

СУЧАСНІ ТЕХНОЛОГІЇ ГАЗЛІФТНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ І ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ТА НАПРЯМКИ ЇХ УДОСКОНАЛЕННЯ

Л. І. Хайдарова

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
тел./факс +380 (3422) 4-21-95; e-mail: lilya.matiishun@gmail.com*

У роботі наведено аналіз вітчизняних і зарубіжних публікацій щодо застосування газліфтного способу експлуатації нафтових і обводнених газових свердловин. Розглянуто основні типи газліфтного піднімача, їх переваги та недоліки, різні схеми подачі газліфтного газу, типи та конструкції пускових і робочих газліфтних клапанів, їх розміщення, використання камер заміщення. Обґрунтовано напрямки подальших досліджень з газліфтного способу експлуатації низьконапірних обводнених газових та газоконденсатних свердловин.

Ключові слова: *свердловина, газліфт, експлуатація, клапан, газ, конденсат, вода.*

Вступ. Постановка проблеми. Для більшості нафтових і газових родовищ Передкарпаття, які знаходяться на завершальній стадії розробки, зменшуються енергетичні можливості продуктивних пластів. Видобування вуглеводнів із свердловин на таких родовищах супроводжується певними ускладненнями: виснаження пластової енергії, низькодебітність, корозія обладнання, гідратуутворення, солевідкладення, а також значного розвитку набуває проблема обводнення покладів [1]. Якщо у початковий період розробки родовищ за високих швидкостей руху газового потоку на вході в насосно-компресорні труби із вибою свердловин практично повністю виноситься на поверхню невелика кількість рідини, то у період спадного видобутку вуглеводнів має місце інтенсивне надходження і скупчення пластової рідини на вибої. За певних умов все це призводить до зниження, а з часом, і до припинення природного процесу видобутку вуглеводнів із свердловин [2]. Тому надзвичайно важливим є своєчасна боротьба з накопиченням рідини на вибої, повне видалення якої дозволить підвищити дебіти та стабілізувати роботу видобувних свердловин. На завершальній стадії розробки родовищ в умовах виснаження пластової енергії і обводнення свердловин одним із методів винесення рідини із вибоїв є механізовані методи експлуатації свердловин.

Мета роботи: *Узагальнення вітчизняних і зарубіжних публікацій щодо проблемних питань газліфтної експлуатації нафтових і обводне-*

них газових свердловин і обґрунтування напрямків подальших досліджень щодо застосування механізованих способів винесення рідини з вибоїв на поверхню і збільшення коефіцієнта вуглеводневилучення.

Основна частина. Механізовані способи видобутку пластової продукції переважно асоціюють на пізній стадії розробки нафтових і газових родовищ, якій характерні низькі пластові тиски і високі дебіти пластової води. Механізовані способи, як правило, застосовують тоді, коли інші методи не дають змоги досягти бажаного ефекту [3]. До механізованих способів експлуатації газових і газоконденсатних свердловин відносяться: використання гирлових ежектуючих пристроїв; газліфтна експлуатація; газліфтна експлуатація свердловин з вико- ристанням вибійного ежектора; експлуатація свердловин глибинними штанговими насосними установками (ШГНУ); експлуатація свердловин за допомогою установок електровідцентрових насосів (УЕВН); експлуатація свердловин плунжерним ліфтом; комбінована експлуатація газоконденсатних свердловин по схемі «струминний насос – газліфт»; комбінована експлуатація газоконденсатних свердловин по схемі «струминний насос – електровідцентровий насос»; комбінована експлуатація газоконденсатних свердловин двома струминними насосами [4].

Одним із способів, за якого вводять на вибій енергію у вигляді стиснутого газу, є газліфт. Газліфтна експлуатація свердловин являє собою механізований спосіб експлуатації, за якого на певній глибині у висхідний потік свердловинної продукції запомповують газ зовні (з поверхні). Цей газ служить доповненням до пластового газу у висхідному потоці і сприяє зменшенню динамічного вибійного тиску, у результаті чого збільшується приплив пластових флюїдів.

Газліфт більше всього нагадує природне фонтанування, і довгий час вважався одним із найбільш універсальних методів механізованої експлуатації. Завдяки своїй універсальності, газліфтна експлуатація свердловин у певних умовах є найкращим варіантом застосування для винесення рідини із газових свердловин [5, 30].

Принципово газліфтний спосіб експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин не відрізняються від газліфтною експлуатації нафтових свердловин. У свердловину також слід запомповувати газ. Отримана суміш буде мати меншу густину порівняно з густиною пластової газорідинної суміші. У результаті також зменшується вибійний тиск, збільшується депресія на пласт і дебіт пластових флюїдів, покращується процес піднімання утвореної суміші. Вище точки змішування швидкість руху сумішів насосно-компресорних труб (НКТ) зростає за рахунок уведеного газу, в результаті чого покращується винесення рідини з вибою свердловини.

