

## ОПТИМІЗАЦІЯ ПАРАМЕТРІВ ГАЗЛІФТНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ЗА РІЗНИХ ЗНАЧЕНЬ ВОДНОГО ФАКТОРА І ГЛИБИНИ РОЗМІЩЕННЯ ГАЗЛІФТНОГО КЛАПАНА НА КОЛОНІ НКТ

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

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

Охарактеризовано особливості обводнення газових свердловин на багатопластових родовищах та обґрунтовано доцільність експлуатації обводнених свердловин зі спільним відбиранням газу і води. Розглянуто газліфтний спосіб експлуатації обводнених газових свердловин. З використанням запропонованої авторами розрахункової методики виконано для умов модельної обводненої газової свердловини за постійних значень гирлового тиску і діаметра насосно-компресорних труб (НКТ) дослідження впливу на дебіт газу, що припливає із пласта, і вибійний тиск водного фактора, глибини розміщення газліфтної клапана на НКТ і витрати газліфтної газу. Встановлено закономірності зміни дебіта пластового газу і вибійного тиску із збільшенням витрати газліфтної газу, які однакові для всіх досліджених значень водного фактора. Вибійний тиск спочатку зменшується і досягає мінімуму, надалі зростає. Дебіт пластового газу спочатку зростає і після досягнення максимуму зменшується. Із збільшенням водного фактора зростає вибійний тиск і зменшується дебіт пластового газу і тим більше, чим на меншій глибині розміщений газліфтний клапан. Із збільшенням глибини розміщення газліфтної клапана зменшується вибійний тиск і зростає дебіт пластового газу і тим інтенсивніше, чим більший водний фактор. За результатами статистичної обробки розрахункових даних встановлена раціональна глибина розміщення газліфтної клапана на НКТ для різних значень водного фактора, вище якої дебіт пластового газу і вибійний тиск змінюється мало. Із збільшенням водного фактора раціональна глибина розміщення газліфтної клапана на НКТ зростає.

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

Охарактеризованы особенности обводнения газовых скважин на многопластовых месторождениях и обоснована целесообразность эксплуатации обводненных скважин из совместным отбором газа и воды. Рассмотрен газлифтный способ эксплуатации обводненных скважин. С использованием предложенной авторами расчетной методики выполнены для условий модельной обводненной газовой скважины при постоянных значениях устьевого давления и диаметра насосно-компрессорных труб (НКТ) исследования влияния на дебит газа, притекающего с пласта, и забойное давление водного фактора, глубины размещения газлифтного клапана на НКТ и расхода газлифтного газа. Установлены закономерности изменения дебита пластового газа и забойного давления с увеличением расхода газлифтного газа, которые одинаковы для всех исследованных значений водного фактора. Забойное давление сначала уменьшается и достигает минимума, после чего возрастает. Дебит пластового газа сначала увеличивается и после достижения максимума уменьшается. С увеличением водного фактора возрастает забойное давление и уменьшается дебит пластового газа и тем больше, чем на меньшей глубине расположен газлифтный клапан. С увеличением глубины размещения газлифтного клапана уменьшается забойное давление и возрастет дебит пластового газа и тем интенсивнее, чем больше водный фактор. По результатам статистической обработки расчетных данных установлена рациональная глубина размещения газлифтного клапана на НКТ для различных значений водного фактора, выше которой дебит пластового газа и забойное давление изменяется мало. С увеличением водного фактора рациональная глубина размещения газлифтного клапана на НКТ возрастет.

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

*The features of gas wells' water-cut in multilayer fields have been characterized and the expediency of water-cut wells' operation with the joint extraction of gas and water has been substantiated. The gas-lift method of water-cut wells' operation has been considered. Using the calculation method proposed by the authors, the study of the impact on the rate of gas flow coming from the reservoir and the water factor downhole pressure, the depth of the gas lift valve on the tubing and gas-lift gas consumption has been conducted. The research has been carried out under the conditions of a model water-cut gas well at constant values of the wellhead pressure and the diameter of*

the tubing. The regularities of changes in the production gas rate and bottom-hole pressure with an increase in the gas-lift gas flow rate, which are the same for all the investigated values of the water factor, have been established. The bottom-hole pressure first decreases and reaches a minimum, after which it increases. The formation gas production rate first increases and after reaching the maximum decreases. With an increase in the water factor, the bottom-hole pressure increases and the formation gas flow rate decreases, and those values will grow more, the lower the depth the gas-lift valve is located. With an increase in the depth of the gas-lift valve, the bottom-hole pressure decreases and the production rate of formation gas increases, and they will be more intense, the greater the water factor. Based on the results of statistical processing of the calculated data, the rational depth of the gas-lift valve on the tubing has been established for various values of the water factor, above which the formation gas flow rate and bottom-hole pressure change little. With an increase in the water factor, the rational depth of the gas-lift valve placement on the tubing will increase.

