Техніка і технології

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-3(80)-19-25

ВПЛИВ ГЛИБИНИ ВВЕДЕННЯ ГАЗЛІФТНОГО ГАЗУ В НАСОСНО-КОМПРЕСОРНІ ТРУБИ І ЙОГО ВИТРАТИ НА ДЕБІТ ОБВОДНЕНОЇ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ

*Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Л. І. Хайдарова**

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

Охарактеризовано особливості розробки газових покладів за водонапірного режиму та обводнення свердловин. Розглянуто послідовність застосування різних методів експлуатації обводнених газових свердловин залежно від ступеня виснаження газового покладу і водного фактора. Обґрунтовано доцільність та умови застосування газліфтного способу експлуатації обводнених газових свердловин. З використанням запропонованої авторами розрахункової методики виконано для умов модельної обводненої газової свердловини дослідження впливу на дебіт газу, що припливає із пласта, та вибійний тиск витрати газліфтного газу і глибини введення його в НКТ. При проведенні розрахунків тиск на гирлі свердловини, водний фактор і діаметр насосно-компресорних труб приймалися постійними і рівними заданим значенням. За результатами виконаних досліджень побудовано графічні залежності дебіту газу, що припливає із пласта, вибійного тиску від витрати газліфтного газу та глибини введення його в НКТ; залежності мінімальної та максимальної витрат газліфтного газу від відносної глибини введення газліфтного газу в НКТ. Встановлено, що із збільшенням витрати газліфтного газу вибійний тиск спочатку зменшується і досягає мінімуму і надалі зростає, а дебіт газу, навпаки, спочатку зростає, досягаючи максимуму, після чого зменшується. Із збільшенням глибини введення газліфтного газу в НКТ зменшується вибійний тиск, зростає дебіт газу і збільшується різниця між максимальним і мінімальним значеннями витрати газліфтного газу, в межах яких обводнена газова свердловина може експлуатуватися газліфтним способом. За результатами статистичної обробки розрахункових даних встановлено, що найбільша зміна дебіта газу і вибійного тиску відбувається до значень відношення глибини введення газліфтного газу в НКТ і довжини НКТ, рівних 0,50-0,55.

Ключові слова: поклад, свердловина, газ, вода, розробка, експлуатація, обводнення, газліфт, дебіт газу, вибійний тиск.

Охарактеризованы особенности разработки газовых залежей по водонапорном режиме и обводнения скважин. Рассмотрена последовательность применения различных методов эксплуатации обводненных скважин в зависимости от степени истощения газовой залежи и водного фактора. Обоснована целесообразность и условия применения газлифтного способа эксплуатации обводненных газовых скважин. С использованием предложенной авторами расчетной методики выполнены для условий модельной обводненной газовой скважины исследования влияния на дебит притекающего из пласта газа, и забойное давление расхода газлифтного газа и глубины ввода его в НКТ. При проведении расчетов давление на устье скважины, водный фактор и диаметр насосно-компрессорных труб принимались постоянными и равными заданным значением. По результатам выполненных исследований построены графические зависимости дебита притекающего из пласта газа, забойного давления от расхода газлифтного газа и глубины введения его в НКТ; зависимости минимального и максимального расходов газлифтного газа от относительной глубины введения газлифтного газа в НКТ. Установлено, что с увеличением расхода газлифтного газа забойное давление сначала уменьшается и достигает минимума и в дальнейшем увеличивается, а дебит газа, наоборот, сначала возрастает, достигая максимума, после чего уменьшается. С увеличением глубины ввода газлифтного газа в НКТ уменьшается забойное давление, возрастает дебит газа и увеличивается разница между

максимальным и минимальным значениями расхода газлифтного газа, в пределах которых обводненная газовая скважина может эксплуатироваться газлифтным способом. По результатам статистической обработки расчетных данных установлено, что наибольшее изменение дебита газа и забойного давления происходит до значений отношения глубины ввода газлифтного газа в НКТ и длины НКТ, равных 0,50-0,55.

Ключевые слова: залежь, скважина, газ, вода, разработка, эксплуатация, обводнение, газлифт, дебит газа, забойное давление.

