

Техніка і технології

УДК 681.2:532.64

ХАРАКТЕРИСТИКА ТА ВИБІР КОНСТРУКЦІЙ ПЛУНЖЕРНИХ ПІДНІМАЧІВ

А.В.Угриновський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 42195,
e-mail: public@nung.edu.ua

Рассмотрены типы конструкций плунжеров и принцип работы плунжерных подъемников для эксплуатации обводненных нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин. Выполнен анализ способов уплотнения кольцевого зазора между плунжером и колонной насосно-компрессорных труб.

The types of constructions and principle of work of plunger lifts for exploitation of water-encroached oil, gas and gas condensate wells are considered. Analysis of ways of consolidation of annular gap between plunger and flow column is done.

Проблема обводнення нафтових, газових і газоконденсатних свердловин та експлуатації їх з водою в продукції є надзвичайно актуальною для нафтової і газової галузі в Україні та й загалом у світі.

Обводнення нафтових і газових свердловин за природного або штучного водонапірного режиму в покладах є закономірним і неминучим процесом.

Більшість нафтових і газових родовищ України вступило у пізню стадію розробки, яка переважно характеризується обводненням свердловин. Обводнення свердловин призводить до прогресуючого зменшення поточного дебіту нафти і газу, поступового припинення природного фонтанування свердловин, зниження коефіцієнта кінцевого нафтогазоконденсатовилучення із пластів і викликає великі непродуктивні витрати на видобування, транспортування, підготовлення та утилізацію супутньої води і пов'язані з нею ускладнення в роботі свердловин (корозія обладнання, відкладання солей, утворення емульсій і т. д.).

Одним із способів інтенсифікації роботи низьконапірних обводнених нафтових, газових і газоконденсатних свердловин є застосування плунжерного піднімача. Плунжерний піднімач є перехідним між фонтанним і механізованими способами експлуатації свердловин. Застосування плунжерного піднімача дозволяє продовжити фактичний період експлуатації свердловин з великим вмістом рідини (нафти, газового конденсату, води) у пластовій продукції, а у разі періодичного газліфта – зменшити витрату газліфтного газу.

Типова конструкція плунжерного піднімача включає колону насосно-компресорних труб з верхнім і нижнім амортизаторами і розташованим між ними плунжером [1]. Основним елементом плунжерного піднімача є плунжер. Плунжер виконує роль рухомої перегородки між рідиною і газом, яка зменшує проковзування газу відносно рідини. Плунжер найпростішої конструкції являє собою пустотілий циліндр з рядом поперечних канавок на зовнішній поверхні і клапаном у нижній частині.

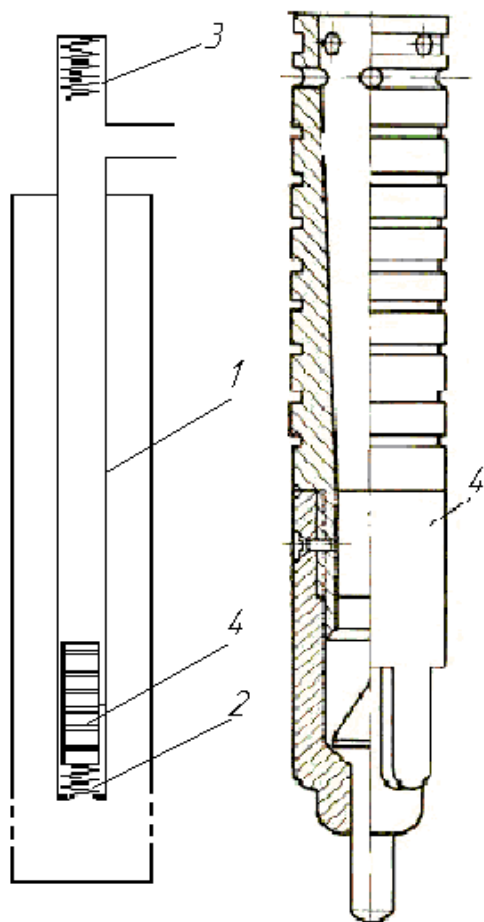
В США у 30-х роках було запропоновано установку періодичного газліфта, яка зображена на рисунку 1. Установка складається з колони насосно-компресорних труб 1 з нижнім амортизатором 2, гирлової арматури з верхнім амортизатором 3 і плунжера 4. Викид постійно відкритий у збірну систему.

