

УДК 66.074.1.022.63

М.А. ДОРОХОВ¹, В.П. ТРОЦЬКИЙ, канд. техн. наук, А.М. ШУЛЬГА²
(ПолтНТУ ім. Юрія Кондратюка¹, УкрНДІгаз²)

АНАЛІЗ СУЧАСНИХ ПРИСТРОЇВ ДЛЯ УСТАНОВКИ ТА ВИЛУЧЕННЯ ПАКЕРІВ ЗІ СВЕРДЛОВИН

У статті обґрунтовано доцільність використання підземного комплексу обладнання, до складу яких входять пакери на родовищах ПАТ «Укргазвидобування» з низькими пластовими тисками. Розглянуто, розроблені УкрНДІгазом, комплекси підземного обладнання, які включають пакери. Описано умови роботи підвісного механічного пакера під час виконання різного роду технологічних операцій. Обґрунтовано негативні наслідки витискання ущільнення пакера в радіальний зазор між обсадною колоною й упором ущільнення та запропоновано конструктивне вирішення даної проблеми. Проаналізовано фактори, які впливають на якість ущільнення пакером затрубного простору свердловини. В статті проаналізовано сучасний стан проблем установки та вилучення пакерів зі свердловин. Описано найбільш поширені методи очистки внутрішньої поверхні експлуатаційної колони.

Розглянуто конструктивне вирішення неякісної очистки місця встановлення пакера – пристрій для підготовки місця встановлення пакера. Розглянуто технологія вилучення пакеруючого обладнання за допомогою спеціально розробленого інструменту УкрНДІгазом.

В статье обоснована целесообразность использования подземного комплекса оборудования, в состав которых входят пакера на месторождениях ПАО «Укргаздобыча» с низкими пластовыми давлениями. Рассмотрены, разработанные УкрНИИгазом, комплексы подземного оборудования, включающие пакера. Описаны условия работы подвешенного механического пакера при выполнении различного рода технологических операций. Обоснованно негативные последствия вытеснения уплотнения пакера в радиальный зазор между обсадной колонной и упором уплотнения и предложено конструктивное решение данной проблемы. Проанализированы факторы, которые влияют на качество уплотнения пакером затрубного пространства скважины. В статье проанализировано современное состояние проблем установки и извлечения пакеров из скважин. Описаны наиболее распространенные методы очистки внутренней поверхности эксплуатационной колонны.

Рассмотрено конструктивное решение некачественной очистки места установки пакера - устройство для подготовки места установки пакера. Рассмотрено технологию извлечения пакеровочного оборудования с помощью специально разработанного инструмента УкрНИИгаз.

The paper proved the feasibility of using underground complex equipment, which include packers in the fields of PJSC "UkrGasDobycha" low reservoir pressure. Considered developed UkrNDIGaz complexes underground equipment, including packer. We describe the conditions of the suspended mechanical packer by various kinds of manufacturing operations. Grounded negative consequences squeezing packer seals in radial clearance between the casing and the focus of seals and proposed a constructive solution to the problem. Factors affecting the quality seal packer annulus wells. The article analyzes the current state problems installing and removing packers from wells. We describe the most common methods of cleaning the surface vnitriishnoyi production string.

Considered constructive solution substandard cleaning the site of the packer - a device for preparing the site of the packer. Considered extraction technology pakeruyuchoho equipment using a specially designed tool UkrNDIGaz.

Проблема та її зв'язок з науковими та практичними задачами.

Подальший розвиток вітчизняної газової промисловості передбачає як введення в експлуатацію нових газових і газоконденсатних родовищ так і підтримання експлуатаційного фонду свердловин у працездатному стані шляхом проведення ремонтних робіт і поповнення експлуатаційного фонду із числа бездіяльних (аварійних).

Обов'язковою умовою ефективної і безаварійної роботи свердловин є оснащення їх комплексами підземного свердловинного обладнання. Серед найбільш розповсюдженого підземного обладнання, яке використовується для забезпечення вищезазначеного є пакери.

Свердловинні пакери використовуються в експлуатаційних свердловинах при здійсненні різноманітних технологічних та ремонтних процесів, а саме: експлуатації нафтових і газових свердловин, гідравлічного розриву пласта, термічній та кислотній обробці привибійної зони пласта, випробуванні та діагностуванні експлуатаційної колони, тощо, шляхом герметичного розділення ствола свердловини на два інтервали – підпакерний і надпакерний [1, 2].

На сучасному етапі розробки родовищ ПАТ «УкрГазвидобування» пластові тиски знизились і на більшості з них не перевищують гідростатичного.

