R.M., Shchepanskyi M.I., Khaidarova L.I. Doslidzhennia vplyvu zabru-?nennia pryvybiinoi zony plasta i parametriv perforatsiinykh kanaliv na produktyvnist hazovykh sverdlovyn. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2020. No 3(76). P. 23-32. [in Ukrainian]

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online