

ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

¹С. В. Матківський, ²Л. І. Матішун, ³А. В. Тиро

¹ Акціонерне Товариство «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28, тел./факс (04427) 23115, e-mail: matkivskij@gmail.com

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

³ Український науково-дослідний інститут природних газів; 61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20, тел./факс (05773) 31755, e-mail: andriy.tyro@ndigas.com.ua

Переважає більшість родовищах України перебуває на завершальній стадії розробки та характеризуються вибіркоvim обводненням. Складність видобування залишкових запасів природного газу пов'язана з особливостями розробки на завершальній стадії, яка характеризується низькими значеннями пластового тиску, низькодебітністю та обводненням видобувних свердловин із різними ускладненнями у процесі їх експлуатації. З метою винесення газорідинної суміші з вибою свердловин розроблено безліч методик та винаходів, які широко використовуються на виробництві. Розроблені технології характеризуються різною ефективністю та мають ряд технологічних обмежень, що, в основному, обумовлено особливостями геологічної будови родовищ вуглеводнів. Зважаючи на наведене вище, існує необхідність у проведенні додаткових досліджень із метою удосконалення існуючих та розроблення нових технологій експлуатації обводнених свердловин. Із використанням програмного комплексу PipeSim компанії Schlumberger проведено дослідження з оптимізації умов експлуатації обводненої свердловини в умовах активного надходження пластової води в газонасичені горизонти шляхом зменшення діаметру колони НКТ, пониження гирлового тиску та переведення свердловини на газліфтний спосіб експлуатації. Розрахунки виконано для умов гіпотетичної свердловини для різних значень гирлового тиску, діаметрів НКТ та різного дебіту газліфтного газу. Результати досліджень свідчать про те, що максимальний дебіт видобувної свердловини забезпечується при заміні діаметру колони НКТ з 62 мм на 50,3 мм, пониженні гирлового тиску з 10,16 МПа до мінімально допустимого значення на рівні 5 МПа та витраті газліфтного газу на рівні 59 тис.м³/доб при газліфтній експлуатації. Доцільність впровадження досліджених методів та технологій залежить виключно від співвідношення необхідної та обводненої продуктивної площі родовища.

Ключові слова: продуктивний поклад, свердловина, водонапірний режим, обводнення, накопичення рідини, оптимізація умов експлуатації, механізований видобуток, газліфт, підвищення вуглеводневилучення.

Most of the productive deposits in the fields of Ukraine are at the final stage of development and are characterized by selective watering. The difficulty of extracting residual reserves of natural gas is associated with the peculiarities of development at the final stage, which is characterized by low values of reservoir pressure, low production rate and watering of production wells with various complications during their operation. In order to remove the gas-liquid mixture from the bottom of wells, many methods and inventions have been developed that are widely used in production. The developed technologies are characterized by different efficiency and have a number of technological limitations, which is mainly due to the peculiarities of the geological structure of hydrocarbon deposits. Given the above, there is a need for additional research to improve existing and develop new technologies for the operation of flooded wells. Using the Schlumberger PipeSim software package, studies were carried out to optimize the operating conditions of a flooded well under conditions of active formation water inflow into gas-saturated horizons by reducing the diameter of the tubing string, lowering the wellhead pressure and transferring the well to the gas lift method of operation. The calculations were performed for the conditions of a hypothetical well for various values of wellhead pressure, tubing diameters, and various flow rates of gas-lift gas. The results of the studies indicate that the maximum flow rate of the production well is ensured by replacing the diameter of the tubing string from 62 mm to 50.3 mm, lowering the wellhead pressure from 10.16 MPa to the minimum allowable value at the level of 5 MPa and the gas-lift gas flow rate at the level of 59 th.m³/day during gas lift operation. The feasibility of implementing the studied methods and technologies depends solely on the ratio of non-watered and watered productive area of the deposit.

Key words: productive deposit, well, water drive, watering, fluid accumulation, optimization of operating conditions, artificial lift, gas lift, hydrocarbon recovery enhancement.

Вступ

Більшість родовищ природних газів пристосована до пластових водонапірних систем і розробляється в умовах водонапірного режиму, який полягає у надходженні в газонасичені поклади підшовних чи крайових вод та защемленні водою в пористому середовищі значних об'ємів газу, а також обводненні свердловин [1-2].

Основні фактори, що визначають характер та причини обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин, поділяються на природні та технологічні. До природних факторів належать: геологічна будова покладу; фільтраційно-ємнісні властивості колектора; властивості пластових флюїдів та механізм їх фільтрації тощо. Серед технологічних факторів основними є особливості експлуатації та технічний стан свердловин [3-5].