The features of the development of gas deposits in the water drive and watering of wells are characterized. The sequence of application of various methods of operation of flooded wells is considered, depending on the degree of depletion of the gas reservoir and the water factor. The expediency and conditions for the use of the gas-lift method for the operation of water-cut gas wells have been substantiated. Using the calculation method proposed by the authors, studies of the effect on the flow rate of gas flowing from the reservoir and the bottomhole pressure of the gas-lift gas flow rate and the depth of its injection into the tubing have been carried out for the conditions of a model water-cut gas well. When carrying out calculations, the pressure at the wellhead, the water factor and the diameter of the tubing were taken constant and equal to the specified value. Based on the results of the studies performed, graphical dependences of the gas flow rate that comes from the reservoir, bottomhole pressure on the gas-lift gas flow rate and the depth of its introduction into the tubing have been made; the dependence of the minimum and maximum gas-lift gas flow rates on the relative depth of gas-lift gas injection into the tubing has also been established. It was found that with an increase in the gas-lift gas flow rate, the bottomhole pressure first decreases and reaches a minimum and then increases, while the gas flow rate, on the contrary, first increases, reaching a maximum, and then decreases. With an increase in the depth of gas-lift gas injection into the tubing, the bottomhole pressure decreases, the gas flow rate increases, and the difference between the maximum and minimum values of the gas-lift gas flow rate increases, within which a water-cut gas well can be operated by the gas-lift method. According to the results of statistical processing of the calculated data, it was found that the greatest change in gas flow rate and bottomhole pressure occurs up to the values of the ratio of the depth of gas-lift gas injection into the tubing and the length of the tubing, equal to 0.50-0.55.

Key words: reservoir, well, gas, water, development, operation, water cut, gas lift, gas flow rate, bottomhole pressure.

Постановка проблеми

Розробка газових родовищ у водонапірному режимі характеризується поступовим обводненням видобувних свердловин. З появою води у пластовій продукції різко знижується дебіт газу, що пов'язано із зменшенням газу насиченої товщини пластів внаслідок обводнення і зростання втрат тиску по шляху руху газорідного потоку із пласта до установки комплексної підготовки газу порівняно з рухом тільки газу. У міру зниження дебіту газу і зростання водного фактора робота свердловин стає нестабільною із періодичними зупинками для накопичення енергії на винесення води з вибою на поверхню, з подальшим припиненням природного фонтанування. Водоізоляційні роботи у свердловинах не завжди є результативними або їх проведення неможливе з технологічних і технічних причин. Тому для продовження видобутку газу із свердловин необхідно забезпечити повне і безперервне винесення з них води. У початковий період обводнення свердловин застосовують фізико-хімічні методи винесення води на поверхню, які ґрунтуються на використанні природної енергії пластового газу для винесення води шляхом підтримування необхідних швидкостей руху газу на вході в НКТ (зменшення тиску на гирлі або діаметра НКТ чи збільшення дебіту газу) і зниження втрат тиску в стовбурі свердловини, створенням у НКТ од-

норідної структури газорідного потоку. У подальшому переходять до фізико-хімічних методів штучного продовження природного фонтанування свердловин шляхом діяння на газорідний потік у НКТ фізичними полями або введення в нього різних хімічних речовин (піноутворюючих ПАР і хімічних реагентів, які взаємодіють між собою або з пластовою водою з утворенням солей). За значного обводнення пластової продукції переходять до механізованих способів експлуатації свердловин (плунжерний ліфт, періодичний і неперервний газліфт, свердловинні глибинні насоси). Серед механізованих способів піднімання рідини із свердловин на увагу заслуговує газліфтний спосіб, який порівняно з іншими способами характеризується простотою конструкцією насоса й регулювання параметрів його роботи та відсутністю рухомих його частин. На газових родовищах в умовах наявності вільного газу і компресорних установок для підвищення тиску газу існують сприятливі умови для впровадження газліфтного способу експлуатації обводнених газових свердловин. Ефективність його застосування значною мірою залежить від глибини введення газліфтного газу в НКТ і його витрати.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Газліфт широко використовують для експлуатації нафтових свердловин. Запропоновано

Таблиця 1 – Значення дебітів газу і рідини для різних значень водного фактора

Водний фактор, л/тис.м ³	0	10	20	30	40	50	60	70	80
Дебіт газу, тис.м ³ /доб	98,18	82,07	75,89	70,46	65,46	60,68	55,01	49,44	41,18
Дебіт рідини, м ³ /доб	0	0,88	1,62	2,26	2,80	3,24	3,53	3,70	3,52