Управління роботою установки здійснюється самим плунжером, який має клапан, що закривається знизу вверх [2].

Запропоновано ряд конструкцій плунжерів для плунжерного піднімача.

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, який зображено на рисунку – 2.

Плунжер працює так. Після того, як плунжер підійшов до гирла свердловини, кулька відділяється від втулки, і падіння їх на нижній амортизатор відбувається окремо. Кулька в падінні випереджує втулку. Це має велике значення, тому що повністю виключається можливість самовільного закриття клапана плунжера.



1 – колона насосно-компресорних труб;
 2 – нижній амортизатор;
 3 – гирлова арматура; 4 – плунжер
Рисунок 1 – Схема плунжерного ліфта

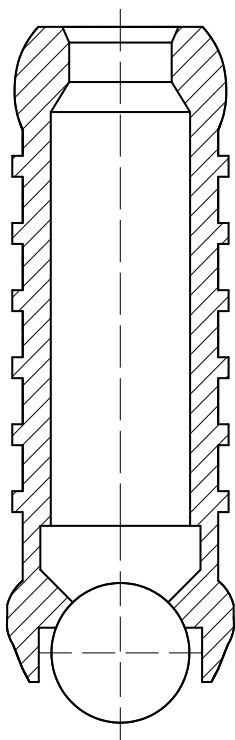


Рисунок 2 – Плунжер конструкції В.І.Шулятикова і Ю.В.Кобзєва

Кулька першою приходиться на нижній амортизатор, а потім на неї опускається втулка, перекриваючи свій прохідний отвір. Цю конструкцію плунжера слід вважати найбільш вдалою.

Завдяки винятковій простоті і надійності пристрою клапанного вузла і сам плунжер, і підземна частина установки мають великі міжремонтні терміни роботи [2].

В.І.Шулятиковим і Ю.В.Кобзєвим також запропоновано плунжер, для свердловин, обладнаних багатоступінчастою колоною насосно-компресорних труб (рис. 3). Плунжер має декілька по числу 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 [3].

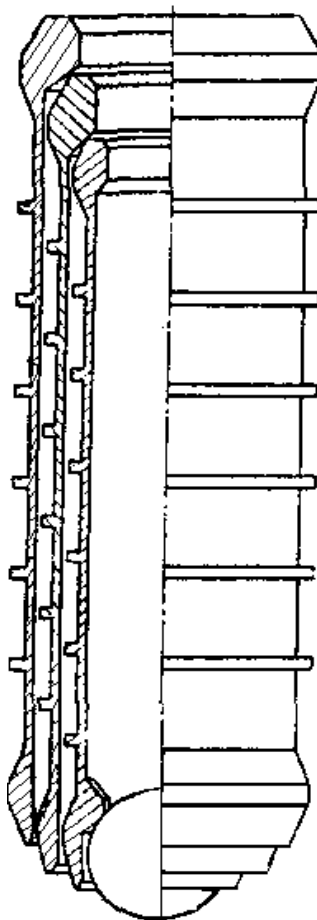


Рисунок 3 – Плунжер для багатоступінчастої колони насосно-компресорних труб

Результати стендових дослідів переконливо засвідчили, що установка періодичного плунжерного піднімача працює в оптимальному режимі тільки за умови повного розгазування стовпа рідини, що викидається, ще до надходження плунжера на гирло свердловини. А для цього потрібно, щоб плунжер обов'язково мав достатній проміжок до труб [2].