Обводнення газонасичених інтервалів продуктивних горизонтів призводить до появи води в продукції свердловини. В умовах низьких пластових тисків експлуатація видобувних свердловин ускладнюється накопиченням рідини на вибої через низьку швидкість газорідинного потоку на вході в башмак насосно-компресорних труб (НКТ) [6]. Враховуючи той факт, що свердловини експлуатуються в режимі накопичення тиску і винесення води з свердловини має пульсаційний характер, визначення водного фактору є не зовсім коректним і тільки оцінним [7-9].

Експлуатація газових та газоконденсатних свердловин із значною обводненістю видобувної продукції супроводжується зниженням дебіту газу та подальшим припиненням фонтанування. Саме тому оптимізація існуючих умов експлуатації високообводнених свердловин може значно покращити технологічні показники розробки родовищ вуглеводнів та підвищити їх кінцеву вуглеводневідачу.

У вітчизняній практиці для винесення рідини з вибою свердловин використовують спінювальні поверхнево-активні речовини, газліфтний спосіб експлуатації, плунжерний ліфт, оптимізацію гирлових тисків тощо. Однак, дані методи винесення рідини з вибою видобувних свердловин характеризуються недостатньою ефективністю і, зазвичай, мають короточасний ефект.

Постановка проблеми

У міру виснаження пластової енергії та зростання водного фактору експлуатація видобувних свердловин стає нестабільною, періодичною з наступним припиненням фонтанування.

Проведення водоізоляційних робіт на свердловинах не завжди дають позитивний ефект. Для відновлення продуктивності обводнених свердловин необхідно забезпечити винесення всієї рідини, що надходить на вибій із пласта на поверхню.

Підвищення ефективності експлуатації обводнених свердловин досягається застосуванням різних методів. Вибір способу видалення рідини з вибою свердловин залежить від різних геолого-технологічних факторів та потребує критичного аналізу, що вимагає значних витрат часу та людських ресурсів.

Зважаючи на наведене вище, існує необхідність у проведенні додаткових досліджень з метою удосконалення існуючих методик розрахунків оптимальних технологічних режимів експлуатації видобувних свердловин, які забезпечать оперативне прийняття рішень для стабілізації їх експлуатації.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Завершальна стадія розробки родовищ природних газів характеризуються інтенсивним обводненням покладів. Підвищення продуктивності видобувних свердловин шляхом зниження тиску на гирлі зазвичай неможливе в умовах значного виснаження пластової енергії через обмеження подачі та підготовки вуглеводневої продукції за існуючого технологічного обладнання на родовищі. Оптимізація робочих тисків на гирлах свердловин можлива лише за рахунок введення дотискуючих компресорних станцій (ДКС), що потребує значних капіталовкладень та може бути економічно нерентабельним [10-12].

Продовжити експлуатацію видобувних свердловин в умовах значного виснаження пластової енергії та інтенсивного надходження пластової води в продуктивні поклади можливо механізованими способами. До механізованих способів експлуатації видобувних свердловин відносяться: використання гирлових ежекторних пристроїв; газліфна експлуатація; газліфна експлуатація свердловин із використанням вибійного ежектора; експлуатація свердловин глибинними штанговими насосними установками; експлуатація свердловин за допомогою установок електровідцентрових насосів; експлуатація свердловин плунжерним ліфтом; комбінована експлуатація газоконденсатних свердловин за схемою «струминний насос – газліфт»; комбінована експлуатація газоконденсатних свердловин за схемою «струминний насос – електровідцентровий насос»; комбіно-

вана експлуатація газоконденсатних свердловин двома струминними насосами [13-19].

Підвищення ефективності експлуатації обводнених свердловин досягається застосуванням різних методів. Вибір способу видалення рідини з вибою свердловин залежить від різних геолого-технологічних факторів та потребує критичного аналізу, що вимагає значних витрат часу та людських ресурсів. На сьогодні розроблено значну кількість винаходів та технологій, які широко використовуються на виробництві.

Авторами винаходу [20] пропонується здійснювати видобуток природного газу шляхом періодичного видалення газорідної суміші з вибою видобувних свердловин із використанням газового ежектора.

У патенті [21] описано спосіб експлуатації кушових свердловин, який здійснюється шляхом регулювання тиску газу на гирлі з використанням кутових штуцерів. Однак цей спосіб малоєфективний при одночасній експлуатації двох і більше свердловин у один шлейф через різні технологічні показники їх експлуатації.

За результатами численних досліджень автори винаходу [22] запропонували спосіб автоматичної підтримки граничного безводного дебіту свердловини, що розкрила пласт з підшовною водою, шляхом зміни дебіту газу.

На поточний час проведено значну кількість досліджень, пов'язаних з розробкою виснажених обводнених родовищ нафти і газу на завершальній стадії розробки. За результатами досліджень розкрито механізм поведінки заземленого газу пластовою водою в пористому середовищі [23-24]. За результатами досліджень розроблено значну кількість технологій та методів інтенсифікації розробки виснажених родовищ в умовах, які характеризуються певними перевагами та недоліками. Зважаючи на наведене вище, існує необхідність у систематизації розроблених технологій залежно від різних геолого-технологічних факторів із подальшим розробленням нових технологій, які б за мінімальних витрат забезпечували максимальні коефіцієнти вилучення вуглеводнів.