Keywords: reservoir, well, gas, water, development, operation, water cut, flow rate, bottom-hole pressure, water factor, gas lift gas consumption, gas lift.

### Постановка проблеми

Розробка газових родовищ за водонапірного режиму супроводжується поступовим обводненням видобувних свердловин. На багатопластових родовищах свердловини обводнюються по найбільш проникних і дренажних пластах; за наявності ще значної кількості невідбраного залишкового газу в пластах із меншою проникністю, якими фронт води рухається повільніше. За неможливості або низької ефективності проведення робіт з ізоляції обводнених пластів для продовження видобутку газу з обводнених свердловин необхідно забезпечити повне і безперервне винесення із них води. При експлуатації обводнених газових свердловин із спільним відбиранням газу і води сповільнюється переміщення газоводяного контакту внаслідок розширення і руху защемленого газу при зниженні пластового тиску, що призводить до зниження фазової проникності для води; відбувається повне вироблення всіх газонасичених пластів у продуктивному розрізі свердловин, видобувається із обводнених пластів частина раніше защемленого газу і залучається в розробку макрозачемлений газ із ділянок пласта з початковою газонасиченістю, які вода обійшла.

До можливих способів експлуатації обводнених газових свердловин з високим водним фактором відноситься газліфтний спосіб, який характеризується простотою конструкції обладнання і регулювання режимних параметрів роботи і відсутністю рухомих частин. Ефективність газліфтного способу експлуатації обводнених газових свердловин залежить від вибору оптимальних значень витрати газліфтного газу і глибини розміщення газліфтного клапана на колоні насосно-компресорних труб (НКТ), за яких забезпечується найбільший приплив пластового газу в свердловину.

### Аналіз останніх досліджень і публікацій

Газліфтне піднімання рідини із свердловин знайшло широке застосування при газліфтній

експлуатації нафтових свердловин. На сьогодні розроблено конструкції та системи газліфтних піднімачів і конструкції газліфтних клапанів для введення газліфтного газу із затрубного простору в НКТ, обґрунтовано технології газліфтної експлуатації нафтових свердловин і запропоновано методики розрахунку газліфта для умов обмеженого і необмеженого відборів рідини із використанням кривих розподілу тиску вздовж НКТ [1].

На родовищах природних газів газліфтний спосіб експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин застосовують в обмежених обсягах, хоча на завершальній стадії розробки родовищ у багатьох випадках є сприятливі умови для його впровадження (наявність викидних ліній від ліквідованих свердловин до установок комплексної підготовки газу (УКПГ) і компресорна станція для компримування низьконапірного газу перед подачею його по газопроводу споживачам).

В 1980-1981 рр. науковцями ІФНТУНГ проведено промислові дослідження газліфтної експлуатації обводнених свердловин 24, 385, 478 еоценового газоконденсатного покладу Битків-Бабченського нафтогазоконденсатного родовища [2]. Свердловини тривалий час простоювали внаслідок обводнення. За даними промислово-геофізичних досліджень у продуктивному розрізі свердловин на момент припинення їхньої роботи знаходилися окремі газонасичені прошарки. За даними повторних промислово-геофізичних досліджень під час тривалої зупинки газонасиченість продуктивного розрізу змінилася незначно. Як робочий агент для газліфтної експлуатації обводнених свердловин використовували газ із наявних на покладі високонапірних свердловин 3, 36, який відбирали із газового потоку на УКПГ(УНТС-1) після сепаратора першого ступеня сепарації і подавали окремими газопроводами в обводнені свердловини. Витрату газліфтного газу регулювали на УКПГ і додатково за допомогою діафрагм,

встановлених на вході в затрубний простір обводнених свердловин. Залежно від технологічного режиму роботи дебіт пластового газу і витрата газліфтного газу становили: для свердловини 24 дебіт пластового газу становив 20 тис.м<sup>3</sup>/доб, витрата газліфтного газу – 35-40 тис.м<sup>3</sup>/доб, дебіт води – 25 м<sup>3</sup>/доб; для свердловини 385 дебіт пластового газу – 29,61-32,53 тис.м<sup>3</sup>/доб, витрата газліфтного газу – 5,07-30,56 тис.м<sup>3</sup>/доб; для свердловини 478 дебіт пластового газу – 33-35 тис.м<sup>3</sup>/доб, витрата газліфтного газу – 15-20 тис.м<sup>3</sup>/доб.

Стосовно газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин запропоновано методику розрахунку газліфтного піднімача, яка враховує втрати тиску в НКТ при русі газорідного потоку і ув'язує між собою роботу газоносного пласта і газліфтного піднімача [3]. З використанням методики [3] досліджено вплив глибини введення газліфтного газу в насосно-компресорні труби і його витрати на дебіт обводненої газової свердловини за постійного водного фактора. У процесі розробки газових покладів (родовищ) водний фактор по свердловинах поступово зростає, тому представляє інтерес оцінка спільного впливу різних значень водного фактора, глибини розміщення газліфтного клапана на НКТ і витрати газліфтного газу на дебіт газу, що припливає із пласта в свердловину.