Облаштування свердловин на таких родовищах доцільно проводити комплексами підземного обладнання, до складу яких входять пакери з розвантаженням на упорно-пакеровочну муфту (УПМ) і прості підвісні механічні пакери з нижнім якорем.

Різнманітність умов експлуатації родовищ викликано необхідністю оснащення свердловин різнотипним підземним обладнанням. Свердловини обладнуються ліфтовими колонами з НКТ різних діаметрів (60, 73, 89 мм), пакерними установками вітчизняного й закордонного виробництва.

Аналіз досліджень і публікацій. Для даних умов УкрНДІгазом розроблені комплекси підземного обладнання, які включають пакери з розвантаженням на УПМ, підвісні пакери для колон $D_y=140$ мм і $D_y=168$ мм.

Розроблені підвісні механічні пакери мають нижній якорящий вузол і фторпластові ущільнюючі манжети.

Наявність значних зазорів між пакером і експлуатаційною колоною (5,5...7 мм) зумовлює необхідність передбачити в конструкції пакера захисних пристроїв, які б не допускали витискання манжет між опорною шайбою ущільнення та експлуатаційною колоною.

Під час виконання різного роду технологічних операцій дія значних тисків, високої температури, значного осьового навантаження на пакер призводить до значних деформацій ущільнення пакера, а саме до витискання його в радіальний зазор між обсадною колоною й упором ущільнення. Цей недолік у низці випадків призводить до заклинювання пакера й ускладнень при його підніманні, а також до зниження герметизаційної здатності пакера вцілому.

Тому з метою підвищення герметизаційної здатності пакера в умовах високих тисків, температур та осьових навантажень було розроблено конструкцію з вдосконаленим вузлом ущільнення [3]. Вдосконалення передбачає встановлення над пакерним ущільненням пружної тарілчастої захисної шайби, яка сприймаючи на себе вагу колони труб, після її розвантаження для початку пакування пакера, приймає плоский вигляд та, збільшуючись у діаметрі, повністю перекриває радіальний зазор між обсадною колоною й упором ущільнення, тим самим унеможливує або зводить до мінімуму екструзійний процес ущільнення. Після ж розпакування пакера, піднімаючи трубну колону, внаслідок дії пружних сил, ущільнення і захисна шайба набувають початкову транспортну форму, тим самим не створюючи, на відміну від інших антиекструзійних пристосувань пакерів, ускладнень для вилучення пакера зі свердловини.

Постановка завдання. Для якісного виконання широкого спектру вищезазначених операцій, потрібно так само забезпечити належну підготовку місця для встановлення пакера в обсадній колоні.

Ця задача часто стоїть поза увагою як розробників пакерів так і сервісного персоналу по встановленню пакерів у свердловинах.

Зважаючи на вищезазначене і виникла необхідність проведення аналізу сучасних пристроїв для установки та вилучення пакерів зі свердловин.

Викладення матеріалу та результати. Враховуючи значну важливість поставленої задачі, потрібно виділити, для початку, фактори, які впливають на якість ущільнення пакером затрубного простору свердловини.

Перш за все, це стан внутрішньої поверхні стінки обсадної колони в місці установки пакера (наявність глинистої та цементної кірки, парафіну, заусенців, залишкових перфораційних куль, іржі та інших відкладень). Під час експлуатації пакера під дією великих перепадів тиску, що вини-

кають на ньому, механічні частинки вимиваються з-під ущільнюючого елемента або під ним утворюються канали, що призводять до порушення герметичності. Крім того, не якісне очищення внутрішньої поверхні стінки обсадної колони призводить з часом, після встановлення пакера, до осідання і зпресування значного шару не очищених вищезазначених відкладень у надпакерній зоні, що дуже ускладнює потім процес вилучення пакера. У зв'язку з цим інтервал встановлення пакера повинен обов'язково бути очищений перед встановленням його у свердловині.

До найбільш поширених методів очистки можна віднести гідроструменевий, піскоструменевий, хімічний і механічний.

При механічному методі очистки експлуатаційної колони використовують щітки, йоржі та скребки різноманітних конструкцій [4].