У газопромисловій практиці накопичено значний досвід застосування методів контролю за обводненням газових та газоконденсатних покладів і свердловин. Однак проблема попередження просування пластових вод та обводнення свердловин на родовищах України набуває все більшої актуальності. Вирішення даної проблеми є одним із напрямків забезпечення енергетичної незалежності держави.

Провідні світові компанії інтенсивно вивчають пов'язані з експлуатацією низьконапірних свердловин проблеми та розробляють новітні технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів з метою до розробки виснажених обводнених родовищ вуглеводнів. Напрацювання провідних фахівців інтенсивно впроваджуються у виробництво та дають позитивний ефект.

Методика проведення досліджень

Для оптимізації умов експлуатації високообводнених видобувних свердловин проведено дослідження для гіпотетичної свердловини з такими параметрами: глибина свердловини – 3870 м; глибина опускання насосно-компресорних труб (НКТ) – 3700 м; діаметр НКТ – 62 мм; поточний пластовий тиск – 19,7 МПа; гирловий тиск – 10,16 МПа; пластова температура – 354 К; густина газу – 0,64 кг/м³; густина води – 1024 кг/м³.

Дослідження оптимізації умов експлуатації високообводнених свердловин проведено шляхом пониження гирлових тисків, зміни діаметру ліфтової колони труб та переведення свердловин та газліфтний спосіб експлуатації.

Розрахунки основних технологічних параметрів експлуатації видобувної свердловини виконано для різних діаметрів НКТ (62, 50,3, 40,89, 35,05, 26,4 мм); витрати газліфтного газу (25; 50; 100; 150; 200; 250; 300 тис.м³/доб); гирлового тиску (10,16; 10; 9; 8; 7; 6; 5 МПа).

Результати досліджень

Для проведення дослідження застосовано метод вузлового аналізу, який на сьогодні є одним із найбільш поширених методів контролю за процесом експлуатації свердловин. Розрахунки основних технологічних параметрів експлуатації видобувної свердловини здійснено для водних факторів 50; 100; 150; 200; 250; 300; 350; 400; 450 л/тис.м³.

За результатами проведених розрахунків встановлено, що із збільшенням водного фактору зростає дебіт рідини і вибійний тиск та зменшується, відповідно, дебіт газу. Залежності дебіту газу, рідини та вибійного тиску від водного фактору наведено на рисунку 1.

Стабільна експлуатація видобувної свердловини здійснюється до моменту досягнення величини водного фактору 450 л/тис.м³. У випадку перевищення вмісту води в продукції свердловини встановленої величини припиняється фонтанна експлуатація видобувної свердловини.