### Формулювання цілей статті

За результатами математичного моделювання процесу газліфтної експлуатації модельної обводненої газової свердловини необхідно оцінити вплив на дебіт пластового газу різних значень водного фактора, глибини розміщення газліфтного клапана на НКТ і витрати газліфтного газу та обґрунтувати їхні оптимальні значення для різних водних факторів.

### Методика дослідження та вхідні дані

Дослідження спільного впливу водного фактора, глибини розміщення газліфтного клапана на НКТ і витрати газліфтного газу на дебіт обводненої газової свердловини 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 мкм<sup>2</sup>; 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 МПа<sup>2</sup>·доб/тис.м<sup>3</sup>, В – 3,2·10<sup>-4</sup> (МПа·доб/тис.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>; внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м; вибійний тиск – 9,066 МПа; дебіт газу – 98,18 тис.м<sup>3</sup>/доб.

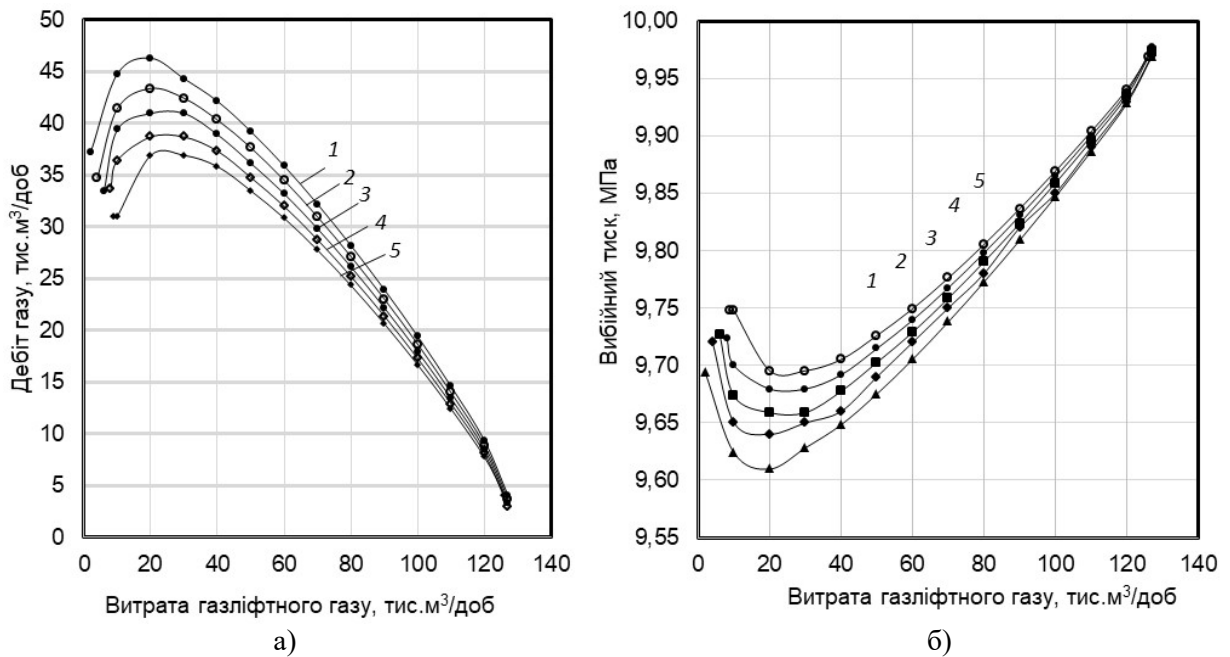
З використанням методу вузлового аналізу [4] встановлено, що свердловина фонтанує за максимального значення водного фактора 81 л/тис.м<sup>3</sup>. За більших значень водного фактора свердловина не працює. Для забезпечення стабільного видобутку газу із свердловини за високих водних факторів досліджено застосування газліфтного способу експлуатації.

