

НАФТОГАЗОВА СПРАВА

Розробка нафтових та газових родовищ

УДК 622.279.23/4

DOI: 10.31471/2304-7399-2025-20(76)-159-171

ВПЛИВ ОБРОБЛЕНЬ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ГАЗОНОСНОГО ПЛАСТА НА ТРИВАЛІСТЬ ФОНТАНУВАННЯ ОБВОДНЕНОЇ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ

Р. М. Кондрат, Н. С. Дремлюх, Л. І. Матіїшин

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

Охарактеризовано проблеми експлуатації газових свердловин, зокрема вплив обводнення на їх продуктивність. Наведено основні аналітичні залежності для визначення впливу оброблень привибійної зони пласта на тривалість фонтанування обводненої газової свердловини. Для умов гіпотетичної модельної свердловини з використанням аналітичних залежностей досліджено вплив на умови фонтанування обводненої газової свердловини водного фактора, діаметра НКТ та ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта (ПЗП). Дослідження виконані за різного діаметра НКТ (0,0503; 0,062; 0,0759 м) і різного ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП у 3 і 6 разів. Результати досліджень представлені у вигляді графічних залежностей тиску на гирлі свердловини від водного фактора для різних значень діаметра НКТ і ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП. Узагальнені результати досліджень зведені в таблицю. Тривалість фонтанного періоду експлуатації обводненої газової свердловини оцінювали за максимальним значенням водного фактора, досягнутим при зниженні тиску на гирлі до заданого значення (0,4 МПа), за якого припиняється природне фонтанування свердловини. Згідно з результатами досліджень спостерігається чіт-

ка тенденція до збільшення водного фактора та тиску на гирлі з підвищенням ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП і зменшенням діаметра НКТ.

Залежно від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП і значення внутрішнього діаметра НКТ тривалість фонтанного періоду експлуатації свердловин зростає в 1,09- 1,45 разів.

Результати виконаних досліджень на прикладі модельної свердловини свідчать про технологічну ефективність оброблення ПЗП для продовження фонтанного періоду експлуатації обводненої газової свердловини.

Ключові слова: свердловина, експлуатація, обводнення, водний фактор, привибійна зона, коефіцієнти фільтраційних опорів, фонтанування.

Газові поклади на родовищах України в значній мірі виснажені та перебувають на стадії завершення їхньої розробки. Завершальна стадія розробки покладів характеризується великою тривалістю, низькими дебітами свердловин, поступовим зменшенням темпів відбирання газу і виникненням низки ускладнень у процесі експлуатації свердловин. Це вимагає проведення додаткових геолого-технічних заходів для забезпечення стабільної роботи цих свердловин [1, 2, 5-7].

Однією із проблем експлуатації газових свердловин є їх обводнення, що може бути зумовлено підшовними і краєвими водами, а також припливом води з верхніх водоносних горизонтів по тектонічних порушеннях.

Ще однією причиною низької продуктивності газових свердловин є руйнування привибійної зони пласта. Набухання глинистої речовини, яке викликане надходженням води у привибійну зону газоносного пласта, сприяє зниженню його фільтраційних властивостей (проникності) внаслідок зменшення розмірів пор і з'єднуючих їх каналів [3, 4]. Для запобігання зазначеного ускладнення необхідно постійно проводити відновлення природних властивостей колекторів і закріплення привибійної зони нестійких колекторів. Від ефективності проведених робіт залежить продуктивність свердловин і ступінь вилучення вуглеводнів у процесі розробки родовищ [5].

Для прискорення темпів відбирання вуглеводнів та досягнення більш повного їх вилучення з продуктивних пластів на газових покладах Передкарпаття використовують різноманітні технології інтенсифікації видобутку.

Методи інтенсифікацій не рекомендується застосовувати: в свердловинах з неякісно зацементованими і порушеними експлуатаційними колонами; в обводнених свердловинах або тих, які можуть обводнитися після проведення в них робіт з інтенсифікації; в приконтурних свердловинах.