Пристрій типу «Скрепер», який забезпечує очищення внутрішніх стінок експлуатаційних колон діаметром від 2 7/8" до 11 3/4", розроблено і серійно випускається американськими фірмами «Бейкер», «Хомко», «Трай-Стейн», «Сек'юріті», «Боуен» та іншими. Компанія «Пан-Амерікен» очистку експлуатаційних колон проводить набором металевих щіток, що змонтовані на колоні труб. Пристрої американських фірм, очищують колону під час контакту підпружинених у вікнах корпусу ріжучих плашок з її поверхнею в процесі розходження інструменту зверху вниз, або знизу вгору. Це обумовлено конструкцією пристрою і напрямом ріжучих елементів. Плашки розташовані в два-три ряди і зміщені відносно один одного так, щоб повністю охопити колону по периметру.

Пристрій спускають у свердловину на бурильних або насосно-компресорних трубах.

Інтервал очищення визначають за формулою 1

$$L=L_n+2L_d, \quad (1)$$

де L – довжина ділянки очищення;

L_n – довжина пакера, що встановлюється;

L_d – додаткова довжина ділянки вище і нижче встановлення пакера, $L_d=10\div 20$ м.

Найбільш пристосованим для роботи у вітчизняних експлуатаційних колонах є пристрій для підготовки місця встановлення пакера, який розроблений авторами статті [5].

Пристрій включає корпус 1, у верхній частині якого виконано три прямокутні пази для ріжучих плашок 2. Плашки можуть розсовуватися в радіальному напрямку при осьовому переміщенні штока 3, на якому вони зібрані за допомогою з'єднання у формі «ластівчиного хвоста». Шток 3 нижнім кінцем через шайбу 4 розрахункової товщини (залежно від внутрішнього діаметра колони, що обробляється, опирається на пружину 5, яка розміщена на виступі корпусу 1. В нижній частині корпусу 1 на зрізних гвинтах 7 встановлено веретено розкатки 8, на якому розміщено коні-

чні ролики 9. Веретено розкатки 8 піджимається до виступу корпусу 1 пружиною 10, що розміщена всередині ніпеля 11. Хід веретена 8 у верхньому положенні після зрізання гвинтів 7 обмежується двома штифтами 6, вкрученими в корпус і застопорені шайбами.

Запропонований пристрій працює таким чином. Для підготовки місця встановлення пакера пристрій на колоні труб опускають у свердловину. Залежно від стану внутрішньої поверхні обсадних труб (наявності глинистої кірки, корозії, відкладень цементу, задирок тощо) вибирають інтервал очищення колони різальними плашками над місцем встановлення пакера для виключення пошкодження елементів ущільнення пакера в процесі його опускання у свердловині до місця встановлення.

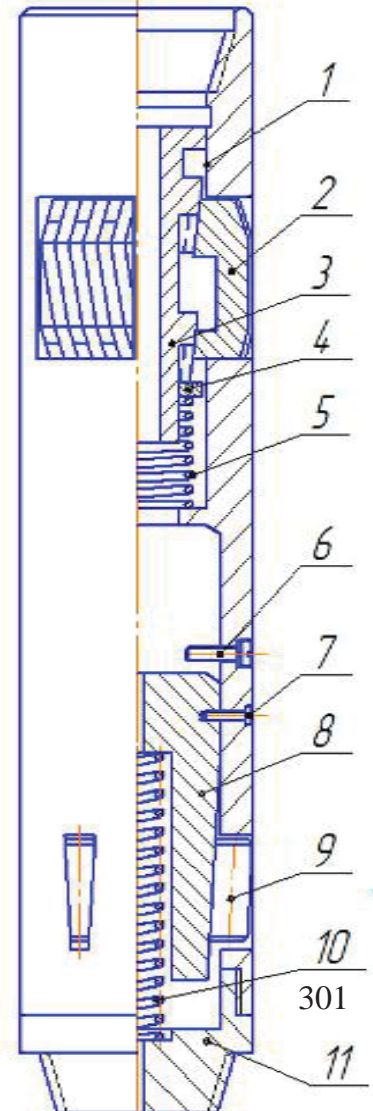
Під час очищення пристрій обертається за допомогою ротора або турбобура при одночасній промивці свердловини рідиною. При цьому під дією перепаду тиску, який створюється на штоці 3 (в межах 4 – 5 МПа), останній переміщується вниз, в результаті чого плашки висовуються і притискаються до внутрішньої поверхні обсадної труби. Зусилля притискання плашок до стінки обсадної труби регулюється зміною перепаду тиску промивної рідини. Контроль за процесом підготовки місця встановлення пакера здійснюється за допомогою показань манометрів гідросистеми ротора (обертальний момент) і цементувального агрегата, який створює тиск промивальної рідини.