різні схеми газліфтних піднімачів і конструкції газліфтних клапанів, розроблено методики розрахунку параметрів газліфтного способу експлуатації нафтових свердловин за різних умов відбирання нафти [5-6]. Узагальнені результати відомих досліджень із застосування газліфта для піднімання нафти із свердловин наведено в роботі [1]. Стосовно газових свердловин виконано значні за обсягом промислові дослідження газліфтною експлуатації обводнених свердловин еоценового газоконденсатного покладу Битків-Бабченського нафтогазоконденсатного родовища [2]. Результати промислових досліджень свідчать про перспективність застосування газліфта для видобутку газу із обводнених газових свердловин і досить вузький діапазон його ефективної роботи по робочому тиску газліфтного газу залежно від дебіту води. Зі зростанням тиску газліфтного газу на вході в затрубний простір вище максимального значення відбувається поглинання його пластом, а при зниженні тиску газліфтного газу нижче мінімального значення свердловина зупиняється. У роботі [3] запропоновано методику розрахунку параметрів газліфтною експлуатації обводнених газових свердловин, яка враховує втрати тиску в насосно-компресорних трубах (НКТ) при русі газорідного потоку і ув'язує між собою роботу газоносного пласта і газліфтного піднімача. З використанням методики для умов модельної свердловини досліджено вплив на дебіт газу, що припливає із пласта, витрати газліфтного газу і водного фактора за постійного гирлового тиску і подавання газліфтного газу в пластову газорідну суміш затрубним простором через башмак НКТ. Але не завжди є на промислі газ відповідного тиску, щоб подавати його через башмак НКТ. Тому актуальним є дослідження впливу на дебіт газової свердловини введення газліфтного газу в НКТ на різній глибині з різною витратою.

Формулювання цілей статті

За результатами математичного моделювання процесу газліфтною експлуатації модельної обводненої газової свердловини оцінити вплив на дебіт пластового газу глибини введення в НКТ і витрати газліфтного газу.

Методика дослідження та вхідні дані

Дослідження впливу глибини введення газліфтного газу в НКТ і його витрати на дебіт газу, що припливає із пласта, виконано за методикою роботи [3] для модельної обводненої газової свердловини з такими параметрами: глибина свердловини – 3800 м; діаметр експлуатаційної колони – 0,168 м; інтервал перфорації експлуатаційної колони – 3670-3690 м; глибина опускання НКТ – 3680 м; товщина пласта – 20 м; коефіцієнт абсолютної проникності пласта – 0,05 мкм²; пластова температура – 358 К; температура на гирлі свердловини – 299 К; поточний пластовий тиск – 10 МПа; гирловий тиск – 6,25 МПа; відносна густина газу – 0,60; коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта: А – 0,15 МПа²·доб/тис.м³, В – 3,2·10⁻⁴ (МПа·доб/тис.м³)²; внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м; вибійний тиск – 9,066 МПа; дебіт газу – 98,18 тис.м³/доб.

З використанням методу вузлового аналізу [4] виконано розрахунки дебіту газової свердловини для різних значень водного фактора, результати яких наведено у таблиці 1.

Згідно з результатами досліджень максимальне (граничне) значення водного фактора, за якого свердловина ще фонтанує, становить 81 л/тис.м³. За більших значень водного фактора свердловина не працює. Тому дослідження виконано для значення водного фактора 100 л/тис.м³, за якого для забезпечення стабільного винесення рідини з вибою на поверхню необхідно застосовувати газліфт.

При проведенні розрахунків тиск на гирлі свердловини, водний фактор і діаметр НКТ приймалися постійними і рівними заданим значенням.

У дослідженнях розглянуто варіанти із введенням газліфтного газу в НКТ на глибинах 500, 1000, 1500, 2000, 2500, 3000, 3500 м. Для різних значень глибини введення газліфтного газу в НКТ його витрата становила: 1000 м – 18, 20, 30, 40 тис.м³/доб; 1500 м – 10, 20, 30, 40, 50, 60, 61 тис.м³/доб; 2000 м – 7, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 76 тис.м³/доб; 2500 м – 6, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 тис.м³/доб; 3000 м – 5, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 105 тис.м³/доб; 3500 м – 4, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 127 тис.м³/доб.