Для забезпечення умов винесення газорідної суміші з вибою свердловини необхідно

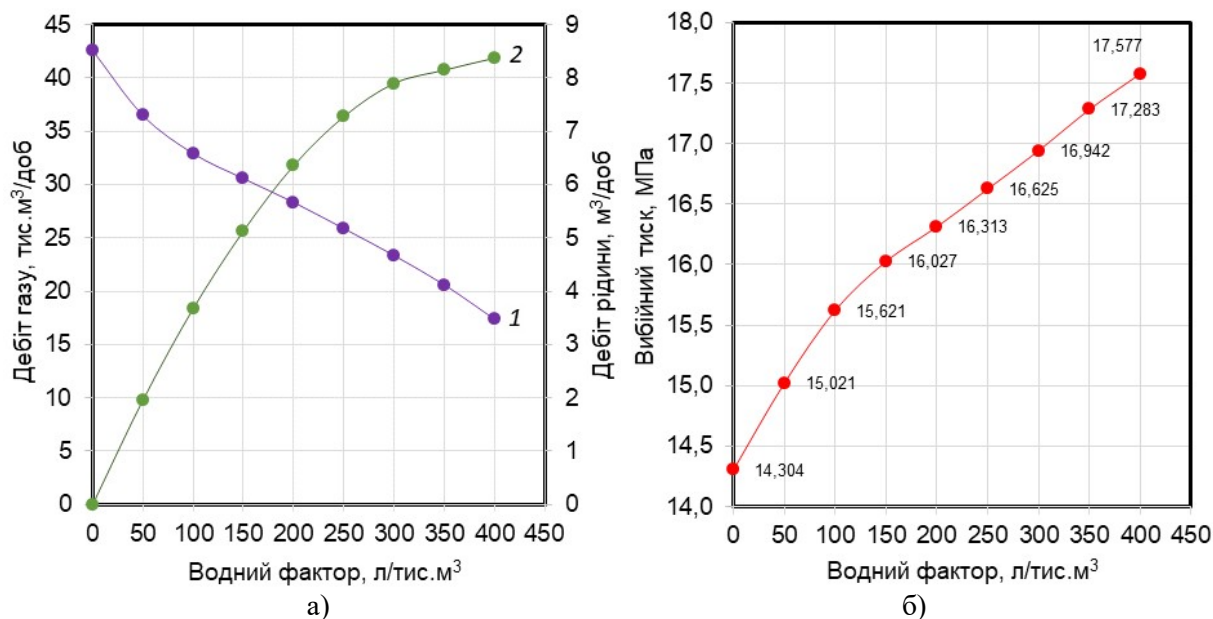


Рисунок 1 – Залежності дебітів газу (1) та рідини (2) (а) і вибійного тиску (б) від водного фактору

збільшити швидкість висхідного потоку газу. Одним із можливих способів відновлення експлуатації видобувної свердловини є оптимізація діаметру ліфтової колони труб.

Із використанням програмного комплексу PipeSim, здійснено розрахунок основних параметрів експлуатації видобувної свердловини для діаметрів колони насосно-компресорних труб (НКТ) на рівні 62; 50,3; 40,89; 35,05 та 26,4 мм для встановленого водного фактору 450 л/тис.м³.

Залежності дебіту газу та вибійного тиску від діаметру НКТ за водного фактору 450 л/тис.м³ наведено на рисунку 2.

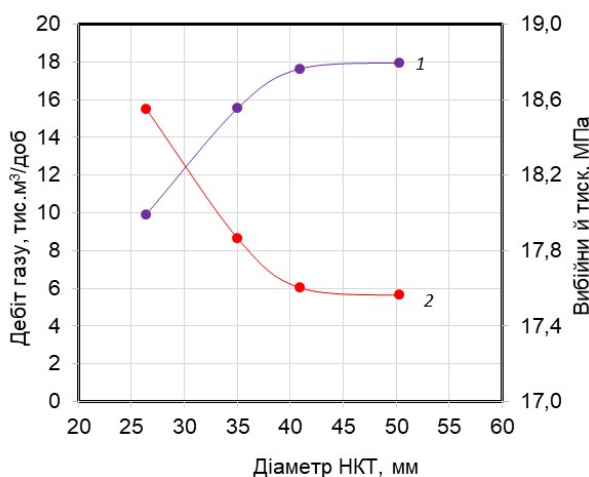


Рисунок 2 – Залежності дебіту газу (1) та вибійного тиску (2) від діаметру НКТ за водного фактору 450 л/тис.м³

Аналіз залежностей рисунка 2 показує, що зі зменшенням діаметру НКТ зменшується дебіт газу та, відповідно, і дебіт рідини, а вибійний тиск, навпаки, збільшується. За водного фактору 450 л/тис.м³ при зміні діаметру НКТ з 50,3 мм до 26,4 мм дебіт газу зменшується з 17,953 тис.м³/доб до 9,915 тис.м³/доб (на 44,77 %), а дебіт рідини – від 10,68 м³/доб до 5,89 м³/доб (на 44,85 %). Результати досліджень свідчать про те що, оптимізація діаметру НКТ дозволяє відновити продуктивність високообводнених свердловин та забезпечує необхідні умови для видалення рідини з вибою.

Для дослідження впливу величини гирлового тиску на продуктивність свердловини проведено дослідження для різних його значень за водного фактору 450 л/тис.м³ та діаметру НКТ – 62 мм. Залежності дебітів газу та рідини і вибійного тиску ку від гирлового тиску наведено на рисунку 3.

Аналізуючи залежності рисунку 3, встановлено, що при зниженні гирлового тиску від 10 МПа до 5 МПа за однакових умов дебіт газу зростає від 17,643 до 66,694 тис.м³/доб (на 73,55 %), а дебіт рідини – від 10,496 до 39,678 м³/доб (на 73,55 %). Результати досліджень свідчать про технологічну ефективність застосування даного методу оптимізації існуючих умов експлуатації обводнених свердловин.