Газліфтний спосіб експлуатації свердловин характеризується наступними перевагами порівняно з іншими механізованими способами [5-9]: простота свердловинного обладнання і зручність його обслугову-

вання; ефективна експлуатація свердловин з великим газовим фактором, оскільки в цьому випадку просто знижується потреба в додатковому газі для зменшення динамічного вибійного тиску; можливість експлуатації високодебітних нафтових свердловин до 1000 м³/доб і більше; можливість експлуатації газових і газоконденсатних свердловин в ускладнених умовах, тобто, свердловин, які містять велику кількість газу і піску, оскільки система газліфта не мало піддається ерозійному впливу твердих частинок і здатна витримувати набагато більший вміст твердих частинок у потоці порівняно з іншими традиційними насосними системами; можливість більш простої експлуатації багатовибійних, горизонтальних і похилих свердловин без ризику виникнення механічних проблем; простота боротьби з деякими ускладненнями в роботі свердловин; пристосованість газліфта до змін пластових умов; великий міжремонтний період і невисока вартість одного ремонту; більш сприятливі умови для проведення досліджень; високий коефіцієнт експлуатації.

Однак газліфтний спосіб експлуатації має ряд недоліків: великі початкові капітальні вкладення на будівництво компресорних станцій для запомповування компримованого газу у свердловини; досить низький коефіцієнт корисної дії газліфтною системою порівняно з іншими способами експлуатації; можливість утворення стійких емульсій у процесі піднімання продукції свердловин.

Конструкція будь-якого газліфтного піднімача має забезпечувати наявність у свердловині двох каналів: для запомповування газу та для піднімання газорідинної суміші на поверхню. Такі канали можуть бути створені або двома паралельними (ліфт Поле), або концентрично розміщеними (ліфт Саундерса) рядами труб. Через складність опускання у свердловину на великі глибини двох паралельних рядів труб, жорстко зв'язаних унизу біля башмака, і неможливістю використання НКТ великих діаметрів за малого діаметру (96,3-140,3 мм) експлуатаційної колони ліфт Поле не набув поширення.

Конструкції газліфтних піднімачів визначаються залежно від числа рядів насосно-компресорних труб, що спускаються у свердловину, і напрямки руху стиснутого газу. За кількістю рядів труб піднімачі бувають одно- і дворядними, а у напрямку запомповування газу – кільцевими і центральними. Пряма (центральна) система роботи передбачає подачу робочого агента в центральну колону НКТ. Зворотна (кільцева) система передбачає подачу робочого агента в кільцевий простір (між НКТ і обсадною експлуатаційною колоною) [10].

Експлуатація газліфтних свердловин має проблеми, які пов'язані з виникненням високих пускових тисків. Відомі такі способи зменшення пускового тиску [7, 11]: переключення нагнітання газу на центральну систему; протискування рідини у пласт; застосування пускових отворів; застосування газліфтних клапанів.

На сьогодні у промисловості набули поширення два основні типи застосування газліфта: неперервний і періодичний. Неперервний газліфт доцільно застосовувати для свердловин з великими дебітами вуглеводнів і високими статичними та вибійними тисками, де виникають серйозні проблеми з насосними системами. Обов'язкова умова – надійна і достатня подача транспортованого газу високої якості і високого тиску протягом всього періоду експлуатації [12]. При неперервній газліфтній експлуатації потік газу відносно високого тиску неперервно нагнітаються через глибинні клапани або отвори. Газ, що нагнітається, зміщується із пластовим газом для того, щоб підняти рідину на поверхню в одному із можливих випадків: зменшення густини флюїду або маси стовпа рідини. Таким чином збільшиться різниця тисків між пластовим і вибійним. Розширення газу, що нагнітається, сприяє виштовхуванню рідини уверх, в результаті чого у подальшому зменшується маса стовпа рідини і збільшується різниця тисків між пластовим і вибійним. Відбувається витіснення рідинних пробок великими бульбашками газу, які діють як поршні [5].

Коли вибійний тиск у газових свердловинах знижується і досягає певної величини, за якої свердловину вже економічно не вигідно експлуатувати неперервним газліфтом, тоді свердловину переводять на періодичну експлуатацію. При такому переході в свердловині може використовуватися одне і те саме глибинне обладнання (головним чином, камери газліфтних клапанів – мандрелі). У такому випадку перепускні клапани замінюються на зворотні клапани, які запобігають прориву газу у потік свердловинної продукції. Робочі клапани замінюють клапанами, в яких по новому встановлено величину тиску, що відображає бажаний рівень рідини, перед моментом пуску газу. Робочі клапани із отворами великих діаметрів значно покращують ефективність періодичного газліфта, оскільки газ, що запоповується через отвори великого діаметру буде швидше запоповувати НКТ і зрештою піднімати рідину на денну поверхню із мінімальною витратою газу.

Оптимальний час переведення свердловини з неперервного газліфта на періодичний газліфт залежить від пластового тиску, діаметра НКТ, газорідинного фактора і дебіта свердловини. Періодична газліфтна експлуатація використовується на свердловинах з високим коефіцієнтом продуктивності, але із низьким вибійним тиском або з низьким коефіцієнтом продуктивності, але із високим вибійним тиском [12].

Відомо кілька різновидів періодичного газліфта [13].

1. Звичайний газліфт з відсікачем потоку газліфтного газу на поверхні.
2. Установка з кінцевим робочим клапаном диференціальної дії і пакером, що перекриває міжтрубний простір.
3. Установка з камерою заміщення і дворядним ліфтом.
4. Установки з камерою заміщення, однорядним ліфтом і пакером.

5. Установки з плунжером.