Теоретичного обґрунтування необхідної величини проміжку поки що немає. Багаторічний досвід застосування плунжерного підніма-

ча на нафтових промислах свідчить, що для перевірки стандартних насосно-компресорних труб діаметром 73 мм, що опускаються в свердловину, максимально допустимий діаметр шаблону не повинен перевищувати 60 мм. За цієї умови максимальний діаметр плунжера або поршня, що забезпечує вільний рух його вздовж насосно-компресорних труб, не повинен перевищувати 59 мм.

При якості стандартних труб, що існує на сьогодні, і промислових умовах їх опускання практично мінімальна величина проміжку не повинна перевищувати 1,5 мм на сторону. Вказана величина проміжку цілком узгоджується з прийнятою в світовій практиці величиною проміжку від 0,8 до 2 мм.

Основна тенденція при конструюванні плунжерів — це застосування ущільнення, що розширюється, яке при русі плунжера вниз автоматично зменшує свій зовнішній діаметр, а при русі вгору також автоматично розширюється і контактує із стінками труб.

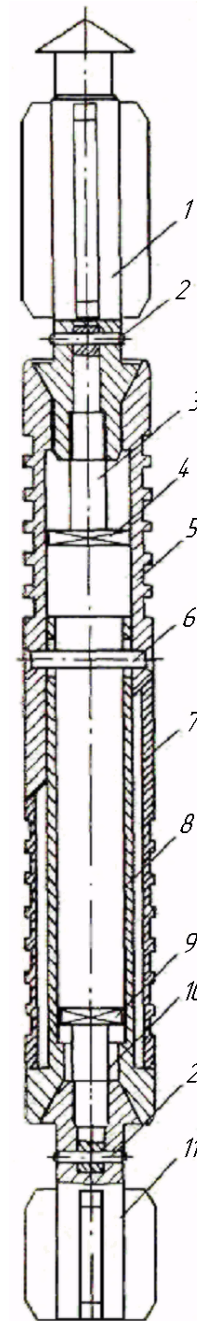
Запропоновані такого типу ущільнення:

- турбулентного, до них відносяться лабіринтові ущільнення, що складаються з ряду канавок і виступів на корпусі плунжера;
- щіткові, які виготовляються з нейлонової щетини, закріпленої на плунжері. Вважається, що ущільнення створюється за рахунок посиленої турбулізації потоків рідини і газу в у проміжку;
- застосування еластичних сорочок;
- застосування складового газліфтного плунжера;
- біметалічні, в яких використовується властивість біметалів змінювати свою форму при зміні температури;
- ущільнення проміжку з допомогою піни.

Створити працездатне ідеальне ущільнення, яке б могло розширюватись, практично неможливо. В принципі, хороше ущільнення можна отримати шляхом застосування еластичних сорочок з гуми або пластмаси, що розширюються, але вони, як засвідчила практика, дуже швидко зношуються. Інші ж типи ущільнення дуже складні за конструкцією і не можуть забезпечити герметичність.

Б.І.Щербій і Б.М.Рилов вважають, що для зменшення витоків відкачуваної рідини, потрібно зменшити кільцевий проміжок між плунжером і насосно-компресорними трубами. Практика свідчить, що зменшення кільцевого проміжку за рахунок збільшення зовнішнього діаметра плунжера не призводить до позитивних результатів: погіршується тривалість руху плунжерів вгору і, особливо, вниз, коли під впливом натиску висхідного потоку газу відбувається зависання плунжера в ліфті.

Враховуючи наведене, Б.І.Щербієм і Б.М.Риловим розроблено конструкцію складового газліфтного плунжера (СГП) (рис. 4, 5), яка дає змогу підвищити продуктивність періодичних газліфтних свердловин і зменшити питому витрату робочого агента (газу) шляхом зниження витоків відкачуваної рідини через проміжок між плунжером і ліфтовими трубами.