Для відновлення продуктивності свердловини в умовах високої обводненості видобувної продукції проведено дослідження ефективності використання газліфтного способу експлуатації зі встановленням газліфтного клапану на гли-

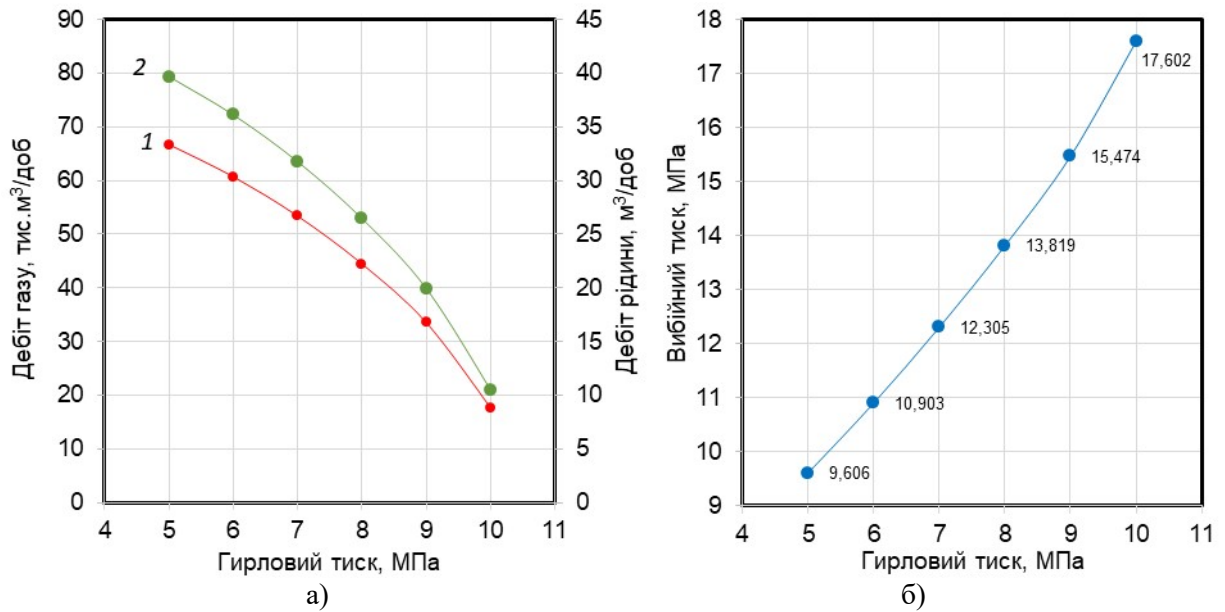


Рисунок 3 – Залежності дебітів газу (1) та рідини (2) (а) і вибійного тиску (б) від гирлового тиску за водного фактору 450 л/тис.м³

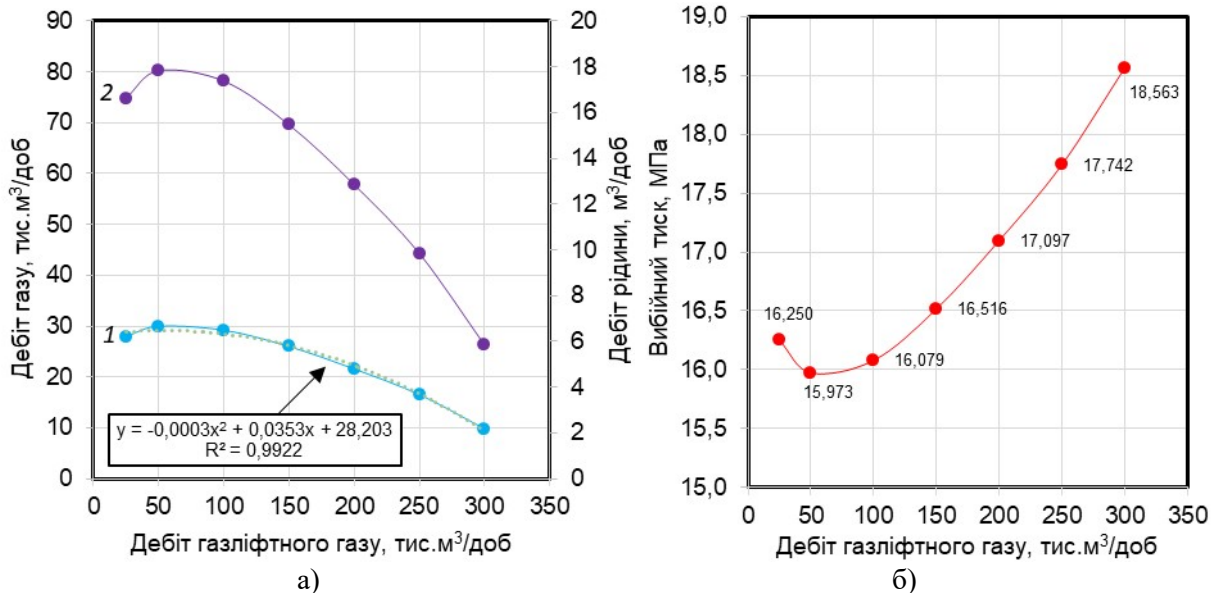


Рисунок 4 – Залежності дебітів газу (1) та рідини (2) (а) і вибійного тиску (б) від витрати газліфтного газу за водного фактору 450 л/тис.м³

бині 3500 м від гирла свердловини. Зважаючи на те, що дебіт природного газу менший за мінімально необхідний дебіт для винесення рідини з вибою на поверхню, свердловина не може експлуатуватися фонтанним способом за рахунок використання енергії пластового газу. Для забезпечення стабільної роботи свердловини необхідно додатково нагнітати в затрубний простір додаткову кількість газу.

