



УДК 622.43

ПІДВИЩЕННЯ РІВНЯ ФОНТАННОЇ БЕЗПЕКИ В ПРОЦЕСІ РЕМОНТУ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

І.В. Костриба, Х.А. Бойкович

*ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул.
Карпатська, 15, тел. (0342) 71-72-01,
e-mail: no@nung.edu.ua*

Ремонт свердловин є одним із етапів їх життєвого циклу і може тривати в часі, залежно від ремонтних робіт, від декількох днів до декількох місяців. Причиною ремонту можуть бути: відновлення герметичності ствола свердловини, заміна устьового та свердловинного обладнання, інтенсифікація нафтогазовидобутку, перехід на інший продуктивний пласт тощо.

Роботи з капітального та поточного ремонтів свердловин проводяться за планом, затвердженим технічним керівництвом нафтогазовидобувного підприємства. В плані передбачаються всі необхідні види робіт та технічні засоби, що гарантують безпеку і захист навколишнього середовища під час їх виконання. Так як ремонт свердловини здійснюється спеціалізованими структурними підрозділами нафтогазовидобувного підприємства, то передача свердловини в ремонт і прийняття її після ремонту відбувається за актом відповідно до порядку, установленому на підприємстві.

Ремонт свердловини в тій чи іншій мірі пов'язаний з необхідністю дотримання правил і норм фонтанної безпеки. Особливо високі вимоги щодо фонтанної безпеки пред'являються при ремонті фонтанних нафтових і газових свердловин. Ці вимоги зазвичай регламентуються Планом локалізації та ліквідації аварійних ситуацій та аварій (ПЛАСом) – чинним на даному підприємстві.

Правилами безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України передбачено, що до встановлення підйомної установки для ремонту свердловина повинна бути заглушена. Причому глушінню підлягають як свердловини з пластовим тиском, що перевищує нормальний гідростатичний, так і свердловини, в

яких зберігаються умови фонтанування або газопроявлення при пластових тисках, нижчих від нормального гідростатичного.

Крім того, устя вказаних вище категорій свердловин при

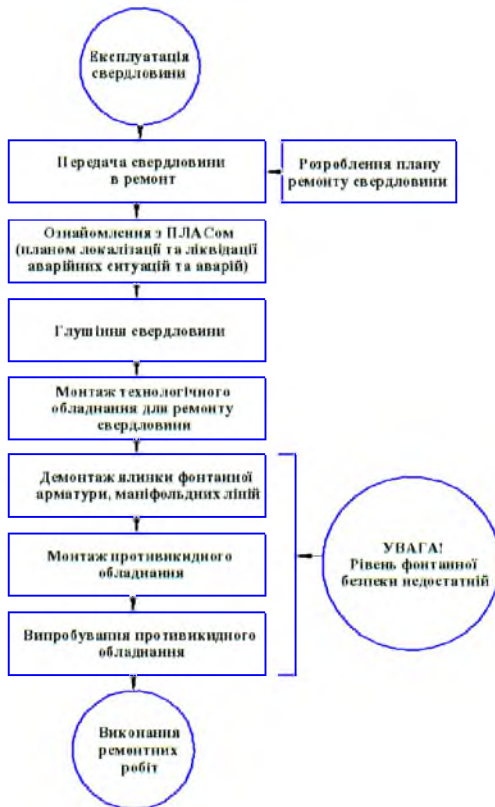


Рисунок 1 – Структурна схема підготовчих робіт перед ремонтом свердловини

проведенні ремонтів повинні бути оснащені противикидним обладнанням.

Фактична схема противикидного обладнання розробляється підприємством на основі типових схем згідно ГОСТ 13862-90 та вимог чинного на підприємстві відповідного СОУ (стандарту організації України) і

погоджується зі спеціальною протифонтанною службою. Після встановлення противикидне

обладнання випробується на макси-мально очікуваний тиск. При позитивних результатах випробувальних робіт приступають власне до ремонтних операцій, які зазвичай починаються із

піднімання колони насосно-компресорних труб.