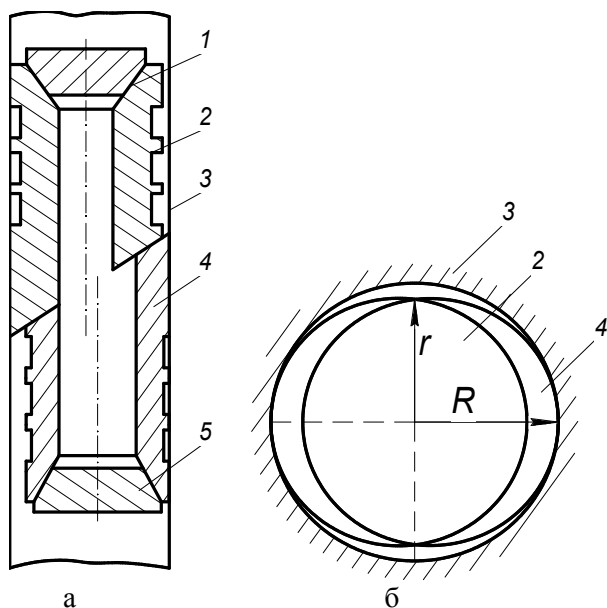


- 1 – верхній клапан; 2, 6 – заклепки;
 3 – направляюча верхнього клапана;
 4 – обмежувач руху верхнього клапана;
 5 – верхня частина плунжера; 8 – фіксатор;
 9 – обмежувач руху верхнього клапана;
 10 – направляюча клапана; 11 – нижній клапан

Рисунок 4 – Загальний вигляд складового газліфтного плунжера

Робота газліфтного складового плунжера полягає ось у чому.

У початковому положенні плунжер опирається нижнім клапаном на амортизатор, встановлений в насосно-компресорних трубах, а нижній і верхній клапани знаходяться в закритому положенні. Свердловинна рідина, що надходить через проміжок між плунжером і стінкою ліфта, нагромаджується в ліфті над плунжером.



а – розміщення в ліфті під час руху плунжера вгору; б – схема зазору при русі плунжера вгору; 1, 5 – клапани; 2, 4 – нижня і верхня частини плунжера; 3 – ліфт

Рисунок 5 – Схема розміщення складового газліфтного плунжера при русі вгору

Під час руху плунжера вгору нижній і верхній клапани знаходяться в закритому положенні: нижній – під дією напору робочого агента, а верхній – під власною вагою і вагою стовпа рідини, що піднімається, попереджуючи тим самим закупорювання прохідного каналу поршня парафіном. Таким чином, плунжер під час руху 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 проміжку, особливо в зоні стикувальної поверхні, що забезпечує додаткове зменшення витоків відкачуваної рідини.

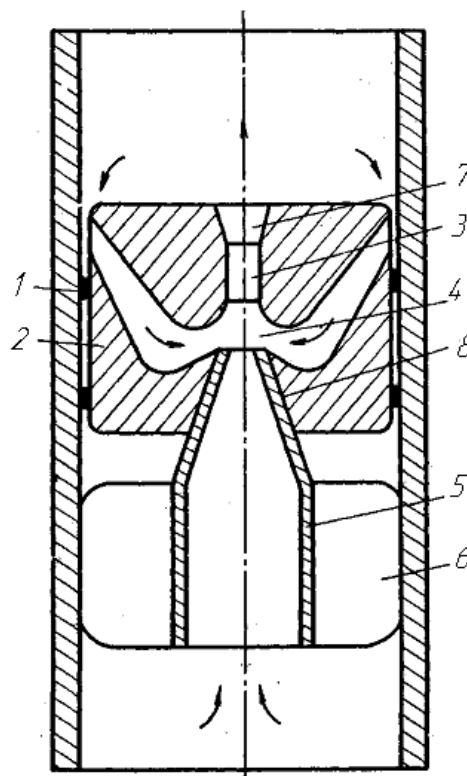
При досягненні плунжером верхнього гирлового амортизатора нижній клапан під дією реакції амортизатора і власної ваги відходить від корпусу, утримуючись в ньому обмежувачем ходу. Прохідний канал плунжера стає відкритим і верхній клапан під натиском висхідного потоку газу також відходить вгору від корпусу. Таким чином, прохідний канал плунжера максимально відкривається і під дією власної ваги плунжер починає рухатися вниз до нижнього амортизатора. При цьому продовжується рух газу через нього. Це забезпечує прискорення падіння плунжера, що зумовлює можливість його роботи з підвищеною циклічністю. При падінні плунжера вниз нижня складова його частини під дією ваги дещо відходить від верхньої частини за рахунок можливості осьового зсуву фіксатора 8 (див. рис. 5).

Випробування описаної конструкції плунжера проводилися на газліфтній свердловині Битківського родовища ВАТ „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 ліфтових труб – 73 мм, нижній амортизатор був встановлений на глибині 1092 м.

За вказаних співвідношень діаметрів плунжерів і ліфтових труб площа кільцевого проміжку стандартного плунжера діаметром 57 мм становила 467 мм^2 , а описаної конструкції плунжера при зсуві його складових частин – 245 мм^2 , тобто площа кільцевого проміжку складового плунжера (під час руху його вгору) зменшувалася на 212 мм^2 . Унаслідок зсуву складових частин плунжера в радіальному напрямі кільцевий проміжок утворюється різницею площ живого перетину труб і еліпсоподібної проекції складового плунжера (вигляд зверху, рис. 5, б).

Використання складового газліфтного плунжера дало змогу значно збільшити продуктивність свердловин і понизити питому витрату робочого агента (газу) [5].

А.М.Г.Абдулзаде, Р.М.Кондрат, М.П.Яцків для зменшення втрат тиску на тертя і зменшення протитиску стовпа рідини, що піднімається, запропонували іншу конструкцію плунжера, схема якого зображеного на рисунку 6.



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

Рисунок 6 – Схема плунжерного піднімача

Плунжер складається із корпусу з ущільнюючими елементами, камер інжекції та змішування, затвора з центруючими ребрами. В корпусі виконано осьові канали і сідло.

Під час руху плунжера вниз корпус і затвор опускаються окремо, оскільки маса затвора більша за масу корпусу. Під дією тиску газу, що поступає із пласта або за сигналом автомата регулятора циклів, корпус і затвор починають підніматись угору. 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 протискання стовпа рідини, що піднімається. При цьому підсос рідини із проміжку запобігає можливим її зворотнім витокам. Після досягнення верхнього амортизатора затвор відділяється від корпусу, і вони під дією власної ваги окремо рухаються вниз. Цикл повторюється [6].

Щоб зменшити кільцевий проміжок між плунжером і ліфтом, В.С.Горшенев, Ю.В.Ігнатенко та С.П.Прібитков пропонують конструкцію плунжера, що розширюється, із застосуванням властивостей термобіметалів, зображеного на рисунку 7.

В основу запропонованого плунжера, що розширюється, взято властивість біметалів змінювати свою форму при зміні температури [6].

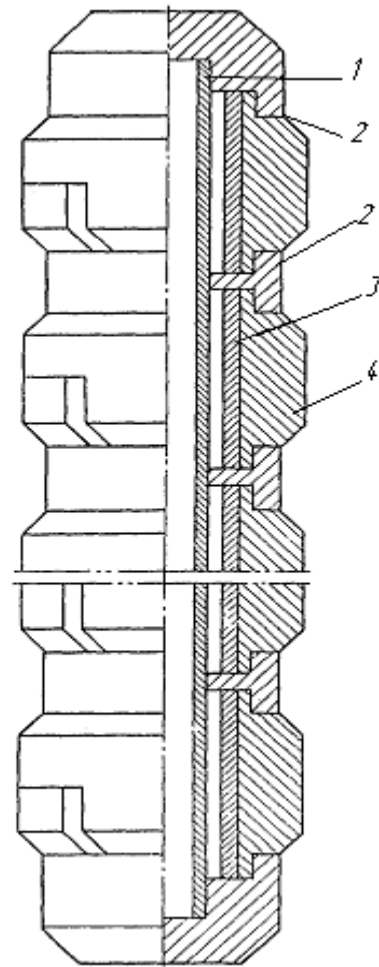
Плунжер містить корпус, обмежувачі, пружини, виконані у вигляді розрізаних кілець з термобіметалу, розміщених між корпусом і розсувними ущільнюючими елементами.

У випадку потрапляння плунжера, що розширюється, на нижній обмежувач плунжерного ліфта під шар рідини, унаслідок різниці температур між вибоєм і гирлом свердловини термобіметалічні пружини 3, нагріваючись, збільшуються в діаметрі і розсувають елементи ущільнювачів 4 до упору в обмежувачі 2. В результаті радіального переміщення елементів ущільнювачів відбувається повне перекриття перегину труб. Тиском газу плунжер, що розширюється, піднімається до гирла свердловини, виштовхуючи рідину. Після винесення рідини плунжер на гирлі остигає, діаметр біметалічних пружин 3 зменшується, що дає можливість ущільнюючим елементам 4 набирати розмірів, рівних діаметру обмежувачів 2. Плунжер знову може вільно падати на нижній обмежувач плунжерного ліфта [7].

Деякі американські фірми виготовляють плунжери із особливо твердих сталей. Цей напрям має дещо негативні наслідки, оскільки відбувається зношення труб. Відповідно для зменшення зношення труб плунжер потрібно виготовляти зі сталі за твердістю меншої ніж сталь труб.

Термін роботи плунжера слід визначати допустимою величиною його зношення. Спостереження свідчать, що зношений плунжер, виготовлений з будь-якого матеріалу, набуває

бочкоподібної форми. Найбільшому зношенню піддаються кінці плунжера, а найменшому – на відстані, приблизно однієї третьої довжини циліндричної частини плунжера, рахуючи від верхнього кінця [2].



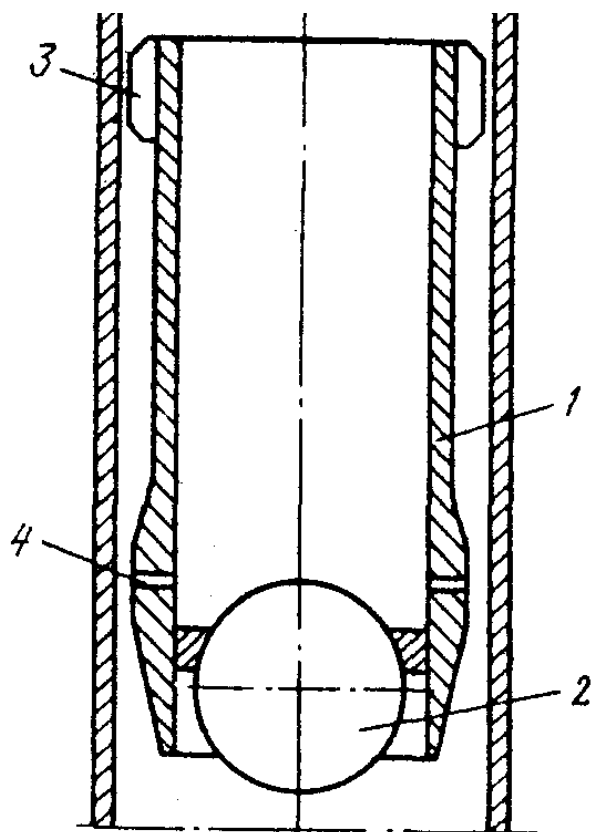
1 – корпус; 2 – обмежувачі; 3 – пружини;
4 – ущільнюючі елементи

