

© В.І. Коцаба
С.І. Кушнар'ов
В.О. Росляков
О.Г. Семеняка
УкрНДІгаз

Внутрішня труборізка – ефективний ріжучий інструмент для аварійно-відновлювальних робіт у свердловині

УДК 622.276.76

У статті розглянуто питання ефективного проведення аварійно-відновлювальних робіт під час капітального ремонту свердловин за допомогою розробленої фахівцями УкрНДІгазу внутрішньої труборізки, яка має підвищені показники надійності роботи та розширені технологічні можливості застосування.

Ключові слова: капітальний ремонт свердловин, різання, насосно-компресорні труби.

В статье рассматривается вопрос эффективного проведения аварийно-восстановительных работ при капитальном ремонте скважин с помощью разработанной специалистами УкрНДІгазу внутренней труборезки, которая обладает повышенными показателями надёжности работы и расширенными технологическими возможностями применения.

Ключевые слова: капитальный ремонт скважин, резанье, насосно-компрессорные трубы.

The article considers the question about effective carrying out work of restore workover developed specialists of UkrNDIgas internal pipe cutting, which have an increased indicators reliability of work and advanced technological applying capabilities.

Key words: workover, cutting, well tubing.

Підвищення рівня видобутку нафти і газу залежить не тільки від розробки нових родовищ, але й від збільшення кількості свердловин, що вводяться в експлуатацію з недіючого фонду, за рахунок проведення ефективних аварійно-відновлювальних робіт під час капітального ремонту. Ефективність проведення аварійно-відновлювальних робіт у свердловинах значною мірою залежить від наявності якісних та надійних технічних засобів та інструменту.

Практика виведення свердловин із недіючого фонду показала, що значну частину аварійно-відновлювальних робіт під час капітального ремонту як за тривалістю проведення, так і за відсотковим відношенням до загальної кількості ремонтних робіт становлять ловильні роботи, чимала частина яких пов'язана з вилученням зі свердловин прихоплених насосно-компресорних труб (НКТ) [1].

У випадках, коли не вдається звільнити прихоплену колону НКТ, її вилучають частинами шляхом відкручування. При цьому намагаються відкрутити колону якомога нижче з метою зменшення кількості спускопідймальних операцій. Проте, як показує практика, під час відкручування за один спуск-підйом щонайбільше підіймають лише 2-3 труби, що збільшує тривалість і вартість ремонтних робіт. Тому для звільнення прихопленої колони НКТ доцільно відрізати частину труби безпосередньо над місцем прихоплення і потім вилучити зі свердловини [2].

Крім того, існують випадки, коли верхня частина прихопленої колони НКТ пошкоджена, що унеможливає захоплення тим чи іншим ловильним інструментом. Для цього необхідно відрізати і підняти пошкоджену частину труби, а потім продовжити вилучення решти колони НКТ.

Для відрізання НКТ у вказаних вище випадках рекомендується застосовувати труборізку, які за принципом різання поділяють на механічні, гідромеханічні, гідропієзокструмінні і хімічні. Найбільш ефективними є гідромеханічні труборізки, які відрізняються малогабаритністю, надійністю і практичністю [3].

З огляду на виробничу необхідність, фахівцям відділу капітального і поточного ремонту свердловин центру ЕКПРС УкрНДІгазу було поставлено завдання розробити ефективну труборізку, яка б відрізнялася від існуючих малогабаритністю, надійністю, а також мала підвищені технологічні показники. На основі результатів наукових і геолого-промислових досліджень було розроблено гідромеханічну труборізку внутрішню із підвищеними показниками надійності і технологічності за рахунок спрощення конструкції, можливості заміни різців, а також можливості роботи як із циркуляцією, так і без неї, що є важливою умовою за наявності поглинаних у свердловині [4].

Дослідний зразок труборізки був виготовлений в УкрНДІгазі та переданий для впровадження до цеху капітального ремонту ГПУ «Шебелинкагазвидобування» ПАТ «Укргазвидобування».

Труборізка (рис. 1) складається з корпусу 1 із радіальними каналами 2 та пазами 3, у верхній частині якого виконано внутрішню кільцеву канавку 4 для встановлення розпірного кільця 5, що фіксує переміщення поршня 6 ввєрх під час спускання труборізки у свердловину.