Розрахунки проведено для діаметру НКТ – 62 мм при експлуатації свердловин із водним фактором 450 л/тис.м³ для витрати газліфтного газу на рівні: 50; 100; 150; 200; 250; 300 тис.м³/доб.

Аналізуючи результати розрахунків, встановлено, що із збільшенням об'єму газліфтного газу фактичний дебіт природного газу зростає, досягає максимального значення, а потім поступово зменшується. З досягненням певного максимального значення витрати газліфтного газу свердловина не буде експлуатуватися з цієї причини, що тиск на вибої стає більшим за значення пластового тиску.

Залежності дебітів газу та рідини і вибійного тиску від витрати газліфтного газу за водного фактору 450 л/тис.м³ наведені на рисунку 4.

Згідно з результатами статистичного аналізу результатів досліджень визначено оптимальне значення витрати газліфтного газу, яке становить 59 тис.м³/доб. За цього значення досягаються максимальні значення дебітів газу та рідини та мінімальне значення вибійного тиску.

Використання газліфта з різною витратою газліфтного газу дає змогу отримати високі значення дебіту газу та мінімальні значення вибійного тиску, що є ефективним при експлуатації обводнених газових свердловин. Результати досліджень свідчать про те, що для відновлення експлуатації обводненої свердловини за водного фактору 450 л/тис.м³ достатньо мінімальної витрати газліфтного газу на рівні 0,1 тис.м³/доб при встановленні одного газліфтного клапана на глибині 3500 м, однак досліджуваної витрати газліфтного газу не достатньо для забезпечення стабільного режиму експлуатації видобувної свердловини. Обводнена свердловина також буде експлуатуватися і за максимальної витрати газліфтного газу на рівні 300 тис.м³/доб, однак, максимальні параметри обводнених свердловин досягаються за оптимальних значень витрати газліфтного газу.

Висновок

Використовуючи програмний комплекс PipeSim компанії Schlumberger, проведено дослідження з оптимізації умов експлуатації видобувних свердловин в умовах, що ускладнюються накопиченням рідини на вибої. Результати проведених досліджень свідчать про те що, максимальний дебіт видобувної свердловини забезпечується при заміні діаметру колони НКТ з 62 мм на 50,3 мм, пониженні гирлового тиску з 10,16 МПа до мінімально допустимого значення на рівні 5 МПа та при витраті газліфтного газу на рівні 59 тис.м³/добу у випадку газліфтною експлуатації свердловини. Слід зауважити, що досліджувані методи оптимізації умов експлуатації високообводнених свердловин характеризується рядом технологічних обмежень. Саме тому вибір методу підвищення продуктивності видобувних свердловин необхідно здійснювати, зважаючи на існуючі геологічні та технологічні особливості розробки родовищ вуглеводнів.

У газопромисловій практиці накопичено значний досвід застосування методів контролю за обводненням газових і газоконденсатних покладів і свердловин. Однак ця проблема залишається актуальною і важливою сьогодні. Використання основних інструментів гідродинамічного моделювання (Petrel, Eclipse, PipeSim) дозволить напрацювати нові підходи до розро-

бки родовищ природних газів в умовах вибіркового обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин.

Практична реалізація систем оптимізації розробки газоконденсатних родовищ в широкому розумінні проблеми дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку газу та конденсату та вийти на світовий рівень вирішення поставленої проблеми.

Література

1. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. М.: Недра. 1992. 255 с.
2. Бойко В. С., Кондрат Р. М., Яремчук Р. С. Довідник з нафтогазової справи. К.: Львів, 1996. 620 с.
3. Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдулин Р.Г., Юсупов И.Т. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины. М.: Недра. 1976. 175 с.
4. Молчанов А.Г. Подземный ремонт скважин. Москва: Недра, 1986. 208 с.
5. Серенко И.А., Сидоров Н.А., Кошелев А.Т. Повторное цементирование при строительстве и эксплуатации скважин. М.: Недра. 1988. 263 с.
6. Кривуля С.В., Бікман Є.С., Кондрат О.Р., Матківський С.В. Перспективи розробки газоконденсатних родовищ із значними запасами ретроградного конденсату: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції "Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази", 8-9 грудня 2020 р. Івано-Франківськ, 2020. С. 99-102.
7. Алиев З.С., Андреев С.А., Власенко А.П., Коротаев Ю.П. Технологический режим работы газовых скважин. М.: Недра. 1978. 276 с.
8. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р. Нові технології інтенсифікації видобування природного газу та газового конденсату із родовищ. *Прикарпатський вісник. НТШ. Число*. 2008. № 1(1). С. 212-220.
9. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. М.: Недра, 2003. 880 с.
10. Matkivskyi S., Kondrat O. Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive. *Mining of Mineral Deposits*. 2021. Volume 15. Issue 2. P. 95-101. <https://doi.org/10.33271/mining15.02.095>
11. Matkivskyi S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-*

European Journal of Enterprise Technologies. 2021. No 1(6(109)). P. 77–84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>

12. Матківський С.В. Удосконалення технологій розробки родовищ природних газів за водонапірного режиму: дис. ... докт. філос. Івано-Франківськ., 2021. 156 с.