Особливість тієї чи іншої схеми періодичного газліфта, крім її дешевизни, її простоти і надійності, розцінюють за питомою витратою газу, а також по тому, впливає чи ні на пласт циклічне запомповування газу у свердловину, оскільки за такого впливу зменшується приплив газу із пласта і руйнується привибійна зона.

Для роботи газліфтних свердловин використовується вуглеводневий газ, стиснутий до тиску 4-10 МПа. Джерелами такого газу зазвичай є або спеціальні компресорні станції, або компресорні газопереробні заводи, які створюють потрібний тиск і подачу. Така система газліфтної експлуатації називається компресорний газліфт. Системи, в яких для газліфта використовується природний газ із чисто газових або газоконденсатних родовищ, називається безкомпресорний газліфт або «природний газліфт» (рис. 1) [14].



Рис. 1. Схема безкомпресорного газліфта

Безкомпресорний газліфтний метод експлуатації свердловин на сьогодні успішно застосовується на Оренбурзькому нафтогазоконденсатному родовищі компанією «Газпромнефть-Оренбург» [9]. Суть цього методу полягає в тому, що газовидобувна свердловина, яка пробурена або в газову шапку, або в газовий пласт, постачає активний газ у газовий колектор, який розподіляє активний газ у визначеній кількості до видобувних нафтових свердловин, а також поступає в затрубний простір видобувних газових свердловин і надходить через газліфтні клапани в НКТ. В якості такої свердловини-донора можна використовувати як нові свердловини, пробурені в газову шапку, так і видобувні нафтові свердловини, в яких відбувся прорив газу.

Важливим елементом обладнання газліфтної свердловини є газліфтні клапани. Газліфтні клапани можна класифікувати наступним чином: за призначенням - для неперервного або періодичного газліфта; за функціональним призначенням - пускові і робочі; за принципом дії - керовані тиском, перепадом тиску і механічними пристосуваннями, що спускаються у свердловину на дроті; за конструктивним виконанням – сильфонні, пружинні, комбіновані, мембранні, важільні, втулкові, поплавкові і т.д.; за способом розміщення на НКТ – стаціонарні, знімні, центрального і ексцентричного розташування; за принципом дії інструментів для вилучення і спуску газліфтних клапанів у свердловину – за допомогою канатної техніки і гідравлічно. Найбільшого поширення набули сильфонні газліфтного клапани, прості і надійні в експлуатації [15].

Схему стандартного газліфтного клапана зображено на рис. 2. Вибір типорозміру газліфтних клапанів здійснюється за декількома рекомендованими правилами [16].

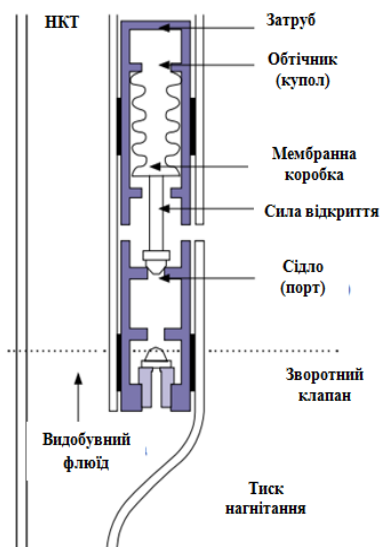
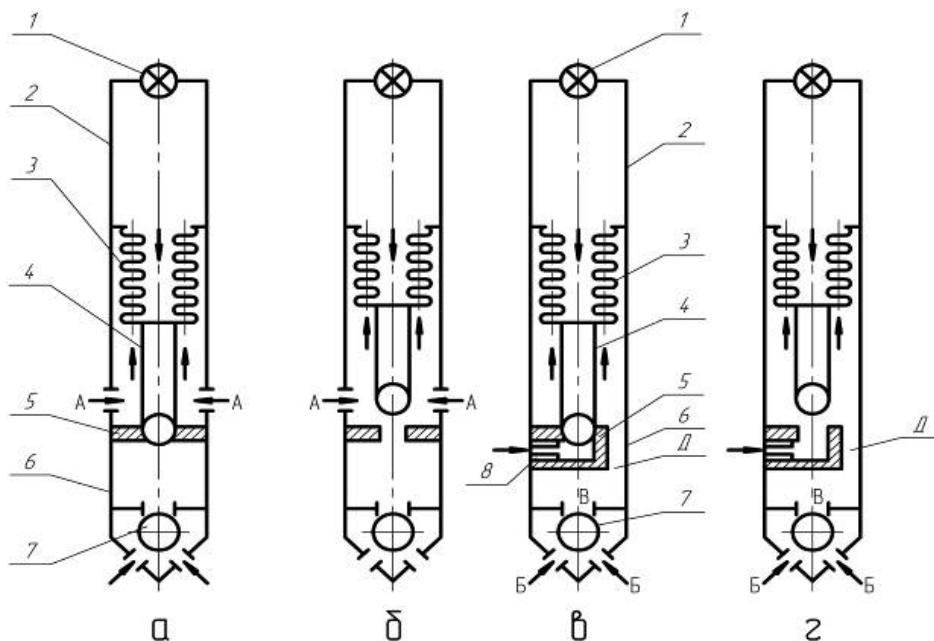


Рис. 2. Схема стандартного газліфтного клапана

Для пониження рівня рідини у свердловині до глибини встановлення робочого клапана потрібні дуже великі тиски газу на поверхні. У більшості випадків високі тиски газу недоступні. Тому декілька газліфтних клапанів, які розташовують на певних відстанях один від іншого працюють на те, щоб поступово понижувати рівень рідини у затрубному просторі. Цей процес називається пуском свердловини у роботу, а клапани – пусковими клапанами. Схеми пускових і робочих газліфтних клапанів показано на рис. 3.