Дослідження виконано для значень водного фактора 90, 100, 110, 120, 130 л/тис.м<sup>3</sup>. Порівняно з роботою [5], в якій водний фактор приймався постійним і рівним 100 л/тис.м<sup>3</sup>, розширено діапазон зміни водного фактора. У розрахунках діаметр НКТ і тиск на гирлі свердловини приймалися постійними і рівними заданим значенням. Газ вводили в НКТ через газліфтний клапан, розміщений на глибинах 1000, 1500, 2000, 2500, 3000, 3500 м. Для різних значень глибини розміщення газліфтного клапана на НКТ витрата газліфтного газу становила: 1000 м – 18, 20, 30, 40 тис.м<sup>3</sup>/доб; 1500 м – 10, 20, 30, 40, 50, 60, 61 тис.м<sup>3</sup>/доб; 2000 м – 7, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 76 тис.м<sup>3</sup>/доб; 2500 м – 6, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 тис.м<sup>3</sup>/доб; 3000 м – 5, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 105 тис.м<sup>3</sup>/доб; 3500 м – 4, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 127 тис.м<sup>3</sup>/доб. Для кожного значення глибини розміщення газліфтного клапана на НКТ. За більшої витрати газліфтного газу пластовий газу свердловину не припливає, що пов'язано з перевищенням вибійного тиску над пластовим, а за менших витрат газліфтного газу відбувається недостатнє зниження густини і в'язкості газорідної суміші в НКТ щоб забезпечити винесення рідини з вибою на поверхню. У випадку розміщення газліфтного клапана на НКТ на глибині 500 м свердловина не працює за всіх можливих значень витрати газліфтного газу.

### Результати дослідження

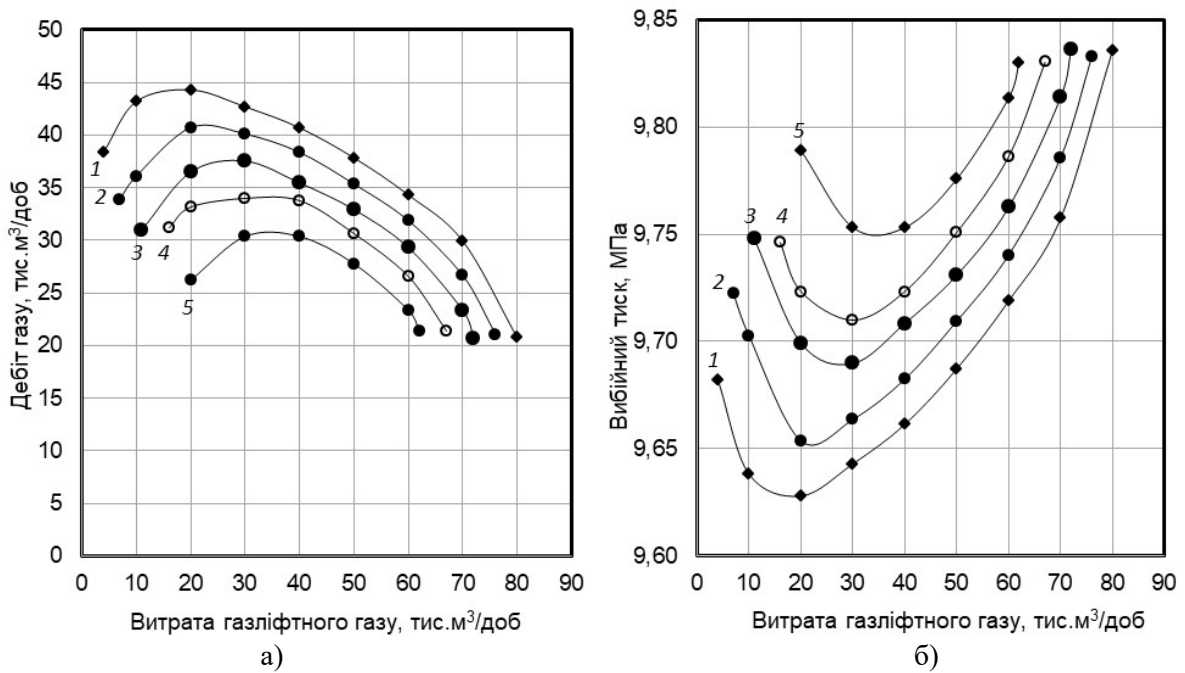
За результатами досліджень будували залежності витрати газу  $q_{гв}$ , що припливає із пласта в свердловину, і вибійного тиску  $P_{виб}$  від одного із трьох досліджуваних параметрів (водний фактор, глибина розміщення газліфтного клапана на НКТ, витрата газліфтного газу) за постійного значення двох інших параметрів.

Оскільки у випадку розміщення газліфтного клапана на глибині 1000 м свердловина не



1 – 90; 2 – 100; 3 – 110; 4 – 120; 5 – 130 л/тис.м<sup>3</sup>

**Рисунок 1 – Залежності дебіту пластового газу (а) та вибійного тиску (б) від кількості газліфтного газу для різних значень водного фактору за розміщення газліфтного клапану на глибині 3500 м**



1 – 90; 2 – 100; 3 – 110; 4 – 120; 5 – 130 л/тис.м<sup>3</sup>

**Рисунок 2 – Залежності дебіту пластового газу (а) та вибійного тиску (б) від кількості газліфтного газу для різних значень водного фактору у випадку розміщення газліфтного клапану на глибині 2000 м**

працює за водних факторів вище 100 л/тис.м<sup>3</sup>, а за глибини 1500 м – вищих 120 л/тис.м<sup>3</sup>, то для порівняння наведено для порівняння результати досліджень для глибин 2000 м та 3500 м.

На рисунку 1 наведено залежності дебіта пластового газу  $q_{zл}$  і вибійного тиску  $P_{вib}$  від

витрати газліфтного газу за різних значень водного фактора для випадку розміщення газліфтного клапану на глибині 3500 м, а на рисунку 2 – за розміщення газліфтного клапану на глибині 2000 м.

Згідно з результатами розрахунків характер зміни залежностей дебіта пластового газу і вибійного тиску від витрати газліфтного газу однаковий для різних значень водного фактора і глибини розміщення газліфтного клапана на НКТ. Із збільшенням витрати газліфтного газу вибійний тиск поступово знижується внаслідок зменшення тиску стовпа газорідинної суміші на пласт і втрат тиску на тертя при введенні газліфтного газу в НКТ. Після досягнення мінімального значення вибійний тиск зростає внаслідок збільшення втрат тиску на тертя при русі більшого об'єму газорідинної суміші в НКТ. Зміна вибійного тиску призводить до зміни дебіта газу, що припливає із пласта у свердловину. Дебіт газу спочатку зростає і далі, досягнувши максимального значення, знижується.

У разі розміщення газліфтного клапана на глибині 3500 м отримано такі значення максимального дебіта пластового газу  $q_z$ , мінімального вибійного тиску  $P_{виб}$  і відповідної їм витрати газліфтного газу  $q_{зл}$  для різних значень водного фактора: 90 л/тис.м<sup>3</sup> –  $q_z=46,28$  тис.м<sup>3</sup>/доб,  $P_{виб}=9,61$  МПа,  $q_{зл}=20,2$  тис.м<sup>3</sup>/доб; 100 л/тис.м<sup>3</sup> –  $q_z=43,35$  тис.м<sup>3</sup>/доб,  $P_{виб}=9,64$  МПа,  $q_{зл}=20,45$  тис.м<sup>3</sup>/доб; 110 л/тис.м<sup>3</sup> –  $q_z=40,94$  тис.м<sup>3</sup>/доб,  $P_{виб}=9,66$  МПа,  $q_{зл}=20,91$  тис.м<sup>3</sup>/доб; 120 л/тис.м<sup>3</sup> –  $q_z=38,66$  тис.м<sup>3</sup>/доб,  $P_{виб}=9,68$  МПа,  $q_{зл}=21,1$  тис.м<sup>3</sup>/доб; 130 л/тис.м<sup>3</sup> –  $q_z=36,89$  тис.м<sup>3</sup>/доб,  $P_{виб}=9,70$  МПа,  $q_{зл}=21,78$  тис.м<sup>3</sup>/доб. Зі збільшенням водного фактора із 90 до 130 л/тис.м<sup>3</sup> дебіт пластового газу зменшується із 46,28 до 36,89 тис.м<sup>3</sup>/доб, а вибійний тиск зростає із 9,61 до 9,70 МПа за майже постійної витрати газліфтного газу близько 20 тис.м<sup>3</sup>/доб. У разі розміщення газліфтного клапана на глибині 2000 м при збільшенні водного фактора із 90 до 130 л/тис.м<sup>3</sup> дебіт пластового газу зменшується із 44,32 до 26,22 тис.м<sup>3</sup>/доб, а вибійний тиск зростає із 9,63 до 9,79 МПа за майже постійної витрати газліфтного газу близько 20 тис.м<sup>3</sup>/доб.

Для умови максимального дебіту пластового газу і мінімального вибійного тиску, яка відповідає витраті газліфтного газу близько 20 тис.м<sup>3</sup>/доб, побудовано залежності дебіта пластового газу від водного фактора (рис. 3) і дебіта пластового газу від глибини розміщення газліфтного клапана (рис. 4).

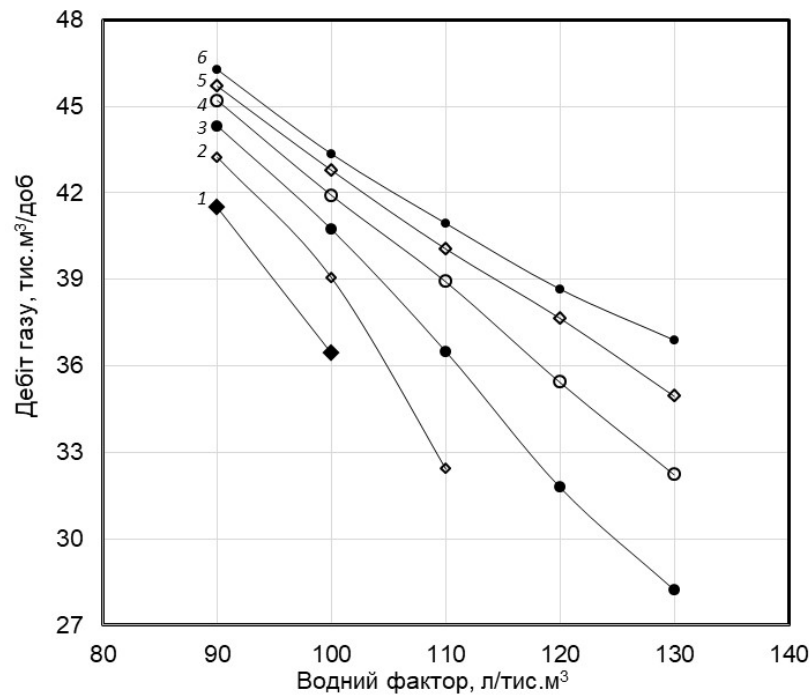
Аналіз результатів розрахунків свідчить, що із збільшенням водного фактора дебіт пластового газу зменшується (рис. 3). Темп зменшення дебіта пластового газу зростає із збільшенням водного фактора (криві 1-5 на рис. 3). Дебіт пластового газу зростає із збільшенням глибини розміщення газліфтного клапана і зме-

ншенням водного фактора (рис. 4). При цьому темп зростання дебіта газу із збільшенням глибини розміщення газліфтного клапана тим вищий, чим більший водний фактор. За розміщення газліфтного клапана на глибині 2000 м при збільшенні водного фактора із 90 до 130 л/тис.м<sup>3</sup> дебіт пластового газу зменшується з 44,32 до 28,22 тис.м<sup>3</sup>/доб (в 1,57 рази), а за розміщення газліфтного клапана на глибині 3500 м дебіт пластового газу відповідно зменшується з 46,28 до 36,89 тис.м<sup>3</sup>/доб (в 1,25 рази).

Згідно з результатами досліджень найбільш раціональним є розміщення газліфтного клапана в самій нижній частині НКТ. Але не завжди є на промислі газ необхідного тиску, що потребує розміщення газліфтного клапана на меншій глибині. Згідно з результатами статистичної обробки залежностей дебіта газу від глибини розміщення газліфтного клапана (криві 1, 3, 5 на рисунку 4), починаючи з певного значення глибини розміщення газліфтного клапана дебіт газу мало змінюється. Тому газліфтний клапан можна розміщувати на цих глибинах. Для різних значень водного фактора раціональна глибина розміщення газліфтного клапана за умови недостатнього тиску газліфтного газу становить: 90 л/тис.м<sup>3</sup> – 2125 м; 100 л/тис.м<sup>3</sup> – 2275 м; 110 л/тис.м<sup>3</sup> – 2442 м; 120 л/тис.м<sup>3</sup> – 2501 м; 130 л/тис.м<sup>3</sup> – 2510 м. Для умов розглянутого прикладу при збільшенні водного фактора з 90 до 130 л/тис.м<sup>3</sup> раціональна глибина розміщення зростає з 0,58 до 0,68 від довжини НКТ. Тобто чим вищий водний фактор, тим на більшій глибині потрібно розміщувати газліфтний клапан.

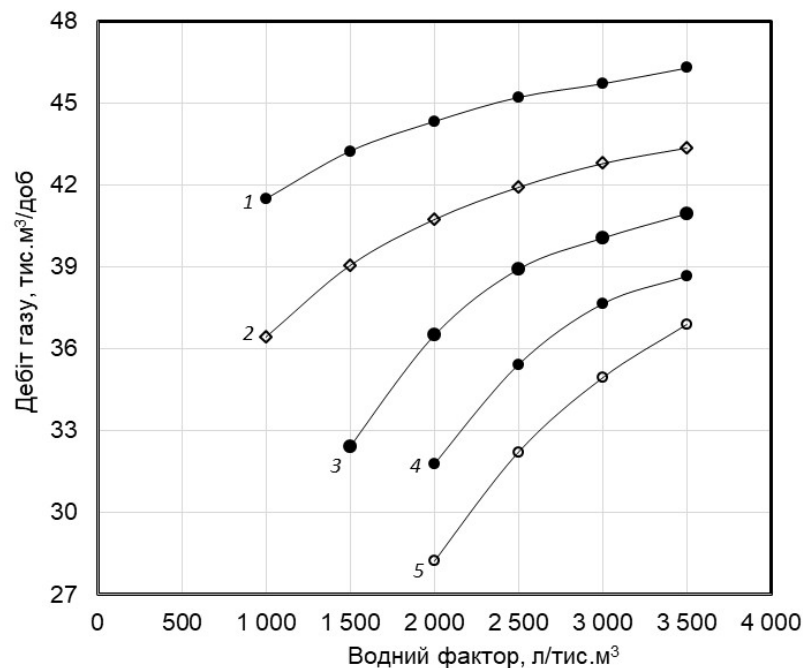
На рисунку 5 зображено залежності мінімальної витрати газліфтного газу, за якої свердловина починає працювати, від глибини розміщення газліфтного клапана для різних водних факторів, а на рисунку 6 – залежності максимальної витрати газліфтного газу, за якої припиняється приплив пластового газу в свердловину внаслідок перевищення динамічного вибійного тиску над пластовим тиском, від водного фактора для різної глибини розміщення газліфтного клапана.