Рисунок 1 – Залежності дебіту газу (1) та вибійного тиску (2) від витрати газліфтного газу для розміщення клапана на глибині 1000 м (а) та 3500 м (б)

1 – 1000 м; 2 – 1500 м; 3 – 2000 м; 4 – 2500 м; 5 – 3000 м; 6 – 3500 м

Рисунок 2 – Узагальнені залежності дебіту газу (а) і вибійного тиску (б) від витрати газліфтного газу для різної глибини введення його в НКТ

За більших і менших витрат газліфтного газу свердловина не працює, тобто відсутній приплив газу із пласта. За високих витрат газліфтного газу частина його поглинається пластом внаслідок перевищення динамічного вибійного тиску над поточним пластовим тиском, а низькі витрати газліфтного газу є недостатніми для зниження густини і в'язкості газорідної суміші до такого значення, щоб свердловина могла працювати. При введенні газліфтного газу в НКТ на глибині 500 м свердловина не працює за будь-яких значень витрати газліфтного газу. Результати розрахунків свідчать, що із збільшенням глибини введення газліфтного газу в НКТ розширюється діапазон режимів

газліфтної експлуатації обводненої свердловини за витратою газліфтного газу і дебітом пластового газу.

Результати дослідження

За результатами розрахунків будували графічні залежності дебіту газу, що припливає із пласта q і вибійного тиску $P_{виб}$ від витрати газліфтного газу і глибини введення його в НКТ. На рисунках 1 і 2, як приклад, зображено залежності дебіту газу q і вибійного тиску $P_{виб}$ від витрати газліфтного газу для двох крайніх глибин введення його в НКТ: найменшої (1000 м) і найбільшої (3500 м), а на рисунку 3 – узагальнені залежності дебіту газу q і вибійного тиску

1 – 20 тис.м³/доб; 2 – 30 тис.м³/доб;
 3 – 40 тис.м³/доб; 4 – 50 тис.м³/доб;
 5 – 60 тис.м³/доб; 6 – 70 тис.м³/доб;
 7 – 80 тис.м³/доб; 8 – 90 тис.м³/доб;
 9 – 100 тис.м³/доб

Рисунок 3 – Залежності дебіту газу, що припливає із пласта, від глибини введення газліфтного газу в НКТ і його витрати

1 – 1000 м; 2 – 1500 м; 3 – 2000 м;
 4 – 2500 м; 5 – 3000 м; 6 – 3500 м

Рисунок 4 – Залежності дебіту газу, що припливає із пласта, від витрати газліфтного газу для різних глибин його введення в НКТ

$P_{\text{виб}}$ від витрати газліфтного газу для різних значень глибини введення його в НКТ.

Згідно з результатами розрахунків із збільшенням витрати газліфтного газу вибійний тиск поступово знижується, що пов'язано із зменшенням густини і в'язкості газорідинної суміші в НКТ внаслідок збільшення її газовмісту. В результаті зменшуються тиск стовпа газорідинної суміші на пласт і втрати тиску при її русі в НКТ. Після досягнення мінімального значення вибійний тиск починає зростати внаслідок збільшення втрат тиску на тертя при русі газорідинного потоку в НКТ. Ступінь зниження вибійного тиску тим більша, чим на більшій глибині вводиться газліфтний газ в НКТ. Зміна вибійного тиску при збільшенні витрати газліфтного газу впливає на дебіт газу, що припливає із пласта. Спочатку дебіт газу зростає і досягає максимального значення, після чого зменшується. Мінімум вибійного тиску і максимум дебіта газу досягається за різних значень витрати газліфтного газу (19,88 – 27,87 тис.м³/доб) і відповідають таким значенням глибини введення його в НКТ: 1000 м – 9,727 МПа і 33,43 тис.м³/доб; 1500 м – 9,668 МПа і 39,10 тис.м³/доб; 2000 м – 9,654 МПа і 40,86 тис.м³/доб; 2500 м – 9,651 МПа і 42,03 тис.м³/доб; 3000 м – 9,641 МПа і 42,86 тис.м³/доб; 3500 м – 9,638 МПа і 43,41 тис.м³/доб.

Результати виконаних досліджень свідчать, що із збільшенням глибини введення газліфтного газу в НКТ дебіт пластового газу зростає (рисунок 3). За однакових значень витрати газліфтного газу дебіт пластового газу буде тим більший, чим більша глибина введення газліфтного газу в НКТ (рисунок 4). Із збільшенням витрати газліфтного газу темп зростання дебіта пластового газу збільшується, однак зменшується діапазон глибин введення його в НКТ.