13. Eugene Kapusta; Konstantin Rymarenko; Marat Nukhaev; Sergey Grishenko; Galymzhan Aitkaliev; Daniil Minin; Vasily Kabanov; Denis Galkin; Tatyana Karamysheva; Vladimir Ulyanov; Nikita Dadakin. Complex Approach for Gas Lift Wells Optimization for Orenburgskoe Field. Paper presented at the *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, 2019. October. SPE-196818-MS. <https://doi.org/10.2118/196818-MS>.

14. Peter O. Oyewole, James F. Lea. 2008. Artificial Lift Selection Strategy for the Life of a Gas Well with Some Liquid Production. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 21-24 September. P. 21-24.

15. Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Николаев О.В. та др. К вопросу о выборе газлифтной эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газового месторождения. *Территория Нефтегаз*. 2013. № 5, май. С. 80-83.

16. Дубров Ю.В. Применение газлифтного способа для эксплуатации низкодебитных нефтегазоконденсатных скважин. *Нефтяное хозяйство*. 2007. № 2. С. 114-116.

17. Кабиров М.М., Нгуен Х.Н. Эффективность применения газлифтного способа эксплуатации скважин на морских месторождениях Вьетнама. *Нефтегазовое дело*. 2007. С. 1-14.

18. Ли Дж., Г. Никенс, М. Уэллс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин: пер. с англ. М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. 384 с.

19. Трубавин С. Н. и др. Результаты проведения ОПИ по оптимизации газлифтной эксплуатации скважин на Оренбургском НГКМ. *Нефть Газ Экспозиция*. 2017. № 5 (58), сентябрь. С. 36-39.

20. Способ удаления жидкости из газовых скважин и шлейфов: патент № 2017941. Російська Федерація: E21B43/00; заявл. 19.11.1990; опубл. 15.08.1994.

21. Способ эксплуатации кустовых газовых скважин и эжектирующее устройство для его осуществления: патент № 2110673. Російська Федерація: E21B43/00; заявл. 02.08.1994; опубл. 10.05.1998.

22. Система автоматического регулирования дебита газовой скважины, вскрывшей пласт с подошвенной водой: патент № 2305769. Ро-

сійська Федерація: E21B47/10; заявл. 26.12.2005; опубл. 10.09.2007.

23. Geffen, T. M., Parrish, D. R., Haynes, G. W., Morse, R. A. Efficiency of Gas Displacement From Porous Media by Liquid Flooding. *Journal of Petroleum Technology*. 1952. 4 (2), 29–38. doi: <http://doi.org/10.2118/952029-g>

24. Chierici, G. L., Ciocci, G. M., Iong, G. Experimental Research on Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reservoirs Subjected to Water Drive. Proc. Sixth World Pet. Cong. Sec IV Paper 17-PD6. Frankfurt, 1963. P. 483–498.

References

1. Kondrat R.M. Gazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra. 1992. 255 p. [in Russian]

2. Boiko V. S., Kondrat R. M., Yaremchuk R. S. Dovidnyk z naftohazovoi spravy. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]

3. Bulgakov R.T., Gazizov A.Sh., Gabdulin R.G., Yusupov I.T. Ogranichenie pritoka plastovyih vod v neftyanyie skvazhinyi. Moskva: Nedra, 1976. 175 p. [in Russian]

4. Molchanov A.G. Podzemnyiy remont skvazhin. Moskva: Nedra, 1986. 208 p. [in Russian]

5. Serenko I.A., Sidorov N.A., Koshelev A.T. Povtornoe tsementirovanie pri stroitelstve i eksploatacii skvazhin. Moskva: Nedra, 1988. 263 p. [in Russian]

6. Kryvulia S.V., Bikman Ye.S., Kondrat O.R., Matkivskiy S.V. Perspektyvy dorozrobky hazokondensatnykh rodovyshch iz znachnymy zapasamy retrohradnoho kondensatu. Materialy mizhnarodnoi naukovy-tekhnichnoi konferentsii. “Naftohazovahaluz: Perspektyvy naroshchuvannia resursnoi bazy”, 8-9.12.2020, Ivano-Frankivsk. 2020. P. 99-102. [in Ukrainian]