У середній частині корпусу 1 виконаний радіальний отвір 7 для встановлення утримуючого пальця 8, на зовнішній поверхні корпусу 1 виконані кутові розточення 9 для закріплення за допомогою болтів 10 кутових утримувачів 11, що фіксують осі 12 різцеутримувачів 13 із армованими різцями 14 від випадання під час роботи труборізки та дають змогу за технологічної необхідності оперативно замінити різцеутримувачі 13 із армованими різцями 14. Усередині нижньої частини корпусу 1 розташовано з можливістю осьового переміщення утримуюче кільце 15, що притиснуто пружиною 16, яка опирається на втулку 17 (встановлену за допомогою різби в нижній частині корпусу 1) для фіксації різцеутримувачів 13 від повернення у вихідне положення у разі вилучення відрізаної аварійної труби на поверхню. Крім того, усередині корпусу 1 встановлено притиснутий пружиною 18 поршень 6 із повздовжнім циркуляційним отвором 19 та кону-

сом 20, виконаним у нижній частині поршня 6 для взаємодії з відповідною поверхнею 21 різцеутримувачів 13, що утримуються у вихідному положенні пружинними фіксаторами 22, а на зовнішній поверхні поршня 6 виконано повздовжню канавку 23, що утримує через палець 8 поршень 6 від осьового повороту. У нижній частині поршня 6 виконано направлені радіальні циркуляційні канали 24 для спрямування циркуляційної рідини безпосередньо на різці 14, що сприяє їх охолодженню під час роботи, та винесення залишків різання. На верхній торцевій поверхні поршня 6 виконано розточення (сідло) 25 для встановлення за необхідності кулі-клапана 26, що дає змогу трубо-різці працювати не тільки з циркуляцією рідини промивання, але й без циркуляції, що є дуже важливим за наявності поглинання у свердловині.

Пристрій працює у такий спосіб. Труборізку спускають у свердловину до визначеного місця відрізання прихоплених труб. Одночасно з пуском у роботу бурових насосів починають обертання труборізки. Поршень 6 починає рухатися униз під дією зусилля на його верхню торцеву поверхню, яке виникає за рахунок перепаду тиску під час перетікання рідини промивання з внутрішньої частини корпусу 1 до повздовжнього циркуляційного отвору 19 поршня 6. При цьому конус 20 поршня 6 взаємодіє з відповідною поверхнею 21 різцеутримувачів 13 і висуває їх у радіальному напрямку до контакту армованих різців 14 із трубою, яку необхідно відрізати. У ході подальшого висування різцеутримувачів 13 армовані різці 14 вриваються у трубу і перерізають її, при цьому охолодження різців 14 та вилучення залишків різання забезпечують направлені радіальні циркуляційні канали 24 поршня 6 шляхом спрямування циркуляційної рідини безпосередньо на різці 14. У момент, коли аварійна труба буде повністю прорізана (див. рис. 1, б), про що буде свідчити падіння тиску за рахунок відкриття поршнем 6 радіальних каналів 2 корпусу 1, утримуюче кільце 15 під дією пружини 16, що опирається на втулку 17, зафіксує різцеутримувачі 13 від повернення у вихідне положення, що забезпечить утримування на армованих різцях 14 відрізаної труби під час вилучення її на поверхню після скидання тиску промивальної рідини і повернення поршня 6 у вихідне положення за допомогою пружини 18.

Потрібно зауважити, що фіксацію від осьового обертання поршня 6 під час його роботи забезпечують утримуючий палець 8, установлений у радіальному отворі 7 корпусу 1, та повздовжня канавка 23 поршня 6, а фіксацію від переміщення