**Рисунок 7 – Плунжер конструкції
В.С.Горшенева, Ю.В.Ігнатенка та
С.П.Прібиткова**

Нестандартним рішенням проблеми боротьби з витіканнями рідини через проміжок між стінкою плунжера і колоною насосно-компресорних труб є застосування пінопакерного плунжерного піднімача (рис. 8), запропонованого С.Н.Закіровим, Ю.П.Коротасвим, М.М.Білецьким, Р.М.Кондратом, В.Ф.Будимкою і Г.В.Тимашевим [8].

Плунжер складається із втулки і кульки. Втулка має в нижній частині розширення з радіальними отворами, а у верхній частині – направляючі ребра.

Під час руху плунжера вниз, клапан знаходиться у відкритому стані і газ вільно проходить через внутрішню порожнину втулки. Під дією тиску газу, який поступає із пласта, плунжер з закритим клапаном піднімається із стовпом рідини над ним, який містить ПАР.



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

**Рисунок 8 – Плу́нжер для пінопакерного
плу́нжерного піднімача**

У процесі піднімання плунжера рідина з розчиненою ПАР із внутрішньої частини плунжера поступає через радіальні канали в кільцевий проміжок між штулкою 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 проміжку своєрідний затвор для руху рідини. В результаті цього відбувається зменшення витоків відкачуваної рідини, усувається нисхідний рух рідини в проміжку, який спричиняє її витіки.

На сьогодні відомі конструкції плунжерів не знайшли широкого застосування на практиці через недосконалість їх конструкцій.

Подальші дослідження доцільно б спрямувати на вдосконалення конструкцій плунжерів та їх ущільнень, для забезпечення повного і безперервного винесення з вибою на поверхню всієї рідини, яка надходить із пласта і конденсується з газу в стовбурі свердловини.

1 Технология и техника добычи нефти / И.М.Муравев, М.Н.Базлов, А.И.Жуков, Б.О.Чернов. – М.: Недра, 1971. – С. 275-285/

2 Белов. И.Г. Теория и практика периодического газлифта. – М.: Недра, 1975. – 143 с.

3 А.с. 188423 [СССР]. Летающий клапан для плунжерного лифта / Авт. изобрет. В.И.Шулятиков и Ю.В.Кобзев. – Заявл. 19.07.1965 (1019799/22-3); Опубл. в Б.И., 01.11.1966, №22.

4 А.с. 1458557 [СССР]. Плунжер для плунжерного лифта / Авт. изобрет. М.М.Билецкий, М.П.Яцкв, В.Ф.Будымка, А.Я.Строгий и А.В.Кусакин. – Заявл. 03.04.1987 (4249889/22-03); Опубл. в Б.И., 15.02.1989, № 6.

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

6 А.с. 1004620 [СССР]. Плунжер для плунжерного лифта / Авт. изобрет. А.М.Г.Абдулзаде, Р.М.Кондрат и М.П.Яцкв. – Заявл. 30.09.1981 (3342855/22-03); Опубл. в Б.И., 15.03.1983, №10.

7 А.с. 578445 [СССР]. Плунжер для периодической эксплуатации скважин / Авт. изобрет. В.С.Горшенев, Ю.К.Игнатченко и С.П.Прибытков. – Заявл. 23.12.1974 (2086681/22-03); Опубл. в Б.И., 30.10.1977, №40.

8 А.с. 1017791 [СССР]. Способ эксплуатации газовой скважины плунжерным лифтом / Авт. Изобрет. С.Н.Закиров, Ю.П.Коротаев, М.М.Билецкий, Р.М.Кондрат, В.Ф.Будымка и Г.В.Тимашев. – Заявл. 20.07.1981 (3318500/22-03); Опубл. в Б.И., 15.05.1983, №18.