7. Alyev Z.S., Andreev S.A., Vlasenko A.P., Korotaev Yu.P. Tekhnolohicheskyi rezhym raboty hazovykh skvazhyn. Moskva: Nedra, 1978. 276 p. [in Russian]

8. Kondrat R.M., Kondrat O.R. Novi tekhnolohii intensyfikatsii vydobuvannia pryrodnoho hazu ta hazovoho kondensatu iz rodovyshch. *Prykarpatskyi visnyk. NTSh. Chyslo*. 2008. No 1(1). P. 212-220. [in Ukrainian]

9. Mirzadzhanzade A.H., Kuznetsov O.L., Basniev K.S., Aliev Z.S. Osnovnyie tehnologii dobychi gaza. Moskva: Nedra, 2003. 880 p. [in Russian]

10. Matkivskiy S., Kondrat O. Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive.

Mining of Mineral Deposits. 2021. Volume 15. Issue 2. P. 95-101. <https://doi.org/10.33271/mining15.02.095>

11. Matkivskiy S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. No 1(6(109)). P. 77–84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>

12. Matkivskiy S.V. Udoskonalennya tehnologiy rozrobki rodovisch prirodnih gaziv za vodonapirnogo rezhimu: dis. ... doct. philos: Ivano-Frankivsk, 2021. 156 p. [in Ukrainian]

13. Eugene Kapusta; Konstantin Rymarenko; Marat Nukhaev; Sergey Grishenko; Galymzhan Aitkaliev; Daniil Minin; Vasily Kabanov; Denis Galkin; Tatyana Karamysheva; Vladimir Ulyanov; Nikita Dadakin. Complex Approach for Gas Lift Wells Optimization for Orenburgskoe Field. Paper presented at the *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, 2019. October. SPE-196818-MS. <https://doi.org/10.2118/196818-MS>.

14. Peter O. Oyewole, James F. Lea. 2008. Artificial Lift Selection Strategy for the Life of a Gas Well with Some Liquid Production. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 21-24 September. P. 21-24.

15. Buzinov S.N., Geresh G.M., Nikolaev O.V. ta dr. K voprosu o vyibore gazliftnoy ekspluatatsii skvazhin na pozdney stadii razrabotki gazovogo mestorozhdeniya. *Territoriya Neftegaz*, 2013. No 5, may. P. 80-83. [in Russian]

16. Dubrov Yu.V. Primenenie gazliftного sposoba dlya ekspluatatsii nizkodebitnyih neftegazokondensatnyih skvazhin. *Neftyanoe hozyaystvo*. 2007. No 2. P. 114-116. [in Russian]

17. Kabirov M.M., Nguen H.N. Effektivnost primeneniya gazliftного sposoba ekspluatatsii skvazhin na morskikh mestorozhdeniyah Vetnama. *Neftegazovoe delo*. 2007. P. 1-14. [in Russian]

18. Li. Dzh., G. Nikens, M. Uells. 2008. Ekspluatatsiya obvodnyayuschihsy gazovih skvazhin: per. s angl. M.: OOO «Premium Inzhiniring». 384 p. [in Russian]

19. Trubavin S. N. i dr. Rezultaty provedeniya OPI po optimizatsii gazliftnoy ekspluatatsii skvazhin na Orenburgskom NGKM. *Neft Gaz Ekspozitsiya*. 2017. No 5 (58). P. 36-39. [in Russian]

20. Sposob udaleniya zhidkosti iz gazovih skvazhin i shleyfov: patent No 2017941. Rosl'ska Federatsiya: E21B43/00; zayavl. 19.11.1990; opubl. 15.08.1994. [in Russian]

21. Sposob ekspluatatsii kustovyih gazovih skvazhin i ezhektiruyushee ustroystvo dlya ego

osuschestvleniya: patent No 2110673. Rosl'ska Federatsiya: E21B43/00; zayavl. 02.08.1994; opubl. 10.05.1998. [in Russian]

22. Sistema avtomaticheskogo regulirovaniya debita gazovoy skvazhiny, vskryivshy plast s podoshvennoy vodoy: patent No 2305769. Rosl'ska Federatsiya: E21B47/10; zayavl. 26.12.2005; opubl. 10.09.2007. [in Russian]

23. Geffen, T. M., Parrish, D. R., Haynes, G. W., Morse, R. A. Efficiency of Gas Displacement From Porous Media by Liquid Flooding. *Journal of Petroleum Technology*. 1952. 4 (2), P. 29–38. doi: <http://doi.org/10.2118/952029-g>

24. Chierici, G. L., Ciocci, G. M., Iong, G. Experimental Research on Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reservoirs Subjected to Water Drive. Proc. Sixth World Pet. Cong. Sec IV Paper 17-PD6. Frankfurt, 1963. P. 483–498.