Пускові клапани мають різні тиски відкриття (закривання) і розміщені на різних глибинах, а також мають отвори певного розміру, які і

відкриваються тільки за певного тиску. Проектування газліфтної експлуатації свердловин включає визначення діаметру ліфтових труб, діапазону тисків, глибини розміщення пускових клапанів, оптимальної глибини встановлення робочого клапана, розміру отвору робочого клапана і витрати та тиску газу, що нагнітається [17].



а, в – клапан закритий; б, г – клапан відкритий;

1 – вузол зарядки; 2 – корпус; 3 – сильфон; 4 – шток; 5 – сідли; 6 – корпус сідли;
7 – вузол зворотного клапана; 8 - штуцер

Рис. 3. Схема пускових (а, б) і робочих (в, г) газліфтних клапанів

Виключно важливе значення має розміщення пускових клапанів. Якщо клапани розміщені на значній відстані від визначеної глибини запомповування газу, це не дозволить свердловині перейти на стабільну роботу. У такому випадку газ, що запомповується, поступатиме у рідину надто високо, значно знижуючи ефективність всієї системи.

Компанія AppSmiths, Inc (ASI) запропонувала новий засіб моніторингу газліфтної експлуатації під назвою «Визначник глибини запомповування за допомогою індикатора CO₂», результати якого можуть бути використані для визначення глибини запомповування газу, встановлення робочих газліфтних клапанів, а також можуть вказувати на наявність витоків у колоні НКТ або на верхньому газліфтному клапані.

На багатьох родовищах газліфтні клапани використовуються повторно. У деяких випадках до 25% всіх установлених клапанів можуть бути такі проблеми, як протікання, несподівано з'являються тиски відкриття або закриття, неправильно встановлені рівні тиску. Тому компанія Decker Technology запропонувала пристрій GLV-AVT для технічної

діагностики газліфтних клапанів, який дозволяє здійснювати діагностичний контроль газліфтних клапанів перед їх установкою, і після вилучення. Кожний тип діагностичного контролю триває всього декілька хвилин і дозволяє визначити: рівні тиску відкриття і закриття, максимально допустиме навантаження, рівень протікання на штоку і сідлі, рівень зворотного протікання, а також рівень відносного закриття клапана [18].



1 – консольний відхилювач; 2 – камера з боковим карманом; 3 – газліфтний клапан
Рис. 4. Схема знімних газліфтних клапанів

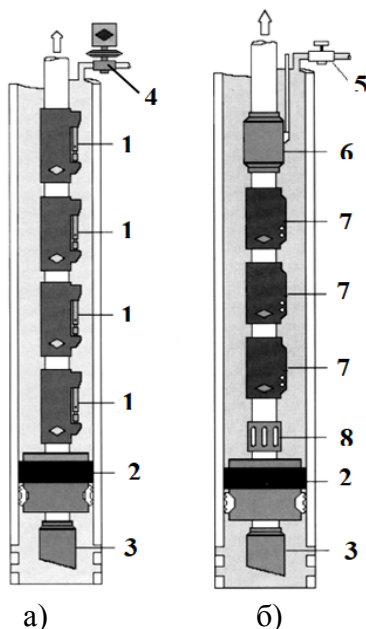
Дочірня компанія Schlumberger Camco випускає свердловинні камери з боковим карманом, газліфтні клапани, а також інструменти для спуску і відхилення в боковий карман газліфтних клапанів (рис. 4) [3]. Знімні клапани можуть бути встановлені або підняті за допомогою канатно-тросових операцій без піднімання колони НКТ. Консольні відхилювачі призначені для вибіркової установки газліфтних клапанів у свердловинних камерах з боковим карманом. Ця компанія розробляє також нові пристрої, так звані, електричні газліфтні клапани, які дозволяють з поверхні дистанційно регулювати розмір отвору у всьому діапазоні - від повного відкриття до повного закриття. Звичайні клапани мають отвори одного розміру, які можуть відкриватися і закриватися, а традиційні прості клапани не мають ні закриваючого, ні відкриваючого механізму. Використання електричних клапанів дозволяє здійснювати

кращий контроль за звільненням від рідини стовбуру свердловини при її уведенні в експлуатацію, проводити оптимізацію газліфта в реальному масштабі часу і вибирати різні глибини запоповування газу у свердловину без уведення у свердловину інструментів.

Для забезпечення стабільної роботи свердловин на озері Маракайбо компанія *Petroleos de Venezuela* успішно використовує газліфтні клапани *Nova* компанії *Schlumberger*. В інноваційній механічній конструкції випускного отвору клапана *Nova* є вставка, яка є соплом Вентурі, конфузorno-дифузornoним каналом, за допомогою якого регулюється потік газу через клапан. Конструкція цього клапана унікальна, оскільки вона дозволяє уникнути нестійкості потоку без супутніх втрат продуктивності, які характерні для стандартних клапанів.