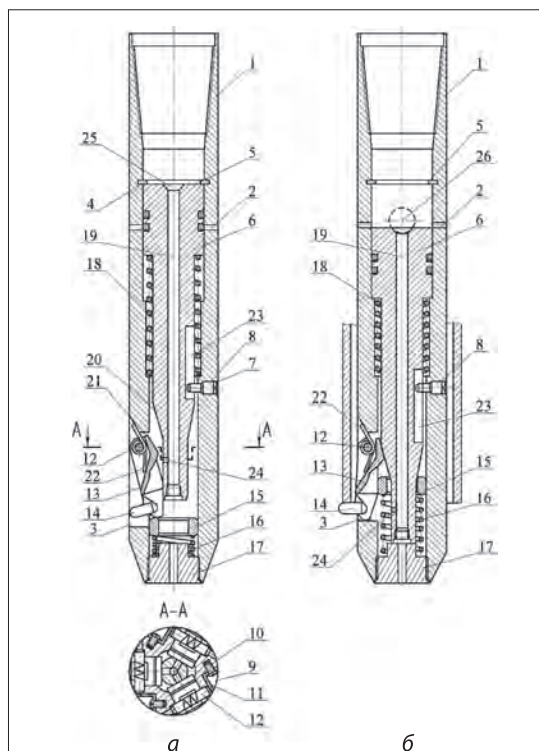


Рис. 1. Труборізка внутрішня в транспортному положенні (а) та під час роботи (б): 1 – корпус; 2 – радіальні канали; 3 – пази; 4 – внутрішня кільцева канавка; 5 – розпірне кільце; 6 – поршень; 7 – радіальний отвір; 8 – утримуючий палець; 9 – кутові розточення; 10 – болти; 11 – кутові утримувачі; 12 – осі; 13 – різцеутримувачі; 14 – армовані різці; 15 – утримуюче кільце; 16 – пружина; 17 – втулка; 18 – пружина; 19 – повздовжній циркуляційний отвір; 20 – конус; 21 – робоча поверхня; 22 – пружинні фіксатори; 23 – повздовжня канавка; 24 – радіальні циркуляційні канали; 25 – сідло; 26 – куля-клапан

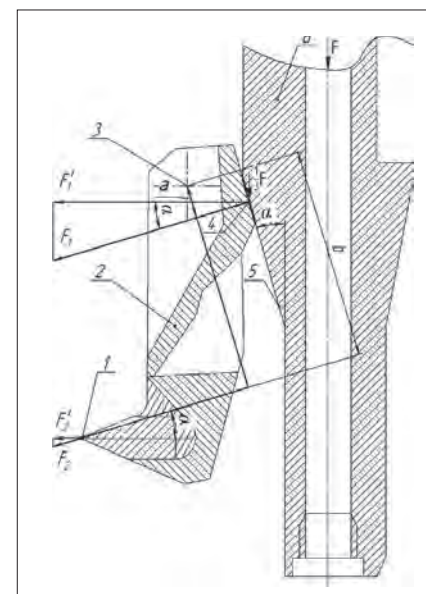


Рис. 2. Розрахункова схема визначення максимального тиску, за якого відбувається процес різання без руйнування різців, а також сили притискування різця до труби: 1 – різець; 2 – різцеутримувач; 3 – вісь; 4 – опорна поверхня різцеутримувача; 5 – робоча поверхня поршня; 6 – поршень

поршня 6 вверх під час спуску труборізки в свердловину забезпечують розпірне кільце 5, установлене у внутрішній кільцевій канавці 4 корпусу 1.

Для забезпечення різання труби колони НКТ в умовах поглинання свердловиною рідини промивання використовується куля-клапан 26,

яка встановлюється в розточення (сідло) 25 поршня 6, що дає можливість використовувати труборізку без циркуляції рідини промивання.

У разі технологічної необхідності оперативну заміну різцеутримувачів 13 із армованими різцями 14, що розташовані на осях 12 у пазах 3 корпусу 1, забезпечують кутові утримувачі 11, які кріпляться за допомогою болтів 10 у кутових розточеннях 9 корпусу 1 і фіксують осі 12.

Із метою використання труборізки тільки для відрізання необхідно встановити різцеутримувачі з кутовою формою різців, вилучити з її конструкції утримуюче кільце 15 та пружину 16. Тоді, під час відрізання аварійної труби, поршень 6 за допомогою пружини 18 переміститься вгору, а пружинні фіксатори 22 повернуть різцеутримувачі 13 із армованими різцями 14 у вихідне положення, тобто всередину труборізки, що дасть змогу без перешкод вилучити її на поверхню [5].

Одним із головних параметрів під час використання труборізки є тиск, що діє на поршень. Для визначення максимального тиску, за якого відбувається процес різання без руйнування різців, використовують схему (рис. 2).

Тиск розраховуємо за формулою:

$$p = \frac{F}{S}, \quad (1)$$

де p – тиск, Па; F – сила, яка переміщує поршень, Н; S – площа поршня, м².

Сила F розподіляється на три різцеутримувачі порівну, тому на один різцеутримувач діє сила $\frac{1}{3}F$.

Сила притискання різця до труби F'_2 рівна до зусилля руйнування N , за якого відбувається руйнування паяного з'єднання різця з різцеутримувачем:

$$N = F'_2. \quad (2)$$

Зусилля руйнування N визначається з умови міцності на різ під час роботи шару паяного шва [6]:

$$\tau = \frac{N}{2,5 \delta l} k, \quad (3)$$

де τ – допустиме напруження руйнування, МПа; N – зусилля руйнування, Н; δ – товщина різця, мм; l – довжина шару накладання шва, мм; k – коефіцієнт запасу міцності ($k = 2,5-3,0$).