З використанням результатів розрахунків побудовано графічні залежності дебіта газу і вибійного тиску від відносного значення глибини введення газліфтного газу в НКТ (відношення глибини введення газліфтного газу до загальної довжини НКТ), які відповідають максимуму і мінімуму значень досліджуваних величин на рисунках 1 і 2. Відповідні залежності зображено на рисунку 5, а на рисунку 6 зображено залежності мінімальної і максимальної витрат газліфтного газу від відносної глибини введення його в НКТ, в інтервалі яких свердловина працює.

Аналіз результатів досліджень свідчить, що із збільшенням глибини введення газліфтного газу в НКТ дебіт газу, що припливає із пласта зростає, а вибійний тиск зменшується з поступовим виположуванням залежностей 1 і 2 на рисунку 5. При цьому зростає максимальна витрата і зменшується мінімальна витрата газ-

Рисунок 5 – Залежності дебіту газу (1) і вибієного тиску (2) від відносної глибини введення газліфтного газу в НКТ

ліфтного газу, за яких обводнена газова свердловина може експлуатуватись газліфтним способом, а різниця між ними збільшується (рисунок 6). Шляхом статистичної обробки розрахункових даних отримано, що найбільша зміна дебіту газу і вибієного тиску відбувається до значень відносної глибини введення газліфтного газу в НКТ рівних 0,50-0,55, після чого дебіт газу і вибієний тиск змінюється мало. Отже, за відсутності на промислі газу високого тиску можна обмежитися глибиною введення газліфтного газу в НКТ 0,50-0,55 від загальної довжини НКТ.

Висновки

Результати виконаних комп'ютерних досліджень газліфтної експлуатації модельної обводненої газової свердловини за постійних значень гирлового тиску, водного фактора і діаметра НКТ свідчать про значний вплив витрати газліфтного газу і глибини введення його в НКТ на вибієний тиск і відповідно на дебіт газу. Із збільшенням витрати газліфтного газу вибієний тиск спочатку зменшується і досягає мінімуму і надалі зростає, а дебіт газу, навпаки, спочатку зростає, досягаючи максимуму, після чого зменшується. Із збільшенням глибини введення газліфтного газу в НКТ зменшується вибієний тиск, зростає дебіт газу і збільшується різниця між максимальним і мінімальним значеннями витрати газліфтного газу, в межах яких свердловина може експлуатуватись газліфтним способом. Оптимальне значення глибини введення газліфтного газу в НКТ, вище якого вибієний тиск і дебіт газу мало змінюється, становить 0,50-0,55 від довжини НКТ.

Рисунок 6 – Залежності мінімальної (1) та максимальної (2) витрат газліфтного газу від відносної глибини введення газліфтного газу в НКТ

Література

1. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докт. техн. наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. К.: Львів, 1996. 620 с.
2. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. М.: Недра, 1992. 255 с.
3. Кондрат Р. М., Хайдарова Л.І. Методика розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин при надходженні на вибіє газу і води з різних пластів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №1(66). С. 60-64.
4. Ли. Дж., Г. Никенс, М. Уэллс. 2008. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин: пер. с англ. М.: ООО «Премиум Инжиниринг». 384 с.
5. Artificial-Lift Selection Strategy for the Life of a Gas Well With Some Liquid Production / Peter O. Oyewole, James F. Lea. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 21-24 September 2008.
6. Hydraulic Jet Pumps Prove Ideally Suited for Remote Canadian Oil Field / J. Anderson, R. Freeman, T. Pugh. *SPE Production Operations Symposium*, 16-19 April 2005.

References:

1. Boiko V.S. Dovidnyk z naftohazovoi spravy / Za zah. red. dokt. tekhn. nauk V. S. Boika, R. M. Kondrata, R. S. Yaremiichuka. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]
2. Kondrat R.M. Hazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra, 1992. 255 p. [in Russian]

3. Kondrat R. M., Khaidarova L.I. Metodyka rozrakhunku parametriv hazliftnoi ekspluatatsii obvodnennykh hazovykh sverdlovyn pry nadkhozhdzhenni na vybii hazu i vody z riznykh plastiv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch.* 2018. No 1(66). P. 60-64. [in Ukrainian]

4. Ly. Dzh., H. Nykens, M. Uells. 2008. Ekspluatatsiya obvodniaiushchykh hazovykh skvazhyn: per. s anhl. M.: OOO «Premyum Ynzhynering». 384 p. [in Russian]

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

6. Hydraulic Jet Pumps Prove Ideally Suited for Remote Canadian Oil Field / J. Anderson, R. Freeman, T. Pugh. *SPE Production Operations Symposium*, 16-19 April 2005.