Для задоволення потреб експлуатації глибоководних і підводних свердловин була розроблена газліфтна система високого тиску *Xlift*. Газовий клапан системи *Xlift* розширює можливості стандартних газліфтних систем шляхом збільшення максимальної величини робочого тиску [14].

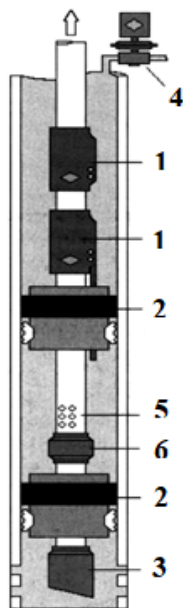
На сьогодні використовуються дві основні «загальноприйняті» системи газліфта, які зображено на рис. 5: а) системи, в яких використовуються зовнішні знімні клапани і б) системи, в яких використовуються внутрішні (знімні) газліфтні клапани, які встановлюють завчасно у колоні НКТ у свердловинних газліфтних камерах.



1 – зовнішні клапани; 2 – пакер; 3 – патрубок встановлення; 4 – регулятор подачі газу і приводний клапан; 5 – регулювальний штуцер; 6 – запобіжний клапан; 7 – знімні газліфтні клапани; 8 – манжета

Рис. 5. Схема газліфта при використанні стандартних мандрелей (а) і знімних мандрелей, які піднімаються за допомогою троса (б)

Коли конструкція свердловини не дозволяє здійснювати запомповування газу на необхідній глибині або об'єм газу в установці періодичного газліфта нижче необхідного значення, використовують камерний ліфт. Як показано на рис. 6, камера створюється між двома пакерами. Пластова рідина, що відбирається, надходить у простір між пакерами при низькому тиску. Після заповнення камери в її верхню частину запомповується газ, який витісняє рідину в колону НКТ. У процесі піднімання рідини розвивається додатковий піднімальний ефект в результаті запомповування газу через газліфтні клапани, які розташовані вище по колоні НКТ. Регулятор подачі газу є необхідний для управління циклами подачі.



1 – знімні газліфтні клапани; 2 – пакер; 3 – патрубок встановлення;
4 – регулятор подачі газу і привідний клапан; 5,6 – перфорований перехідник

Рис. 6. Схема камерного газліфта

Газліфт також є одним із найефективніших використовуваних способів експлуатації низькодебітних низьконапірних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ природних газів. Він може бути достатньо ефективним в умовах аномально низьких пластових тисків [19].

Застосування газліфтного способу експлуатації у процесах видобування природного газу з обводнених пластів забезпечується при ізоляції газоносної частини продуктивного пласта від водонасиченого шляхом встановлення на НКТ пакера, що запобігає потраплянню пластової рідини в рухомий потік природного газу.

Обширні дослідження газліфтно́ї експлуатації обводнених газових свердловин проведено у 1980 р. Р.М. Кондратом на свердловинах 24,

385, 478 еоценового газоконденсатного покладу Глибинної складки Битків-Бабченського нафтогазоконденсатного родовища [20]. Газоконденсатний поклад розробляється в умовах активного водонапірного режиму. Продуктивні відклади характеризуються багатопластовою будовою. Свердловини обводнюються по окремих високопроникних і високодренованих прошарках, розміщених в різній частині продуктивного розрізу. У продукції всіх свердловин є пластова вода. Частина свердловин повністю обводнена, окремі з них були ліквідовані, інші переведені у контрольні. За результатами промислово-геофізичних досліджень на момент припинення природного фонтанування у продуктивному розрізі свердловин 24, 385 і 478 знаходилися повністю газонасичені прошарки. На першому етапі досліджень за допомогою пересувної сепараційної установки була встановлена можливість додаткового видобутку газу із свердловини при їх газліфтній експлуатації. Тому свердловини були переобладнані для стаціонарної неперервної експлуатації газліфтом. Для газліфта використовувався газ із високонапірних свердловин 3 і 86. Газ із цих свердловин поступав на установку підготовки газу УНТС-1, де в сепараторі першого ступеня сепарації відділялась вільна рідина. З лінії на виході із сепаратора відбиралась частина газу і подавалась по трубопроводу для газліфтної експлуатації свердловин 24, 385 і 478. У ролі газопідвідної лінії використовувався шлейф раніше ліквідованої свердловини. Від газопідвідної лінії були змонтовані відводи до газліфтних свердловин. Витрата газліфтного газу регулювалася на УНТС-1 і додатково за допомогою штуцерів (шайб) на вході в затрубний простір газових свердловин. Для попередження гідратуотворення у потік газу на УНТС-1 вводився метанол. Продукція свердловин поступала на установку підготовки газу УНТС-5. По всіх свердловинах отримано додатковий видобуток газу, який змінювався від 29 до 35 тис.м³/доб на одну свердловину при витраті газліфтного газу 15-30 тис.м³/доб.