Тоді

$$N = \frac{2,5 \tau \delta l}{k}. \quad (4)$$

Сила F'_2 із урахуванням кута між її складовими (кут дії похилої поверхні поршня на похилу поверхню різцеутримувача) розраховується за формулою:

$$F'_2 = F_2 \cos \alpha, \quad (5)$$

тоді:

$$F_2 = \frac{F'_2}{\cos \alpha}. \quad (6)$$

Із умови рівноваги моментів сил, які виникають у разі взаємодії сили на плече, можна вивести:

$$F_1 a = F_2 b, \quad (7)$$

де F_1, F_2 – складові сили, які спрямовані паралельно одна одній, Н; a, b – плечі, м.

Тоді з урахуванням формули (6) можна записати:

$$F_1 = \frac{F'_2 b}{a \cos \alpha}, \quad (8)$$

також сила F_1 визначається за формулою:



Рис. 3. Труборізка після застосування

$$F_1 = \frac{1}{3} \frac{F}{\sin \alpha}, \quad (9)$$

Порівнявши вирази за формулами (8) і (9), силу F можна визначити за формулою:

$$F = \frac{3F'_2 b \operatorname{tg} \alpha}{a}. \quad (10)$$

Знаючи силу переміщення поршня F із урахуванням максимальної сили притискання різця до труби F'_2 , визначимо максимальний тиск p , за якого відбувається руйнування паяного з'єднання різця з різцеутримувачем:

$$p = \frac{3F'_2 b \operatorname{tg} \alpha}{Sa}. \quad (11)$$

На основі вищевказаних розрахунків було визначено ефективні режими різання труборізкою, за яких забезпечується цілісність різців під час різання.

зання.

2013 р. під час проведення капітального ремонту св. 257 Шебелинського ГKR виникла необхідність відрізання прихопленої колони НКТ $\varnothing 73$ мм за допомогою труборізки. Фахівці ГПУ «Шебелинкагазвидобування» та УкрНДІгазу прийняли спільне рішення щодо застосування розробленої труборізки внутрішньої, обладнаної різцеутримувачами з кутовою формою різців, вона не містила утримуючого вузла. Під авторським наглядом фахівців УкрНДІгазу успішно виконано відрізання НКТ за режимів, вказаних у табл.

Після вилучення труборізки зі свердловини пошкоджень та поломок деталей не виявлено, а твердосплавні напайки на різці мають незначне зношення (рис. 3). Місце відрізу НКТ чисте і рівне, що свідчить про правильність вибору режиму різання.

Висновок

Отже, забезпечення підрозділів капітального ремонту нафтогазовидобувних підприємств розробленою труборізкою внутрішньою сприятиме підвищенню ефективності аварійно-відновлювальних робіт, що дасть змогу ввести в експлуатацію більшу кількість недіючих свердловин і отримати приріст видобутку вуглеводнів.

Список літератури

1. Ясов В.Г. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин / В.Г. Ясов. – Ивано-Франковск: ИФНТУНГ, 2002. – 194 с.
2. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении / И.П. Пустовойтенко. – М.: Недра, 1987. – 237 с.
3. Гасанов А.П. Восстановление аварийных скважин / А.П. Гасанов. – М.: Недра, 1983. – 128 с.
4. Пат. 34043 Україна, МПК E21B 29/00. Труборізка внутрішня / Коцаба В.І., Дячук В.В., Синюк Б.Б. та ін. – Опубл. 25.07.2008, Бюл. № 14.
5. Світлицький В.М. Ловильні роботи у свердловинах / В.М. Світлицький, В.П. Троцький, С.В. Кривуля, В.І. Коцаба. – Х.: ТОВ «Оберіг», 2010. – 192 с.
6. Анурьев В. И. Справочник конструктора-машиностроителя: в 3 т. / Анурьев В. И. – М.: Машиностроение, 1978. – 557 с. – Т. 3. – 5-е изд., перераб. и доп.

Таблиця

Режими відрізання НКТ на св. 257 Шебелинського ГKR

Параметр	Одиниці вимірювання	Значення
Глибина відрізання (від стола ротора)	м	8,5
Тиск промивальної рідини	МПа (кг/см ²)	3,5–4,0 (35–40)
Частота обертання гідроротора	с ⁻¹ (об/хв)	0,38 (23)
Тиск у гідросистемі ротора	МПа (кг/см ²)	2,0–3,0 (20–30)
Час відрізання	с (хв)	360 (6)