Згідно з результатами розрахунків мінімально необхідна витрата газліфтного газу для забезпечення газліфтної експлуатації обводненої газової свердловини зростає із збільшенням водного фактора і зменшенням глибини розміщення газліфтного клапана (рис. 5). У випадку розміщення газліфтного клапана на глибині 2000 м мінімально необхідна витрата газліфтного газу за водного фактора 90 л/тис.м<sup>3</sup> становить 4 тис.м<sup>3</sup>/доб, а за водного фактора



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

Рисунок 3 – Залежності дебіта пластового газу від водного фактора за різної глибини розміщення газліфтного клапана і витрати газліфтного газу 20 тис.м<sup>3</sup>/доб



1 – 90; 2 – 100; 3 – 110; 4 – 120; 5 – 130 л/тис.м<sup>3</sup>

Рисунок 4 – Залежності дебіта пластового газу від глибини розміщення газліфтного клапана для різних значень водного фактора витрати газліфтного газу 20 тис.м<sup>3</sup>/доб

130 л/тис.м<sup>3</sup> – 20 тис.м<sup>3</sup>/доб. За розміщення газліфтного клапана на глибині 3500 м мінімально необхідна витрата газліфтного газу становить відповідно 2 і 9 тис.м<sup>3</sup>/доб.

Максимальна витрата газліфтного газу, за якої припиняється приплив пластового газу у

свердловину, а частина газліфтного газу поглинається пластом внаслідок перевищення динамічного вибірного тиску над пластовим, зростає із збільшенням глибини розміщення газліфтного клапана і зменшенням водного фактора (рисунок 6).

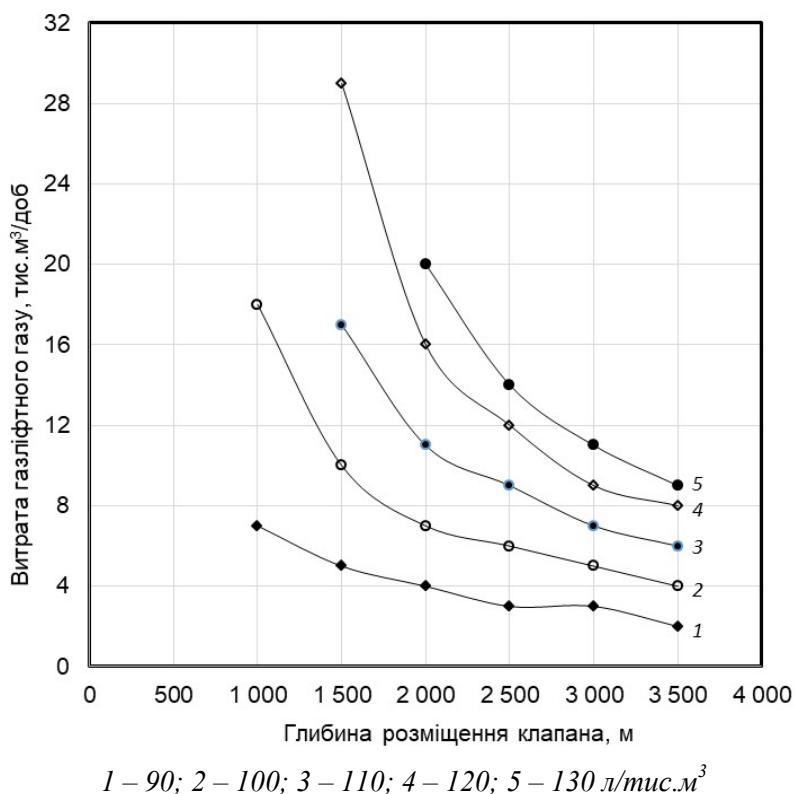


Рисунок 5 – Залежності мінімальної витрати газліфтного газу, за якої свердловина починає працювати, від глибини розміщення газліфтного клапана для різних водних факторів