На рисунку 1 зображена структурна схема підготовчих до ремонту свердловини робіт. Аналіз представлених (рис. 1) робіт показує, що в часовому інтервалі, протягом якого здійснюються демонтаж фонтанної ялинки, монтаж противикидного обладнання, випробування противикидного обладнання, рівень фонтанної безпеки недостатній. Він забезпечується тільки репресією на продуктивний пласт внаслідок глушіння свердловини. Устя, у разі нафтогазопроявлення протягом

вказаного часу, залишається або відкритим, або не готовим для реалізації своїх функцій.

Нами зібрана інформація щодо витрат часу, необхідного для виконання технологічних операцій з переоснащення устя в процесі ремонту свердловини. Нормативні терміни виконання вказаних операцій регламентуються відповідними нормами, що діють на підприємствах нафтогазової галузі. В реальності терміни виконання цих робіт можуть суттєво збільшитися і залежать від ряду чинників: кваліфікації технічного персоналу, погодних та кліматичних умов, типорозміру устьового обладнання та його технічного стану тощо.

На рис. 2 приведені опосередковані витрати часу на переоснащення устя для ремонту свердловини з урахуванням наведених вище чинників.

Причина недостатнього рівня фонтанної безпеки в процесі зазначеного вище переоснащення устя – недосконала конструкція трубної головки фонтанної арматури. На нафтових і газових промислах України зазвичай експлуатуються фонтанні арматури, конструкція трубних підвісок яких не дозволяє перекрити їх трубний канал, а колона насосно-компресорних труб не обладнана відсічним клапаном.

Нами розроблена удосконалена конструкція трубної підвіски (рис. 3), яка містить додатково в порівнянні з існуючими конструкціями зворотний клапан та випробувальну пробку. Прототипом розробленої конструкції є трубна підвіска американської компанії Breda.

Зворотний клапан вкручується в корпус трубної підвіски з



Рисунк 2 – Опосередковані витрати часу на

допомогою спеціального штангового ключа перед демонтажем фонтанної ялинки і пере-криває трубний простір підвіски у разі нафтогазопроявлення свердловини в період переоснащення устьового обладнання. Окрім того, конструкція клапана забезпечує глушіння свердловини при ліквідації нафтогазопроявлення шляхом нагнітання рідини в колону насосно-компресорних труб.

Випробувальна пробка вставляється в зворотний клапан перед випробуванням змонтованого противикидного обладнання. Її призначення – відокремити ствол свердловини від противикидного обладнання при його випробуванні, що забезпечує високу якість випробувальних робіт.

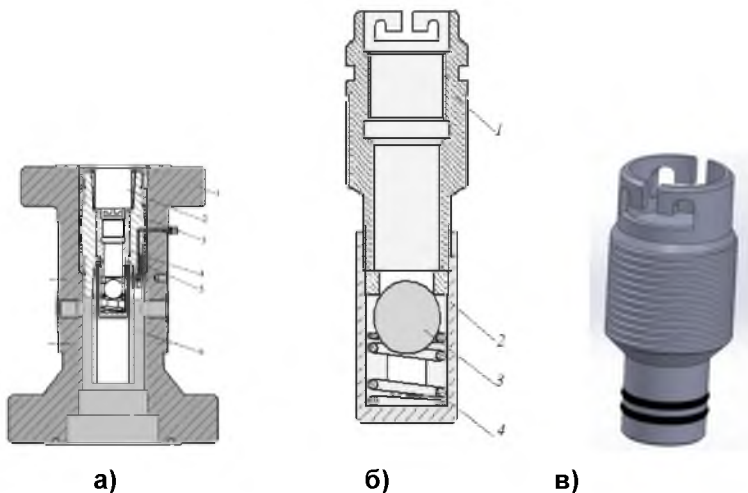


Рисунок 3 - Трубна головка фонтанної арматури з модернізованою трубною підвіскою:

- а) трубна головка: 1- корпус; 2 - захисний патрубок; 3 - корпус підвіски; 4 - зворотний клапан; 5 - втулка; 6 - підвісний патрубок;**
- б) зворотний клапан: 1- корпус; 2 – ковпак; 3 – куля; 4 – пружина;**
- в) випробувальна пробка**

Використання у складі фонтанної арматури трубної головки наведеної конструкції змінює технологію робіт з переоснащення устя, не ускладнює її та суттєво підвищує рівень фонтанної безпеки при цьому.