Наукові дослідження щодо використання технологій інтенсифікації видобутку вуглеводнів свідчать, що основна увага зосереджена на високій якості виконання робіт, обґрунтованому виборі свердловин для конкретних технологічних оброблень, підвищенні технологічної ефективності та зменшенні кількості свердловинно-операцій.

Незважаючи на цілий ряд робіт з інтенсифікації видобування вуглеводнів, питання оброблень привибійної зони пласта на тривалість фонтанування обводненої газової свердловини залишається актуальною для нафтогазової галузі.

Метою даних досліджень є оцінка впливу оброблень привибійної зони пласта на тривалість фонтанування обводненої газової свердловини.

Постановка задачі дослідження

На початковому етапі розробки покладів, коли швидкість руху газового потоку на вході в насосно-компресорні труби (НКТ) є високою, на поверхню виноситься вся рідина, що надходить на вибій. Однак на завершальній стадії розробки покладу відбувається активне накопичення пластової рідини на вибої. За певних умов це призводить до зниження дебітів газу, а з часом і до припинення природного фонтанування свердловин.

У газових свердловинах з великим діаметром НКТ і високим гірловим тиском рідина може накопичуватися на вибої навіть за значних дебітів газу. Без застосування відповідних геолого-технічних заходів продуктивність таких свердловин поступово знижуватиметься, що може призвести до припинення їх фонтанування.

Дослідженням впливу тиску на гірлі видобувних свердловин і коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В на кінцевий коефіцієнт газовилучення присвячена низка теоретичних робіт [6, 7]. В цих роботах наведені основні залежності, методики розрахунків і результати досліджень для умов експлуатації газових свердловин. Згідно з результатами цих досліджень для необводненої газової свердловини оптимальне значення ступеня зниження коефіцієнтів А і В становить 4 рази.

Великий інтерес викликає питання впливу оброблень привибійної зони пласта на тривалість фонтанування обводненої газової свердловини.

Для дослідження впливу оброблень привибійної зони пласта на тривалість фонтанування обводненої газової свердловини виконано комплекс досліджень.

Методика досліджень та вхідні дані

У дослідженнях використані такі формули і залежності [1, 2]:
двочленна формула припливу газу із пласта у свердловину:

$$P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = A \cdot q_e + B \cdot q_e^2; \quad (1)$$

формула ІФНТУНГ для визначення мінімально необхідного дебіта газу для винесення рідини з вибою на поверхню:

$$q_{м.н.} = 2213 \cdot d_{вн}^{1,94} \cdot q_6^{0,22} \sqrt{\frac{P_{виб} \rho_6}{\rho_z Z_{виб} T_{виб}}} \quad (2)$$

формула Адамова Г.А. для руху газу у вертикальних трубах свердловини, скоригована для руху в НКТ газорідинної суміші:

$$P_{виб} = \sqrt{P_y^2 e^{2S_0} + \theta q_{сум}^2}, \quad (3)$$

де

$$q_6 = q_z \Phi_6 \cdot 10^{-3}; \quad (4)$$

$$S_0 = \frac{0,03415 \bar{\rho}_r \rho L}{Z_{сер} T_{сер}}; \quad (5)$$

$$\theta = 0,0133 \lambda \frac{Z_{сер}^2 T_{сер}^2}{(10^2 \cdot d_{вн})^5} (e^{2S_0} - 1), \quad (6)$$

$$q_{сум} = \frac{G_z + G_6}{\rho_z} = \frac{q_z \rho_z + q_6 \rho_6 \cdot 10^{-3}}{\rho_z}; \quad (7)$$

$$\rho = \varphi + (1 - \varphi) \frac{\rho_6}{\rho_z(P)}; \quad (8)$$

$$\rho_z(P) = \frac{\rho_z P_{сер} T_{ст}}{P_{ат} T_{сер} Z_{сер}}; \quad (9)$$

$$\varphi \leq \beta = \frac{q_z(P)}{q_z(P) + q_6 \cdot 10^{-3}}; \quad (10)$$

$$q_z(P) = \frac{q_z P_{ат} T_{сер} Z_{сер}}{P_{сер} T_{ст}}; \quad (11)$$

$$P_{сер} = \frac{2}{3} \left(P_{виб} + \frac{P_y^2}{P_{виб} + P_y} \right); \quad (12)$$

$$T_{сер} = \frac{T_{виб} - T_y}{\ln \frac{T_{виб}}{T_y}}, \quad (13)$$

$P_{пл}$, $P_{виб}$, P_y , $P_{сер}$ – відповідно пластовий, вибійний та гирловий тиски і середній тиск у стовбурі свердловини, МПа;