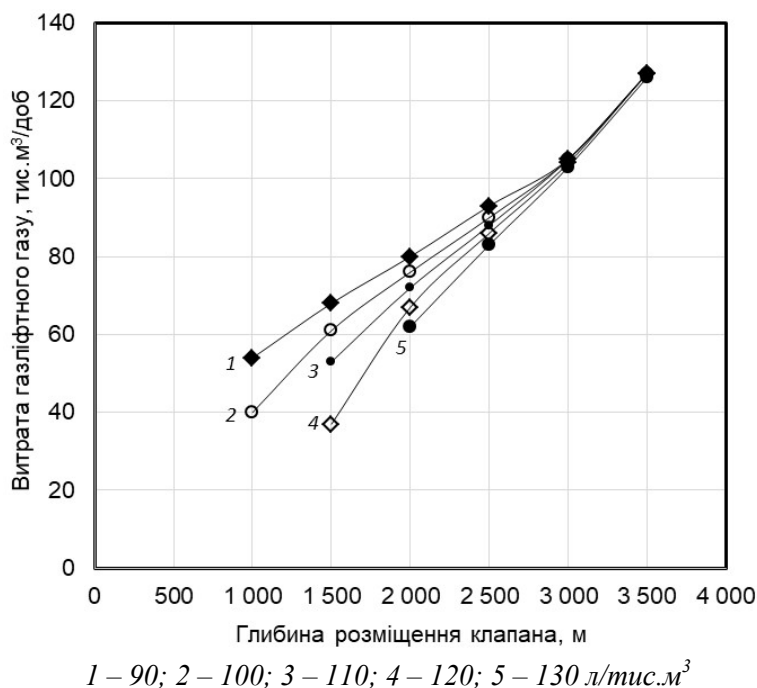


Рисунок 6 – Залежності максимальної витрати газліфтного газу, за якої припиняється приплив пластового газу у свердловину, від глибини розміщення газліфтного клапана для різних водних факторів

За розміщення газліфтного клапана на глибині 2000 м максимальна витрата газліфтного газу за водного фактора 90 л/тис.м<sup>3</sup> становить 80 тис.м<sup>3</sup>/доб, а за водного фактора 130 л/тис.м<sup>3</sup> - 62 тис.м<sup>3</sup>/доб. За розміщення газліфтного кла-

пана на глибині 3500 м максимальна витрата газліфтного газу для досліджуваних значень водного фактора майже співпадає і становить близько 127 тис.м<sup>3</sup>/доб.

## Висновки

За результатами теоретичних досліджень газліфтною експлуатації модельної обводненої газової свердловини за постійних значень гирлового тиску і діаметра НКТ оцінено вплив на вибірний тиск і, відповідно, на дебіт пластового газу водного фактора, глибини розміщення газліфтного клапана на НКТ і витрати газліфтного газу. Для всіх досліджуваних значень водного фактора отримано однаковий характер зміни вибірного тиску і дебіта пластового газу із збільшенням витрати газліфтного газу. Вибірний тиск спочатку зменшується і після досягнення мінімального значення зростає, а дебіт газу спочатку зростає і, досягнувши максимального значення, надалі зменшується.

Із збільшенням водного фактора зростає вибірний тиск і зменшується дебіт пластового газу і тим більше, чим на меншій глибині розміщений газліфтний клапан. Чим більший водний фактор і менша глибина розміщення газліфтного клапана, тим більша мінімально необхідна кількість газліфтного газу для проведення газліфтною експлуатації свердловини і менше максимальна кількість газліфтного газу, вище якої свердловина не працює, тобто звужується інтервал режимів газліфтною експлуатації свердловини. Із збільшенням глибини розміщення газліфтного клапана відбувається зменшення вибірного тиску і зростання дебіта пластового газу і тим інтенсивніше, чим більший водний фактор. Найбільше значення дебіта пластового газу за різних значень водного фактора отримано при розміщенні газліфтного клапана в найнижчій частині НКТ.

Залежності дебіта пластового газу від глибини розміщення газліфтного клапана поступово виположуються. Починаючи з певного значення глибини розміщення газліфтного клапана, яке залежить від водного фактора, дебіт газу змінюється мало. Тому за відсутності на промислі газу необхідного тиску газліфтний клапан можна розміщувати на цій глибині. Раціональна глибина розміщення газліфтного клапана на НКТ зростає із збільшенням водного фактора.

## 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. Газоконденсатотдача пластов. М.: Недра, 1992. 255 с.
3. Кондрат Р. М., Хайдарова Л.І. Методика розрахунку параметрів газліфтною експлуатації обводнених газових свердловин при надходженні на вибір 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. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин: пер. с англ. М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. 384 с.
5. Кондрат Р. М. , Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Вплив глибини введення газліфтного газу в насосно-компресорні труби і його витрати на дебіт обводненої газової. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2021. № 3(80). С. 19-25.

## 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 nadkhodzheni na vybihazuvody z riznykh plastiv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2018. No 1(66). P. 60-64. [in Ukrainian]
4. Li. Dzh., G. Nikens, M. Uells. Ekspluatatsiya obvodnyayuschihsy gazovyih skvazhin: per. s angl. M.: ООО «Premium Inzhiniring». 2008. 384 p. [in Russian]
5. Kondrat R. M., Kondrat O.R., Khaidarova L.I. Vplyv hlybyny vvedennia hazliftnoho hazu v nasosno-kompresorni truby i yoho vytraty na debit obvodnenoї hazovoi. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2021. No 3(80). P. 19-25. [in Ukrainian]