Авторами роботи [21] на Вуктильському нафтогазоконденсатному родовищі були проведені дослідження з використання технології періодичного газліфта для високообводнених газових свердловин з високим пластовим тиском. Для досліджень були вибрані дві обводнені свердловини 197 та 26 Вуктильського нафтогазоконденсатного родовища, які простоювали довгий час. Дослідження проводились регулярно на декількох режимах неперервного або періодичного газліфта. Вимірювання дебітів конденсату і води проводились на УКПГ. За результатами досліджень було встановлено, що найкращим є режим періодичного газліфта з тривалістю періодів: запомповування газу – 3 год, накопичення рідини – 3 год для свердловини 26 та запомповування газу – 30 хв, накопичення рідини – 15 хв для свердловини 197. При більш тривалому циклі накопичення рідини по мірі вирівнювання устьових тисків і відновлення вибірного тиску до пластового в затрубному просторі у свердловинах буде накопичуватися великий об'єм рідини. Результати дос-

ліджень свідчать, що за допомогою газліфтної технології можна продовжити період експлуатації обводнених свердловин і збільшити коефіцієнти газо- і конденсатовилучення виснажених і обводнених пластів.

Для видалення рідини з газових свердловин компанія Schlumberger [22] пропонує газліфтну систему для перфорованих інтервалів Perflift, яка направлена на вирішення проблеми скупчення рідини в газових свердловинах. Ця система дозволяє розміщувати звичайні газліфтні клапани нижче експлуатаційного пакера, щоб дістатися до перфорованих інтервалів і видалити рідину з найнижчої частини інтервалу (рис. 7). Розміщення клапанів нижче пакера забезпечує приплив газу по всій довжині перфорованих інтервалів, максимально збільшуючи депресію на пласт і критичні швидкості течії. Це знижує тиск в нижній продуктивній зоні і сприяє тому, що пластовий тиск допомагає видаленню рідини. Ця система може застосовуватися разом з технологією свердловинного моніторингу для оптимізації видобутку і роботи свердловин. Система може бути задіяна періодично, а коли скупчення рідини є хронічною проблемою, то і постійно з метою максимального збільшення видобутку [23].



Рис. 7. Схема системи видалення рідини із газових свердловин Perflift з розташованими під експлуатаційним пакером газліфтними клапанами для піднімання рідини з нижнього продуктивного інтервалу

Для експлуатації нафтових свердловин, авторами роботи [24] запропоновано газліфтний піднімач, який містить встановлені в експлуатаційній колоні ліфтові труби з пусковими клапанами і розміщеною під ними робочу муфту із згрупованими в ній робочими отворами і газопідвід. Для підвищення продуктивності у ліфтових трубах виконано додаткові робочі отвори, які розміщені по всій її довжині в інтервалі пускових клапанів і нижче них. Газ, який поступає через робочі отвори спричинює дроблення (диспергацію) структури газорідного ліфтового потоку, за рахунок чого зменшуються втрати тиску, пов'язані із проковзуванням газу відносно рідини. Для того, щоб не було прориву газу через башмак піднімача при можливих коливаннях робочого тиску газліфтного газу, на піднімачу встановлено хвостовик довжиною 100-200 м, який виконує функцію гідрозатвору.

Для видобування обводненої нафти із нафтових свердловин, в роботі [25] запропонована газліфтна установка, яка містить встановлені у свердловині піднімальні труби з робочими отворами, які розміщені в інтервалі нафтоводорозділу затрубного стовпа свердловинного середовища і башмаком, нормально закритий підпружинений зворотній клапан, встановлений на башмаку піднімача з можливістю перепуску відсмоктуваного середовища із порожнини свердловини у піднімальні труби, і літаючий поршень, розміщений над клапаном. За допомогою даної установки можна повністю виключити втрати нафтової фази свердловинного середовища, а лише можуть бути втрати за рахунок водяної фази, що не є втратою корисного продукту.

Для видобування нафти газліфтным способом, авторами роботи [26] запропоновано газліфтний піднімач, який містить розміщені в експлуатаційній колоні піднімальні труби з розосереджено розміщеними на ній пусковими клапанами і робочими отворами-диспергаторами, які виконані з нахиленням під кутом α до поздовжньої осі і з одночасним нахиленням під кутом до її поперечної осі, розміщену під ними робочу муфту і хвостовик. Використання даного газліфтного піднімача дозволяє підвищити його експлуатаційну надійність, а також дає можливість збільшити дебіт свердловини приблизно на 20-30% при довжині підйомної труби рівною 3000-4000 м.

Для експлуатації нафтових свердловин газліфтным способом, авторами роботи [27] запропоновано газліфтну установку, яка включає подачу високонапірного робочого газу в затрубний простір свердловини, підняття продукції свердловини по ліфтових трубах і транспортування її в систему нафтозбору через встановлений в ній струменевий насос. Малонапірна продукція свердловини із газліфтного піднімача подається на прийом струменевого насоса, а в активну частину струменевого насосу подають високонапірний газ через робочі отвори. Застосування наведеного способу дозволяє зменшити вибіийний тиск і збіль-

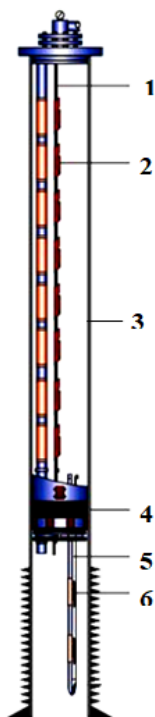
шити дебіт свердловини. Дана газліфтна установка може використовуватись для експлуатації газових і обводнених свердловин

Для видобування нафти із нафтових свердловин, авторами роботи [28] запропоновано спосіб газліфтною експлуатації свердловини, який здійснюється шляхом безперервної подачі високонапірного робочого агента через затрубний простір свердловини в газліфтний піднімач і піднімання свердловинної продукції по газліфтному піднімачу. Особливістю даного способу є те, що тиск високонапірного робочого агента періодично імпульсно зменшується з послідуочим його відновленням до попереднього значення. При цьому, додаткова рідина, яка накопичилась у свердловині під час роботи із зменшеним тиском по газліфтному піднімачу виноситься на поверхню. Тривалість роботи свердловини з пониженим тиском може складати від 1 до кількох годин на добу і залежить від пластового тиску, тиску робочого агента, глибини свердловини, продуктивності свердловини, обводнення та газонасичення продукції. Застосування даного способу дозволяє збільшити продуктивність нафтових свердловин.