Після очищення різальними плашками інтервалу над місцем встановлення пакера, цементувальним агрегатом створюється підвищений тиск промивної рідини до 9 – 12 МПа, при цьому зрізні гвинти 7 зрізаються і під дією перепаду тиску веретено 8 опускається вниз, стискаючи пружину 10 і виштовхуючи конічні ролики 9 із пазів корпусу 1 до внутрішньої поверхні обсадної труби.

Після очищення інтервалу встановлення пакера плашками 2 і заглажуванням конічними роликами 9 нагнітання рідини припиняють. При цьому під дією пружин 5, 10 шток 3 і веретено 8 переміщується вгору, повертаючи плашки та ролики в транспортне (початкове) положення.

Достатньо технологічно складною є проблема вилучення пакерів зі свердловини, так як даний процес є одним із найбільш трудомістких видів капітального ремонту. Об'єм ремонтних робіт по вилученню пакерів та іншого підземного обладнання збільшується з кожним роком із збільшенням кількості експлуатаційних свердловин оснащених пакерами.

Під час вилучення пакерів досить часто ви-



никають ускладнення, які пов'язані з прихвачуванням НКТ і пакерів. Прямої залежності між тривалістю роботи пакерів і ускладненнями при їх вилученні немає, але деякі фактори можуть залежати від тривалості роботи: зашламування затрубного простору над пакером; вплив адгезії тощо.

Для більш надійного вилучення підземного обладнання зі свердловини, пакери необхідно обладнувати вузлами промивки надпакерної зони. У розроблених УкрНДІгазом підвісних механічних пакерах передбачена наявність вузла промивки надпакерної зони, який відкривається при натягу колони НКТ із зусиллям $80 \div 100$ кН понад вагу НКТ.

Традиційно вилучення пакера проводиться після глушіння свердловини, промивання за колонного простору НКТ, щоб по можливості вимити продукти корозії й натягом колони НКТ, із зусиллям не більшим від зусилля розриву колони НКТ, вилучити пакер. Досить часто вилучити пакер у такий спосіб не вдається (через корозійно зношену колону НКТ, недостатню вантажопідйомність підйомного агрегата тощо).

Після невдалої спроби вилучити пакер починають проводити роботи по вилученню колони НКТ шляхом відкручування її на лівому надпакерному перевіднику.

Якщо ця спроба також виявилася невдалою то переходять до вилучення колони НКТ по частинах за допомогою лівого інструменту або шляхом розрізання колони труборізками. Після вилучення колони НКТ переходять до вилучення пакера. Пакер вилучають за допомогою мітчика на колоні бурильних труб. Але при виконанні цієї операції можуть виникнути ускладнення, пов'язані із заклиненням пакера в обсадній колоні або поломкою мітчика.

В інших випадках розфрезують пакер кільцевими або суцільними фрезами.

У закордонній практиці (США, Канада) ремонт свердловин (вилучення пакерів) здійснюється шляхом розбурювання корпусних елементів виготовлених із чавуну спеціальним інструментом - фрезерами-труболовками. Цей метод має суттєві переваги в порівнянні з іншими, так як дозволяє значно скоротити час на ремонт, підвищити його якість, знизити матеріальні і трудові затрати.

Полтавським комплексним науково-дослідним відділом (ПКНДВ) УкрНДІгазу розроблена технологія вилучення пакеруючого обладнання за допомогою спеціально розробленого інструменту (труболовки внутрішні, труболовки зовнішні, труборізки, роз'єднувальний перевідник).

Використовуючи труборізку проводять відрізання з послідуочим вилученням із свердловини аварійних НКТ, а також несучої труби пакера [6]. Для цього труборізку спускають, наприклад, на 48 мм патрубку все-

Рис. 1. Пристрій для підготовки місця встановлення пакера: 1 – корпус; 2 – ріжучі плашки; 3 – шток; 4 – шайба; 5 – пружина; 6 – штифт; 7 – зрізні гвинти; 8 – веретено; 9 – конічні ролики; 10 – пружина; 11 – ніпель

редину НКТ, бурильних труб, або пакера на задану глибину (глибину відрізання). Після спуску колони інструмента за допомогою гідроротора задається обертання з частотою 40-60 об/хв. і за допомогою насоса створюється тиск $6 \div 8$ МПа. Під дією тиску в труборізці різці виходять з пазів корпусу до контакту з внутрішньою поверхнею труби. Контроль за процесом різання спостерігається по падінню тиску в гідросистемі ротора. По закінченню процесу різання труборізка в складі інструменту підіймається на денну поверхню.

Труболівка внутрішня призначена для вилучення пакерів та труб із свердловини.

Конструкцією труболівки передбачена можливість від'єднання її від аварійних труб у випадку неможливості вилучення останніх.

