

КЛАСИФІКАЦІЯ ПЛУНЖЕРІВ ТА ОСОБЛИВОСТІ ЇХ ВИБОРУ ДЛЯ УСТАНОВКИ ПЛУНЖЕРНОГО ПІДНІМАЧА

¹А.В. Угрюновський, ¹Л.Б. Мороз, ²І.В. Криськів

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nuing.edu.ua

²ЛКНДЦ УкрНДІгаз, 79026, м. Львів, вул. Стрийська, 144, тел. (032) 2632179,
e-mail: Kryskiv@inbox.ru

Важливим аспектом підвищення ефективності нафтогазовидобувного комплексу є продовження стабільної роботи обводнених нафтових, газових і газоконденсатних свердловин.

Розглянуто один із можливих способів експлуатації обводнених свердловин з допомогою плунжерного піднімача. Охарактеризовані відомі конструкції плунжерів, їх характерні особливості, виконано аналіз методів зменшення витоків рідини через зазор між плунжером і насосно-компресорними трубами, обґрунтовано напрями підвищення ефективності використання плунжерного піднімача

Ключові слова: обводнення, вода, газ, свердловина, плунжер, амортизатор, ущільнення

Важным аспектом повышения эффективности нефтегазодобывающего комплекса является продолжение стабильной работы обводненных нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин.

Рассмотрен один из возможных способов эксплуатации обводненных скважин с помощью плунжерного подъемника. Охарактеризованы известные конструкции плунжеров, их характерные особенности, выполнен анализ методов уменьшения объема истечения жидкости сквозь зазор между плунжером и насосно-компрессорными трубами, обосновано путь повышения эффективности использования плунжерного подъемника.

Ключевые слова: обводнение, вода, газ, скважина, плунжер, амортизатор, уплотнение

The important aspect of improving the efficiency of oil and gas recovery complex is the continued stable operation of flooded oil, gas and gas condensate wells.

One of the possible ways of exploitation of flooded wells with the help of plunger lift is considered. The well-known constructions of pistons, their peculiarities have been characterized, the analysis methods to decrease the leakage of fluid through the gap between the pistons and tubing, trends to increase the efficiency of using plunger lift are grounded.

Keywords: irrigation, water, gas, mining hole, plunger, depreciation, compression

Більшість родовищ природних газів увійшла в завершальну стадію розробки, яка характеризується істотним зниженням пластового тиску, низькодебітністю свердловин і високим вмістом пластової води і вуглеводневого конденсату в пластовій продукції.

Одним із способів інтенсифікації роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин, а також низьконапірних нафтових свердловин є застосування плунжерного піднімача.

Для переведення свердловини на експлуатацію плунжерним піднімачем у нижній частині ліфтової колони встановлюють стаціонарний або знімний обмежувач (нижній амортизатор) ходу плунжера, а вище хрестовини або трійника фонтанної ялинки – верхній обмежувач ходу плунжера. В інтервалі між обмежувачами діаметри отворів прохідних каналів (стовбурового проходу): труб, вузла підвіски ліфтової колони у фонтанній арматурі, засувки, хрестовини та інших елементів фонтанної ялинки повинні бути одного розміру в межах, обмежених стандартними допусками розмірів на виготовлення труб.

Плунжер є головним елементом, в процесі підймання рідини плунжерним ліфтом.

На початковій стадії використання цього способу вважали, що введення поршня (пізніше

використовували плунжер), що відокремлює газ від стовпа нафти, що піднімається ним, призвело б до зниження витрати газу порівняно з підніманням нафти шляхом її розгазування. Крім того, робота поршня з малим навантаженням на нього від стовпа нафти, що піднімається, дала б менший протитиск на пласт, ніж при газліфтній експлуатації без поршня.

Таким чином, ранні конструкції газліфтного поршня нагадували «корок», що переміщувався то вгору то вниз між гирлом і башмаком підймальних труб.

У вітчизняній і зарубіжній літературі не вказано чіткої різниці між поршнем і плунжером, і ці терміни часто вживаються на рівних правах. Враховуючи, що відмінність між ними має вагоме значення і в певною мірою впливає на технологію роботи установки плунжерного піднімача, надалі поршнем називатимемо циліндр без прохідного осьового отвору, а плунжером – циліндр з прохідним осьовим отвором, який перебивається клапаном при русі плунжера угору і залишається відкритим при русі його вниз.

Однією з перших відомих конструкцій газліфтного поршня є конструкція Краснодар-НІПНафта, зображена на рис. 1 [1]. Поршень складається з циліндричного корпусу з попере-

чними канавками, за рахунок яких створюється турбулентне ущільнення, головки та наконечника.

Інша конструкція газліфтного поршня (винахід СРСР № 979621, автори Б.И.Кравченко, Г.П.Корнев, Л.Б.Хусід, і Н.Р.Рабінович), складається з корпусу, головки, наконечника та канавок [2]. З метою підвищення герметизуючої здатності його нижня стінка кожної канавки виконана конічної форми з кутом при вершині 90 – 150°.

В роботі [3] наведена ще одна конструкція газліфтного поршня, причому відстані між канавками в декілька разів більші за ширину самої канавки. За конструкцією і принципом роботи ці поршні подібні між собою, але мають різні маси (від 3,7 до 5,2 кг) та довжину циліндричної частини (від 340 до 500 мм). В УНР застосовувались поршні довжиною понад 1 м.

Основна проблема, яка виникала при використанні поршнів описаних конструкцій, це те, що вони не могли досягти нижнього амортизатора без зупинки свердловини. Тому вони могли бути рекомендовані тільки для установок періодичної дії.

При роботі установок періодичного газліфта поршні застосовувались ще досить не довгий час, хоча через відсутність клапанного вузла вони володіли значно більшою надійністю в роботі, ніж плунжери.

Згодом В. І. Шулятиков і Ю. В. Кобзев для установок періодичного видалення рідини із вибоїв свердловин запропонували оригінальну конструкцію плунжера довжиною 180 мм і загальною масою 1060 г (рис. 2). Плунжер цієї конструкції є пустотілим циліндром з кількома поперечними канавками на зовнішній поверхні і клапаном у вигляді кульки в нижній частині [5].

Наявність клапана в корпусі плунжера забезпечує опускання його під власною вагою до вибою і підняття під тиском газу до гирла. Після досягнення плунжером гирла свердловини клапан відкривається, і плунжер падає вниз, пропускаючи крізь себе рідину і газ, які поступають у свердловину. Клапан плунжера механічно закривається у момент удару плунжера до нижнього амортизатора. При цьому плунжер стає ніби суцільним поршнем, здатним підняти розгазовану рідину, що накопичилась в піднімальних трубах за попередній цикл роботи плунжера.

Удосконалення конструкцій плунжерів для плунжерного піднімача здійснюється від початку його створення (США Флетчер, 1924 р.), аж до сьогодення.

У США в 1999 році використання плунжерів, що складаються з двох механічно не скріплених секцій, було визнано перспективним. Фірма Pacemaker Plunger Co. (MGM Well Service, Inc.) розглядає конструкцію плунжера з кулькою як революційну, а напрямок для подальшого удосконалення цього пристрою – як перспективний [9].

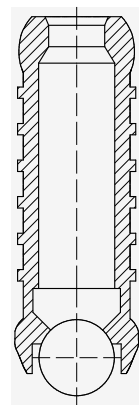
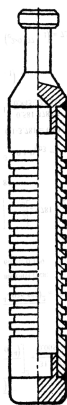


Рисунок 1 – Поршень Рисунок 2 – Плунжер конструкції конструкції КраснодарНІШнафта В. И. Шулятикова і Ю. В. Кобзева

Плунжер, зображений на рис. 2, називають також двосекційним, або плунжером типу «Літаючий клапан». На сьогодні відомо ще декілька удосконалених конструкцій такого типу [6, 7, 8].

В. І. Шулятиковим і Ю. В. Кобзевим також запропоновано плунжер, для свердловин, обладнаних багатоступінчастою колоною насосно-компресорних труб. Плунжер має декілька за кількістю ступенів, концентрично розміщених втулок із зовнішнім лабіринтним ущільненням та опорним буртом у верхній частині, причому гладкий осьовий канал кожної наступної втулки перевищує максимальний зовнішній діаметр попередньої втулки [10].

Плунжер типу «Літаючий клапан» знайшов своє застосування на родовищі Медвеже. Оскільки плунжер був використаний для експлуатації газових свердловин з ліфтовими колонами із труб умовним діаметром 168 мм, то для зменшення маси циліндричної частини на його бічній поверхні були виконані наскрізні пази (рис. 4).