На сьогодні значно збільшується кількість глибоких вертикальних, а також похилих і горизонтальних свердловин. Традиційні газліфтні системи у таких свердловинах стають менш ефективними або не ефективними зовсім, оскільки виникають проблеми, пов'язані з протяжністю інтервалу перфорації, коли в результаті недостатніх швидкостей руху потоку під пакером починає скупчуватися рідина. Тому необхідною стала розробка нових модернізованих газліфтних систем. Так компанією Schlumberger у 2005 році була розроблена система під назвою «Perflift» для використання в малобітних нафтових свердловинах, а також у свердловинах для відбору метану із вугільних пластів (рисунок 8) [29]. В системі використовується газліфтна технологія компанії Camco і вона призначена для установки в перфорованих зонах свердловин разом з пакерами.

Наведений огляд публікацій у вітчизняних і зарубіжних науково-технічних виданнях свідчить про ефективність застосування газліфтною експлуатації для винесення рідини з вибоїв на поверхню обводнених газових і газоконденсатних свердловин. Застосування газліфта дозволяє продовжити період експлуатації обводнених свердловин, збільшити дебіти газу і поточні та кінцеві коефіцієнти газо- і конденсатовилучення.

Для газових і газоконденсатних родовищ, які знаходяться на завершальній стадії розробки значний інтерес представляє застосування газліфтного способу експлуатації обводнених свердловин із розосередженим уведенням газліфтного газу у потік пластової продукції по всій довжині колони НКТ. Однак, у відомих науково-технічних працях не проведено досліджень з питань впливу на дебіт газу, витрату і тиск газліфтного газу системи розміщення газліфтних клапанів та отворів.



- 1 – колона НКТ діаметром 73 мм; 2 – мандрелі з газліфтними клапанами;
 3 – обсадна колона; 4 – пакер з перехідником; 5 – колона труб діаметром 42,2 мм;
 6 – внутрішні газліфтні клапани

Рис. 8. Схема газліфтної системи «Perflift», Schlumberger

Висновки

Запропоновано ряд систем газліфтного піднімача для експлуатації нафтових і обводнених газових та газоконденсатних. Вони відрізняються кількістю опущених у свердловину труб, різними схемами подавання газліфтного газу неперервною і періодичною роботами та їх різновидами, використанням пакера, камер заміщення, пускових і робочих клапанів та отворів на колоні ліфтових труб, штуцерних диспергаторів. Для газліфтної експлуатації низьконапірних обводнених газових і газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ в умовах низького пластового тиску, а також недостатнього тиску газліфтного газу значний інтерес представляє застосування газліфта із розосередженим уведенням газліфтного газу у потік пластової продукції по довжині колони НКТ. Проте у науково-технічній літературі із розглядуваного питання відсутні дані про вплив системи розміщення пускових і робочих клапанів та отворів на дебіт пластового газу і витрату газліфтного газу залежно від геолого-технічної характеристики свердловин і тиску газліфтного газу. Наведене обґрунтовує доцільність проведення додаткових досліджень з газліфтною експлуатації низьконапірних обводнених газових і газоконденсатних свердловин.

Література

1. Кондрат Р.М. Підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат // Нафтогазова галузь України. – 2017. – №3. – С. 15-20.
2. Методы удаления жидкости из газовых скважин на месторождении Ниязбек Северный Каракчикум / Ш.Ж. Мирбобоев, Дж.Н. Шерматов / Материалы Международной научно-практической конф. Т.1. – Тюмень: ТИУ, 2016. – С. 140-142.
3. Механизированная добыча для увеличения дебитов [Электронный ресурс] / Рой Флешмен, Обрен Лекик Харрисон // Весна. 2000. – С. 53-71. – Режим доступа: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/russia00/spr00/artificial.pdf.
4. 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.
5. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Перевод с английского Ли Джеймс, Никенс Генри, Уэллс Майкл. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с.
6. Мордвинов А.А. Лабораторные работы на экспериментальном газлифтном стенде: метод. указания / А.А. Мордвинов, А.И. Лодяной, О.А. Миклина. – Ухта: УГТУ, 2008. – 44 с.
7. Мордвинова А.А. Газлифтная эксплуатация нефтяных и газовых скважин: метод. указания / А.А. Мордвинов, О.А. Миклина. – Ухта: УГТУ, 2013. – 39 с.
8. Эффективность применения газлифтного способа эксплуатации скважин на морских месторождениях Вьетнама [Электронный ресурс] / М.М. Кабиров, Х.Н. Нгуен // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – С. 1-14. Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Kabirov/Kabirov_2.pdf
9. Результаты проведения ОПИ по оптимизации газлифтной эксплуатации скважин на Оренбургском НГКМ. / С.Н. Трубавин, В.В. Ульянов, Е.А. Кибирев та др. // Нефть Газ Экспозиция, №5 (58), сентябрь, 2017. – С. 36-39.
10. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ngfr.ru/ngd.html?neft13>.
11. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. / И.Т. Мищенко. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
12. Выбор механизированного способа эксплуатации [Электронный ресурс] / Джеймс Ф. Ли, Линн Роулан. // ROGTEG. – С. 44-76. Режим доступа: https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/10/09_ArtificialLift.pdf.

13. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. Часть 2 / В.Н. Арбузов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 272 с.
14. Давление подано: инновации в газлифтной эксплуатации [Электронный ресурс] / Махарон Бин Джадид, А.Л. Мортен Опсал, А.В. Томас М. Уайт. // Зима 2006/2007. – С. 52-63. Режим доступа: <http://docplayer.ru/46127057-Davlenie-podano-innovacii-v%20-gazliftnoy-ekspluatacii.html>.
15. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://doirdpo.rusoil.net/storage/Downhole%20oil%20production%28Islamov%29/to/to6_5.html.
16. Газлифт: Универсальный метод механизированной добычи [Электронный ресурс] / Клеон Дунхэм, Джеймс Ф.Ли. // ROGTEG. – С. 58-79. Режим доступа: https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/10/9_Gaslift.pdf
17. 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.
18. Газлифтная эксплуатация: Последние достижения [Электронный ресурс] / Клеон Данхэм // ROGTEG. – С. 66-72. Режим доступа: <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/10/085.pdf>
19. Дубров Ю.В. Применение газлифтного способа для эксплуатации низкодебитных нефтегазоконденсатных скважин / Ю.В. Дубров // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №2. – С. 114-116.
20. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов / Р.М. Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
21. Способы реанимации высокообводненных газовых скважин Вуктыльского месторождения / Ю.Г. Бураков, В.В. Иванов, Е.В. Уляшев та др. // SPE-117419. Российская нефтьгазовая техническая конференция, Москва, 28-30 октября 2008.
22. Новые разработки в области механизированной добычей / J.F. Lea, PL Tech LLC; H.W. Winkler, R.E. Snyder, P.O. Oyewole, BP America-Inc // Нефтегазовые технологии. – 2008. – №9, сентябрь. – С. 12-24.
23. Bondurant A.V. Getting the last gasp: deliquification of challenging gas wells, 2007. Paper IPTC 11651.
24. Пат. SU 1815432 СССР кл. Е 21 В 43/00, 1983. Газлифтный подъемник / Б.М. Рылов, Н.А. Николанко, В.П. Патрай, Б.Н. Цвык, В.Н. Бульбас; заявл. 15.08.90; опуб. 15.05.93.
25. Пат. SU 4882353/29 СРСР МКВ Е 21 В 43/00, 1984. Газлифтна установка Б.М. Рилова / Рилов Борис Михайлович; заявл. 16.11.90; опуб. 26.12.95.
26. Пат. UA 30571 А. Газлифтний підйомник / В.І. Мельник, П.В. Тарабарин, Б.М. Рилов, В.М. Бульбас, М.М. Лилак, В.С. Копичко, В.С. Заяць, Б.М. Цвик, М.В. Піта; заявл. 04.08.99; опуб. 15.11.2000.

27. Пат. UA 34713 А. Спосіб газліфтної експлуатації свердловин / Б.М. Рилов, В.В. Чернов, М.М. Лилак, В.С. Копичко, В.А. Панков, В.П. Заяць, М.В. Піта; заявл. 25.05.99; опуб. 15.03.2001.
28. Пат. UA 40754 А. Спосіб газліфтної експлуатації свердловин / Б.М. Рилов, Ю.О. Зарубін, М.М. Лилак, В.С. Копичко, В.П. Заяць, В.П. Патрій; заявл. 25.05.99; опуб. 15.08.2001.
29. Ли Дж. Что нового в механизированной добыче нефти / Дж. Ли, Н. Винклер, Р. Снайдер // Нефтегазовые технологии. – 2006. – №9, сентябрь. – С. 33-39.
30. К вопросу о выборе газлифтной эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газового месторождения / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш, О.В. Николаев та др. // Территория Нефтегаз. – 2013. – №5. – С. 80-83.

Стаття надійшла до редакційної колегії 04.06.2018 р.

Рекомендовано до друку д.т.н., професором Кондратом Р.М., д.т.н., професором Зарубініним Ю.О. (м. Київ)

MODERN TECHNOLOGIES OF GAS-LIFT OPERATION OF OIL AND WATERED GAS WELLS AND DIRECTIONS OF THEIR IMPROVEMENT

L. I. Khaidarova

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;
76019, Ivano-Frankivsk, Carpathian str., 15;
ph. +380 (3422) 4-21-95; e-mail: lilya.matiishun@gmail.com*

The paper analyzes the domestic and foreign publications on the use of the gas-lift method of operating oil and water wells in gas wells. The main types of gas lift eductor, their advantages and disadvantages, various gas-lift gas supply schemes, types and designs of starting and working gas-lift valves, their placement, use of replacement chambers are considered. The directions of further research on the gas-lift method of operation of low-pressure watered gas and gas condensate wells are substantiated.

Key words: *well, gas lift, operation, valve, gas, condensate, water.*