$T_{виб}$, T_y , $T_{сер}$ – відповідно вибійна, гирлова температури і середня температура в стовбурі свердловини, К;

A, B – коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта (ПЗП), $A, \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{добу}}{\text{тис.м}^3}; B, \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{добу}}{\text{тис.м}^3} \right)^2$;

q_e – дебіт пластового газу з газоносного пласта, зведений до стандартних умов, $\text{тис.м}^3/\text{добу}$;

$q_e(P)$ – дебіт пластового газу за середнього тиску $P_{сер}$ і середньої температури $T_{сер}$ в стовбурі свердловини, $\text{тис.м}^3/\text{добу}$;

$q_{сум}$ – дебіт газорідинної суміші зведений до стандартних умов, $\text{тис.м}^3/\text{добу}$;

G_g, G_e – масова витрата відповідно газу і води, $\text{т}/\text{добу}$;

Φ_e – водний фактор, $\text{л}/\text{тис.м}^3$;

L – довжина НКТ, м ;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр НКТ, м ;

q_e – дебіт води з водоносного пласта, $\text{м}^3/\text{добу}$;

ρ_g, ρ_e – відповідно густина газу і води за стандартних умов, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\bar{\rho}_g$ – відносна густина газу;

$\rho_e(P)$ – густина газу за середнього тиску $P_{сер}$ і середньої температури $T_{сер}$ в стовбурі свердловини, $\text{кг}/\text{м}^3$;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору НКТ;

ϕ – дійсний (істинний) об'ємний газовміст;

β – витратний газовміст потоку.

В розрахунках приймали, що дебіт газу з газоносного пласта дорівнює мінімальному необхідному дебіту газу для винесення води із свердловини ($q_e = q_{м.н.}$). При проведенні розрахунків для кожного заданого значення водного фактора Φ_e і спільного розв'язку залежностей (1) і (2) знаходили вибійний тиск $P_{виб}$ і дебіт пластового газу q_e . За значеннями $P_{виб}$ і q_e з використанням залежності (3) визначали тиск на гірлі свердловини P_y .

Дослідження виконано для умов гіпотетичної (модельної) газової свердловини з такими даними: глибина свердловини – 2410 м, газонасичена товщина пласта (висота інтервалу перфорації) – 20 м, поточний пластовий тиск – 22 МПа, пластова температура – 340 К, температура газу на гірлі свердловини – 292 К, відносна густина газу – 0,6, густина води – 1050 $\text{кг}/\text{м}^3$, насосно-компресорні труби опущені до середини інтервалу перфорації на глибину 2400 м. В дослідженнях приймали, що газ і вода поступають на вибій роздільно: газ – із газоносного пласта, вода – із обводненого (водоносного) пласта.

В дослідженнях вивчали вплив на умови фонтанування обводненої газової свердловини водного фактора, діаметра НКТ і коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта A і B . Водний фактор становив 1; 5; 10; 25; 50; 75; 100; 200; 300; 400 $\text{л}/\text{тис.м}^3$, внутрішній діаметр НКТ – 0,0503; 0,062; 0,0759 м.

Коефіцієнти фільтраційних опорів приви́бійної зони пласта: $A_1=0,015 \text{ МПа}^2 \cdot \text{добу/тис.м}^3$; $B_1=0,0052 \text{ (МПа} \cdot \text{добу/тис.м}^3)^2$; $A_2 = \frac{A_1}{3}$, $B_2 = \frac{B_1}{3}$, $A_3 = \frac{A_1}{6}$, $B_3 = \frac{B_1}{6}$, тобто у другому і третьому варіантах коефіцієнти фільтраційних опорів приви́бійної зони газоносного пласта були зменшені у 3 і 6 разів.

Приймаючи до уваги поступове збільшення водного фактора у процесі експлуатації реальних обводнених газових свердловин аж до припинення їх природного фонтанування, тривалість фонтанування модельної свердловини оцінювали за максимальним значенням водного фактора, що досягається при зниженні гирлового тиску до певного значення. На газових промислах мінімальне значення гирлового тиску, яке необхідне для транспортування газу по викидні лінії на установку комплексної підготовки газу, становить близько 0,4 МПа. Тому у всіх розрахункових варіантах для вказаного значення гирлового тиску визначали водний фактор і вважали, що він відповідає закінченню фонтанного періоду експлуатації свердловини.

Результати досліджень

Результати досліджень зображені на рис. 1 і 2 у вигляді залежностей тиску на гирлі свердловини від водного фактора для різних значень діаметра НКТ і ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів приви́бійної зони газоносного пласта (ПЗП) (порівняно з початковим значенням $A_1=0,015 \text{ МПа}^2 \cdot \text{добу/тис.м}^3$; $B_1=0,0052 \text{ (МПа} \cdot \text{добу/тис.м}^3)^2$; $A_2 = \frac{A_1}{3}$, $B_2 = \frac{B_1}{3}$, $A_3 = \frac{A_1}{6}$, $B_3 = \frac{B_1}{6}$).

На рис. 3 зображено залежності тиску на гирлі від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП для різних значень внутрішнього діаметра НКТ за водного фактора 200 л/тис.м^3 .

У табл. 1 наведено значення водного фактора на момент зниження тиску на гирлі свердловини до 0,4 МПа для різних значень внутрішнього діаметра НКТ і ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП.

Результати виконаних досліджень свідчать про позитивний вплив зменшення діаметра НКТ і ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів (ПЗП) на процес експлуатації обводненої газової свердловини і тривалість періоду її фонтанування. Із зменшенням внутрішнього діаметра НКТ і ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП досягаються більші тиски на гирлі свердловини (за однакового водного фактора) і зростає водний фактор для заданого зниження тиску на гирлі до 0,4 МПа, що еквівалентно збільшенню тривалості фонтанного періоду експлуатації свердловини.

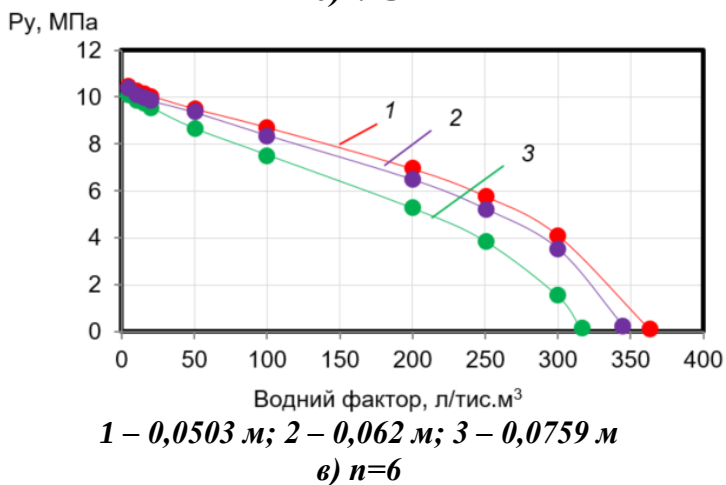
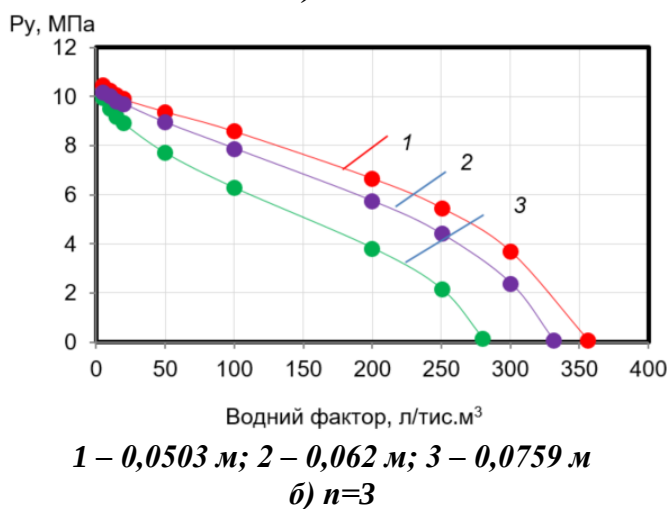
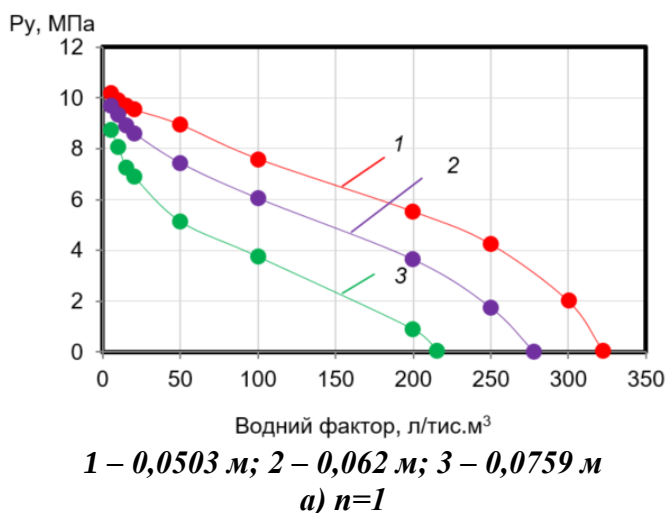


Рис. 1. Залежності тиску на гирлі свердловини від водного фактора для різних значень внутрішнього діаметра НКТ (1, 2, 3) і ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП у n разів

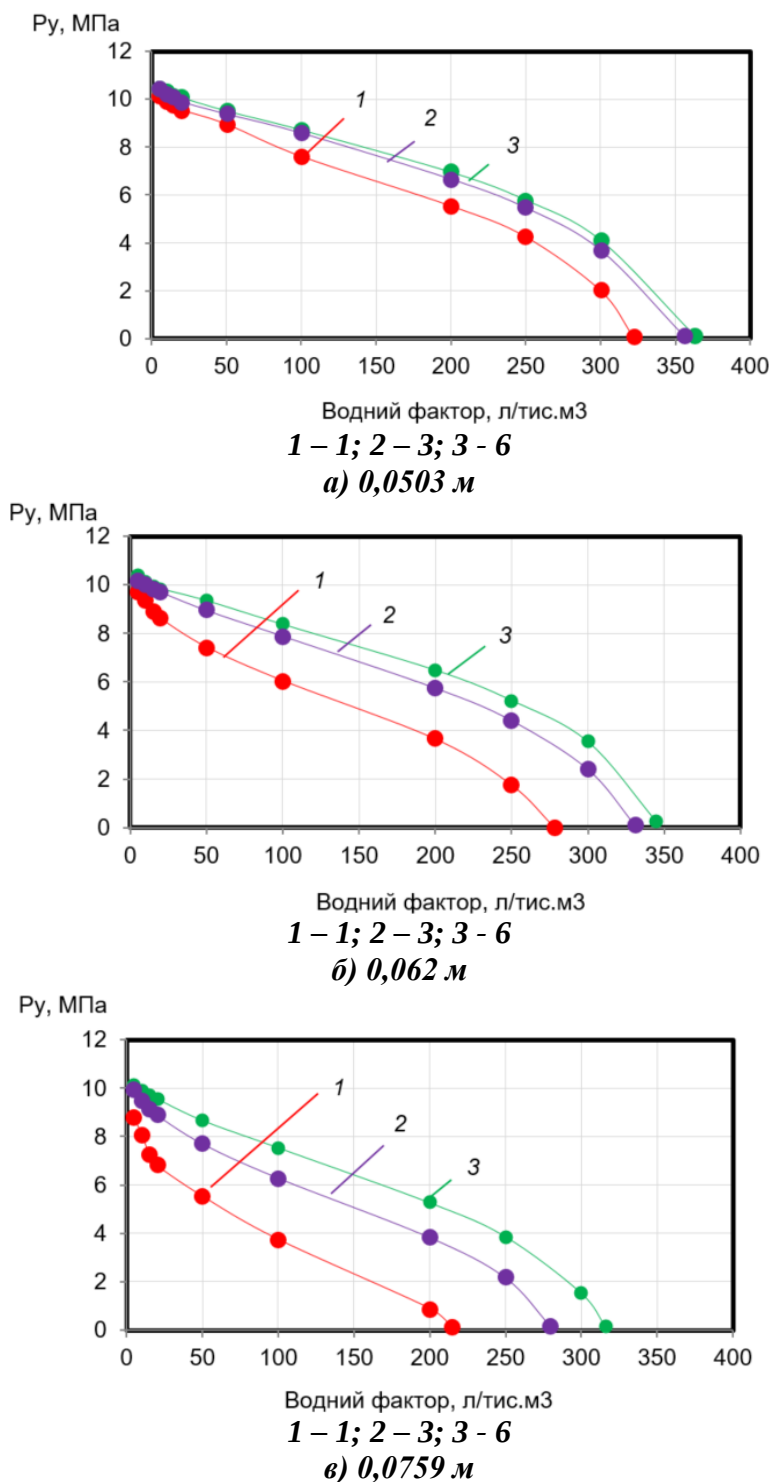
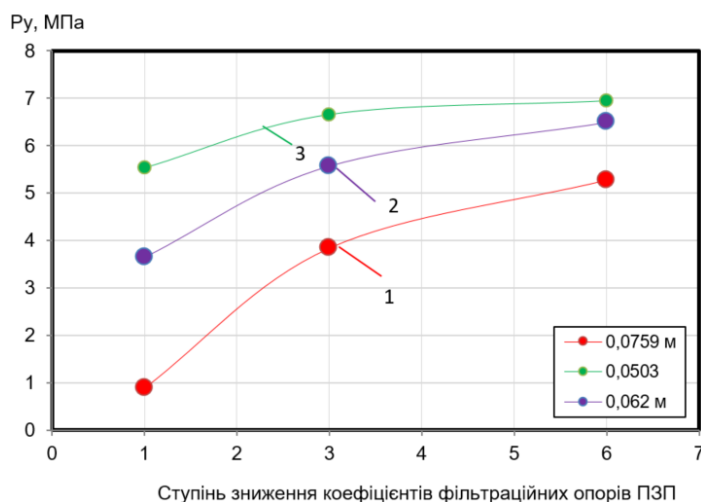


Рис. 2. Залежності тиску на гірлі свердловини від водного фактора для різних значень ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП (1, 2, 3) і внутрішнього діаметра НКТ (а, б, в)



1 – 0,0759; 2 – 0,062; 3 – 0,0503 м

Рис. 3. Залежності тиску на гірлі свердловини від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП для різних значень внутрішнього діаметра НКТ за водного фактора 200 л/тис.м³

Таблиця 1. Значення водного фактора на момент зниження тиску на гірлі до 0,4 МПа для різних значень ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП і внутрішнього діаметра НКТ

Внутрішній діаметр НКТ, м	Ступінь зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП	Водний фактор, л/тис.м ³
0,0503	1	317
	3	347
	6	354
0,062	1	271
	3	318
	6	335
0,0759	1	214
	3	272
	6	311

Вплив оброблення ПЗП на тривалість фонтанування свердловини зростає із збільшенням внутрішнього діаметра НКТ. Так, при зменшенні коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП у 3 і 6 разів тривалість фонтанного періоду експлуатації свердловини зростає відповідно у 1,27 і 1,45 разів за внутрішнього діаметра НКТ $d_{вн}=0,0759$ м; у 1,17 і 1,23 разів за $d_{вн}=0,062$ м; у 1,09 і 1,12 разів за $d_{вн}=0,0503$ м. Проте із зменшен-

ням внутрішнього діаметра НКТ зростає абсолютне значення водного фактора і відповідно збільшується тривалість періоду фонтанування свердловини.

Результати досліджень свідчать про високу технологічну ефективність впливу зниження A і B . Зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП A і B призводить до зростання гирлового тиску, що розширює діапазон експлуатації обводнених свердловин (рис.3).

Аналіз залежностей тиску на гирлі свердловини від значень водного фактора для різного ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП і різних внутрішніх діаметрів НКТ показує чітку тенденцію до збільшення водного фактора та тиску на гирлі залежно від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП. За водного фактора 5 л/тис.м^3 та початкових значень коефіцієнтів A і B гирловий тиск збільшується з $8,774 \text{ МПа}$ за діаметра НКТ $0,0759 \text{ м}$ до $10,163 \text{ МПа}$ за діаметра НКТ $0,0503 \text{ м}$. За ступеня зменшення коефіцієнтів A і B у 3 рази, тиск зростає з $9,96 \text{ МПа}$ за діаметра НКТ $0,0759 \text{ м}$ до $10,436 \text{ МПа}$ за діаметра НКТ $0,0503 \text{ м}$. При зменшенні коефіцієнтів A і B у 6 разів, гирловий тиск досягає значення $10,108 \text{ МПа}$ за діаметра НКТ $0,0759 \text{ м}$ і $10,448 \text{ МПа}$ за діаметра НКТ $0,0503 \text{ м}$. Ці результати підтверджують, що зниження фільтраційних опорів ПЗП сприяє зростанню тиску на гирлі свердловини. Ще є важливим для підвищення ефективності її експлуатації.

Отже, результати виконаних досліджень за ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП у 3 і 6 разів і внутрішнього діаметра НКТ $0,0503$; $0,062$; $0,0759 \text{ м}$ свідчать, що оброблення ПЗП дозволяє продовжити період фонтанування свердловин у $1,09$ - $1,45$ разів.

Висновки

Розробка газових покладів за водонапірного режиму супроводжується поступовим обводненням видобувних свердловин. В умовах багатопластової будови газоносних відкладів, характерної для більшості газових родовищ (покладів), вода швидше рухається по високопроникних пластах і випереджувально обводнює видобувні свердловини, а у пластах меншої проникності, в яких вода рухається повільніше, ще залишаються значні запаси невідібраного газу. Для вилучення залишкового газу з необводнених пластів потрібно експлуатувати свердловини із спільним відбиранням газу і води, якщо ізоляція обведених пластів є неефективною. З появою води у пластовій продукції знижується дебіт газу. У початковий період обводнення свердловини експлуатуються фонтанним способом завдяки використанню енергії пластового газу для винесення води з вибою на поверхню. У міру зниження пластового тиску і збільшення водного фактора робота свердловин стає нестабільною з періодичними зупинками для накопичення тиску, щоб винести воду на поверхню, аж до повного припинення фонтанування.

У роботі наведено результати досліджень впливу оброблень привибійної зони газоносного пласта (ПЗП) на тривалість фонтанування модельної свердловини. Розглянуто три варіанти: перший (базовий) - без оброблення ПЗП, другий і третій – із зменшенням коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП відповідно у 3 і 6 разів в результаті її оброблення.

Згідно з результатами досліджень за однакового водного фактора із збільшенням ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В зростають дебіт газу і тиск на гирлі свердловини. За внутрішнього діаметра НКТ 0,0759 м і заданого мінімального тиску на гирлі 0,4 МПа, при досягненні якого припиняється природне фонтанування свердловини, водний фактор збільшується з 214 л/тис.м³ (без оброблення ПЗП) до 272 л/тис.м³ (у 1,27 разів) у другому варіанті і до 311 л/тис.м³ (у 1,45 разів) у третьому варіанті. Збільшення водного фактора еквівалентне зростанню тривалості фонтанування свердловини. Отже тривалість фонтанного періоду експлуатації обводненої газової свердловини тим більша, чим більша ступінь зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП. Аналогічна закономірність зростання тривалості фонтанування свердловини при обробленні ПЗП спостерігається також для інших значень внутрішнього діаметра НКТ. Так, для внутрішнього діаметра НКТ 0,062 м водний фактор зростає з 271 л/тис.м³ (без оброблення ПЗП) до 318 л/тис.м³ (1,17 разів) і до 335 л/тис.м³ (у 1,23 разів) відповідно у другому і третьому варіантах, а для внутрішнього діаметра НКТ 0,0503 м водний фактор зростає з 317 л/тис.м³ (без оброблення ПЗП) до 347 л/тис.м³ (у 1,09 разів) і до 354 л/тис.м³ (у 1,12 разів) відповідно у другому і третьому варіантах. Отже із зменшенням внутрішнього діаметра НКТ дещо зменшується вплив оброблення ПЗП на тривалість фонтанування свердловини, але тривалість фонтанування свердловини за першим, другим і третім варіантами буде тим більшою, чим менший діаметр НКТ.

Результати виконаних досліджень свідчать про технологічну ефективність оброблення привибійної зони газоносних пластів для продовження фонтанного періоду експлуатації обводнених газових свердловин. Для умов модельної свердловини залежно від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП і внутрішнього діаметра НКТ тривалість фонтанування свердловини при обробленні ПЗП газоносного пласта зростає в 1,09-1,45 разів.

Література

1. Кондрат Р.М. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ: підручник. Івано-Франківськ: Фоліант, 2021. 456 с.
2. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Матіїшин Л.І. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: підручник. Івано-Франківськ: Фоліант, 2023. 568 с.
3. Кондрат Р.М., Дремлюх Н.С., Матіїшин Л.І. Розроблення складу та мпонажного розчину для кріплення слабкоцементованих порід у

- привибійній зоні пласта. Нафтогазова енергетика. 2024. №1 (41). С. 20-29. DOI: 10.31471/1993-9868-2024-1(41)-20-28
4. Кондрат Р.М., Дремлюх Н.С., 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: 10.31471/1993-9973-2023-2(87)-51-58
5. Дорошенко В.М. Напрямки вирішення проблем розробки виснажених родовищ нафти і газу/ В.М. Дорошенко, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін, Р.М. Кондрат// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.- 2007. №4. С.108-110.
6. Кондрат Р. М. Підвищення ефективності до розробки виснажених родовищ природних газів / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат // Нафтогазова галузь України. – 2017. – №3. – С. 15-20.
7. Кондрат Р. М. Математична модель процесу мінімізації значень кінцевого пластового тиску в газових покладах з газовим режимом розробки / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Л.І. Матіїшин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – №3(48). – С. 70-76.

Стаття надійшла до редакційної колегії 07.06.2025 р.

INFLUENCE OF BOTTOMHOLE ZONE TREATMENTS ON THE DURATION OF WATERED GAS WELL FLOWING

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 problems of gas wells operation, in particular, the impact of waterflooding on their productivity, are characterized. The main analytical dependencies for determining the effect of bottomhole zone treatments on the duration of waterflooding of a watered gas well are presented. For the conditions of a hypothetical model well, the influence of the water factor, tubing diameter, and the degree of reduction of the coefficients of filtration resistances of the bottomhole formation zone (BFZ) on the conditions of waterflooding of a watered gas well was studied using analytical dependencies. The studies were carried out at different tubing diameters (0.0503, 0.062, 0.0759 m) and different degrees of reduction of the filtration resistance coefficients of the BFZ by 3 and 6 times. The research results are presented in the form of graphical dependences of the pressure at the wellhead on the water factor for different values of the tubing diameter and the degree of reduction of the coefficients of the filtration resistances of the BFZ. The generalized research results are summarized in the table. The duration of the fountain period of operation of a watered gas well was estimated by the

maximum value of the water factor achieved when the pressure at the wellhead decreases to a given value (0.4 MPa), at which the natural fountain of the well stops. According to the research results, there is a clear tendency to increase the water factor and wellhead pressure with an increase in the degree of decrease in the coefficients of filtration resistances of the BFZ and a decrease in the diameter of the tubing.

Depending on the degree of reduction of the coefficients of filtration resistances of the BFZ and the value of the internal diameter of the tubing, the duration of the fountain period of well operation increases by 1.09-1.45 times.

The results of the studies performed on the example of a model well indicate the technological efficiency of BFZ treatment to extend the flowing period of a watered gas well.

Keywords: *well, operation, waterflooding, water factor, bottomhole zone, filtration resistance coefficients, fountaining.*