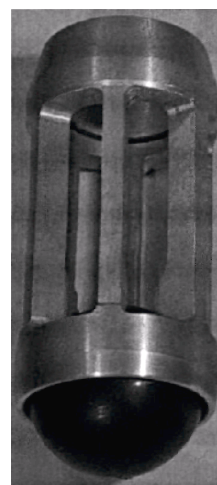
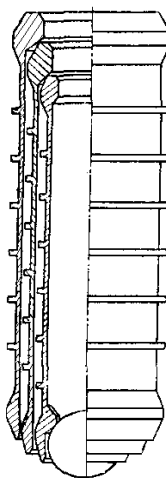
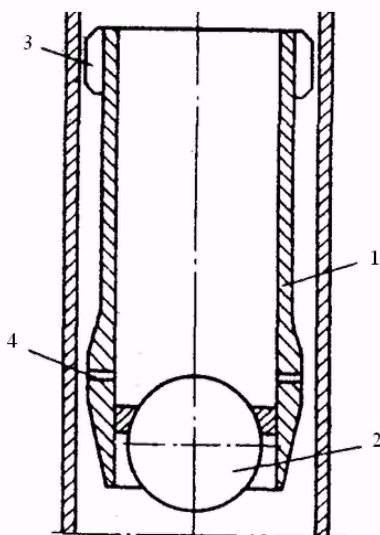


Рисунок 3 – Плунжер для багатоступінчастої колони насосно-компресорних труб Рисунок 4 – Плунжер типу «Літаючий клапан» з наскрізними пазами на бічній поверхні

Для виготовлення корпусу і клапана плунжера використовувались такі конструктивні матеріали: алюмінієвий сплав Д16Т, алюмінієвий сплав Д16Т із зносостійким оксидним покриттям, резинові суміші із маслонафтобензостійкої резини або поліуретанового каучука СКУ-50, літєвого поліуретану, сталі 40Х.

За період застосування плунжерного піднімача відбір рідини із дослідної свердловини склав близько 3200 тис. м³. При цьому за аналогічний період роботи свердловини без плунжера було відібрано близько 1750 тис. м³ рідини, і 6-8 разів довелося б проводити технологічні продування свердловини на факельну лінію (впродовж ~ 16-20 годин).

Для вирішення проблеми боротьби з витіканнями рідини через зазор між стінкою плунжера і колоною насосно-компресорних труб у роботі [12] запропоновано застосовувати пінопакерний плунжерний піднімач (рис. 5). В роботі [13] наведена схожа конструкція пінопакерного плунжера, в якій клапанний вузол виготовлено у вигляді диска.



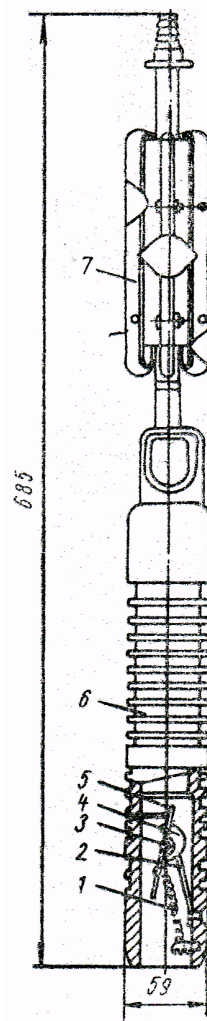
1 – втулка; 2 – кулька; 3 – радіальні отвори;
4 – направляючі ребра

Рисунок 5 – Пінопакерний плунжерний піднімач

У процесі піднімання плунжера рідина з розчищеною ПАР із внутрішньої частини плунжера поступає через радіальні канали в кільцевий зазор між втулкою і колоною насосно-компресорних труб. Висхідним потоком газу в зазорі вона перетворюється в піну, яка виноситься в простір над плунжером і одночасно створює в кільцевому зазорі своєрідний затвор для руху рідини. В результаті цього відбувається зменшення витоків рідини, усувається нисхідний рух рідини в зазорі, який спричиняє її витіки.

В Україні плунжерний піднімач застосовувався на Долинському родовищі у 1961-1963 рр. Конструкція плунжера була досить оригінальною (рис. 6), оскільки над верхньою частиною корпусу був розташований шкребок змінного

поперечного перерізу, який очищував насосно-компресорні труби від відкладень парафіну [11].



1 – пружина; 2 – біметалічна пластина;
3 – вісь; 4 – храповик; 5 – заслінка клапан;
6 – корпус з канавками; 7 – шкребок

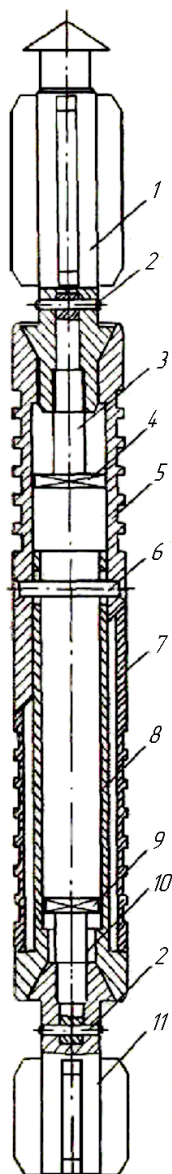
Рисунок 6 – Конструкція плунжера із шкребом

Із застосуванням плунжерного піднімача сумарний дебіт нафти із восьми свердловин зріс з 24,2 до 54,7 т/д, а середній газовий фактор зменшився з 2530 до 828 м³/т. За середньої глибини свердловин 1900 м було досягнуто близько 45-ти циклів роботи плунжера на добу. В роботі [9] йдеться про 80-140 циклів роботи на добу при глибині свердловини 1084 м.

Для зменшення витоків відпомповуваної рідини, Б.І.Щербієм і Б.М.Риловим розроблена конструкція складового газліфтного плунжера (СГП) (рис. 7), яка дає змогу підвищити продуктивність періодичних газліфтних свердловин і зменшити питому витрату робочого агента (газу) шляхом зниження витоків рідини крізь зазор між плунжером і ліфтовими трубами [16].

При русі плунжера вгору нижній і верхній клапани знаходяться в закритому положенні: нижній клапан під дією напору робочого агента, а верхній клапан під власною вагою і вагою

стовпа рідини, що піднімається, попереджуючи тим самим закупорювання прохідного каналу плунжера парафіном. Таким чином, плунжер при русі вгору піддається стискуючим осьовим зусиллям, унаслідок чого частини плунжера, завдяки наявності косої стикувальної поверхні, діють одна на одну у напрямі їх зсуву щодо поздовжньої осі плунжера, тобто в радіальному напрямі. При цьому обидві частини плунжера, тобто верхня і нижня, притиснуті до стінки труб взаємно протилежними частинами. В результаті цього значно зменшується площа кільцевого зазору, особливо в зоні стикувальної поверхні, що забезпечує додаткове зменшення витоків відпомповуваної рідини.



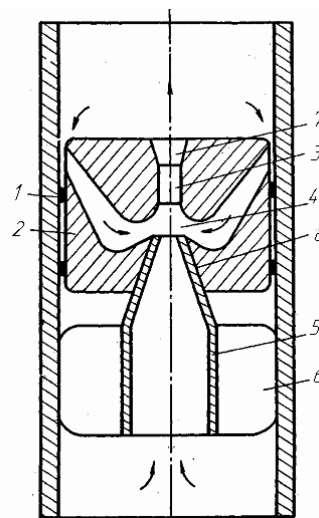
1 – верхній клапан; 2, 6 – заклепки; 3 – направляюча верхнього клапана; 4 – обмежувач руху верхнього клапана; 5 – верхня частина плунжера; 8 – фіксатор; 9 – обмежувач руху верхнього клапана; 10 – направляюча нижнього клапана; 11 – нижній клапан

Рисунок 7 – Загальний вигляд складового газліфтного плунжера

Випробування описаної конструкції плунжера проводилися на газліфтній свердловині Битківського родовища ПАТ „Укрнафта”. Загальна довжина плунжера становила 600 мм, мінімальний діаметр – 57 мм, максимальний діаметр – 62 мм при зсуві складових частин плунжера в радіальному напрямі. Робоча довжина стандартного плунжера становила 400 мм, умовний діаметр насосно-компресорних труб – 73 мм, нижній амортизатор був встановлений на глибині 1092 м.

За вказаних співвідношень діаметрів плунжера і ліфтових труб площа кільцевого зазору стандартного плунжера діаметром 57 мм становила 467 мм², а описаної конструкції плунжера, при зсуві його складових частин, — 245 мм², тобто площа кільцевого зазору складового плунжера (при русі його вгору) зменшувалася на 212 мм². Унаслідок зсуву складових частин плунжера в радіальному напрямі кільцевий зазор утворюється різницею площ „живого” перетину труб і еліпсоподібної проекції складового плунжера [16].

В роботі [17] А.М.Г.Абдулзаде, Р.М.Кондрат і М.П.Яцків запатентували унікальну конструкцію плунжера, який складається із корпусу з ущільнюючими елементами, камер інжекції та змішування, затвора із centruючими ребрами (рис. 8).



1 – корпус; 2 – ущільнювальні елементи; 3 – камера інжекції; 4 – камера змішування; 5 – затвор; 6 – centruючі ребра; 7 – осьовий канал; 8 – сідло

Рисунок 8 – Плунжер конструкції А.М.Г.Абдулзаде, Р.М.Кондрата і М.П.Яцківа

В процесі руху плунжера угору потік природного газу, виходячи із соплоподібного патрубку, аерує рідину, яка піднімається, і одночасно за рахунок камер інжекції і змішування підсмоктує рідину, що поступає між корпусом плунжера і стінками колони насосно-компресорних труб. В результаті аерації рідини зменшуються втрати тиску на тертя і зменшується протитиск стовпа рідини, що піднімається. При цьому підсос рідини із зазору запобігає можли-

вим її зворотнім вибокам. В цьому ж напрямі є схожі конструкції плунжерів, наведені в роботах [18, 19].

Особливий інтерес представляють плунжери, виготовлені з використанням біметалів. Так, запропоновані в роботах [22, 23] плунжери унаслідок різниці температур між вибоєм і гирлом свердловини збільшуються автоматично в діаметрі при нагріванні і навпаки при зменшенні температури приймають діаметр, рівний діаметру корпусу плунжера.

Автори робіт [15, 20] для зменшення витоків відпомповуваної рідини, що досягається зменшенням зазору між плунжером і насосно-компресорними трубами, пропонують конструкції плунжерів із змінними ущільнюючими елементами. Зношення поверхні таких типів плунжерів обмежується змінними ущільнюючими елементами. Інша конструкція плунжера [21] вирішувала ту саму проблему, але уже за рахунок винесення не усього стовпа рідини над плунжером, а лише її частини, яка надійно утримується у корпусі плунжера.

В роботі [25] для кращого контактування плунжера зі стінками труб запропоновано плунжер з підпружиненими лопатями, що розсуваються (рис. 9). Крім того, в корпусі плунжера встановлені розділювальні затвори, які запобігають різким ударам плунжера до стиків труб.

Для малодобитних свердловин, в продукції яких є пісок, солі та тверді механічні частинки, в роботі [26] пропонується застосовувати плунжер, покритий гнучкою нейловою щетиною (рис. 10). Щіткове покриття ефективно відчищає відкладення піску, солей та дрібних глинисто-піщаних фракцій, які накопичились всередині піднімальних труб. Діаметр щетини дещо більший за діаметр корпусу плунжера, тому він створює ефективне ущільнення за рахунок кращого прилягання до стінок труб.

Американська компанія «Production control services» [27] для запобігання відкладенню парафіну вздовж колони НКТ пропонує використовувати Ring Plunger – „кілець плунжер” (рис. 11) і Solid Plunger – „цілісний плунжер” (рис. 12).

Ring Plunger – має більш ніж 20 пружинних витків, які ефективно видаляють відкладення парафіну і постійно контактують зі стінкою НКТ, створюючи високоєфективне ущільнення.

Solid Plunger – також ефективно видаляє відкладення парафіну і має міцний цільний корпус, який дозволяє плунжеру швидше опускаться до вибою свердловини порівняно з плунжером попередньої конструкції.

Термін роботи плунжера слід визначати допустимою величиною його спрацювання. Дослідження свідчать, що за відсутності піску зношення сталюого плунжера по діаметру на кожні 1000 км., в середньому складає 0,05 мм. Приймаючи допустиме зношення плунжера по діаметру 1 мм і середні умови роботи плунжера в свердловині глибиною 1500 м при 30 циклах за добу термін роботи плунжера може бути прийнятий близько 7-ми місяців.

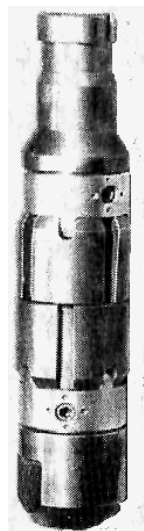


Рисунок 9 – Плунжер, Рисунок 10 – Плунжер що розширюється з покриттям із нейловою щетиною



Рисунок 11 – Ring Plunger

Рисунок 12 – Solid Plunger

Зараз відомо багато конструкцій плунжерів, які використовуються для різних умов експлуатації свердловин. Проте в багатьох випадках тривалість роботи плунжера в свердловинах не перевищує одного місяця.

Із наведеного матеріалу витікають наступні практичні висновки:

- зменшення кількості циклів роботи плунжера до 5-10 разів на добу дасть змогу продовжити період використання корпусу плунжера мінімум до двох років;

- значна кількість низьконапірних свердловин продувається в атмосферу для видалення рідини декілька разів на місяць, в таких випадках немає потреби в безперервній роботі плунжера: достатньо виносити рідину 5-10 разів на добу.

Основна тенденція при конструюванні плунжерів – це застосування ущільнення, яке під час руху плунжера вниз автоматично зменшує свій зовнішній діаметр, а при русі вгору автоматично розширюється і контактує із стінками труб.

В плунжерах відомих конструкцій запропоновані такі ущільнення:

- турбулентного типу;
- ущільнення, що розширюються за рахунок механічного переміщення;
- ущільнення, в яких використовується властивість термобіметалів розширюватись під дією температури;
- ущільнення зазору з допомогою піни;
- ущільнення зазору за рахунок ежектування рідини;
- ущільнення зазору за допомогою різного типу ущільнюючих елементів;
- комбіновані.

Серед відомого ряду конструкцій плунжерів є і такі, в яких не використовується жоден тип ущільнення [9, 21].

Плунжери з турбулентним ущільненням [1-8, 10, 11, 24]. До турбулентного типу відносяться лабіринтові ущільнення, що складаються з ряду канавок і виступів на корпусі плунжера. У деяких типів цих плунжерів для герметизації використовують нейлонові щітки та тефлонові покриття. Вважається, що ущільнення створюється за рахунок посиленої турбулізації потоків рідини і газу в зазорі.

Плунжер з щітковим ущільненням створює ефективну герметизацію за рахунок щетини, що забезпечує гнучкий контакт з насосно-компресорними трубами, а турбулентне ущільнення створюється між спіралями щіток. Цей плунжер призначено переважно для газових свердловин, що виносять разом з газом невеликі об'єми води або конденсату, а також для свердловин, в продукції яких міститься невелика кількість піску. Зношення плунжера обмежується змінними щітками. Випадки заклинювання плунжера дуже рідкісні, що досягається наявним зазором між насосно-компресорними трубами і сталевим корпусом плунжера. Відсутні умови для накопичення піску і інших твердих частинок в зазорі плунжера.

Турбулентне ущільнення плунжера з тефлоновою герметизацією створюється в горизонтальних канавках, що є в тефлоні. Тефлон, що оточує вузьку центральну частину сталевго корпуса плунжера, виготовляється у формі циліндрів, які легко замінюються. Цей плунжер призначено переважно для свердловин з короткими циклами, тому він має клапан. Поршень забезпечує високу ефективність роботи установки в свердловинах, що продукують нафту з дрібним абразивним піском, який не впливає на роботу клапана.

Ущільнення, що розширюються за рахунок механічного переміщення [16, 25]. Досить надійне ущільнення створюється за рахунок застосування складового газліфтного плунжера (плунжер виконаний із двох частин, які діють одна на одну у напрямі їх зсуву щодо повздовжньої осі плунжера), або плунжера з підпружиненими лопатками, які розсуваються при досягненні плунжером нижнього амортизатора і навпаки займають початкове положення при досягненні плунжером верхнього амортизатора.

Ущільнення, в яких використовується властивість термобіметалів розширюватись під дією температури [22, 23]. Біметали – металеві вироби, що складаються з двох міцно з'єднаних між собою металів або сплавів. Конструкція плунжера являє собою термобіметал, який розміщений між корпусом плунжера і розсувними ущільнюючими елементами. Один кінець термобіметалу, як правило, нерухомо закріплений у корпусі плунжера, а інший (через різницю у коефіцієнтах теплового розширення) переміщується із зміною температури пластини.

Ущільнення зазору з допомогою піни [12, 13]. У процесі піднімання плунжера піна, що утворюється за допомогою розчину ПАР та висхідного потоку газу створює в кільцевому зазорі своєрідний затвор, який запобігає можливим зворотнім витокам рідини.

Ущільнення зазору за рахунок ежектування рідини [17, 18, 19]. В процесі руху плунжера угору потік природного газу, виходячи із соплоподібного патрубка, аерує рідину, яка піднімається, і одночасно за рахунок камер інжекції і змішування підсмоктує рідину, що поступає між корпусом плунжера і стінками колони насосно-компресорних труб. В результаті аерації рідини зменшуються втрати тиску на тертя і зменшується протиск стовпа рідини, що піднімається. При цьому підсос рідини із зазору запобігає можливим її зворотнім витокам.

Ущільнення зазору за допомогою різного типу ущільнюючих елементів [14, 15, 20, 26]. Цей тип ущільнення створюється за рахунок зменшення величини зазору між корпусом плунжера і колоною піднімальних труб шляхом застосування різних ущільнюючих матеріалів (резинових сумішей та поліуретанового каучука).

Комбіновані ущільнення [8, 16]. До комбінованого типу ущільнення слід віднести такі в яких використовується одночасне поєднання двох і більше типів ущільнення.

Проведений аналіз літературних матеріалів у вітчизняних і зарубіжних виданнях свідчить про значний обсяг досліджень в області застосування плунжерного піднімача для експлуатації низьконапірних нафтових та обводнених газових і газоконденсатних свердловин. Проте розроблені конструкції плунжерів не знайшли широкого застосування на практиці через недосконалість їх конструкцій. Все це вимагає проведення додаткових досліджень для вдосконалення і впровадження відомих і розроблення нових конструкцій плунжерів та обґрунтування областей ефективного застосування установки плунжерного піднімача.

Література

1 Белов И.Г. Теория и практика переодического газлифта [Текст] / И.Г. Белов. – М.: Недра, 1975. – 143 с.

2 Пат. 979621 Российская Федерация, Е 21 В 43/00. Скважинный гидропакерный поршень [Текст] / Б.И.Кравченко, Г.П.Корнев, Л.Б.Хусид, и Н.Р.Рабинович; заявитель и патен-

тообладатель Всесоюзный научно-исследовательский институт по креплению скважин и буровым растворам. – № 3258690/22-03; заяв. 09.01.1981; опубл. 07.12.1982, Бюл. № 45. – 2 с.: ил.

3 Plunger Types,

<http://www.plungerlift.com/plungers.htm>

4 Plunger-lift systems 2008 catalog.

www.weatherford.com/weatherford/groups

5 Угриновський А. Характеристика та вибір конструкцій плунжерних піднімачів [Текст] / Андрій Угриновський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – №2. – С. 12-17.

6 Пат. 791939 Российская Федерация, Е 21 В 43/00. Плунжерный лифт [Текст] / В.И.Шулятиков, М.М.Розенфельд; заявитель и патентообладатель Всесоюзный научно-исследовательский природный газов. – № 2164770/22-03; заяв. 21.07.1975; опубл. 30.12.1980, Бюл. № 48. – 2 с.: ил.

7 Пат. 802525 Российская Федерация, Е 21 В 43/00. Плунжер для плунжерного лифта [Текст] / В.И.Шулятиков, М.М.Горбачева; заявитель и патентообладатель Всесоюзный научно-исследовательский природный газов. – № 2654245/22-03; заяв. 07.08.1978; опубл. 07.02.1981, Бюл. №5. – 2 с.: ил.

8 Пат. 857444 Российская Федерация, Е 21 В 43/00. Устройство для удаления жидкости из обводненных газовых скважин [Текст] / А.А.Александров, Ю.Н.Соколов, А.Шин; заявитель и патентообладатель Всесоюзный научно-исследовательский природный газов. – № 2800701/22-03; заяв. 24.07.1979; опубл. 23.08.1981, Бюл. № 31. – 3 с.: ил.

9 Медко В.В. Технология удаления жидкости из газовых скважин с лифтовыми колоннами больших диаметров [Текст]: дис. ... канд. техн. наук : 2007 / Медко Владимир Васильевич. – Москва, 2007. – 142.

10 Пат. 188423 Российская Федерация, Е 21 В 43/00. Летающий клапан для плунжерного лифта [Текст] / В.И. Шулятиков и Ю.В. Кобзев.; заявитель и патентообладатель Всесоюзный научно-исследовательский природный газов. – № 1019799/22-3; заяв. 19.07.1965; опубл. 01.11.1966, Бюл. № 22. – 3 с.: ил.

11 Автоматизированный плунжерный лифт [Текст] / М.К. Воронежский, А.М. Гнатюк, Ю.Д. Качмар [и др.] // Машины и нефтяное оборудование. – 1965. – №2. – С. 24 – 26.

12 Пат. 1017791 Российская Федерация, Е 21 В 43/00. Способ эксплуатации газовой скважины плунжерным лифтом [Текст] / С.Н.Закиров, Ю.П.Коротаев, М.М.Билецкий, Р.М.Кондрат, В.Ф.Будымка и Г.В.Тимашев; заявитель и патентообладатель Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М.Губкина и Ивано-Франковский институт нефти и газа. – № 3318500/22-03; заяв. 20.07.1981; опубл. 15.05.1983, Бюл. №18. – 3 с.: ил.

13 Пат. 1458557 Российская Федерация, Е 21 В 43/00 Плунжер для плунжерного лифта [Текст] / М.М.Билецкий, М.П.Яцкив, В.Ф.Бу-

дымка, А.Я.Строгий и А.В.Кусакин; заявитель и патентообладатель Ивано-Франковский институт нефти и газа и Украинский научно-исследовательский институт природных газов. – № 4249889/22-03; заяв. 03.04.1987; опубл. 15.02.1989, Бюл. №6. – 2 с.: ил.

14 Пат. 794192 Российская Федерация, Е 21 В 43/00 Плунжер для плунжерного лифта [Текст] / И.В.Роман; заявитель и патентообладатель И.В.Роман. – № 2174988/22-03; заяв. 24.09.1975; опубл. 07.01.1981, Бюл. №1. – 2 с.: ил.

15 Пат. 108765 Российская Федерация, Е 21 В 43/00 Плунжер для плунжерного лифта [Текст] / А.М.Г.Абдулзаде, З.Г.Амирасланов, А.И.Спивак, Р.А.Абдулзаде и А.В.Бобошко; заявитель и патентообладатель Ивано-Франковский институт нефти и газа. – № 3388341/22-03; заяв. 25.01.1982; опубл. 23.04.1984, Бюл. №15. – 3 с.: ил.

16 Машины и нефтяное оборудование. Б.И.Щербий, Б.М.Рылов (ЦНИЛ ПО Укрнефть).

17 Пат. 1004620 Российская Федерация, Е 21 В 43/00 Плунжер для плунжерного лифта [Текст] / А.М.Г.Абдулзаде, Р.М.Кондрат и М.П.Яцкив; заявитель и патентообладатель Ивано-Франковский институт нефти и газа. – № 3342855/22-03; заяв. 30.09.1981; опубл. 15.03.1983, Бюл. №10. – 3 с.: ил.

18 Пат. 1078033 Российская Федерация, Е 21 В 43/00 Плунжер для плунжерного лифта [Текст] / А.М.Г.Абдулзаде, Р.М.Кондрат, Р.А.Абдулзаде и М.П.Яцкив; заявитель и патентообладатель Ивано-Франковский институт нефти и газа. – № 3434540/22-03; заяв. 07.05.1982; опубл. 07.03.1984, Бюл. №9. – 2 с.: ил.

19 Пат. 1183664 Российская Федерация, Е 21 В 43/00 Плунжер для плунжерного лифта [Текст] / А.М.Г.Абдулзаде, Э.С.Р.Садыгзаде, М.П.Яцкив и Ф.А.Абдулзаде; заявитель и патентообладатель Ивано-Франковский институт нефти и газа. – № 3710318/22-03; заяв. 31.12.1983; опубл. 07.10.1985, Бюл. № 37. – 3 с.: ил.

20 Пат. 1183664 Україна. МПК Е21В 43/00 F04В 47/00 F04В 47/12. Плунжер для підйому рідини з обводненої газової свердловини [Текст] / Кондрат О.Р., Угриновський А.В.; заявник і патентовласник Ивано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – №a200612158; заявл. 20.11.2006; опубл. 27.04.2009, бюл. № 8. – 3 с.: іл.

21 Пат. 83920 Україна. МПК Е21В 43/00. Плунжер для підйому рідини з обводненої газової свердловини [Текст] / Кондрат Р.М., Климишин Я.Д., Кондрат О.Р., Василюк Л.М.; заявник і патентовласник Ивано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – №a200612190; заявл. 20.11.2006; опубл. 26.08.2008, бюл. № 16. – 3 с.: іл.

22 Пат. 578445 Российская Федерация, Е 21 В 43/00 Плунжер для периодической эксплуатации скважин [Текст] / В.С.Горшенев, Ю.К.Игнатченко и С.П.Прибытков; заявитель и

патентообладатель Ивано-Франковский институт нефти и газа. – № 2086681/22-03; заяв. 23.12.1974; опуб. 30.10.1977, Бюл. № 40. – 3 с.: ил.

23 Пат. 1002535 Российская Федерация, Е 21 В 43/00 Плунжер для периодической эксплуатации скважин [Текст] / А.М.Г.Абдулзаде, Р.М.Кондрат, М.П.Яцкив и С.В.Волковецкий; заявитель и патентообладатель Ивано-Франковский институт нефти и газа. – № 3314061/22-03; заяв. 10.07.1981; опуб. 07.03.1983, Бюл. №9. – 3 с.: ил.

24 Джейм Ли. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин [Текст] / Джейм Ли, Генри Никенс, Майкл Уэллс. – Москва: ООО Премил Инжиниринг, 2008. – 358 с.: ил. – Библиогр. : с.109 – 112.

25 Plunger-lift systems 2008 catalog.
www.weatherford.com/weatherford/groups

26 Plunger Lift Primer.
http://www.proseallift.com/plunger_lift_primer.htm

27 Ring Plunger. Solid Plunger.
http://www.pcslift.com/plungerlift/ring_plunger.html

*Стаття надійшла до редакційної колегії
21.11.11*

*Рекомендована до друку професором
Кондратом Р.М.*