Роз'єднувальний перевідник призначений для від'єднання колони бурильних труб від прихваченого у свердловині інструменту (труболівка, труборізка тощо). Роз'єднувальний перевідник включається в колону ловильних труб над інструментом.

Роз'єднувальний перевідник складається з корпусу, який з'єднується із стаканом за допомогою лівої різі і заблокований від самовільного від'єднання поршнем, нижня частина якого виконана у вигляді шарніра, що стопорить корпус і стакан.

Роз'єднувальний перевідник у складі інструменту спускають в свердловину на бурильних або насосно-компресорних трубах. За допомогою верхньої різі він приєднується до колони труб. До нижньої приєднувальної різі роз'єднувального перевідника приєднується інструмент, необхідний для роботи на вибої свердловин або для вилучення підземного обладнання (мітчик, труболівка тощо).

За необхідності від'єднання колони труб від свердловинного інструменту, в колону труб закидають металеву кулю діаметром $20 \div 25$ мм, створюють надлишковий тиск $P = 70$ МПа, щоб поршень перекритий кулею змістився вниз відносно стакана. Після цього, шляхом обертання колони труб вправо корпус завдяки лівій різі від'єднується від стакана. На вибої (чи над пакером) лишається ніпель і стакан із зручною приєднувальною замковою та метричною різзю.

Аналізуючи технологічну схему вилучення пакерів із свердловин, можна зробити такі висновки:

а) перед проведенням робіт по вилученню пакерів потрібно, перш за все, знати стан (залишкову товщину стінки) НКТ після тривалого корозійного впливу, для чого необхідно спустити всередину НКТ спеціальний інструмент для виконання даної перевірки;

б) при наявності в НКТ пробки з осадкового матеріалу, вона обов'язково повинна бути промита;

в) після вилучення НКТ до циркуляційного клапана і його оббурення до пакера в комплект інструменту необхідно включити труболівку;

г) після спуску в свердловину і захвату циркуляційного клапана труболовою, необхідно створити тиск під пакером $10 \div 20$ МПа, що створить додаткове зусилля для зриву пакера до 350 кН;

д) осьовим натягом зривається пакер;

е) у випадку неможливості вилучення пакера труболовою, необхідно від'єднати останню від пакера й подальші роботи по вилученню пакера проводити по частинах, розрізаючи пакер за допомогою труборізки, яка спускається в середину прохідного отвору на патрубку, відповідного типорозміру, труби НКТ;

к) після вилучення пакера й хвостовика проводиться ревізія й заміна НКТ, робиться повна або часткова заміна основних вузлів пакера.

Висновки. На підставі аналізу вітчизняної та закордонної науково-технічної інформації по пристроях та інструменту для установки та вилучення пакерів із свердловин розроблено комплекс пристроїв та ловильних інструментів, які дозволяють встановлювати і вилучати пакери та інше підземне обладнання в процесі капітального ремонту свердловин.

Список літератури

1. Пакеры, якоря, разъединители колонн, инструменты и принадлежности для них [Текст] / под. ред. Ш.Д. Джафарова. – М. : ЦИНТИхимнефтемаш, 1990. – 52 с.

2. Яремійчук, Р.С. Освоєння та дослідження свердловин [Текст] / Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний. – Львів : Місіонер, 1994. – 440 с.

3. Пат. 73854 UA, МПК E21B 33/12 (2006.01) Пакер механічний / Костриба І.В., Дорохов М.А. ; заявник Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка. – № у 2012 03550 ; заявл. 26.03.2012 ; опубл. 10.10.2012, Бюл. № 19, 2012 р.

4. Будников, В.Ф. Диагностика и капитальный ремонт обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах [Текст] / В.Ф. Будников, П.П. Макаренко, В.А. Юрьев. – М. : Недра, 1997. – 226 с.: ил.

5. Пат. 105583 Україна, МПК E21B 37/02. Пристрій для підготовки місця встановлення пакера [Текст] / Дорохов М.А., Троцький В.П., Шульга А.М.; заявник та патентовласник Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка. - № а 2013 03729; заявл. 26.03.2013 ; опубл. 26.05.2014., Бюл. № 10.

6. А. с. 1726729A1 СССР, МКИЛ E21 B29/00. Труборез-фрезер / Троцький В.П. ; Украинский научно-исследовательский институт природных газов. – № 1726729 ; заявл. 27.12.88; опубл. 15.04.1992, Бюл. № 14.

УДК: 662.612.3:504

А.В. СИЗОНЕНКО, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка