

Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»

Факультет геологорозвідувальний

Кафедра нафтогазової інженерії і буріння

Пояснювальна записка
до дипломної роботи
магістра
(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему **“СИСТЕМНИЙ ПІДХІД ДО ВИБОРУ ЛОВИЛЬНОГО
ОБЛАДНАННЯ У РАЗІ АВАРІЙ ТА УСКЛАДНЕНЬ ПРИ БУРІННІ
СВЕРДЛОВИН”**

184м-19з-1 ГРФ

ПЗ

Виконав: студент 2 курсу, групи 184м-19з-1 ГРФ
напряму підготовки (спеціальності)
184 «Гірництво»
ОПП «Буріння свердловин»
(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Магістрант _____ **О.В. Матяш**
(прізвище та ініціали)

Керівник:
д.т.н., професор _____ **А.К. Судаков**
(прізвище та ініціали)

(прізвище та ініціали)

Дніпро 2020 року

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри
нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

_____ Коровяка Є.А.
(підпис) (прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 2020 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню _____ магістра
(бакалавра, магістра)

студенту Матяшу Олександрю Васильовичу академічної групи 184М-19-1 ГРФ
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 184 Гірництво
спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Буріння свердловин»
на тему Системний підхід до вибору ловильного обладнання у разі аварій та ускладнень при бурінні свердловин
затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ .2020р.

№ _____ .

Розділ	Зміст	Термін виконання
Аналітичний	Аналіз сучасного стану ліквідації ускладнень і аварій під час буріння нафтових і газових свердловин	
Науково-дослідний	Класифікація ускладнень та аварій в бурінні. Аналіз методів підбору та класифікація ловильного інструменту. Розроблення методики вибору ловильного обладнання.	

Завдання видано _____ Судаков А.К.
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі 15.10.2019р.

Дата подання до екзаменаційної комісії 20.12.2019р.

Прийнято до виконання _____ Матяш О.В.
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 95 с., 33 рис., 12 табл., 70 джерел.

СВЕРДЛОВИНА, УСКЛАДНЕННЯ, АВАРІЯ, ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ, ЛОВИЛЬНИЙ ІНСТРУМЕНТ, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА, ОСВОЄННЯ.

Сфера застосування розробки – ліквідація аварійних ситуацій під час буріння свердловин.

Об'єкт дослідження – процес буріння нафтових та газових свердловин.

Предмет дослідження – робоча документація та ловильний інструмент на ліквідацію ускладнень і аварій під час буріння нафтових і газових свердловинах.

Мета роботи – розроблення методики вибору ловильного обладнання у разі аварій та ускладнень при бурінні свердловин.

Новизна одержаних результатів – розроблено методики по підборі ловильного інструменту в залежності від складності робіт і необхідного результату.

Практичні результати – розроблені алгоритми ліквідації аварій та ускладнень дозволяють швидко прийняти ефективні рішення по їх ліквідації.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – виконано класифікація та методика застосування аварійного обладнання; запропоновано сучасні рішення по ліквідації даних ускладнень і аварій

Взаємозв'язок з іншими роботами – продовження інноваційної діяльності кафедри нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка» в галузі спорудження нафтогазових свердловин.

З урахуванням наявності новизни написано та подано до друку наукову статтю за тематикою магістерської роботи.

Зміст

Позначення і скорочення

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ЛІКВІДАЦІЇ УСКЛАДНЕНЬ І АВАРІЙ ПІД ЧАС БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

1.1 Впровадження груп оперативного моніторингу

1.2. Випробування і впровадження комплексних програм для моделювання процесів буріння та ліквідації аварій

1.3. Загальні принципи ліквідації аварій

Висновки до розділу 1

РОЗДІЛ 2. КЛАСИФІКАЦІЯ УСКЛАДНЕНЬ ТА АВАРІЙ В БУРІННІ.

2.1 Розкриття поняття «ускладнення» в бурінні. Класифікація ускладнень

2.2 Розкриття поняття «аварія» в бурінні

2.3 Класифікація причин падіння колони труб

2.4 Методи та способи ліквідації падіння труб

Висновки до розділу 2

РОЗДІЛ 3. АНАЛІЗ МЕТОДІВ ПІДБОРУ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ ЛОВИЛЬНОГО ІНСТРУМЕНТУ.

3.1. Основні методи обстеження кінця обірваних труб

3.2. Підбір ловильного інструменту від характеру ускладнення та аварії

3.4 Дослідження інструменту для витягання прихопленого обладнання

3.5 Ефективність проведення ловильних робіт у свердловині за допомогою колтбінгової техніки

3.6 Порядок проведення роботи під час ловіння труб за допомогою колтбінга

3.7 Успішність проведення ловильних робіт за допомогою колтбінга

Висновки по розділу 3.

РОЗДІЛ 4. РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИКИ ВИБОРУ ЛОВИЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ

4.1. Визначення залишеного на вибої предмета

4.2. Визначення ловильних робіт за методикою

4.2.1 Ловильні роботи по насос-компресорним трубам, бурильним трубам, обсадним трубам і телесистем

4.2.2. Ловильні роботи вибійних двигунів

4.2.3. Ловильні роботи геофізичного приладу

4.2.4. Ловильні роботи по свердловинним відцентровим насосам

4.2.5. Ловильні роботи по породоруйнуючому інструменту

4.3. Застосування додаткового ловильного обладнання для ліквідації аварій

Висновки до розділу 4

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ



Позначення і скорочення

TAML - Technology Advancement for Multi-Laterals

LWD - Logging while drilling

АВПТ - Аномально високий пластовий тиск

АНПТ - Аномально низький пластовий тиск

ВНК - Водонафтовий контакт

ГДС - геофізичні дослідження свердловини

ГНВП - Газонафтоводо прояв

ГОСТ - державний стандарт

ГРП - гідравлічний розрив пласта

ДНЗ - Динамічна напруга зсуву

КНКБ - Компонування низу бурильної колони

НКТ - Насосно-компресорні труби

РД - керівний документ

СНЗ - статична напруга зсуву

СПО - спуско-підіймальні операції

ВСТУП

Сьогодні основним завданням нафтових компаній є мінімізація витрат та збільшення видобутку нафти та газу. Тільки у випадку з добре побудованими нафтовими свердловинами вартість може бути мінімізована без аварій та ускладнень. Однак при бурінні пошукових свердловин, виходячи з можливої інформації про перетин гірської породи та можливих ускладнень через різні часові проміжки, це, як правило, призводить до непередбачених обставин, що в свою чергу призводить до ускладнень і навіть аварій. У разі ускладнення або аварії, вибір відповідного плану роботи зменшить матеріальні витрати, скоротить час на усунення цього ускладнення. Спроби збільшати ймовірність успіху цих операцій.

Мета роботи: розроблення методики вибору ловильного обладнання у разі аварій та ускладнень при бурінні свердловин.

Для досягнення мети були вирішені наступні завдання:

- причини виникнення ускладнень і аварій при різних етапах будівництва свердловини;
- класифікація та методика застосування аварійного обладнання;
- підібрати сучасні рішення по ліквідації даних ускладнень і аварій;
- аналіз напрямку розвитку і вдосконалення аварійного обладнання.

Об'єкт дослідження – процес буріння нафтових та газових свердловин.

Предмет дослідження – робоча документація та ловильний інструмент на ліквідацію ускладнень і аварій під час буріння нафтових і газових свердловинах.

Наукова новизна

Розроблення методики по підборі ловильного інструменту в залежності від складності робіт і необхідного результату.

Особистий внесок автора роботи полягає у:

- детальному аналізі літературних джерел;
- виконанні теоретичних досліджень ефективності використання ловильних інструментів;

- обґрунтуванні мети і задач досліджень;
- розроблення рекомендацій щодо виконання.

Структура та обсяг роботи. Магістерська робота складається із вступу, 4 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел (70). Робота виконана на 92 сторінках, у тому числі 80 сторінка основного тексту, 33 рисунків, 6 сторінок списку використаних джерел.

Робота виконана на кафедрі «Нафтогазової інженерії та технологій» Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» під керівництвом д.т.н., професора Судакова А.К., якому висловлюю свою вдячність.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ЛІКВІДАЦІЇ УСКЛАДНЕНЬ І АВАРІЙ ПІД ЧАС БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Наразі, поки розробляються робочі документи для усунення ускладнень та аварій на нафтових та газових свердловинах, вдосконалюються робочі документи, розроблені у 2000-х роках, що враховує сучасне аварійне обладнання та сучасні методи буріння. Аспект буріння горизонтальної ділянки не розглядається в РД.

Буріння – це складний технічний процес, який виконується без достовірної інформації про фізико-механічні властивості породи, пори та пластовий тиск, існування та розташування структурних руйнувань та характер фізичних та хімічних процесів, що відбуваються у свердловині. В процесі буріння важко контролювати стан інструментів та обладнання, що використовуються для буріння. Обладнання та інструменти працюють за складних умов, сильних вібрацій, високих температур та агресивного середовища. Обладнання та інструменти, як правило, мають низьку міцність. Вони варіюються від 1,0 до 1,5 і набагато менші за ті, які зазвичай використовуються в техніці.

Невизначеність умов ускладнює буріння глибоких свердловин та надглибоких розвідувальних свердловин у нових та недостатньо досліджених умовах, навіть при достатньо високому рівні технології буріння це спричинить складність та аварії.

Під час буріння підряднику дозволяється порушувати різні технічні процедури та використовувати некваліфіковане та неякісне, технічно недосконале обладнання та недосконалу технологію, яка не відповідає умовам буріння.

Все це призводить до непередбачуваних зупинок в процесі буріння, аварій, ускладнень, дефіциту, зайвого часу та грошей на їх усунення.

Нафтогазова промисловість відрізняє аварії, пов'язані з пошкодженням наземного обладнання, від аварій у свердловинах. Відповідно до DNAOP 1.1.21-1.20-03 аварії класифікуються таким чином:

Аварії I категорії, відкриті нафтові та газові фонтани; грифоутворення, руйнування елементів лінійної частини промислових (між промислових) газозбірних колекторів, руйнування комунікацій, чи технологічного обладнання УКПГ, ГС, ДКС, ПГРС, руйнування комунікацій, чи технологічного обладнання УКПН, ДНС, НС, ЦПЗ, резервуарних парків, руйнування лінійної частини магістральних конденсатопроводів, загазування довкілля, що призвели до аварійної зупинки діючого фонду свердловин та повного припинення подачі газу в магістральний газопровід (споживачам), витоку та загоряння нафти, припинення нафтовидобування та (чи) відвантаження нафти споживачам.

У буріння свердловин фонтани відносяться до найбільш складних аварій. Відомий катастрофічний фонтан свердловини «Ойл-Сіті» в Бориславі у 1908 р., коли в атмосферу протягом року було викинуто близько 1 млн. т. нафти та 1 млрд. м³ газу; газовий фонтан (1946) на родовищі Угерське (Стрий, Львівська обл.), де протягом 1,5 року викинуто в атмосферу понад 1 млрд. м³ газу. Відома катастрофа на газовому родовищі Рудки Львівської області (1959—1960), коли одночасно з відкритим газовим фонтаном на одній із свердловин, на території кількох сіл уздовж р. Дністер утворилися грифони. На цьому родовищі втрати газу становили також понад 1 млрд. м³.

Аварії II категорії – аварії під час буріння, чи капітального ремонту свердловин, що призвело до ліквідації свердловин; руйнування шлейфів газових свердловин, викидних трубопроводів нафтових фонтанних свердловин, зупинки роботи свердловини шляхом закриття гирлової частини запірної арматури; руйнування елементів лінійної частини промислових (між промислових) газозбірних колекторів, що призвело до аварійної зупинки частини діючого фонду свердловин та (чи) часткового припинення подачі газу в магістральний газопровід; руйнування лінійної частини магістральних конденсатопроводів, що не призвело до зупинки видобування газу на час ліквідації аварії.

Існує і більш розширений перелік аварій, які відносяться до I та II категорій.

Зупинки процесу буріння класифікуються як аварії, ускладнення та брак у роботі.

Аварії при бурінні спричинені порушеннями технічних вимог конструкції та правил буріння або раптовим руйнуванням технологічного обладнання, інструментів або їх компонентів. Непередбачувана поведінка, що порушує безперервність бурового процесу, що запобіжить поглибленню бурових та інших робіт для усунення цього порушення. Аварія сталася з технічних причин, втрати рухливості колони, залишення її в свердловині, пошкодження її компонентів та потрапляння в свердловину різних предметів та інструментів. Для усунення порушень необхідно провести спеціальну роботу.

Більшість аварій на бурінні не призведе до ліквідації свердловини, а призведе лише до тимчасового припинення буріння та збільшення витрат. Ці аварії будуть розглянуті нижче.

Ускладнення це порушення безперервності або збільшення календарного часу процесу внаслідок гірничо-геологічних явищ (відповідно до технічного проектування та правил буріння). При бурінні в деяких випадках певні характеристики відкритої геологічної частини не відповідають технічним регламентам проекту, а розроблене рішення не відповідає умовам буріння, що виникають під час буріння, що призводить до переривання нормального процесу поглиблення свердловини.

Ця технічна ситуація називається ускладненням буріння. Це поглинання бурових і тампонажних розчинів, флюїдопрояви, порушення цілісності стінок свердловини та інші.

Роботи з ліквідації ускладнень фінансуються за додатковими кошторисами із згоди замовника і виконавця робіт. Не профінансовані ускладнення слід відносити до аварій, чи браку у роботі.

Прихоплення колон труб значна частина спеціалістів відносить до ускладнень. На практиці прихоплення, у більшості випадків, рахуються аваріями.

Брак у роботі це неякісне виконанням технічних операцій (процесів), у зв'язку з технічними причинами, несправностями обладнання, контролем або недостатньою кваліфікацією підрядника та порушеннями безперервності технологічного процесу будівництва свердловин, що вимагає значних витрат на їх виправлення. Напрямок буріння неправильний, стовбур свердловини втрачається в процесі розробки, а погане цементування виправляється.

Аварії супроводжують процес буріння в усіх нафтопромислових районах світу. Вони пов'язані з неконтрольованим руйнуванням труб, бурових доліт, вибійних двигунів, калібраторів, центраторів, а також із тим, що у свердловині залишаються обірвані кабелі, геофізичні прилади тощо.

Розрізняють наступні аварії: прихоплення; поломки елементів бурильної колони; аварії під час кріплення свердловини (з обсадними колонами, через невдале цементування); поломки вибійних двигунів; поломки бурових доліт; падіння у свердловину сторонніх предметів та інші аварії.

Прихоплення колони труб — це втрата рухомості колони труб у свердловині внаслідок виникнення утримуючої сили, коли бурильну колону не можливо рухати за умови прикладення до неї допустимих навантажень, які визначаються міцністю елементів труб або вантажопідйомністю бурового верстату.

Аварії із бурильною колоною – це залишення у свердловині її елементів або частин (ведучих, бурильних і обважнених бурильних труб, перевідників, муфт, замків, центраторів, амортизаторів, калібраторів) унаслідок поломок труби по тілу, в зоні різьб або зварювального шва та інших причин.

До аварій з обсадними колонами зараховують ті аварії, які трапляються в процесі їх спуску в свердловину або які відбуваються під час (або після) цементування колони. Причинами цих аварій є прихоплення обсадної колони під час спуску, розладнання різьбових з'єднань, розрив труби по тілу, падіння обсадної колони в процесі спуску внаслідок несправності спускового обладнання, зминання

обсадної колони, пошкодження труб при розбурюванні цементного стакану, "стоп-кільця", зворотного клапана, направляючої пробки тощо.

До аварій із-за неякісного цементування відносяться:

- прихоплення затвердівши цементом колони бурильних труб, на яких спускалася обсадна колона або „хвостовик”;
- відмова в роботі та пошкодження вузлів підвіски секцій обсадної колони, які порушують нормальний процес кріплення і подальшого поглиблення свердловини;
- оголення башмака або недостатнім підйом цементу, залишення цементного стакану великої висоти всередині обсадної колони, якщо потрібно проводити роботи по усуненню порушень.

До аварій з буровими долотами зараховують залишення у свердловині долота, бурильної головки, чи їх елементів.

Аварії із вибійними двигунами — це залишення у свердловині турбобурів, гвинтових двигунів, електробурів або їх вузлів унаслідок розладнання різьбових з’єднань або їх поломок.

До аварій з падінням у свердловину сторонніх предметів належить падіння у свердловину вставок ротора, роторних клинів, механічних ключів, кувалд, вузлів пневматичних бурових ключів, ручних інструментів, різноманітних пристроїв тощо.

До інших аварій зараховують аварії із залишенням у свердловині геофізичних або інших приладів, аварії із випробувачами пластів на трубах або каротажному кабелі тощо.

Причини аварій поділяються на аварії, спричинені підрядниками, та аварії, спричинені третіми особами та виробниками (постачальниками обладнання, інструментів та послуг).

Облік аварій

Надзвичайний стан характеризується кількістю аварій. Для цього використовують коефіцієнт аварійності, який визначається кількістю аварій на 1000

м свердловин. Рівень аварійності також можна розрахувати виходячи з кількості свердловин. Значення рівня аварії сильно коливається від 0 до 0,25 на 1000 м.

Складність аварії оцінюється коефіцієнтом складності, який характеризується усуненням календарних часових витрат на аварію. Він обчислюється діленням часу, необхідного для ліквідації аварії, на кількість випадків, коли аварія була ліквідована.

Про стан аварії можна також судити за процентним співвідношенням часу, необхідного для ліквідації аварії за свердловинним календарним часом. Відсоток коливається від 0 до 25%.

Початком аварії вважається момент, коли сталася аварія, а закінченням аварії - момент відновлення умов для продовження буріння. Зареєстровані, але не враховані аварії в колодязях, що сталися під час очищення. Час на усунення несправності підсумовується, але він не враховується, оскільки додається до часу, необхідного для усунення попередньої аварії. Ця процедура застосовується до всіх наступних інцидентів, що мали місце під час першої партії ліквідації.

Існує календарний час для усунення аварій та виробничий час для усунення аварій, тобто відсутність простоїв. Час ліквідації аварій встановлений для кожної аварії.

1.1 Впровадження груп оперативного моніторингу

На сьогоднішній день для оперативного моніторингу і контролю всіх етапів будівництва свердловин, почали вводити онлайн трансляцію діаграм ГТВ. Таке рішення прийнято, для дистанційного контролю та недопущення відхилень у процесі будівництва свердловин та при аварійних роботах.

Порядок розслідування та облік аварій регламентуються нормативними документами з розслідування та обліку аварій під час буріння нафтових і газових свердловин.

Усі аварії слід розслідувати протягом 72 годин після їх виникнення. Аварію розслідує постійна комісія, призначена наказом бурової організації. Працівники науково-дослідних організацій, виробники та інші організації можуть брати участь у розслідуванні нещасних випадків.

Комісія зобов'язана:

- З'ясувати організаційні та технічні причини, що призвели до аварії, та встановити осіб, які вчинили злочин;
- Розробити необхідні заходи щодо запобігання подібним аваріям у майбутньому;
- скласти і підписати протокол аварії у трьох примірниках відповідно до встановленого формату.

Технічний керівник (головний інженер) бурової компанії повинен:

- Вивчити обставини, що призвели до аварії, та сформулювати заходи щодо ліквідації аварії;
- Переглянути та затвердити "звіт про аварію" протягом 3 днів, щоб подати рекомендації щодо запобігання таким аваріям та заходи щодо впливу на винних у аварії.

Один примірник акту про аварію надсилають у бурову організацію вищого рангу, другий, за потреби, – в науково-дослідну або проектну організацію, а третій залишають у діловодстві бурової організації.

У випадку виникнення аварії внаслідок використання неякісних обладнання, інструменту і матеріалів бурова організація зобов'язана подати рекламацию заводу-виготовлювачу відповідно до чинних положень та в установлений термін.

Під керівництвом головного інженера бурової організації відділ технічної служби вживає заходів для усунення аварії в короткі терміни, а саме:

- Розроблено план робіт з ліквідації наслідків аварії з описом пунктів та відповідальною особою;
- Призначений відповідальним за виконання плану роботи;

-Контролювати вирішення нещасних випадків;

-Необхідна допомога буде надана інженерним службам для реалізації плану роботи.

Технічний керівник-головний інженер бурової організації несе відповідальність за загальне управління та своєчасні заходи щодо усунення аварій.

Відповідальний за виконання плану робіт із ліквідації аварії зобов'язаний організувати його здійснення відповідно до плану, вимог охорони праці та чинних нормативних документів.

Усі зміни в плані роботи повинні бути узгоджені з відділом технічного управління бурової організації.

Якщо аварію не усунути протягом 10 днів згідно з планом бурової організації, бурова організація вищого рівня сформує подальший план ліквідації наслідків.

Усі розпорядження щодо усунення аварій або зміни робочих планів повинні подаватися в письмовій формі відповідальній за виконання.

Під час роботи у віддалених районах замовлення можна надсилати телефоном або радіо, але додаткове підтвердження потрібно робити поштою.

Усі аварії повинні бути зареєстровані в "журналі аварій" буровою організацією протягом 24 годин після події. Реєстрація аварій, облік, ведення та зберігання документів, пов'язаних з аваріями, здійснюються на замовлення ІТП, призначеного наказом бурової організації. Правильність технічного заповнення "протоколів аварій" та електронних баз даних контролюється технічним керівником (головним інженером) бурової організації. Бухгалтер розраховує загальну вартість ліквідації аварії.

Відповідно до розпорядження бурової компанії, будуть вжиті заходи щодо запобігання таким аваріям та накладені штрафи на виявлених винних.

Після ліквідації аварії в свердловині (протягом 24 годин з дати ліквідації) був розроблений «алгоритм очищення аварії» та надісланий тій самій організації, що і «звіт про аварію».

Такі складні процедури розслідування нещасних випадків та обліку, а також порівняльний принцип оцінки роботи з запобігання нещасним випадкам призводять до того, що для офіційного розслідування та розгляду найскладніших нещасних випадків для усунення таких аварій потрібно багато часу та коштів. Немає конкретних мінімальних витрат часу на прибирання інциденту для розгляду. Більшість нещасних випадків не фіксуються, тому неможливо проаналізувати їх та розробити профілактичні заходи.

Прихоплення, яке ліквідується простим розходженням бурильної колони чи встановленням нафтової ванни, за несприятливих умов, ускладнення ствола свердловини та неправильних дій по звільненню прихоплення, може перетворитися у складну аварію і навіть призвести до ліквідації свердловини.

Залишення верхньої частини бурового долота або деяких опорних елементів у свердловині не завжди коштує додаткових витрат часу та грошей на очищення свердловини, але враховуючи цю ситуацію, ви можете вибрати правильний тип свердла та уникнути подібних ситуацій у майбутньому.

Для усунення цього явища слід ввести поняття «надзвичайна ситуація». Надзвичайні ситуації повинні включати зламані бурові інструменти в свердловині та всі ситуації, що порушують безперервність технологічного процесу, незалежно від витраченого часу на їх усунення.

Для оцінки ефективності запобігання нещасним випадкам час, необхідний для ліквідації надзвичайної ситуації, слід розглядати окремо, а не прив'язувати до конкретного випадку.

За 24 роки роботи бурової установки було зафіксовано 1200 таких "надзвичайних ситуацій". Це в десять разів більше, ніж офіційно зафіксовано аварій. Завдяки аналізу цієї "надзвичайної ситуації" можна розробити більш точні заходи щодо запобігання аваріям, виявлення часового інтервалу абразивних відкладень та більш розумного вибору місць їх пошкодження, щоб виявити інтервал часу, утворений крихкими речовинами і часовий інтервал між судомами через

утворення крихких речовин. ОВТ аналізує частоту аварій на основі терміну служби елементів бурильної колони та вибирає більш відповідні умови експлуатації.

Для реєстрації та подальшого аналізу аварій та ускладнень кожної свердловини рекомендується зберегти "картку стану свердловини" у вигляді текстового файлу. Назва файлу складається з назви області та номера свердловини. У цьому випадку легко знайти інформацію Inoue у подібних файлах. Дані картки легко копіюються в будь-який документ. Наявність карточки дозволяє більш кваліфіковано підходити до ліквідації аварій.

1.2. Випробування і впровадження комплексних програм для моделювання процесів буріння та ліквідації аварій

Проблема усунення аварій багато в чому пов'язана з відсутністю візуального сприйняття ситуації та відсутністю алгоритмів вирішення. Шляхом спроб і помилок було прийнято багато рішень щодо бурової установки. Без спроб і помилок на буровій установці проводились подальші аварійні операції, а також проводився будь-який розрахунок або моделювання подальшого процесу. У програмі Landmark ви можете розробити весь цикл буріння, причину аварії та подальші наслідки наступних рішень. Програма дозволяє прогнозувати наслідки певних відхилень від плану, а також допомагає вжити ряд заходів для запобігання будь-яким аваріям під час буріння.

Стан аварій на буріння залежить від статусу бурової компанії та обладнання, технології та робочих процедур бурової бригади. Слід подбати про те, щоб запобігти нещасним випадкам з самого початку.

Перед проектуванням необхідно ретельно вивчити досвід буріння на цій ділянці та прилеглих територіях за подібних умов. Для вивчення геологічних та літологічних ділянок ділянки свердловини, складеної гірськими породами, інтервалів між нецементованими та високопроникними гірськими породами, гірськими гірськими породами, сіллю та ангідритом, що забруднюють буровий

розчин, та пластичною глиною, яка легко набухає, для вивчення розподілу пластового тиску. Кут пласта, місце геологічного збурення, стратиграфічний інтервал, що розвивається, і тиск пласта. Перевірте стан руйнування осаду та визначте градієнт тиску поглинання. Тестер пласта використовується для визначення пластового тиску, а тиск пор визначається наявністю газу в буровій рідині.

Перевірити причину та розробити заходи щодо запобігання аваріям у попередніх свердловинах.

Для запобігання аваріям, спричиненим строком будівництва кожної бурової установки, що перевищує місяць, необхідно скласти "карту запобігання безаварійній експлуатації" та вказати методи буріння та заходи запобігання аваріям відповідно до конкретних умов у свердловині.

Вибір конструкції свердловини дуже важливий у проектуванні свердловини. Конструкцію свердловини слід вибирати не тільки з розрахунку розмежування зон несумісних для розкриття за величиною пластових тисків, розмежування хемогенних (соленосних) та теригенних відкладів. У глибоких свердловинах, де час буріння великий, необхідно регулярно зменшувати висоту обсадних труб, щоб закріпити відкриту частину. При тривалому бурінні без використання обсадної труби для фіксації свердловини стінка свердловини буде зазнавати змінних навантажень, перепадів тиску і температури, що зменшить міцність стінки свердловини, збільшить об'єм бурового розчину і ускладнить обробку. Все це ускладнює процес буріння та ліквідацію допущених аварій і буріння свердловини стає надто ризикованим.

У похилих та горизонтальних свердловинах обсадними колонами слід перекривати інтервали набору кута нахилу та зміни азимуту, перекривати нестійкі породи. Профіль похилих та горизонтальних свердловин потрібно підбирати таким чином, щоб робота з набору кута складними компонованням велося у стійких

породах, а буріння ускладненої частини розрізу свердловини вести із застосуванням простих компоновань із мінімальним числом елементів мінімального діаметру.

Аварійність у залежності від конструкції, тобто виходу відкритого ствола після спуску обсадної колони, у загальному, має вигляд "ялинки". Із глибиною та збільшенням довжини відкритого ствола втрати із-за аварії збільшуються, а після спуску обсадної колони зменшуються (рис. 1).

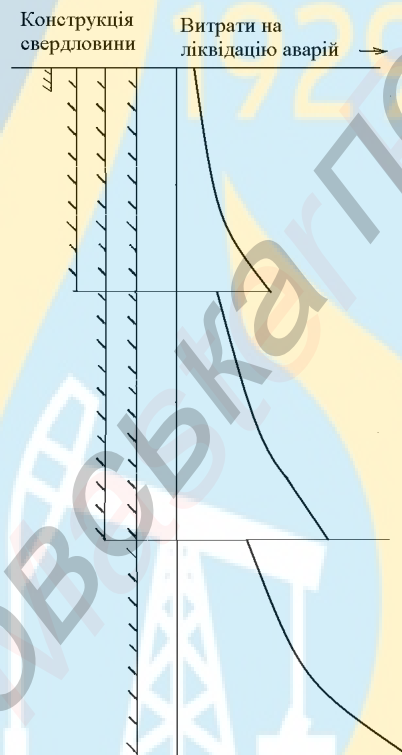


Рисунок 1 Витрати на ліквідацію аварії у залежності від конструкції свердловини

Вплив довжини відкритого ствола на аварійність залежить від наявних ускладнень, досконалості застосовуваної техніки і технології та інших факторів впливу на стан аварійності. У разі застосуванні досконалої технології, високій технологічній дисципліні вихід із під колони можна збільшувати, а за наявності проблем – зменшувати. Вихід із під колони зменшується із глибиною та зменшенням діаметра доліт. Для ДДЗ у більшості випадків довжина відкритого ствола для доліт діаметром 295,3 мм складає 3000 – 3500 м, а для доліт 215,9 мм у продуктивних відкладах 1000 – 1500 м.

В Україні при бурінні в інтервалі 0 - 2500 м стається 1,5 - 3% аварії, а на глибинах понад 5000 м - до 56%.

Основним методом запобігання аварій є використання передового бурового обладнання та технології. Це особливо видно на прикладі вдосконаленої конструкції бурильних труб. До початку 1980-х років у свердловинах бурили бурильні штанги трикутної різьби довжиною 6 м, які були «індивідуально» з'єднані між собою за допомогою муфтових муфт. Використання бурових стрижнів із зварювальними замками на гладких деталях взагалі не рекомендується для використання в роторних свердлах через низьку якість зварних швів. Втомна стійкість цих труб дуже низька. Через низьку якість бурильної труби була зроблена спроба просвердлити крізь турбіну. Свердла з алюмінієвого сплаву можуть зменшити навантаження на бурильну колону. Рівень аварійності цих трубопроводів також високий. Внаслідок втоми явище розтріскування бурильної труби в западині гравірувального повороту широко поширене.

Пізніше були впроваджені бурильні труби із трапецеїдальною формою профілю різі і стабілізуючими поясками та зварні тертям, стійкість яких до втоми значно вища. Запроваджено дефектоскопію бурильних труб. У результаті кількість поломок труб зменшилася у 2 - 3 рази. Поломки із-за втоми по різьбам стали рідкістю. Зараз застосовуються в основному труби із приварними кінцями.

Якість використовуваного бурового розчину має вирішальний вплив на запобігання аваріям. Якщо в 1950-х роках буровий розчин, приготований з глини з місцевого кар'єру, а в якості основного реагенту використовувався буре вугілля, то екстракт готували безпосередньо на буровій установці, а в даний час застосовують бурові рідини з низьким ступенем ослаблення і без глини. Бурові рідини готують з різних спеціальних хімічних речовин – реагентів. Важливо оснастити бурову установку вимірювальними приладами. Раніше для буріння використовували лише гідравлічні показники ваги, але зараз широко використовується станція управління бурінням може контролювати більше десяти параметрів. Використовуючи вибірну

систему вимірювання (MWD), можна досягти найкращого контролю за процесом буріння.

Загальновідомо, що для запобігання захопленню необхідно тримати бурильну колону в безперервному русі, але цього можна досягти, використовуючи верхній привід бурильної колони.

Якщо в 1950-х роках було важко досягти глибини 3000 м, глибина близько 6000 м зараз вважається звичайною.

Проект будівництва свердловини та план роботи однієї технічної операції повинні враховувати не лише досягнення бурового обладнання та технології, але й можливості бурової компанії. У цьому випадку це повинно суворо дотримуватися. Тільки за суворої технічної дисципліни та повної та достовірної інформації про хід роботи можна визначити причини аварій та ускладнень, вжити ефективних заходів для їх запобігання своєчасних та обґрунтованих коригувань проектів та технологій для подальших технічних операцій.

Відповідно до проекту та затвердженого плану, організація проекту повинна забезпечити буріння всього стовбура свердловини та чітке виконання кожної операції, без того, щоб підрядник докладав багато зусиль. У разі виникнення ускладнень слід негайно вжити необхідних заходів для їх якнайшвидшого ефективного усунення.

Усі робітники повинні розуміти технологію буріння, щоб правильно оцінити стан свердловини, зміни в поведінці та прийняти правильні рішення. Вони повинні вміти розуміти та освоювати виробничі інструкції, замовлення та інструкції. З цією метою вони повинні отримати відповідну освіту, відповідні дипломи та документи про навчання, що відповідають їхнім обов'язкам, і мати право виконувати певні завдання або обслуговувати відповідне обладнання, тобто пройти перевірку знань.

Для підвищення кваліфікації бурових бригад та ІТП, вивчення ними стану аварійності в бурових організаціях, наказів та постанов вищих інстанцій, заходів з попередження аварій, нової техніки і технології організується постійне навчання

кадрів. Періодично усі працівники повинні проходити навчання із відривом від виробництва в навчальних закладах, учбово-курсних комбінатах та школах. Періодичність навчання різних категорій працівників різна і коливається у межах 1 – 3 років.

Кваліфікація інженера-буровика передусім визначається знанням причин виникнення ускладнень та аварій, вмінням реалізувати в умовах бурової весь арсенал відомих технологій для ліквідації їх наслідків.

Різні інструктажі відіграють важливу роль у запобіганні нещасним випадкам. Підготовка та навчання працівників повинна проводитися регулярно і регулярно: із застосуванням нових технологій та обладнання та до початку кожної зміни та технічної операції. Під час брифінгу обговорюється подальший обсяг робіт, процедури впровадження, увага до можливих небезпек, можливої складності та запобіжних заходів, характеристик роботи обладнання, доступних методів контролю та захисту та їх застосування, а також методів евакуації із небезпечних зон.

Усі працівники повинні отримувати актуальну інформацію про стан нафтової свердловини у всіх зонах відповідальності. Для цього, перш за все, має бути встановлено прийняття якості та передача змін. У процесі передачі змін зміни, що вступають в силу, повинні отримувати повну інформацію про стан свердловини та бурового обладнання.

Потрібно завжди знати які відклади будуть розкриватися далі і які ускладнення під час їх розкриття можуть виникнути. Мати готові плани на випадок появи непередбачуваних обставин (появи затяжок, зміни параметрів бурового розчину та інші).

Члени вахти повинні чуйно ставитися до змін у поведінці свердловини та роботі бурового обладнання. Будь-які незначні зміни у поведінці свердловини повинні сприйматися дуже серйозно. Усі зміни потрібно фіксувати, доводити до відома інших членів вахти, керівників робіт та примати заходи з попередження

аварій і ускладнень. Прихоплення стаються у випадку зміни поведінки свердловини.

У робочому процесі необхідно контролювати робочий процес згідно з вказівками КВП. Стан свердловини контролюється за змінами крутного моменту на роторі, механічної швидкості обертання, тиску на насос та зміни ваги на гачку. Ці дані повинні бути записані. Необхідно провести детальний аналіз записів на діаграмі приладів, особливо коли керівник змінює зміну, керівник повинен уточнити характер змін за допомогою співбесід з членами вахти, вжити заходів та попередити наступних членів про можливі ускладнення.

Більшість прихоплень стаються на протязі двох годин після зміни вахти. Це стається тому, що бурильник та інші члени вахти як слід не проінструктовані попередньою зміною. Для більш детальної інформації служить формуляр передачі вахти.

Приймання зміни бурильником ведеться наступним чином:

1. Уточнити компонування бурильної колони, що знаходиться у свердловині. Наявність бурильних труб за пальцем бурової вежі та містках бурової.
2. Якщо бурильна колона в свердловині, потрібно припідняти її не менше ніж на 15 м і впевнитися, за показами КВП, у її цілісності і вільному обертанні та переміщенні в свердловині без затяжок та посадок.
3. Перевірити справність лебідки і її гальмівної системи, ротора і бурових насосів, зокрема:
 - товщина гальмівних колодок лебідки не повинна бути менше ніж 14 мм;
 - гальмівний шків не повинен мати тріщин довжиною більше 80 мм і шириною 0,2-0,3 мм, глибиною 2 мм; виробка шківа до 20 мм для свердловин глибиною до 4000 м і до 15 мм глибиною більше 4000 м;
 - гальмівні стрічки не повинні зміщуватися відносно середини гальмівного шківа більше ніж на 2 - 4 мм.

4. Перевірити стан талевого канату по всій його довжині у відповідності з інструкцією із експлуатації талевих канатів. Талевий канат бракується коли обірване одне пасмо або на кроці зивання число обірваних дротів складає більше 10%. Також канат бракується, якщо :

- одне пасмо канату вдавлене або витіснене внаслідок дефекту сердечника або механічних пошкоджень;

- канат витягнутий або стиснутий, при цьому його найменший діаметр складає 75% і менше від початкового.

5. Випробувати протизатягувач талевого блоку у кронблок згідно діючої інструкції. В зимовий час протизатягувач перевіряється двічі на зміну і обов'язково перед спуском чи підйомом бурильного інструменту.

6. Перевірити правильність укладання талевого канату на барабані лебідки.

7. Перевірити роботу індикатора ваги, манометрів на бурових насосах і стояку. При підвішеній талевій системі ГІВ повинен показувати 10 поділок. Кожної зміни перевіряти, а при необхідності регулювати ГІВ з установленим показанням на умовний «0» при підвішеній талевій системі. Налагодити роботу інших контрольно-вимірних приладів.

8. Перевірити противикидне обладнання.

9. Перевірити відсутність тріщин у вушках ПКР, кріплення та стопоріння сухарів АКБ.

10. Перевірити стропи та елеватори. Елеватор повинен відповідати діаметру тих бурильних і обсадних труб, що використовуються, а вантажопідйомність його – максимальній вазі бурильних і обсадних труб.

11. Ознайомитися з характером роботи та спрацюванням попередніх доліт, особливо по діаметру.

12. Перевірити якість і кількість бурового розчину, в т.ч. запасного розчину і обігрів його в зимовий час.

13. Одержати дані про довжину та компонування бурильної колони, глибину свердловини, наявність зон ускладнень (виступи, осипання порід, звуження ствола, жолобоутворення, поглинання бурового розчину, проявів флюїдів. Вияснити до якої глибини ствол свердловини прокалібрований наявними у компоновці калібраторами. Уточнити кількість бурильного інструменту, який знаходиться за пальцем на підсвічнику.

14. Ознайомитися з розпорядженням керівництва бурової бригади.

15. Налагодити запис на діаграмах обох ГІВ, рівнемірів, СКУБ.

16. Перевірити наявність дизельного палива. Спуск та буріння необхідно припинити, якщо наявне паливо забезпечує тільки підйом долота у башмак колони і після чого залишиться 1т на підтримку бурової у робочому стані.

17. На бурових з електроприводом перевірити надійність пуску електростанції, справність аварійного приводу та необхідний запас дизпалива для нього.

Під час експлуатації продуктивність свердловини та всього бурового обладнання повинна постійно контролюватися. Аварії, розподілені за часом доби, вказують на те, що більшість нещасних випадків трапляється під час змін: 0,5-1 годину до зміни та 1,0-1,5 години до зміни. Час обідньої перерви також можна відрізнити за кількістю нещасних випадків. З 13:00 до 17:00 сталося більше нещасних випадків. У цей час контроль роботи стовбура свердловини послаблюється, як правило, тому що свердло за гальмом лебідки не є кваліфікованим, а відсутність досвідчених помічників бура може спричинити аварії.

Тривалість зміни не повинна перевищувати 8 годин. У системі змін, коли на буровій установці дві зміни, зміна повинна бути змінена через 8 годин. Робота протягом 12 годин призведе до втоми, зниження пильності та зниження продуктивності. Досвід показав, що в процесі переходу на 12-годинну систему

замість 8-годинної системи підйомно-підйомні роботи для кожної зміни не змінювались.

Для постійної передачі інформації та підвищення обізнаності членів вахти, які взяли на себе посаду, ми частково замінили годинник. Частина вахти зберігалася на попередньому складі, а інша частина була змінена. Якщо час зміни становить 8 годин, інші члени зміни будуть змінені протягом наступних 4 годин.

Розподіл аварій за стажем роботи показує, що бурильники з недосвідченим та досвідченим (до 3 років) мають вищий рівень аварійності. Виходячи з досвіду, рівень аварійності зменшиться. Однак, маючи понад десятирічний досвід, рівень аварійності почав зростати. Деякі бурильники мають негативний "досвід" щодо порушень. виправлення порушень може призвести до нещасних випадків. Це стосується не всіх свердлов. Багато досвідчених бурильників, що мають досвід понад 10 років, рідко трапляються в аваріях.

Для запобігання аваріям важлива стабільна команда буріння.

Ефективний спосіб запобігти аваріям – це "вчитися на чужих помилках". З цієї причини рекомендується регулярно публікувати інформацію про аварії у всіх бурових бригадах підприємства, а також детально пояснювати ситуацію, причини та необхідні заходи щодо запобігання таким аваріям. Цього також можна досягти, видаючи та повідомляючи накази, пов'язані з аварією.

Система заробітної плати впливає на надзвичайний стан. Відрядна ставка, змінна система та система заробітної плати негативно впливають на аварію. За цією системою свердловий стіл намагається виконати найбільш економічну та менш трудомістку операцію, тобто буріння. Під час передачі змін, будь ласка, спробуйте внести корективи, щоб мінімізувати тягар фізичної праці в наступні зміни. Профілактичні роботи, обслуговування обладнання, як правило, затягуються і не проводяться. Це збільшує аварійність і прискорює роботу обладнання.

Коли команда бере плату та премії за певне завдання та якість плану, доцільніше застосовувати дивіденди з відсотковою ставкою або систему

погодинної компенсації бригад. Це певною мірою знижує трудомісткість, але зменшує кількість нещасних випадків, покращує стан охорони праці та покращує роботу обладнання.

Аналіз аварії, проведений за місяцями та датами, показує, що аварія сталася першого числа місяця. Порівняно із середньодобовою, кількість нещасних випадків зросла у 2,8 рази до 81, а середньодобова кількість випадків за місяць становила 29,2 рази. Це можна пояснити тим, що в перший день керівники бурової бригади були зайняті написанням та поданням звітів. Контроль за командною роботою послаблений. Завдяки плану більш поглибленої роботи на кінець місяця, кількість нещасних випадків 30-го та 31-го числа місяця значно не збільшилась. Значні дні зарплати. Після оплати праці 12 числа кількість ДТП зросла до 42, або в 1,5 рази, після передоплати 21 числа кількість ДТП зросла у 1,25 рази до 35.

Основна кількість аварій в бурінні свердловин виникає внаслідок порушень вимог технічних проектів і технологічних регламентів і лише незначна частина — через брак у виробач із вини заводів-виготовлювачів.

Перед проведенням робіт із ліквідації аварії потрібно перевірити стан вишки, бурового і противикидного обладнання, спуско-підіймального інструменту, контрольно-вимірювальних пристроїв. Виявлені недоліки усунути. Результати перевірки оформити відповідним актом.

Аварійні роботи при розкритому газовому горизонті, а також установлення нафтових і інших рідинних ванн, ліквідацію прихоплень випробувачем пластів проводити згідно затвердженого і узгодженого плану робіт.

При спуску бурильної колони всі замкові з'єднання і з'єднання частин ловильного інструменту потрібно кріпити машинними або автоматичними ключами.

Довжину бурильної колони, що спускається, рекомендується підбирати з таким розрахунком, щоб при дотику ловильного інструменту з аварійною трубою в роторі знаходилась ведуча труба.

За розкритих газових горизонтів, а також під час установаження нафтових і інших рідинних ванн, довжину бурильної колони підбирати з таким розрахунком, щоб створенні натягу в превенторі знаходилася бурильна труба під установажені плашки превентора.

При підйомі ловильного інструменту з аварійним об'єктом, відгвинчування замкових з'єднань бурильних свічок потрібно виконувати без обертання ротора.

1.3. Загальні принципи ліквідації аварій

Щоб правильно вибрати спосіб ліквідації аварії, спочатку слід визначити характер аварії та її причину. У разі захоплення бурової колони необхідно визначити глибину спуска долота, компоновання бурильної колони, положення блоку бурильної колони щодо кожного блоку свердловини, глибину колони, печери, проникні відкладення, різкі зміни кривизни та другу стовбур свердловини. Якщо бурова колона обривається, необхідно точно визначити схему розташування решти труб, їх розташування в свердловині, характер поломки та розташування решти трубових «голів» у свердловині.

За одержаними даними складається "Схема стану свердловини", на якій наносять усі одержані дані, у першу чергу конструкцію свердловини, стратиграфічний розріз, компоновання спущеної обсадної колони та бурильної колони із зазначенням діаметру окремих елементів, глибин стикування обсадних труб.

У разі аварії необхідно у першу чергу визначити першочергові заходи, які необхідно виконати для ліквідації аварії та попередження подальшого ускладнення обстановки.

Для вироблення подальших заходів щодо ліквідації аварії необхідно перерахувати всі методи ліквідації аварії, які застосовні до даної ситуації, з урахуванням стану свердловини, наявності та наявності матеріалів та обладнання. Кожен із цих методів оцінюється на основі його ефективності в навколишньому

середовищі для запобігання подальшим ускладненням у свердловині та можливості використання інших методів ліквідації, праці та охорони навколишнього середовища у разі виходу з ладу в майбутньому. У випадку найбільш підходящий і найбільш непрактичний.

Якщо використовуються знаряддя лову, положення «головки» знарядь, що залишилися в свердловині на плані та контурі, слід намалювати в масштабі, а також врахувати можливі відхилення від осі, а також врахувати положення знаряддя лову під час риболовлі. Це дозволяє вказати конфігурацію та розмір фішингового інструменту на основі конкретних умов.

За заявою експертів, пріоритетним принципом будь-якої роботи в нафтогазовій галузі є охорона праці та охорона навколишнього середовища. Ніщо не має більш важливого значення, ніж охорона праці та охорона навколишнього середовища, ні прибуток, ні виробництво. Нічого не можна зробити з тим, що шкідливо для навколишнього середовища.

Усі аварії, що спричиняють забруднення навколишнього середовища та небезпеку для здоров'я, слід передбачати та запобігати.

Стан навколишнього середовища залежить від ступеня соціального розвитку, а розвиток суспільства - від стану охорони навколишнього середовища. Поведінка кожного члена суспільства залежить від його власної позиції та ступеня відповідальності. Визнання пріоритету охорони навколишнього середовища - це спосіб врятувати життя.

Будь яке завдання повинно виконуватися із щирим бажанням запобігти будь-яким діям, які можуть нанести шкоду самим собі, своїм партнерам, своїм співробітникам та довкіллю.

Будь-яку діяльність, направлену на захист довкілля, слід рахувати правильною, тому що вона веде до запобігання аварій та оптимізації усієї діяльності.

Висновки до розділу 1

1. Зупинка процесу буріння нафтових та газових свердловин негативне явище, яке призводить до втрат техніко-економічних та людських ресурсів. Зупинки процесу буріння класифікуються як аварії, ускладнення та брак у роботі.
2. Впровадження оперативного моніторингу процесу буріння дозволяє вирішити ряд важливих питань: спрогнозувати процес буріння нової свердловини; систематизувати дані по аварійних ситуацій та методи їх вирішення; запобігти технічним, економічним та людським втратам.
3. Застосування програм для моделювання процесів буріння та ліквідації аварій є обов'язковим елементом підготовчого процесу буріння свердловини, що дозволяє розробити весь цикл буріння, встановити можливі причини аварії та подальші наслідки наступних рішень.
4. Вибір ефективного способу ліквідації аварії залежить від характеру аварії та її причин. Тільки у випадку строгої технологічної дисципліни і наявності повної достовірної інформації про хід робіт можна виявити причини аварій та ускладнень, прийняти дієві заходи з їх попередження, вчасно і раціонально відкоригувати проекти та технологію виконання наступних технологічних операцій.

РОЗДІЛ 2. КЛАСИФІКАЦІЯ УСКЛАДНЕНЬ ТА АВАРІЙ В БУРІННІ.

2.1 Поняття ускладнень в бурінні. Класифікація ускладнень

При бурінні свердловин будь-які аварії супроводжуються ускладненнями. Що таке ускладнення? **Ускладненнями** при бурінні називають такі ненормальні ситуації в свердловині, при яких подальша її проходка стає неможливою або коли буріння продовжується, але різко знижується його продуктивність.

2.2 Поняття аварій в бурінні

Аварією рахується переривання технологічного процесу будівництва (буріння і випробування) свердловини, яке вимагає для його ліквідації проведення спеціальних робіт не передбачених проектом. Аварії стаються із-за поломки, залишення або падіння в свердловину елементів бурильних та обсадних колон, прихоплення, відкритого фонтанування, падіння в свердловину по сторонніх предметів. Основною причиною аварії є необережність персоналу, недотримання бурової системи та використання несправного бурового обладнання або бурових інструментів.

Основними видами аварій є:

- прихват бурильної і обсадної колони;
- поломка в свердловині доліт, вибійних двигунів, телесистем;
- поломка чи ослабленню бурильного інструменту, а також падіння бурильного інструменту та інших сторонніх предметів в свердловину.

Прихват бурильної і обсадної колони. Найчастіше в зв'язку з неправильним планом робіт по ліквідації прихвата, призводить до аварії. В основному прихвати і аварії відбуваються з наступних причин:

- прихват викликаний в наслідок ускладнень (обвали, осипи, звуження стовбура свердловини);
- утворення сальників на долото в процесі буріння або СПО, є причиною прихвата;

- в результаті осідання шламу або твердої фази промивної рідини, після припинення циркуляції;
- при недотриманні регламентів установки цементного мосту, що призвело до передчасного утворення цементного каменю в кільцевому просторі;
- при високій різниці гідростатичного тиску з пластовим, призводить до диференціальних прихоплень;
- при аварійних відключень електрики або підйомних силових агрегатів, в зв'язку з якими, колона перебувала тривалий час без руху.

Заходи щодо попередження прихватів:

- використовувати високоякісні промивні рідини, що дають тонку кірку на стінках свердловин, а також вводити змащувальні добавки;
- проводити промивання з максимальним об'ємним витратою промивної рідини;
- перед СПО проводити промивку до повного очищення вибою від вибуренної породи;
- проводити додаткові опрацювання інтервалів можливого утворення товстих кірок;
- не залишати без руху бурильної колони більш, ніж на 3 хвилини.

Поломка в свердловині доліт. Найчастіше при бурінні свердловин, поломка доліт відбувається через халатність персоналу, а також низьку кваліфікацію. В основному через використання неякісних або дефектних доліт.

Заходи щодо попередження поломок в свердловині доліт:

- облік напрацювання долота;
- перед початком збирання КНБК провести ретельний візуальний огляд долота;
- після планової напрацювання, проводити реставрацію долота, з проведенням дефектоскопії, для виявлення дефектів цілісності металу;
- дотримання режимів буріння, згідно регламентує даними долота, зазначених в паспорті долота;

- а також при складанні КНБК закручувати різьбове з'єднання, згідно з паспортними даними долота.

Залишення на вибої гвинтових вибійних двигунів. У більшості випадків, це відбувається на різьбових з'єднаннях, недотримання паспортних значень моментів закручування, що в подальшому призводить до падіння ВЗД.

Заходи щодо попередження залишення на вибої ВЗД:

- візуальних огляд різьбових з'єднань, а також з'єднань шпіндельної секції;
- при складанні КНБК дотримуватися регламентні моменти протягання різьбових з'єднань;
- вести напрацювання ВЗД, згідно з паспортними даними проводити ТО.

Падіння бурових інструментів. Основними причинами таких аварій є необережне ставлення до бурових інструментів, недостатня кваліфікація персоналу та використання неякісного свердлильного інструменту при бурінні інструментів. Багато компаній купують дешеві та низькоякісні інструменти для свердління, щоб заощадити гроші. Незалежно від умов буріння, це може бути несподівано.

Заходи щодо попередження падіння бурильного інструменту на вибій:

- вести напрацювання бурильного інструменту;
- проводити планову ультразвукову дефектоскопію інструменту;
- проводити своєчасну реставрацію різьблення;
- перед використанням проводити візуальний огляд різьблення, а також шаблоніровку кожної трубки, безпосередньо на буровій;
- при бурінні і системи очистки, контролювати зміни тиску. Падіння тиск означає промивши інструменту по різьбі або по тілу труби, що в подальшому може призвести до падіння бурильного інструменту.

Падіння в свердловину сторонніх предметів. Найчастіше на буровій відбувається падіння в свердловину сторонніх предметів (лом, болт, шаблон, ключі, трос, ланцюги та ін.) Перешкоджає для подальшого буріння. Дані аварії відбуваються через необережність, недбалого ставлення бурової бригади,

наварювання сторонніх предметів на ВБТ, елеваторів, на ключах УМК і АКБ. Злам сухарів, щелеп АКБ, ГКШ і УМК.

Заходи щодо попередження падіння сторонніх предметів:

- установка на свердловину пристрої проти попадання сторонніх предметів;
- використовувати обладнання тільки заводського виконання;
- не проводити інші операції, не пов'язані з бурінням, над свердловиною;
- дотримання регламентів експлуатація ключів УМК, АКБ, ГКШ.

Падіння геофізичного інструменту в свердловину. При бурінні свердловин для нафти та природного газу необхідно вивчити пласт, існування нафти, природного газу та води, вивчити гірські райони та виявити різні складні райони. Для проведення робіт з технічного обслуговування свердловин для цього кабель або бурові інструменти замінили відцентровими насосами, гідророзривом та іншими геофізичними дослідженнями. Під час геофізичної зйомки кабелю кабель періодично розриватиметься, що в подальшому призводить до аварій у свердловині. Причини цих інцидентів пов'язані головним чином з низькою кваліфікацією персоналу, недбалістю ставленням до обладнання та недотриманням норм ПБНГП щодо ГІС у свердловині. Якщо не дотримуватись моделі ГІС, або швидкість спуску та швидкість підйому геофізичного обладнання погані, це призведе до посадки або затримок, а потім зламається через недбалість персоналу та поганий стан геофізичного кабелю.

2.3 Причини падіння колони труб

На відміну від пошкодження бурильної колони, в більшості випадків причиною падіння бурильної колони в свердловину є порушення техніки операцій опускання та підйому та відмова опускаючого інструменту та механізму, а не несправність бурильної колони. Іншими словами, причини падіння бурильної колони та її поломка абсолютно різні і їх слід розглядати окремо.

Слід зазначити, що до причин падіння бурильної колони належать порушення технології СПО, технічні дефекти конструкції свердловини, несправність

гальмівної системи, несправність підйомної системи та несправність інструментів, що використовуються для опускання та підйому бурильної колони.

Грубим порушенням техніки СПО є підняття бурильної колони на стропі (10% усіх випадків падіння труб). Це трапляється, коли ряд труб опускається, не зачепившись двома ліфтами. Переміщаючи строп у завантажений елеватор, бурильник може ненароком почати піднімати бурильну колону, коли в вушко вставлено лише один строп. Піднята лише одна сторона ліфта, і труба відразу згинається і ламається, або наступного разу, коли елеватор опускається на ротор і вирівнюється по трубі. Якщо труба не зламана, зробіть все можливе, щоб повісити трубу у отворі на клиноподібному підйомнику або іншими легкодоступними способами, а потім відпустіть зігнуту трубу.

Поширеною причиною падіння колони труб є зупинка колони труб на уступі в свердловині або в обладнанні устя, а потім раптове її звільнення. У разі невчасного гальмування бурильної колони елеватор звільняється, відходить від замка, чи муфти, а потім колона труб, звільнившись, під час падіння, вдаряє по елеватору і він, як правило, розкривається, або руйнується і колона труб падає на вибій. Під час різкого ривка бурильної колони може розкритися елеватор, строп може випасти із вух гака, чи із вух елеватора, а дуга вертлюга із зівга гака. Талевий канат може вискочити із канавки шківів і розклинитися між шківів.

Щоб запобігти раптовій зупинці, спочатку слід забезпечити вертикальне буріння свердловини. Буріння слід починати від строго центрованої башти, горизонтальний верстак ротора, башта та ротор вирівняні по центру валу, а напрямок суворо встановлений вертикально. При бурінні першого метра свердловини, коли вага бурильної колони невелика, необхідно запобігти відхиленню квадрата від осі свердловини. Навантаження на свердло повинно бути мінімальним. Діаметр напрямку повинен відповідати діаметру свердла. Якщо напрямок суттєво відрізняється, свердло може знаходитися поза центром. При цьому інші рухомі напрямки з колесами повинні бути встановлені в існуючому напрямку. Якщо вищезазначені умови не виконуються, свердловина буде

відхилятися від вертикалі, а бурова колона продовжуватиме рухатися біля стіни. Крім того, є ексцентрична оболонка, яка створює інші перешкоди під час установки рота. виправити такий дефект практично неможливо. Бурильна колона буде замками чіплятися за обладнання устя, клини клинового захвату, зупинятися на уступах у місцях зміни внутрішнього діаметру. Під час підйому труб можливе підхоплення ротора замками за клини.

Обладнання устя у місці зміни внутрішнього діаметру повинно мати фаски, або спеціальні кільця зі скосами, що попереджує зупинку колони труб.

Падіння колони труб може статися із-за обриву стропа, розкриття елеватора, чи проковзування замка через нього у випадку спрацювання деталей елеватора та невідповідності його розміру та вантажопідйомності розміру труб та вазі колони.

Щоб запобігти падінню бурильної колони, переконайтесь, що розмір елеватора відповідає розміру та типу труби, робота стропу та елеватор знаходиться в межах допустимого діапазону, а пружина засувки гачка повинна міцно закрити гак. Болтові з'єднання компонентів підйомної системи повинні бути закріплені затискачами. Деталі гаків, підйомників і стропів слід регулярно перевіряти на предмет дефектів для виявлення тріщин, спричинених втомою. Вантажопідйомність підйомної системи, стропів та підйомника повинна відповідати вазі трубної колони. Корпус коронного сидіння повинен бути надійно закріплений.

В автоматичних елеваторах системи АСП клини для захоплення замка, які рухаються по направляючих, із-за заїдання, забруднення, недостатньої змазки можуть невчасно закриватися на трубі, а замки бурильної колони проскакувати через елеватор.

Зазвичай, майже в 17% випадків, менша довжина і вага трубної колони падає і зупиняється біля гирла клина вибухозахищеного обладнання RCC. Якщо легкі стовпи підняти клиновидним клином RCC, вони також можуть впасти.

Через невідповідність або погані експлуатаційні характеристики, відсутність відновлюваних пристосувань та погану установку, дно бурильної колони може впасти під час складання турбобура, гвинтового двигуна та інструмента сердечника.

У разі падіння колони труби слід звертати увагу на несправність гальмівної системи. Сюди входять: обрив гальмівного ремня, перевтома гальмівних колодок, і вони падають з місця установки, поломка шківів гальма, гідравлічне відключення гальма, сторонні предмети, застряглі в гальмівному важелі, гальмівний важіль застряг у заблокованій зоні, Рухомий шток від'єднаний через недостатню довжину затягування, різьба гальмівного болта порушена або зламана, а робота шарніра гальмівної системи викликає порізи. Фіксуєчий пристрій гальмівного важеля не повинен зачіплюватися з фіксуєчим пристроєм. Не завжди можливо негайно відновити роботу, і гальмо не може спрацювати.

Мали місце випадки падіння колони труб у випадку фіксації гальма пневмоциліндром та коли без узгодження між членами вахти, випускали повітря із пневмосистеми і відповідно звільняли гальмо. Механічна фіксація гальмівної ручки фіксатором під час спуску, коли шківів лебідки нагріті, також призводить до падіння колони підвішеної на гаку. У результаті охолодження шківів гальмівна система звільняється.

У випадку обриву талевого канату відбувається падіння колони труб. Найбільш часто талевий канат рветься у результаті його спрацювання, неякісної укладки на барабан лебідки, розклинювання його між сусідніми витками та затягування талевого блока у кронблок у разі відмови протизатягувача. При хрестовій оснастці талевий канат обривається, коли ще тальблок не досяг кронблоку. Мали місце випадки висмикування канату із затискувача на барабані та зриву кріплення "мертвого кінця". У пристроях для кріплення кінців каната болтів і шпильок повинні мати контргайки та шплінти. Це стосується і до кріплення пристосувань до основи вежі. Місце кріплення пристрою до вежі повинно мати відповідну міцність, або відповідним чином посилюватися. У процесі роботи

необхідно слідкувати, щоб талевий канат не заскочив за палець вежі для укладки свіч. У такому випадку канат заклинцюється і обривається.

Коефіцієнт запасу міцності талевого канату повинен бути не менше 3. Талевий канат слід перевіряти щоденно. Число обірваних дротин на кроці звивання не повинен перевищувати 10% для канатів діаметром більшим за 20 мм і 5% для канатів меншого діаметру.

За станом талевого канату необхідно слідкувати постійно, регулярно перетягувати його після виконання певного об'єму роботи. Талевий канат слід перетягувати з таким розрахунком, щоб зміщувати точки торкання канату роликів талевої системи у момент гальмування бурильної колони та торкання його до бокового реборду, де змінюється напрям навивання канату. Наприклад, можна через кожні 4000 ткм роботи перетягувати на 80 м, а при вібраціях через 1-3 рейса через 2000 ткм. На глибоких свердловинах доцільно перетягувати канат на 3-5 м без вирубки.

Необхідно слідкувати за станом канавок на шківках талевої системи. Радіус канавок повинен відповідати діаметру канату.

Зазор між канатом та верхом канавок повинен бути у межах 5-10 мм.

У деяких випадках мало місце вислизання гладкого ОБТ із клинів ПКР. Як правило клини ПКР не відповідають діаметру ОБТ і підвішування ОБТ у клинах не надійне. Більш надійно застосовувати ОБТ із виточками та проточками.

Мали місце випадки падіння колони труб у результаті удару по елеватору із підвішеними на ньому трубами обладнанням, чи трубами, які затягуються у вежу.

Більше 10%, випадків падіння труб сталися під час збирання компонування низу та розбирання та викидання труб із-за розгвинчування різьб, які згвинчені із недостатнім моментом. Під час нагвинчування двох трубки можливе розгвинчування середньої різьби, якщо вона згвинчена із недостатнім моментом. Розгвинчуються також різьби у свердловині у разі нагвинчування наступного елемента із застосуванням зворотного ходу ротора.

Усе обладнання і інструмент для спуску та підйому повинні мати паспорт із зазначенням його вантажопідйомності.

Експлуатація бурового обладнання, інструменту, талевого канату повинна вестись у відповідності із заводськими та відомчими інструкціями.

Під час зборки та розбирання ясів на бурових слід попередити його самовільну зарядку та розрядку. Цю роботу вести під контролем керівництва бурової.

Під час приймання ваhti бурильник зобов'язаний ретельно оглянути гальмівну систему бурильної лебідки, талеvu систему, пристосовування проти затягування талевого блока у крон блок. Розмір елеватора, клинів ПКР повинні відповідати розміру бурильних труб. Перед початком спуску інструмента необхідно відрегулювати натяг гальмівних стрічок та положення ручки гальма.

Гальмівні шківни не повинні мати тріщин довжиною більше 30 мм шириною 0,2-0,3 мм та спрацювання більше 7,6 мм на сторону. Середина гальмівних колодок не повинна зміщуватися відносно середини шківни на величину більшу за 2-4 мм. Між шківном і новими гальмівними колодками повинен зберігатися зазор 1,5-2 мм, а між шківном та гальмівною стрічкою не більше 9 мм. Вуха гальмівних стрічок через кожні 6 місяців перевіряють дефектоскопією. Гідравлічне гальмо слід вмикати після спуску 500 м бурильної колони та її вазі більшої за 80 т. Ручка гальма повинна повертатися від верхнього положення до повного гальмування 60°.

Робота заборонена:

- ерліфт, що управляє основною торцевою поверхнею, перевищує 2 мм; якщо бурова колона раптово падає на виступ, немає пристрою, що запобігає його відкриванню без дозволу;

- гальмові колодки товщиною менше 14 мм; -Коли товщина гальмівного колеса менше 15 мм

- клиновими захватами (ПКР) із сухарями, що не відповідають розміру бурильних труб.

Заборонено контакт мастила, бурової рідини та води з гальмівним шківном.

Підвішуючи свердлильний інструмент на підйомній системі, забороняється тримати відкриті тяговий механізм, ротор та гальмівну систему і не розміщувати свердло безпосередньо за панеллю управління. Гальмівна система повинна бути закріплена спеціальним вантажем, який підвішений до гальмівної ручки на мотузці під дном свердла. Фіксуючий пристрій замку не повинен випадково послабити муфту гідравлічного гальма. Не дозволяється опускати або піднімати бурильну колону, коли тиск у пневматичній системі нижче 0,5-0,6 МПа.

Спрацювання контактної поверхні стропів із гаком та з вушками елеватора не повинен перевищувати 5 мм. Різниця у довжині пари стропів не повинна перевищувати 6 мм.

Під час роботи на бурових установках, обладнаних шинопневматичними муфтами, потрібно мати аварійні болти.

Увесь інструмент що застосовується для СПО, потрібно у встановлені терміни перевіряти дефектоскопією. Орієнтовні терміни дефектоскопії бурового інструменту такі: машинні ключі раз у рік, елеватори раз у 6 місяців, квадрат раз у 3 місяці, турбобури раз у рік, вертлюг раз у рік, кронблок раз у рік, гакоблок раз у 6 місяців, гак кермака раз у 6 місяців, патрубки ОБТ раз у 12 місяців. Стропа доцільно перевіряти під час кожної дефектоскопії бурильної колони, але не менше ніж раз у 6 місяців. Одночасно з дефектоскопією заміряти спрацювання стропів.

2.4 Ліквідація падіння труб

Результати падіння колони труб залежать від стану свердловини, у першу чергу від чистоти ствола свердловини та наявності каверн.

Під час падіння бурильна колона рухається по стволу із високою швидкістю. Швидкість руху бурового розчину за трубами також висока. Структура загуслого бурового розчину в кавернах, насичений шламом, руйнується і шлам переходить у циркулюючий розчин. Руйнуються також стінки свердловини. Цей шлам спричиняє прихоплення бурильної колони, що упала. Тому, після з'єднання із залишеними трубами, необхідно вимити шлам. З'єднуватись із залишеними трубами потрібно

максимально надійно. Повторне падіння колони труб у заповнений шламом ствол, як правило, веде до переборювання свердловини.

Падіння важких колон викликає згинання упавши труб. Кількість та ступінь згинання труб залежить від висоти падіння та наявності каверн.

Підвішена на гачку бурова колона знаходиться в натягу. Якщо бурова колона падає, сила тяги раптово зникає. Бурова колона почала стискатися. Хвиля стиснення або стиснення рухається вниз по колонці з певною швидкістю. Коли він досягне кінця стовпця, він буде відображений і переміщений вгору. Тому він рухається вздовж циліндра і поступово згасає.

У результаті удару колони об вибій виникає друга хвиля стискування. Хвиля рухається вгору до верхнього кінця. Якщо ці хвилі, що рухаються в протилежних напрямках, зустрінуться, вони будуть перекриватися, а стискаюче напруження подвоїться. Там, де вони зустрічаються, бурова труба згинається і ламається більше, ніж інші бурильні колони. Після того, як хвилі відбиваються від нижнього кінця бурильної колони, дві хвилі рухаються паралельно. Коли час руху хвилі від верхнього кінця до нижнього кінця на довжині L менше часу, коли бурова колона вільно падає на дно на висоті h , ці хвилі будуть накладені.

Цю висоту можна визначити із залежності:

$$h = \frac{gL^2}{2V^2}, \quad (2.1)$$

де L - довжина обірваної колони труб, м;

v - швидкість розповсюдження звуку у бурильних трубах, м/с;

g - прискорення вільного падіння, м/с.

Швидкість розповсюдження повздовжньої хвилі стискування у сталі $v = 5136$ м/с, у сталевих трубах (стержні) 2900 м/с; у ЛБТ - 2770 м/с.

Із цього виходить, що при довжині колони до 5000 м та висоті падіння до 14,5 м, хвилі скорочення накладаються і слід очікувати, за однакових умов, максимальної кількості погнутих труб. Це відповідає даним практики.

У разі руйнування бурильної колони вищезазначені процеси відбуваються як у нижній, так і у верхній частинах бурильної колони та підйомної системи. У верхній частині колони хвиля стиснення рухається від руйнування до верхнього кінця, прискорюючи все це. Після досягнення верхнього склепіння вона відскочить і може потрапити на гачок або ліфт. Часто елеватор розкривається і верхня частина колони також падає у свердловину. У разі падіння бурильної колони підплигує вся талева система, талевий канат може вискочити із канавок шківів у разі недостатнього кріплення кожуха і розклинитися між шківями. У цьому випадку необхідно, у першу чергу, перевірити стан талевого блоку та кронблоку.

Падіння важких бурильних колон у ствол, ускладнений кавернами великого розміру, призводить до поломок бурильної колони за схемою, що показана на рис 2. Про наявність такої поломки свідчить форма піднятого кінця труб. Кінець труб має овальну форму у вигляді півмісяця із загнутими краями у сторону коротшого боку

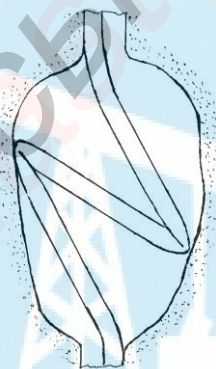


Рисунок 2 Схема поломки труб у результаті їх падіння

Висновки до розділу 2

1. Ускладнення та аварії порушують технологічний процес будівництва (буріння і випробування) свердловини, що вимагає для його ліквідації проведення спеціальних робіт та витрат додаткових коштів та людських ресурсів не передбачених проектом.
2. Основними причинами ускладнень та аварій під час буріння свердловин є людський фактор (порушення та недотримання технологічного процесу або правил техніки безпеки) використання неякісних матеріалів та бурового інструменту, природній фактор та форс-мажорні обставини.

РОЗДІЛ 3. АНАЛІЗ МЕТОДІВ ПІДБОРУ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ ЛОВИЛЬНОГО ІНСТРУМЕНТУ.

Ловильний інструмент – це пристосування і різні механізми, призначені для вилучення зі свердловин предметів (бурильна колона, вибійні двигуни, телесистеми, долото, геофізичний кабель, обсадної колони), що перешкоджає проведенню подальшої роботи на свердловині.

3.1. Основні методи одстеження кінця обірваних труб

Печатки готують із свинцю, сплаву алюмінію 98% і сурми 2%, жести. Печатки роблять із боковими отворами для промивки, діаметр печатки на 25 мм менший діаметру свердловини. Свинець заливають на поверхню із арматурою із дроту діаметром 2 - 3 мм, що приварені до корпусу печатки. Дротини розташовані на рівні, який на 2 - 3 мм менший за висоту заливки свинцю. Дротини розташовуються на віддалі 30 - 40 мм одна від другої.

Для одержання відбитка необхідно точно знати глибину розташування предмета і один раз створити навантаження 15 - 50 кН.

Тиглі готують із труб діаметром 168, 219, 245 мм. Всередині стінки тигля покривають вогнестійким шамотовим шаром товщиною 10 - 12 мм, а із зовні обмазують масою, яка складається із 20 частин крейди і однієї частини рідкого скла. Алюміній у тиглі нагрівають до 670 - 700°C і до нього додають подрібнену потовчену на дрібно сурму. Після плавлення на протязі 6 - 10 хв товстим суцільним рівним шаром заливають печатку.

Свинцеві печатки призначені для визначення стану верхнього кінця ловильного об'єкта, а також для визначення внутрішньої стінки залишеного об'єкта. Існують печатки трьох різновидів:

1) **Плоска печатка** призначена для визначення стану верхнього кінця захопленого об'єкта та визначення його розташування. Існує два типи плоских

ущільнень:: гудронові спускаються на кабелі та свинцеві спускаються на кабелі, насосно - компресорних трубах і бурильних трубах. При спуску печатки на кабелі, швидкість узвозу не перевищувати 2 м/с, а при наближенні до передбачуваного забою, швидкість спуску знизити до 0,1 м/с. При опусканні печатки на тросі швидкість спуску не повинна перевищувати 2 м / с, а при наближенні до очікуваної поверхні швидкість спуску слід зменшити до 0,1 м / с. Печатка повинна бути на місці один раз, а печатка повинна бути піднята зі швидкістю 0,1 м / с. Якщо позначки немає, після підняття печатки на тросі потрібно знову покласти печатку на свердлильний інструмент або НКТ, швидкість спуску не повинна перевищувати 1 м / с, а відстань від очікуваної робочої поверхні становить 10 м, Зменште швидкість до 0,1 м / с, щоб відновити циркуляцію, плавно опускайте її до дна, щоб утримувати навантаження ущільнення не більше 2 тонн, а якщо обриви труб не рівні, навантаження зменшиться до 0,1-0,15 тонни.

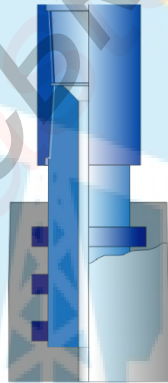


Рисунок 3 Плоска свинцева печатка

2) **Торцева печатка-вловлювач** призначена для визначення стану верхнього кінця ловимого об'єкта, а також для вилучення дрібних предметів з голови об'єкта.

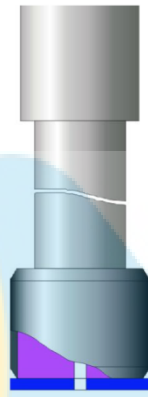


Рисунок 5 Торцева печатка-вловлювач

Конструктивні особливості даної печатки, що для промивання в печатки є спеціальний циркуляційний отвір, а також у печатки змінна свинцева пластина, що дозволяє використовувати печатку не один раз, а також є магнітний уловлювач, конструкція Аношкіна (Рис. 5).

3) **Конусна печатка** (рис. 6) призначена для визначення стану внутрішньої стінки вловлюваного об'єкта. Залежно від внутрішнього діаметра вловлюваного об'єкта і виду звуження, підбирається печатка необхідних параметрів.



Рисунок 6 Конусная печатка

3.2. Підбір ловильного інструменту від характеру ускладнення та аварії
Магнітні уловлювачі (рис. 7) призначені для вилучення зі свердловини дрібних сторонніх тіл (металеві стружки, болти, уламки бурового інструменту та ін.), що володіють феромагнітними властивостями. Технічні параметри магнітних вловлювачів наведені в таблиці (табл. 1).

Таблиця 1 Технічні параметри магнітних вловлювачів

Параметри вловлювача	Тип вловлювача				
	СМЛ-88	СМЛ-115	СМЛ-135	СМЛ-150	СМЛ-195
Діаметр по фрезерній коронці, (мм)	88	115	135	150	195
Діаметр свердловини, (мм)	103	133	146	168	216
Тягове зусилля	1,1/110	3,0/300	6,0/600	7,5/750	11,7/1170
Маса, (кг)	7,8	9,9	12,7	15,3	28,3
Висота, (мм)	230	230	230	250	250
Приєднувальна різьба (ГОСТ 28487-90)	3-66	3-76	3 - 88	3 - 88	3 - 117



Рисунок 7 Магнітний вловлювач

Конструкція дзвона полягає у видаленні залишків свердла або бсадної труби, трубопроводів та іншого циліндричного обладнання із свердловини шляхом нарізання різьби на зовнішній поверхні. В даний час найпоширенішими є два типи дзвонів:

1) **Дзвін гладкий** (рис. 8) призначений для захоплення за зовнішню поверхню і подальшого вилучення циліндричних елементів колон при проведенні ловильних робіт в свердловинах. В залежності від конструктивних характеристик залишених частин труб в свердловині використовують відповідний сортамент дзвонів (табл. 2).

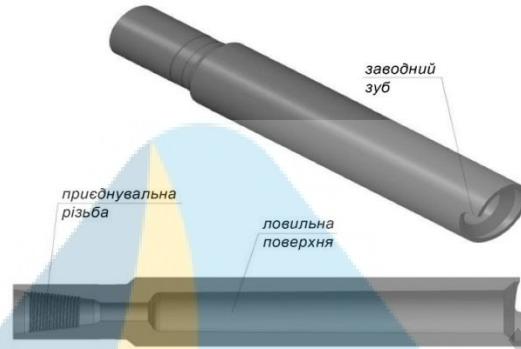


Рисунок 8 Дзвін гладкий

Таблиця 2 Основні параметри і розміри ловильних гладких дзвонів

Виріб	Діаметр прохідного каналу, мм	Внутрішній діаметр ловильного конуса, мм	Номинальне осьове навантаження, кН	Довжина, мм	Приєднувальна різьба
КГ90 69-64	25	64÷66	500	480	3-66
КГ90 80-75	25	80÷75	500	480	3-66
КГ96 82-77	32	82÷77	500	480	3-76
КГ102 84-79	38	84÷79	500	480	3-88
КГ102 91-86	38	91÷86	500	480	3-88
КГ110 95-90	38	95÷90	500	500	3-88
КГ114 99-94	38	99÷94	500	500	3-88
КГ122 110-104	38	110÷104	500	560	3-88
КГ132 117-111	38	117÷111	700	560	3-88
КГ140 123-117	38	123÷117	800	580	3-88
КГ152 142-136	38	142÷136	800	580	3-88
КГ174 156-150	95	156÷150	800	640	3-133
КГ194 173-167	95	173÷167	1200	640	3-133
КГ207 180-174	95	180÷174	1200	660	КГ207 180-174
КГ207 187-181	95	187÷181	1200	660	КГ207 187-181
КГ210 196-190	95	196÷190	1200	660	КГ210 196-190
КГ219 205-199	95	205÷199	1200	680	КГ219 205-199
КГ207 180-174	95	180÷174	1200	660	КГ207 180-174
КГ207 187-181	95	187÷181	1200	660	КГ207 187-181
КГ210 196-190	95	196÷190	1200	660	КГ210 196-190
КГ219 205-199	95	205÷199	1200	680	КГ219 205-199

2) **Різьбові дзвони** – це патрубок, у верхній частині якого виконана для приєднання трубопроводів різьблення. Залежно від умов застосування дзвони мають різні конструктивні виконання – праве і ліве, з різними приєднувальними і ловильними різьбами, з фаскою, з направляючою воронкою з фаскою або з вирізом, з лійкою збільшеного діаметру. Ловильна різьблення в нижній частині дзвони – спеціального профілю, конусністю 1:16. По всій довжині різьблення передбачені поздовжні канавки для виходу стружки при нарізуванні дзвоном різьблення на ловильному об'єкті.

Таблиця 3 Основні параметри і розміри ловильних різьбових дзвонів

Виріб	Зовнішній діаметр, мм	Внутрішній діаметр ловильної різьби, мм	Номинальне осьове навантаження, кН	Довжина, мм	Маса, кг	Приєднувальна різьба
КР48 37-24	48	24÷37	120	420	9	3-38
КР55 44-32	55	32÷44	160	400	5	3-44
КР65 52-30	65	30÷52	200	560	9	3-44
КР80 67-45	80	45÷67	360	560	11	3-44
КР95 82-60	95	60÷82	320	560	15	3-73
КР102 90-68	102	68÷90	480	580	19	3-76
КР110 94-72	110	72÷94	480	580	21	3-76
КР114 98-76	114	76÷98	520	580	22	3-76
КР118 102-80	118	80÷102	520	580	23	3-76
КР118 105-60	118	60÷105	520	580	10	3-76
КР120 105-60	120	60÷105	540	950	44	3-76
КР124 108-86	124	86÷108	574	580	24	3-76
КР124 114-69	124	69÷114	600	950	42	3-76
КР128 112-90	128	90÷112	600	580	25	3-88
КР132 116-94	132	94÷116	600	580	27	3-88
КР140 124-94	140	94÷124	620	710	36	3-88
КР140 124-79	140	79÷124	620	950	54	3-88
КР146 120-90	140	90÷120	620	710	44	3-88
КР156 131-101	156	101÷131	680	750	54	3-121
КР162 137-102	162	102÷137	680	820	62	3-121
КР180 155-120	180	120÷155	760	820	68	3-133
КР207 179-131	207	131÷179	800	1100	138	3-133
КР59 48-35	59	35÷48	160	400	5	3-44
КР90 77-55	90	55÷77	260	560	14	3-73
КР120 104-82	120	82÷104	540	580	23	3-76

Мітчики призначені для вилучення НКТ і бурильного інструменту за внутрішню поверхню труби. Існує два типи мітчиків:

1) **Універсальні мітчики** (рис. 9) застосовуються для будь-яких об'єктів циліндричної форми. Мітчики вгвинчуються у внутрішню поверхню труби або муфти. Мітчик вкручується у внутрішню поверхню труби або стику. Перш ніж опускати кран у свердловину, обов'язково виконайте візуальний огляд на наявність дефектів і виміряйте розмір крана (відстань від кінця крана до місця кріплення інструменту). Опустіть кран на буровому інструменті зі швидкістю, що не перевищує 1 м / с. За Відновіть 5-10 м від розрахункової робочої поверхні і зменште швидкість спуску до 0,1 м / с. Перш ніж зіткнутися з предметом, це буде очевидно, зменшивши навантаження на показник ваги. При попаданні мітчика в труби, тиск на нагнітальних лініях збільшується, далі продовжити обертання бурильної колони зі збільшенням осьового навантаження, для остаточного закріплення мітчика.



Рисунок 9 Універсальний мітчик

2) **Спеціальні мітчики** (рис. 10) виготовляються під спеціальні об'єкти (бурильні труби, насосно-компресорні труби, долото, вибійні двигуни, телесистеми, обсадні колони.)

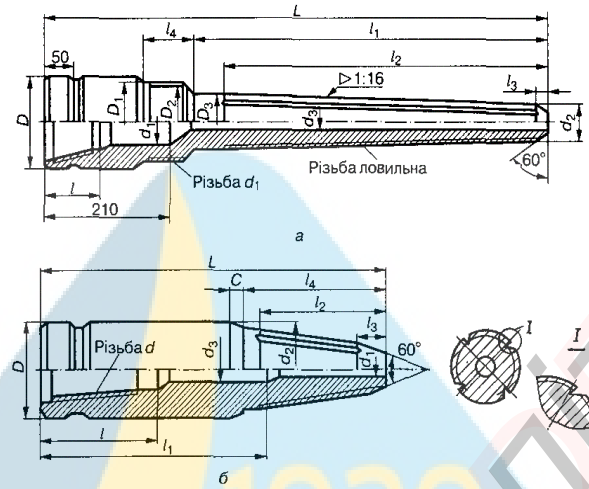


Рисунок 10 Мітчики: універсальний а, спеціальний б

Таблиця 4 Основні типорозміри мітчиків

Шифр типорозміру	Зовнішній діаметр мітчика		Діаметр промиваль- ного каналу		Діаметр ловильної різби				Довжина		Приєднувальна різьба	
	мм	inch	мм	inch	Мінімальний		Максимальний		мм	ft		
					мм	inch	мм	inch				
ЛМ 20-45	46,5	127/32	8	5/16	20	25/32	45	125/32	550	1,80	3-38	NC 13
ЛМ 22-48	54,5	25/32	10	13/32	22	7/8	48	17/8	580	1,90	3-44	NC 16
ЛМ 22-54	54,5	25/32	10	13/32	22	7/8	54	21/8	670	2,20	3-44	NC 16
ЛМ 25-65	80,5	35/32	10	13/32	25	1	65	29/16	830	2,72	3-66	2 3/8 Reg
ЛМ 32-72	80,5	35/32	14	9/16	32	11/4	72	227/32	830	2,72	3-66	2 3/8 Reg
ЛМ 40-80	86,5	313/32	14	9/16	40	19/16	80	35/32	830	2,72	3-73	NC 26
ЛМ 45-85	95,5	33/4	22	7/8	45	125/32	85	311/32	830	2,72	3-76	2 7/8 Reg
ЛМ 55-95	108,5	49/32	22	7/8	55	25/32	95	33/4	830	2,72	3-88	3 1/2 Reg
ЛМ 60-100	108,5	49/32	28	13/32	60	23/8	100	315/16	850	2,79	3-88	3 1/2 Reg
ЛМ 65-109	120,5	43/4	32	11/4	65	29/16	109	49/32	950	3,12	3-102	NC 38
ЛМ 70-114	120,0	423/32	38	11/2	70	23/4	114	41/2	950	3,12	3-102	NC 38
ЛМ 75-120	127,0	5	38	11/2	75	215/16	120	423/32	990	3,25	3-102	NC 38
ЛМ 80-125	133,0	51/4	40	19/16	80	35/32	125	429/32	910	3,99	3-108	NC 40
ЛМ 90-135	140,5	517/32	58	29/32	90	317/32	135	55/16	1060	3,48	3-117	4 1/2 Reg
ЛМ 100-145	155,5	61/8	50	131/32	100	315/16	145	522/32	975	3,20	3-133	NC 50
ЛМ 120-165	178,5	71/32	60	23/8	120	423/32	165	61/2	1000	3,28	3-147	5 1/2 FH
ЛМ 135-170	197,5	725/32	60	23/8	135	55/16	170	611/16	840	2,67	3-152	6 5/8 Reg
ЛМ 143-174	197,5	725/32	89	31/2	143	55/8	174	627/32	840	2,67	3-152	6 5/8 Reg
ЛМ 146-194	197,5	725/32	89	31/2	146	53/4	194	75/8	1200	3,94	3-152	6 5/8 Reg
ЛМ 158-203	203,5	8	95	33/4	158	67/32	203	8	1100	3,61	3-171	6 5/8 F

3) **Мітчики гладкі** (рис. 11) предназначены для захоплення муфт, замків та інших предметів шляхом запресовування мітчика в отвір ловимо об'єкта.



Рисунок 11 Мітчик гладкий

Трубовловлювач – це ловильний інструмент що має захоплюючий пристрій клинового типу, для вилучення з свердловини об'єктів циліндричної форми. Трубовловлювачі класифікують на внутрішні і зовнішні по виду захоплення, за типом звільнення

від захопленого об'єкту і по конструкції загарбного пристрої цангові, втулкові, плашечніє, комбіновані.

1) Трубовловлювачі внутрішні звільнюючі ТВПМ (ТВМ)

Перед застосуванням внутрішніх типів трубоволовок потрібно переконатися, в тому, що внутрішня поверхня голови ловимо об'єкта не засмічена сторонніми предметами. Трубовловлювачі звільнюючого типу (рис. 12) застосовуються для того, щоб при аварійних роботах, у разі невдалого підйому залишеної частини об'єкта у свердловині, можна було підняти сам уловлюючий пристрій.

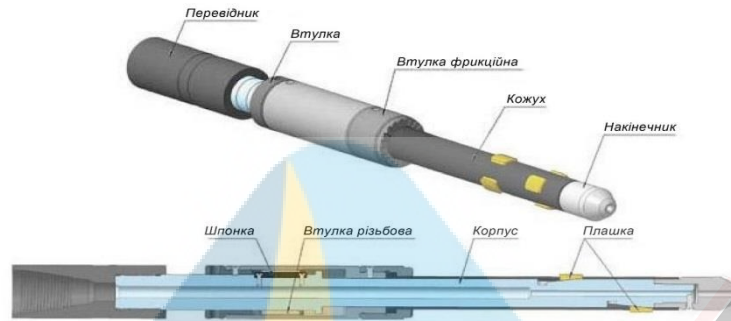


Рисунок 12 Трубовловлювач внутрішній типу ТВМ

Перед спуском трубовловлювачі ТВМ1 потрібно перевірити справність механізму. Для перевірки механізмів захоплення і звільнення, потрібно підвісити трубовловлювач на крюкоблок і перевірити плашкоутримувач, шляхом зворотно-поступальних рухів. Переміщення плашкоутримувача має бути плавним, без прикладання будь-яких зусиль, в верхньому положенні Плашкоутримач, плашки потопати в його вікнах. Потім корпус трубовловлювачі повернути до моменту, поки фіксатор не вийде з зачеплення з корпусом, поки плашки НЕ зафіксуються в звільненому положенні. Далі обертанням проти годинникової стрілки - для лівої, за годинниковою стрілкою - для правої, фіксуємо трубовловлювач в робочому положенні і приступаємо до спуску. Трубовловлювач спустити на трубах зі швидкістю 0,5 м/с в свердловину з відкритим стовбурі, в закритому не більше 1 м/с. Спуск проводити без обертання і недопущення посадок, за 10 м до очікуваного забою, обмежити швидкість спуску 0,1 м/с стежачи за вагою інструменту, плавно ввести трубовловлювач всередину ловимо об'єкта і розвантажити інструмент не більше 2 т (20 кН). Далі повільно підняти інструмент для захоплення ловимо об'єкта, збільшення ваги на індикаторі ваги буде свідчити про це.

2) Трубовловлювач внутрішній незвільнюючий ТВП

Захватний механізм трубоволок типу ТВП (рис. 13) виготовляються двох типів: одноплашечні і шестиплашечні.

Одноплашечні трубовловлювачі виготовляються для захоплення об'єктів циліндричної форми до $\varnothing 114$ мм. Одноплашечніе трубовловлювачі складається з

стержня з похилою площиною, на протилежному боці стрижня нарізана насічка, для збільшення сили зчеплення, завдяки контакту з внутрішньою поверхнею труби.

Шестиплашечні трубловловлювачі складаються з 6 стрижнів з похилою площиною, розташовані в два яруси з відхиленням один від одного на 600мм.

Принцип спуску і захоплення механізму аналогічний. Крім моменту, при неможливості підйому ловильного об'єкта, трубловловлювач неможливо звільнити. У цьому випадку підйом варто використовувати перевідники.



Рисунок 13 Трубловловлювач внутрішній незвільнюючий типу ТВП

3) Трубловловлювачі зовнішні звільнюючі

Трубловловлювачі (рис. 14) – овершот виготовляються в двох виконаннях:

- Цангові механізми захоплення
- Спиральні механізми захоплення

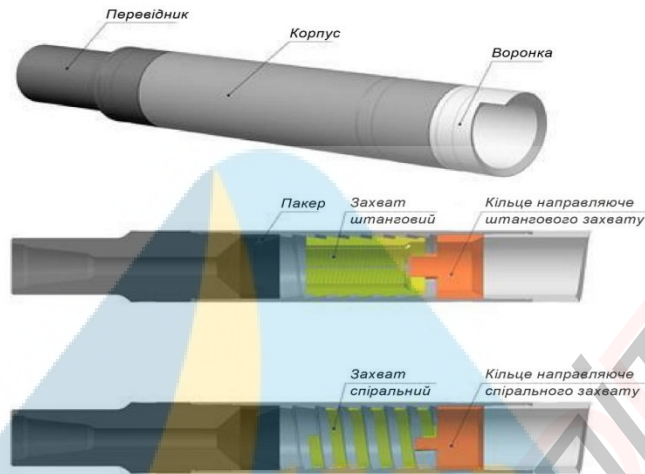


Рисунок 14 Трубовловлювач зовнішній цангового і спірального виконання

Перед спуском трубовловлювачі свердловину обстежують для з'ясування стану ловимо об'єкта (муфта, тіло, зім'ятий стан і ін.) Спуск трубовловлювачі проводиться аналогічно трубовловлювачам внутрішнім.

4) Трубовловлювачі зовнішні незвільнюючі

Трубовловлювачі зовнішні не звільняє з плашковим захватним механізмом ТНЗ, випускаються трьох типів розмірів: ТНЗ-114; ТНЗ-146 і ТНЗ-168. Перед спуском трубовловлювачі свердловину обстежують на наявність деформацій ловимо об'єкта, а також перевірити працездатність захватних механізмів.

Зовнішні трубовловлювачі неможливо застосовувати при малих зазорах між стінкою свердловини і зовнішньою стінкою ловимо об'єкта. Тому при виборі даної трубовловлювачі потрібно враховувати даний зазор.

Штангоуловлювачі (рис. 15) призначені для захоплення штанг в насосно-компресорних трубах.

До нижньої частини корпусу ловителя на різьбі приєднаний стакан. Крім того, до корпусу шарнірно прикріплена вилка, а ззаду – гвинтами пластична пружина. До верхньої частини корпусу приварений наконечник. Уловлювачі спускаються в свердловину на колоні насосних штанг, тому їх можна застосовувати тільки для ліквідації неприхвачених штанг.



Рисунок 15 Штанговловлювач ЛШПМ2

Комбінований вловлювач штанг і труб ЛКШ-114

При експлуатації глибинно-насосних свердловин нерідкі випадки спільного падіння на вибій свердловини штанг і труб. Ліквідація таких ускладнень ускладнюється тим, що при добуванні труб або штанг відворотом в деяких випадках неможливо точно визначити втрачений об'єкт (труба або штанга), щоб спустити потрібний інструмент.

Застосування комбінованого ловителя ЛКШ-114 дозволяє, незалежно від того, чим закінчується ловильний об'єкт - трубою або штангою, ловити разом чи окремо штанги і труби.

Комбінований уловлювачі ЛКШ-114 призначений для вловлювання і вилучення (повністю або частково) насосних штанг за тіло або муфту в експлуатаційній колоні, а також недеформованих насосно-компресорних труб.

Перед спуском уловлювача свердловину необхідно обстежити і визначити стан і положення верхнього кінця ловимого обладнання. Уловлювачі спустити в свердловину на колоні лівих бурильних труб зі швидкістю не більше 1 м/с на

відстані від 5 до 10 м від «голови» труб або штанг знизивши швидкість спуску до 0,1 м і, повільно обертаючи бурильні труби, захопити ловимо об'єкт.

Підняти уловлювачі, стежачи за індикатором ваги. Ходіння або відворотом витягти штанги або труби.

Штанговловлювачі комбіновані ШК

Штанговловлювачі ШК призначені для залавлівання (за тіло і муфту) і вилучення насосних штанг всіх розмірів з колони насосно-компресорних труб діаметром 60, 73, 89 мм (рис. 16).

Переваги штангоуловлювачів ШК в порівнянні зі ЛШПМ 2 – висока вантажопідйомність, можливість проводити ловильні роботи в насосно-компресорних трубах діаметром 60 мм і можливість ловити штанги при будь-яких ускладненнях, в тому числі штанги з сильно деформованими муфтами.



Рисунок 16 Штанговловлювач комбінований

Штанговловлювачі ШЛ

Штанговловлювачі ШЛ призначені для уловлювання і вилучення обірваних або відгвинчені штанг і гирлового сальникового (полірованого) штока.

Штанговловлювачі виготовляються 5 типорозмірів:

ШЛ1-призначений для уловлювання і вилучення штанг в обсадній колоні діаметром 146 мм і має захватний пристрій плащечного типу, використовується як складова частина комбінованого ловителя (трубо-штангоголовки);

ШЛ2 (рисунок 17) - призначений для уловлювання і вилучення штанг в обсадній колоні діаметром 146 мм і має змінні цанги для кожного розміру захоплюваного об'єкта;

ШЛ3, ШЛ4, ШЛ5 - призначені для уловлювання в насосно компресорних трубах і мають змінні цанги. Конструктивно вони відрізняються від ШЛ2 тим, що корпус і спрямовуюча воронка виконані у вигляді однієї деталі, а переводник має зовнішню різьбу для з'єднання з штанговою муфтою. Конструкція плашки і корпусу штангоголовлювачів дозволяє захоплювати кілька типорозмірів штанг, пропускати через себе насосні плунжери з ловильними трубами і колони насосних штанг.

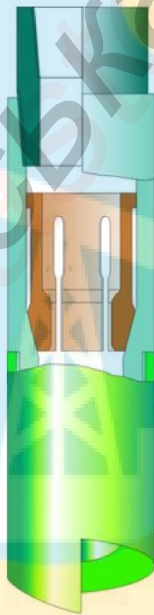


Рисунок 17 Штангоголовлювач ШЛ

Вловлювачі для кабелів і канатів. Ловильні вудки застосовуються при ліквідації ускладнень з канатами, кабелями в свердловинах діаметром 146 і 168 мм.

Ловильні вудки підрозділяються на нешарнірні і шарнірні. У вудки нешарнірного типу гачки приварюються до стрижня, в вудки шарнірного типу –

зміцнюються в прорізах стержня на шарнірах. Нешарнірні вудки, в свою чергу, поділяються на такі види: гачок, однорога вудка, однорога вудка з промиванням каналу і однорога вудка одностороння з промиванням каналу.

Нешарнірна вудка представляє собою цельнокований стрижень круглого перетину, загострений на нижньому кінці і з'єднується за допомогою різьблення на верхньому кінці з переводником, службовцем для з'єднання з колоною бурильних труб. До стрижня привариваються ковані гачки спеціальної форми, за допомогою яких захоплюється канат або кабель.

Вудка шарнірна (УШ) (рисунок 18) застосовується в тих випадках, коли канат або кабель, сплутані в клубок, ускладнюють проходження вудок з привареними гачками.



Рисунок 18 Ловильна вудка

Вудки виготовляються лівими і правими з відповідним напрямком приєднувальних різьби і гачків. До переводників на різьбі прикріплюється воронка, яка обмежує проходження вудки через заплутаний клубок каната або кабелю.

При проходженні шарнірної вудки через клубок каната або кабелю гачки, відкидаючись на осях і стискаючи пластинчасті пружини, входять всередину прорізів, майже не виступаючи за габарити стрижня. Під час вилучення вудки гачки

під дією сили пружності пружин знову повертаються в розкрите положення і захоплюють канат або кабель, який залишений у створі свердловини.

3. 4 Дослідження інструменту для витягання прихопленого обладнання Механічні ударники УМ (Яси)

Механічний ударник призначений для створення ударних навантажень (напрямок ударів можливо як вниз, так і вгору) при ліквідації ускладнень, пов'язаних з прихопив обладнання в свердловинах.

Механічний ударник (рис. 19) складається з корпусу, штока, хвостовика штока і ущільнюючих елементів.



Рисунок 19 Механічний ударник УМ (Яс)

Корпус складається з трьох частин, з'єднаних спеціальними різьбами. У верхній частині корпусу виконана муфтова приєднання трубопроводів різьблення. На внутрішній поверхні нижньої частини корпусу виконані шестигранні шліци, які взаємодіють з відповідними шліцами на штоку.

Нижня частина штока закінчується ніпельною замковою різьбою, а до верхньої за допомогою спеціальної різьби кріпиться хвостовик штока. У проточках на зовнішній поверхні хвостовика для герметизації рухомого з'єднання «шток-корпус» встановлені ущільнювальні кільця.

Гідроударники МГ (яси ТМС і ін.). Гідроударник призначений для створення ударних навантажень при ліквідації ускладнень в свердловинах, пов'язаних з прихопив обладнання в свердловинах. Гідроударник (рис. 20) складається з корпусу, штока, переводника, поршня і набору елементів ущільнювачів.

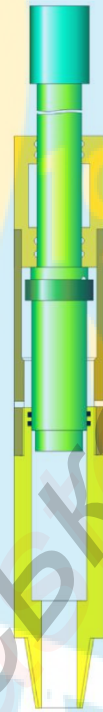


Рисунок 20 Гідроударник МГ

До верхньої частини штока на різьбі спеціального профілю кріпиться переводник з приєднувальних замкової муфтової різьбленням, до нижньої – хвостовик штока. Між циліндричним виступом штока і хвостовиком встановлений поршень. Корпус складається з трьох частин, з'єднаних спеціальними різьбами. На внутрішній поверхні верхньої частини корпусу виконані шліци, які взаємодіють з відповідними шліцами на штоку і службовці для передачі.

Гідроударник крутного моменту (рис. 21). На поверхні середньої частини корпусу, що контактує з поршнем, виконані канавки для перетікання рідини.

Нижня частина корпусу закінчується ніпельної приєднувальних різьбленням. Внутрішня порожнина гідроударника заповнена спеціальним маслом. Всі з'єднання деталей забезпечені ущільнювальними кільцями. Заправка гідроударника маслом

здійснюється через отвори в корпусі, що закриваються спеціальними різьбовими пробками.



Рисунок 21 Компонування для вилучення схопленої колони

Гідравлічні домкрати. У практиці ліквідації ускладнень з прихопленими трубами нерідкі випадки, коли вантажопідйомність підйомного агрегату не дозволяє докласти необхідних розтягують навантаження до схопленої колони для її звільнення. У таких випадках застосовуються гідравлічні домкрати, призначені для створення великих розтягуючих навантажень на прихоплене обладнання без передачі цих зусиль на підйомний агрегат.

Гідравлічні домкрати підрозділяються на гирлові і заглибні.

Гирлові (ДГЕ-100, ДГ2-100) дозволяють створити вертикальне тягове зусилля до 100 т при величині ходу рухомої плити до 0,9 м. У той же час ці домкрати мають суттєві недоліки:

Розтяжне зусилля на прихоплений об'єкт передається за допомогою колони бурильних труб, що істотно скорочує термін їх експлуатації;

Чи не повністю використовується зусилля, що розвивається домкратом через значні втрат на подолання ваги бурильної колони, сил тертя в інтервалах кривизни і т.д.

Ці недоліки повністю виключають заглибні домкрати.

Зусилля, що виникає в погрузном домкраті (рис. 22), не залежить від ваги колони ловильних труб і кривизни свердловини і визначається тільки величиною допустимого внутрішнього тиску в ловильних трубах.

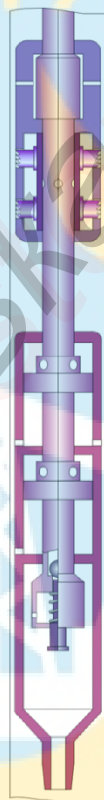


Рисунок 22 Гідравлічний домкрат ДГЕ-100

Інститутом «ТатНШнефть» розроблений погрузной гідравлічний домкрат (рис. 23), який розвиває зусилля до 70 т при довжині робочого ходу до 1 м.

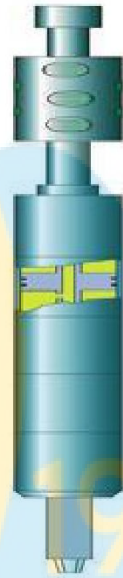


Рисунок 23 Занурений гідравлічний домкрат

Гідравлічний домкрат з ловильні інструменти спускається в свердловину на колоні насосно-компресорних труб зі швидкістю не більше 1 м/с, після чого проводиться уловлювання прихопленого обладнання, та із закачуванням рідини в колону труб приводяться в дію якір і домкрат.

3.5 Ефективність проведення ловильних робіт у свердловині за допомогою колтюбінгової техніки

Спочатку ловильні роботи доцільно спробувати виконати за допомогою комплекту інструментів, що спускаються на тросі. Якщо це не вдається, то використовують установки із КГТ. Позитивний ефект від застосування КГТ полягає насамперед у створенні більшого зусилля натягу, ніж інструментом, що спускається за допомогою канатної техніки. Крім цього, забезпечується можливість циркуляції рідини, що полегшує проведення ловильних операцій. Якщо КГТ виконати роботу не вдається, то застосовують традиційну технологію з використанням агрегатів для підземного (капітального) ремонту свердловин.

До недоліків технології з використанням КГТ порівняно з технологією, яку забезпечують агрегати капітального ремонту свердловин, належить відсутність можливості обертання колони, а також менші зусилля, що розвиваються, порівняно

з традиційними агрегатами. Так, при використанні КГТ діаметром 44 мм із товщиною стінки 3,2 мм гранично допустиме розтяжне навантаження складає лише близько 170 кН.

Конструкція ловильної колони. Різні умови виконання ловильних робіт визначають і відповідні їм компонування інструментів.

Конструкція ловильної колони ГТ складається з різних елементів, які раніше описані у розділі «інструменти» і використовуються для ловіння різних предметів, а також, щоб мати можливість від'єднання від предмета ловіння у випадках, коли його не можливо підняти на КГТ.

Для ловіння тільки із застосуванням промивання використовуються наступну компоновку низу:

- овершот, гідравлічний роз'єднувач, гідравлічний центратор, гідравлічний яс, гідравлічний роз'єднувач, гідравлічний центратор, зворотний клапан, з'єднувач ГТ;
- гідравлічний овершот, що звільнюється, яс, обважнювач, акселератор-прискорювач, гідравлічний роз'єднувач, з'єднувач ГТ, гнучкі труби.

Для ловіння із провертанням компонування низу використовують таке компонування:

- воронка, овершот, вибійний двигун, гідравлічний яс, гідравлічний роз'єднувач, зворотний клапан, з'єднувач ГТ;
- ловильний інструмент, центратор, кривий перевідник, гідравлічний двигун, гідравлічний роз'єднувач, яс, важкий низ, прискорювач, зворотний клапан, з'єднувач із ловильною шийкою.

Для ловіння із спуском компонування низу на канаті використовують таке компонування: ловильний інструмент, канатний яс, масляний яс, обважнювач, канатний з'єднувач.

Основним фактором, який обмежує склад компонування низу є довжина лубрикатора, який монтують на гирлі свердловини, для того щоб забезпечити спуск

компонування у свердловину. Тому прискорювач або обважнювач, що мають значну довжину, можуть виключатися з компонентів.

Указане обмеження зумовлює й конструктивні особливості агрегатів, що працюють із КГТ і використовуються для проведення ловильних робіт. Однією з основних вимог до них є високе розташування штовхача над гирловою арматурою і можливість розміщення між ними лубрикатора. Максимальна його довжина складає 12 м. Конструкція лубрикатора, який застосовується для описаних операцій, аналогічна конструкціям, що використовуються у канатній техніці. Основна відмінність її полягає в тому, що у верхній частині лубрикатора замість ущільнювача для дроту чи канату розташовують гирловий ущільнювач гнучкої труби.



Рисунок 24 – Компонування ловильних колон

Функції та вимоги до окремих елементів компонентів низу, призначених для ловильних робіт, такі:

1. З'єднувач ГТ. З'єднувач застосовується для приєднання ловильного інструменту до кінця робочої колони труб. Найвні конструкції з'єднувачів, мають кінець ГТ із різьбою і встановлювальним стопорним гвинтом, з'єднання із зрізним болтом та з'єднання типу шліпса. Для ловильних робіт більш придатна шліпсова конструкція, яка має деякі суттєві переваги. Це з'єднання має міцність, рівну межі міцності ГТ.

2. Зворотні клапани. Зворотні клапани потрібні для запобігання притоку рідини з порожнини свердловини в КГТ. Зворотні клапани використовуються майже при всіх операціях під тиском. Застосовуються дві конструкції зворотних клапанів – одиночні та подвійні кулькові клапани й одиночні та подвійні відкидні клапани. Для ловильних робіт більш придатні клапани відкидного типу, які забезпечують пропуск куль, що приводять у дію інші гідравлічні пристрої.

3. Гідравлічні роз'єднані трубоводки й овершоти. Гідравлічні роз'єднані трубоводки та овершоти розроблені спеціально для ловильних робіт на ГТ. Інструменти мають залежно від конструкції внутрішню або зовнішню ловильну шийку. З'єднання з ловильною шийкою повинно відбуватися при мінімальному розвантаженні ГТ, щоб їх можна було використовувати в похилих та горизонтальних свердловинах, де величина розвантаження обмежена.

Овершот потрібен для захоплення предметів, що вилучаються, за зовнішню поверхню. До цього ж класу інструментів належать трубоводки, які забезпечують захоплення за внутрішню поверхню. Обидва типи інструментів повинні мати гідравлічний привід для звільнення предмета в тому випадку, коли його вилучення на КГТ неможливе.

4. Ущільнювач високого тиску. Цей пристрій використовується там, де необхідно забезпечити циркуляцію рідини через кінець робочої колони або через труби, які ловлять. Вони розміщуються вище універсального овершота та забезпечують ущільнення верхнього кінця труб, що залишилися у свердловині, у корпусі ущільнювача. Ці інструменти спускають для видалення відкладення або

інших частинок породи промиванням через ГТ і звільнення залишеного інструменту.

5. Гідравлічний роз'єднувач. Гідравлічний роз'єднувач вставляють у колону для від'єднання КГТ від вибійного компоунання. Він може знадобитися, коли компоунання низу прихоплено і його не можна звільнити прикладенням навантаження на ГТ. Гідравлічний роз'єднувач установлюється вище чи нижче яса залежно від типу ловильного інструменту, який використовується нижче від нього. Якщо застосовується овершот, котрий можна від'єднати гідравлічним способом, то гідравлічний роз'єднувач взагалі встановлюється вище яса й акселератора. Компоунання низу таке: гідравлічний звільнюваний овершот, яс, обважнювач, акселератор, гідравлічний роз'єднувач, з'єднувач ГТ і ГТ. При спуску овершота, який не можна від'єднати, гідравлічний роз'єднувач можна встановлювати нижче яса. Компоунання низу таке: незвільнюваний овершот, гідравлічний роз'єднувач, яс, обважнювач, акселератор, зворотний клапан, з'єднувач ГТ.

Дуже важливо видалити зі свердловини яс. Якщо його залишити й спустити другу ловильну колону у свердловину для виймання попереднього вибійного компоунання, то робота нового яса буде значно залежати від старого яса, що залишився у свердловині.

За наявності у компоунанні яса потрібно використовувати роз'єднувачі, які не піддаються впливу ударних навантажень, що створюються при виконанні ловильних робіт. Основний конструктивний принцип подібних пристроїв – наявність зрізних штифтів.

Конструкції роз'єднувачів дозволяють установлювати їх і вище, і нижче від вибійних двигунів. В останньому випадку вони розміщаються між двигуном та овершотом. Роз'єднувач спрацьовує за рахунок зрізання штифтів нормованим зусиллям, направленим угору.

Конструкція роз'єднувача залежить від місця його розташування. Роз'єднувачі, які приводяться у дію кулькою, повинні розміщатися нижче від тих

інструментів, через котрі можна пропустити кульку. В іншому разі потрібно використовувати роз'єднувачі, що спрацьовують від тиску або натягу.

Гідравлічний роз'єднувач дозволяє підняти всю ловильну колону із свердловини, коли предмет ловіння не можна підняти. Універсальні невід'єднані труболочки та овершоти, котрі не можна від'єднати після зачеплення із предметом ловіння, не повинні залишатися на предметі ловіння у випадку невдалого спуску, і колона інструменту має бути роз'єднана вище компонування інструментів.

Однією з переваг гідравлічних роз'єднувальних інструментів є забезпечення промивання через кінець інструменту. Він сприяє вимиванню шламу або відкладень від ловильної шийки для надійного зачеплення з ловильним інструментом. Для захоплення предмета ловіння звичайно використовується захоплювач у вигляді цанги. Секція цанги розміщена у стиснутому положенні й зачіплює предмет ловіння перед роботою ясом. Цей тип з'єднання забезпечує дуже добрий натяг.

6. Компонування яса. У компонуванні яса при ловильних роботах найбільш часто використовується гідравлічний яс, який складається із трьох окремих частин:

а) яс є типово найнижчою частиною компонування у ловильній колоні. Існують механічні та гідравлічні яси. Механічний яс використовує збережену внутрішню силу пружини чи розтягнутих труб. У момент звільнення яса рухома частина рухається вгору, вдаряє по ковадлу всередині яса і створює удар. Гідравлічний яс створює подібну силу, але пусковим механізмом є опір рідини. Переважно, для більшості операцій із ГТ, застосовуються гідравлічні яси. Цей тип ясів можна використовувати при будь-якому скривленні свердловини. Вони повторно заряджаються розвантаженням ГТ на яс;

б) обважнювач звичайно встановлюється вище яса для створення удару максимальної сили. Величина сили удару залежить від величини кінетичної енергії, утвореної під час роз'єднання яса і маси рухомої системи. Обважнювач збільшує цю масу. Обважнювачі використовуються для звільнення прихопленого піском або шламом інструменту. Вага обважнювача повинна складати приблизно від 5 до 20%

від очікуваної сили удару яса під час спрацювання інструменту. При роботі ГТ ця вага має бути мінімальною для можливості розміщення обважнювача у лубрикаторі;

в) акселератор-прискорювач установлюється безпосередньо над обважнювачем. Завданням акселератора є збільшення кінетичної енергії, створеної ясом під час ловильних робіт, і спрямування імпульсу сили на предмет ловіння більшою мірою, ніж на КГТ. Акселератор побудований так само, як і яс, із подібним ударним блоком. Як тільки завдяки натягу або тиску яс спрацює, вільний хід акселератора дозволяє розігнати його рухомі частини. Хід акселератора дозволяє верхній частині яса з обважнювачем і нижній секції акселератора рухатися вгору без стискування робочої КГТ. За рахунок цього виникає удар максимальної сили. При виборі компонування яса потрібно подбати, щоб хід у межах акселератора і величина натягу для спрацювання яса були більшими, ніж хід під час його спрацювання. Якщо хід акселератора коротший, ніж хід яса, то сила удару наприкінці циклу роботи яса буде направлена вгору замість того, щоб бути спрямованою вниз, на предмет ловіння.

7. Вибійний двигун. При виконанні ловильних робіт досить часто виникає необхідність обертання інструменту. Без нього не можна обійтися під час робіт у свердловинах діаметром більше 150 мм. Оскільки для проведення такої операції високий крутний момент не потрібний, то можна використовувати гвинтові двигуни меншої довжини.

8. Шарнірні відхилювачі та криві перевідники. Якщо у свердловині знаходяться предмети невеликого розміру, розташовані не по центру, то дані пристрої забезпечують можливість їхнього захоплення незалежно від місця розміщення їх на вибої.

9. Гідравлічні центратори. Інструмент забезпечує розташування самих центраторів і з'єднаних із ним пристроїв по осі свердловини.

10. Компонування із двигуном. Для ловильних робіт, розширення і фрезування виготовляються спеціальні двигуни малого діаметра. Вибійні двигуни використовуються разом з орієнтувальними інструментами та із заводськими фрезерами для очищення або виправлення верхньої частини залишеного предмета. Овершоти для малих розмірів ГТ, як правило, мають спеціальну поверхню для фрезерування. У компоунаннях із ясом вибійні двигуни переважно не застосовуються, але деякі нові двигуни можуть використовуватися із ясом під час ловильних робіт. Кількість ударів яса, яку може витримати двигун, повинна бути узгоджена із силою удару, щоб упевнитися, що двигун не роз'єднається і не залишиться у свердловині. Вище нього може розташовуватися розривна діафрагма. Ці діафрагми встановлюються для відновлення промивання через ГТ у випадку, коли малі зазори у двигуні заб'ються частинками породи, які закачуються через ГТ. У випадку закупорювання двигуна у ГТ створюється тиск, що розриває встановлену збоку діафрагму і дозволяє відновити промивання. При такій конструкції пристроїв мають місце випадки, коли діафрагма розривається передчасно або її неможливо розірвати.

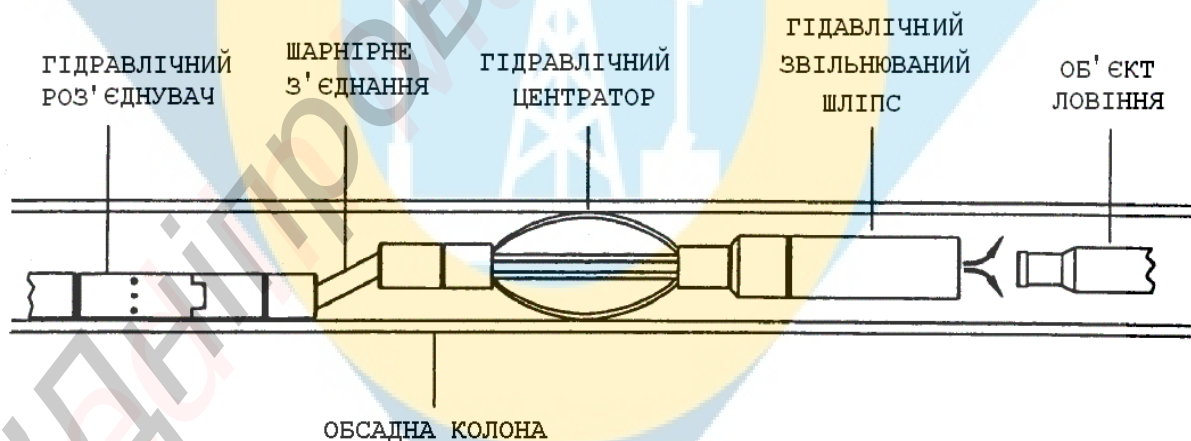


Рисунок 25 – Компонування ловильної колони із центраторами

Під час ловильних робіт ретельно контролюється стан усіх елементів у компоунанні та герметичність стиків. Перед опусканням у свердловину необхідно перевірити гідравлічний випуск і вибійний двигун. Ці випробування визначають фактичні значення тиску та витрати рідини, при яких вони працюють.

В процесі ловильних робіт необхідно стежити за станом тих частин колони ГТ, які неодноразово деформуються при проходженні через направляючу раму та при намотуванні на барабан. Залежно від стану КГТ та його втоми, після 20-50 спроб захоплення колону слід підняти і відрізати трубу від 25 до 30 м, перш ніж продовжувати роботу. Ця операція дозволяє переміщати ослаблену ділянку труби під час риболовних операцій.

Під час ловильних робіт у похилих ділянках свердловини потрібно використовувати гідравлічні центратори для центрування у свердловині вибійного компонування шляхом прокачування розчину через ГТ. Центрування інструменту відбувається завдяки перепаду тиску. При невеликому перепаді тиску можна легко відцентрувати вибійне компонування довжиною кілька десятків метрів.

Це може спричинити певні труднощі, коли об'єкти ловіння ловлять у похилих свердловинах. Промисловий досвід показує, що верхня частина замку може знаходитися по обидва боки втулки, а то й по верху стовбура. Використовуйте гідравлічні центратори та шарнірні дефлектори, щоб вирівняти кінець стовпа інструменту з об'єктом, який потрібно захопити. Якщо він менше діаметра свердловини, використовуйте спеціальний рульовий або свердловинний двигун, щоб змінити положення захоплюючого інструменту. Решта програм, які допомагають підключити інструмент до завантажувального пристрою. Розташування днища виглядає так: знімний гідравлічний зсув, гідравлічна втулка, шарнірний шарнір, гідравлічний шарнір.

3.6 Порядок проведення роботи під час ловіння труб за допомогою колтюрінга

Ліквідацію аварійної ситуації виконують за наступним алгоритмом:

1. Закачують під тиском у свердловину через ГТ і НКТ залежно від пластового тиску морську воду або соляний розв'язок. Спочатку можна закачати в'язку пробку із крейди.

2. Після глушіння свердловини перевіряють відсутність тиску вище глухих плашок, у сальнику та маніфольді.
3. Від'єднують штовхач.
4. Знову пропускають ГТ через штовхач.
5. Збирають компоновання низу з овершотом.
6. Монтують компоновання низу в лубрикаторі між ПВО і штовхачем (3 м).
7. Установлюють на місце штовхач.
8. Спускають компоновання низу, ловлять залишені труби, випробовують міцність з'єднання з ними.
9. Піднімають предмет ловіння із свердловини на 1,5 м вище ПВО.
10. Закривають утримувальні та трубні плашки.
11. Перевіряють відсутність тиску вище й нижче плашок.
12. Від'єднують штовхач із приєднаним сальником.
13. Відкладають лубрикатор і відрізають ГТ нижче овершота.
14. Підготовлюють верхній кінець предмета ловіння (труб) та приєднують його до ГТ за допомогою з'єднувача труб.
15. Монтують головку штовхача.
16. Випробовують з'єднання на розрив. Утримувальні й трубні плашки все ще повинні бути закриті.
17. Відкривають утримувальні та трубні плашки.
18. Піднімають ГТ із свердловини.

3.7 Успішність проведення ловильних робіт за допомогою колтюбінга

Успіх ловильних робіт у першу чергу залежить від знання будови предмета ловіння, його розмірів і форми й положення предмета у свердловині.

Вид предмета ловіння та його положення у свердловині можна визначити за допомогою печатки на канаті або відеокамер нового покоління, які спускають на канаті чи ГТ.

Лубрикатор повинен мати таку довжину, щоб після підйому на поверхню у ньому можна було розмістити всю ловильну колону та залишений інструмент. Довжина вибійного компонування має підбиратися відповідно до умов роботи у конкретній свердловині. Для оптимізації компонування низу потрібно зменшувати її зовнішній діаметр та довжину і відмовлятися від спуску тих інструментів, без яких можна обійтися.

Якщо ГТ прихоплені, то їх розрізають за допомогою хімічного різачка, який забезпечує акуратне відрізання. При акуратному обрізанні залишений інструмент легше фіксується в овершоті, ніж при відрізанні струминним різачком. Струминні різачки роздувають ГТ у точці різання і перед їх ловінням овершотом необхідне фрезування труб. ГТ потрібно розрізати в НКТ. У цьому випадку їх легше ловити овершотом, ніж в обсадній колоні більшого діаметра. Коли ГТ обрізані в обсадних трубах великого діаметра, наявність спірального згину труб може ускладнити ловильні роботи.

Якщо ГТ витягують разом із штовхачем, то ГТ у місці розрізання можуть мати шийку, направлену вниз, і, можливо, доведеться фрезувати або обрізати труби, щоб забезпечити надійне з'єднання та постійний зовнішній діаметр тіла труби.

Успішно ГТ ловлять залишені у свердловині інструменти, такі як пакери, канати та геофізичний кабель, інструменти обслуговування й інші уламки.

ГТ можна створити значно більше розтяжне навантаження, ніж канатом, але воно обмежене станом ГТ, рідиною, якою заповнена свердловина, і вагою залишеного інструменту.

Інструмент із гідравлічним управлінням, придатний до повторного з'єднання, має переваги над одноразовим інструментом. Якщо повторне зчеплення інструменту відбувається механічно, шляхом його піднімання й опускання, то може статися випадкове роз'єднання під час зарядки яса. Якщо інструмент не від'єднується, то потрібно встановлювати гідравлічний роз'єднувальний перевідник. Під час використання інструментів на канаті необхідно перевірити, щоб

вони могли витримувати більше навантаження, ніж навантаження, на яке розраховане обладнання ГТ.

Замість вибійного двигуна для орієнтування ловильного інструменту можна застосувати спеціальний інструмент для орієнтування. Ці пристрої можуть провертати компонування на $30 \div 45^\circ$ за цикл пуску насосів. Установлений у компонування вибійний кривий перевідник змінює кут при зміні тиску на викиді насоса. Цей пристрій дозволяє безпосереднім дотиком із промиванням ловити засипаний інструмент або кінці залишених труб.

Визначення положення інструменту у свердловині проводиться свинцевою печаткою із промиванням залишеного предмета. Коли предмет засипаний піском, до нього не можна дістатися за допомогою звичайного інструменту на канаті.

Вартість ловильних робіт і вірогідність їх успішного проведення потрібно оцінювати за стандартною методикою. Оцінка успішності ловильних робіт ГТ суттєво не відрізняється від звичайних.

Канат має значно меншу міцність, ніж тіло ГТ. Але краще порівнювати придатність до ловильних робіт каната та ГТ за величиною зусилля, яке можна створити на їх кінці. Власна вага ГТ зменшує зусилля, котре можна прикласти до кінця труб.

Цінним є значна величина видовження ловильного каната, яка складає 7,6 м при глибині 3000 м. Велике видовження разом із незначною масою каната значно збільшує накопичену внутрішню енергію, зменшує жорсткість пружини і посилює силу удару ясом.

Доцільність використання ГТ для ловильних робіт визначається фактичним станом свердловини.

Більшість інструментів, які використовуються на звичайному канаті та трубах із з'єднаннями, застосовуються і при роботі ГТ.

Таблиця 5 – Видовження труб і каната

Показники	150 м ГТ 31,75 мм х 2,41 мм	150 м каната 2,74 мм	3000 м ГТ 31,75 мм х 2,41 мм	3000 м каната 2,74 мм
Вага труб/каната, кН	1,16	0,07	51,40	1,38
Максимальне навантаження на поверхні, кН	80	4,45	80	4,45
Видовження, м	0,26	0,55	1,85	7,64

Висновки по розділу 3.

1. Для ліквідації ускладнень та аварій під час буріння свердловин розроблено та використовується ряд ловильного інструменту (дзвони, мітчики, трубоуловлювачі тощо). Ефективне застосування ловильного інструменту залежить насамперед від вірності прийнятих технологічних рішень щодо вибору ловильного інструменту та технології виконання ловильного процесу залишеного об'єкту у свердловині.
2. У випадку відсутності або недостатньої кількості інформації про залишений об'єкт у стволі свердловини доцільно використовувати комбінований ловильний інструмент, наприклад комбінований уловлювач штанг.
3. Для ліквідації ускладнень, пов'язаних з прихопив обладнання в свердловинах необхідно застосовувати ударники різної конфігурації та конструкції або домкрати в залежності від ступеня складності аварії.
4. Ефективність проведення ловильних робіт за допомогою колтюбінга залежить від знання будови предмета ловіння, його розмірів і форми й положення предмета у свердловині.

РОЗДІЛ 4. РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИКИ ВИБОРУ ЛОВИЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ

На сьогоднішній день в більшості випадків для усунення аварій заходи, вжиті буровими компаніями для усунення аварій, ґрунтуються на досвіді буріння та «методі спроб і помилок» на основі інструментів ловіння, доступних на місці. У більшості випадків перший крок до усунення аварії робиться неправильно, без визначення стану інструменту, місця знаходження інструменту, цілісності голови об'єкта тощо, що ускладнює ситуацію. Що в подальшому ускладнює цю ситуацію. Також технолог і бурильник при складанні КНБК, при бурінні повинен робити періодичні зважування бурильної колони, що в наступному, при СПО та бурінні з точністю можна було визначити аварію, і розрахувати, що впало на вибій.

4.1. Визначення залишеного на вибої предмета

Першим етапом будь-яких ловильних робіт на свердловині – це визначення предмета, залишеного на вибої (рис. 26). Ознаки втрати КНБК: по-перше – це різке зменшення ваги бурильної колони, на даному етапі виробляють підйом бурильної колони і ревізію КНБК, для визначення залишеного предмета на вибої; подруге різке падіння тиску, що може означати про втрату насадок на долоті, втрати породоразрушаючого інструменту, а також можливо втрата герметичності бурильної колони, пов'язане з розмиванням стінок труб або муфти.



Рисунок 26 Класифікація предметів, що впали в свердловину

4.2. Визначення ловильних робіт за методикою

4.2.1 Ловильні роботи по насос-компресорним трубам, бурильним трубам, обсадним трубам і телесистем

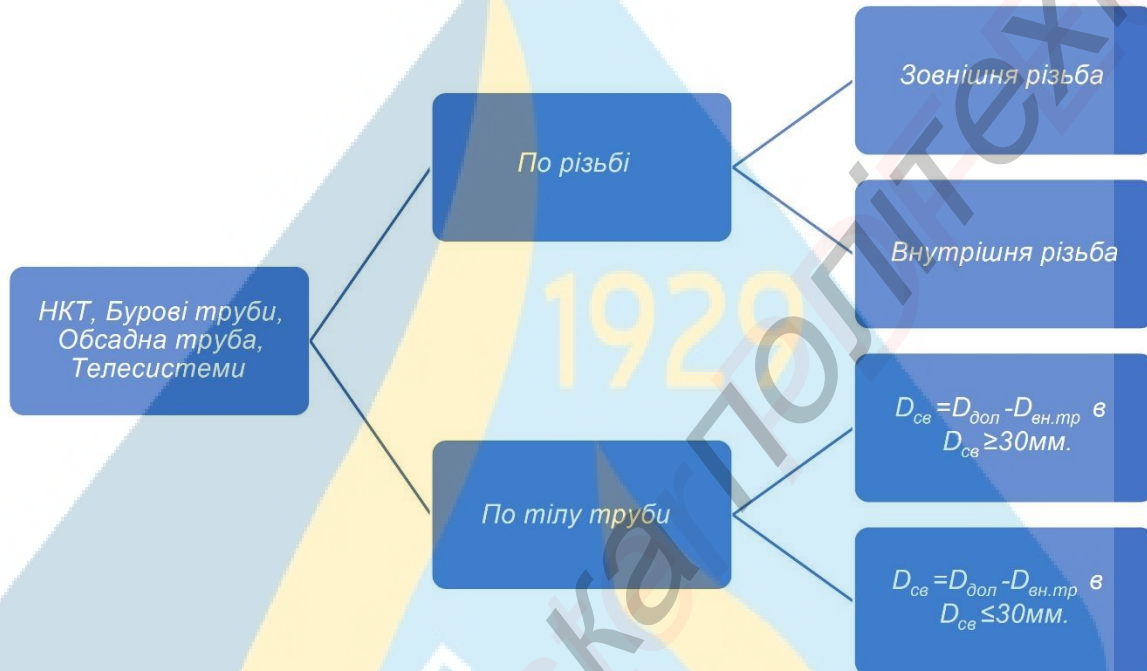


Рисунок 27 Класифікація НКТ, бурильних і обсадних труб по типу розриву

Розглянемо, випадок з падінням обсадної, бурильної або насосно-компресорних труб і телесистем. Можливі виникнення розрив труби по тілу щодо загвинчування.

Розрив щодо загвинчування виникає в процесі буріння, або СПО, а також при ліквідації прихвата, пов'язаних з великими навантаженнями створювані на різьбове з'єднання.

Розглянемо випадок розриву труби по внутрішній різьбі. В даному випадку найефективніше використовувати мітчики, призначені для ефективного наворота, нарізаючи нову різьбу.

Другий випадок розриву труби по зовнішній різьбі, в даному випадку, якщо діаметр вільного простору більше 30 мм, можна використовувати дзвін різьбовий, призначений для наворота і ефективного захоплення труби за зовнішню поверхню, якщо ж діаметр вільного простору менше 30 мм, то доведеться використовувати

трубовловлювачі внутрішнього виконання. Першим шаблем вибору труболовки — це визначення причини падіння КНБК на вибій, якщо КНБК впало в процесі складання КНБК або СПО, то використовується трубовловлювач незвільнювального типу, для більш ефективного захоплення внутрішньої стінки труби, якщо ж обрив КНБК стався в процесі ліквідації прихвата, то ефективніше використовувати трубовловлювач звільняється типу, щоб в подальшому безпечно підняти ловильного компоновку, якщо спроби підняти об'єкт не принесуть успіху. Перед використанням трубовловлювачі, потрібно переконатися в тому, що внутрішня поверхня голови залишеного об'єкта незасмічена сторонніми предметами. Для недопущення розриву труби, через високі навантаження на тіло труби, потрібно розрахувати граничні допустимі навантаження, створювані на тіло труби при аварійних роботах.

$$G^1 = l \cdot q,$$

$$G^1 \leq 1,2G_{\max},$$

Де l - довжина труб;

q - маса погонного метра труби;

При розриві по тілу потрібно враховувати вільну поверхню між трубою і стінками свердловини, для використання труболочок зовнішнього типу, необхідно дотримуватися умови:

$$D_{\text{св.пов}} \geq 30 \text{ мм},$$

де $D_{\text{св.пов}}$ - це діаметр вільної поверхні;

При дотримання цієї умови для використання трубовловлювачі, потрібно досліджувати стан зовнішньої поверхні труби на наявність дефектів, а також на визначення положення труби для визначення потреби використання трубовловлювачі звільняється типу чи не звільняти.

Якщо ж ця умова не дотримується, можливо використовувати трубовловлювачі внутрішнього типу або мітчик гладкий.

- Мітчик гладкого типу використовується, для захоплення труби за муфту, замкових з'єднань, шляхом запресовування. Даний інструмент ефективний, при малій вазі ловимо об'єкта до 2 тон.
- При високих вагах ловильного об'єкта ефективніше використовувати трубовловлювачі внутрішнього типу звільняються, з метою безпечного вилучення ловильного КНБК, при неуспішній спробі.

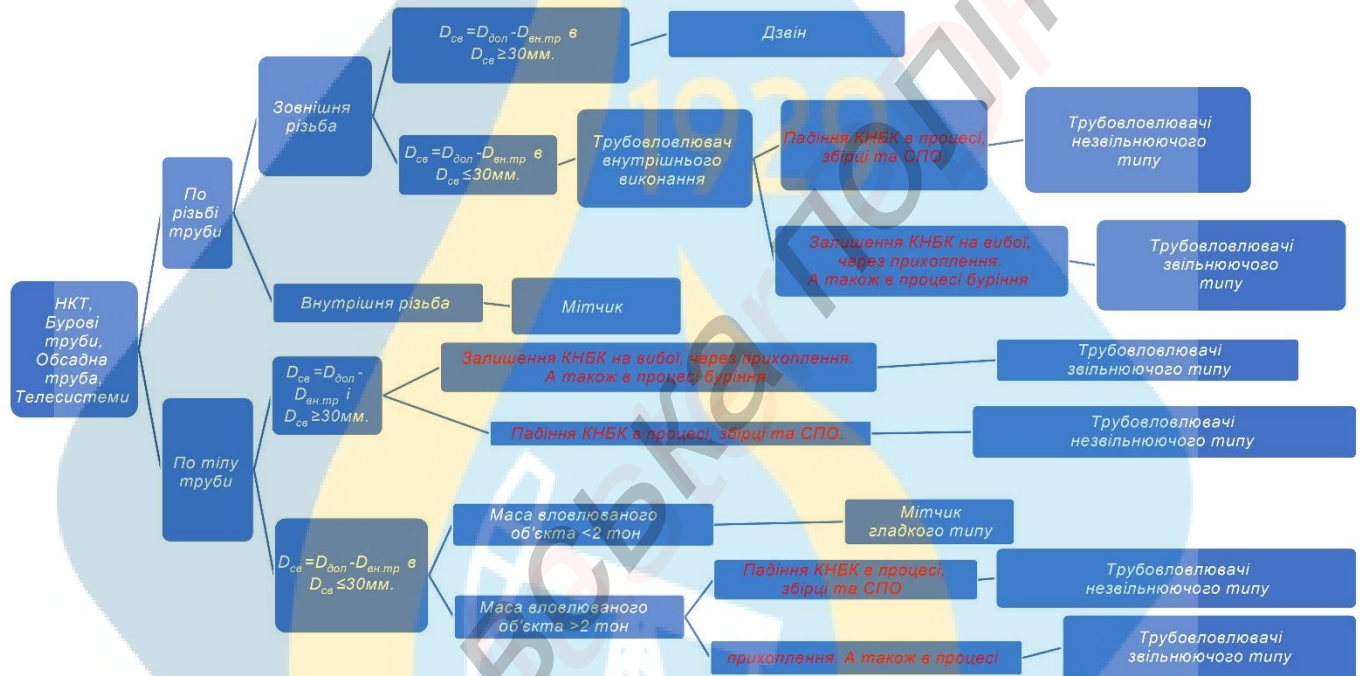


Рисунок 28 Алгоритм вибору ловильного обладнання для НКТ, бурильних труб, обсадних труб і телесистем

4.2.2. Ловильні роботи вибійних двигунів

У процесі складання КНБК найпоширенішою причиною є відсутність бурових установок для свердловинних двигунів, використання транспортних насадок або спеціальних транспортних пристосувань. У процесі складання, в більшості випадків, це викликано використанням ланцюгового ключа для ручного обертання транспортної насадки, а різьбове з'єднання недостатньо щільне, що призводить до того, що свердловинний двигун потрапляє в свердловину. Під час процесу буріння або коли усувається адгезія через велике навантаження на різьбове з'єднання

вибійної частини двигуна, вибійна частина двигуна може бути від'єднана.



Рисунок 29 Алгоритм вибору ловильного обладнання для вибійних двигунів

Розглянемо перший випадок, падіння КНБК в процесі складання з транспортувальним переводником, в даному випадку процес ловильних робіт аналогічний, як і для бурильних труб з розривом по різьбі.

Падіння вибійних двигунів в процесі буріння або ліквідації прихватів може статися по замковому з'єднанню (по муфті) або падіння секцій ЗД.

- в разі одвороту по замковому з'єднанню або зриву різьблення на замковому з'єднанні, ліквідація відбувається аналогічно плану робіт з бурильними трубами;
- в разі падіння секцій вибійних двигунів, якщо розібрати конструкцію гвинтових вибійних двигунів, то там між секцій встановлені верхнє і нижнє ловильного пристрій. При розриві, спускають шпindelьну секцію з верхнім ловильного пристроєм і спрямовуючої спідницею.

4.2.3. Ловильні роботи геофізичного приладу

Геофізична робота на кабелях або інструментах є важливою частиною буріння. У більшості випадків подальше велике навантаження на геофізичний

кабель призводить до розриву геофізичного кабелю через поганий стан геофізичного кабелю та можливу складність, пов'язану із застряганням геофізичного обладнання в свердловині.



Рисунок 30 Алгоритм вибору ловильного обладнання для геофізичних приладів

Для вилучення геофізичного приладу зі свердловини, найчастіше використовують два методи:

- перший метод – це вилучення приладу, шляхом захоплення за зовнішню частину приладу зовнішніми трубовловлювач цанговими або спіральними, в залежності від приладу наявного в наявності на об'єкті. Також можливо витяг геофізичного приладу штангоуловлювачем;
- другий метод – це витяганням приладу, шляхом захоплення за геофізичний кабель ловильною вудкою.

4.2.4. Ловильні роботи по свердловинним відцентровим насосам

У процесі видобутку вуглеводню, найчастіше в агресивних середовищах, в зв'язку з швидким зносом труб і високих вібрацій створюваними відцентровими свердловинними насосами, призводить до відворотом різьбових з'єднань з подальшим падінням відцентрових насосів в свердловину. В процесі робіт з капітального ремонту свердловин, при СПО виникають аварії, пов'язані з падінням свердловинного насоса, через недостатнє кріплення різьбових з'єднань і халатного ставлення персоналу. Для вилучення свердловинних відцентрових насосів з

свердловини, використовують Штанговловлювачі ЛШПМ2 або комбіновані уловлювачі штанг і труб ЛКШ-114. Також ловильні роботи можна проводити аналогічно насосно-компресорних труб, ловильними інструментами:

- Мітчики
- Трубовловлювачі зовнішні
- Трубовловлювачі внутрішнього типу



Рисунок 31 Алгоритм вибору ловильного обладнання для свердловинних відцентрових насосів

4.2.5. Ловильні роботи по породоруйнуючому інструменту

До 2006 року через низьку ціну та відсутність аналогів на той час майже всі бурові компанії використовували конічні свердла в процесі буріння, тому механічна швидкість була дуже високою. Основним недоліком конічного долота є підшипниковий вузол, ресурси якого залежать від суворих умов та технічного режиму буріння. Через швидкий знос цілісного підшипника підшипник заклинюється, тим самим заклинюючи конус. В процесі буріння конус заклинює через велике механічне навантаження та крутний момент, внаслідок чого обертальний момент призвів до розриву конуса та виходу з ладу.



Рисунок 32 Алгоритм вибору ловильного обладнання для породоруйнуючого інструменту

В процесі буріння можливі два варіанти падіння долота: перший залишення елементів доліт в свердловині (шарошок, озброєння, насадок і т.д.) і другий випадок - це падіння або відворот долота щодо загвинчування.

- для вилучення з свердловини складових елементів долота витягають магнітними уловлювачами або трубовловлювач цангового типу;
- для вилучення щодо загвинчування, через малу довжини долота, використовують мітчики спеціального призначення.

4.3. Застосування додаткового ловильного обладнання для ліквідації аварій

На сьогоднішній день використовуються безліч додаткового обладнання, для ліквідації аварій викликаних прихватами.



Рисунок 33 Алгоритм вибору додаткового ловильного обладнання

При ловильних роботах, багато робочих документів щодо усунення аварій вказують на обов'язкове включення в ловильного компоновку безпечних перевідників. Більшість бурових компаній почали використовувати безпечні перевідники, в зв'язку з низькою ціною даних перевідників.

Ударні перевідники використовують в процесі буріння для ліквідації незначних прихватів при ловильних роботах, тобто при малих вагах ловильних об'єктів. При ліквідації прихватів з залишенням КНБК вище 500кг використовують перевідники спільно ударниками, посилюючи гідромеханічними навантаження на прихоплений інструмент.

Висновки до розділу 4

1. Поки що для усунення аварій у більшості випадків бурові компанії обиратимуть заходи щодо усунення аварій, виходячи з досвіду буріння та «методу проб і помилок» та наявний на об'єкті ловильний інструмент.
2. Вибір алгоритму проведення ловильних робіт на свердловині залежить в першу чергу від залишеного об'єкта у свердловині. Залишені об'єкти у свердловині можна класифікувати за наступними категоріями: насос-компресорні труби, бурильні труби, обсадні труби і телесистеми; вибійні двигуни; геофізичне приладдя; свердловинні відцентрові насоси; породоруйнуючий інструмент.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Зупинка процесу буріння нафтових та газових свердловин негативне явище, яке призводить до втрат техніко-економічних та людських ресурсів. Зупинки процесу буріння класифікуються як аварії, ускладнення та брак у роботі.

2. Вибір ефективного способу ліквідації аварії залежить від характеру аварії та її причин. Тільки у випадку строгої технологічної дисципліни і наявності повної достовірної інформації про хід робіт можна виявити причини аварій та ускладнень, прийняти дієві заходи з їх попередження, вчасно і раціонально відкоригувати проекти та технологію виконання наступних технологічних операцій.

3. Основними причинами ускладнень та аварій під час буріння свердловин є людський фактор (порушення та недотримання технологічного процесу або правил техніки безпеки) використання неякісних матеріалів та бурового інструменту, природній фактор та форс-мажорні обставини.

4. Для ліквідації ускладнень та аварій під час буріння свердловин розроблено та використовується ряд ловильного інструменту (дзвони, мітчики, трубоуловлювачі тощо). Ефективне застосування ловильного інструменту залежить насамперед від вірності прийнятих технологічних рішень щодо вибору ловильного інструменту та технології виконання ловильного процесу залишеного об'єкту у свердловині.

5. Поки що для усунення аварій у більшості випадків бурові компанії обирають заходи щодо усунення аварій, виходячи з досвіду буріння та «методу проб і помилок» та наявний на об'єкті ловильний інструмент.

6. Вибір алгоритму проведення ловильних робіт на свердловині залежить в першу чергу від залишеного об'єкта у свердловині. Залишені об'єкти у свердловині можна класифікувати за наступними категоріями: насос-компресорні труби, бурильні труби, обсадні труби і телесистеми; вибійні двигуни; геофізичне приладдя; свердловинні відцентрові насоси; породоруйнуючий інструмент.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Карасев Д.В. Пути повышения эффективности проектирования скважин различного назначения// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2002. – №28.
2. Пустовойтенно И.П., Сельващук А.П. Справочник мастера по сложным буровым работам// Булатовские чтения. – Москва, 1983. – №3. – с.98 – 112.
3. Малютин Д.В., Бакиров Д.Л., Бабушкин Э.В., Святухов Д.С., Геомеханическое моделирование для решения задач строительства скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2016. – №11.
4. РД 153-39-023-97 Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. – Москва. – 1997.
5. РД 00158758-207-99 Методика выбора конструкции скважин. – ТюменНИИгипрогаз. – 1999.
6. РД 39-7/1-0001-97 Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – Москва. – 1997.
7. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. –. – 2000.
8. РД 39-093-91 Инструкция испытанию обсадных колонн на герметичность. – 1998.
9. Постановление Правительства от 16.02.2008 N 87 (ред. от 21.04.2018) "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию"
10. Митчелл Д., Безаварийное бурение// Drillbert Engineering Inc. – Copyright, 2001. – с.34 - 65.
11. Линд Ю.Б., Сахаутдинова Г.Р., Байкова Д.Т. Проблемы разработки проектно-сметной документации на строительство скважин// Вестник государственного технического университета. – СКГТУ, 2013. – № 4 с.50-57.

12. Бронзов, А. С. Умеем, но не делаем / А. С. Бронзов // Нефть России. – 2000. – № 3.

13. Ляпин И.Н. Проектирование скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Москва, 2015. – № 6 с.6-12.

14. Иннес Р., Гилмор Д., Федосеев А. Проектирование скважин в сложных горно-геологических условиях// Научные труды. – Москва, 2010. – № 4 с.47-63.

15. Галеев С.Р., Хашпер А.Л., Б.Л. Хашпер, Линд Б.Ю., Спивак С.И., Габбасов Б.М. Оптимизация проектирования строительства скважин на основе статистического анализа промысловых данных// Вестник Башкирского университета. – Уфа, 2017. – № с.30-42.

16. Вовк В.С., Рабкин В.М., Оганов Г.С., Зарецкий В.С., Иванычев Р.В. Современные аспекты процесса проектирования строительства скважин на нефть и газ// Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – Москва, 2011. – № 3 с.38-46.

17. ВСН 39-86 Миннефтепрома «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектной документации при строительстве скважин на нефть и газ».

18. Кирсанов С.А., Зинченко И.А., Красовский А.В., Голофаст С.Л. Учет геологических рисков при проектировании разработки // Экспозиция Нефть Газ. – Москва, 2017. – с.99-101.

19. Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Бойков О.И. Прогноз оптимальных направлений горизонтальных стволов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Пермь, 2015. – №15 с.16-22.

20. Семенов В.С., Орешкин Д.В., Розовская Т.А. Свойства облегченных тампонажных растворов с полыми стеклянными микросферами и противоморозными добавками// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Москва, 2013. – № 11 с.40-50.

21. Нор А.В. Об особенностях строительства скважин в криолитозоне// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Москва, 2007. – № 2 с.13-16.

22. Яковлев А.А., Турицына М.В., Могильников Е.В. Анализ и обоснование выбора очистных агентов и технология их применения при бурении скважин в условиях многолетнемерзлых пород// Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Пермь, 2014. – № 12 с.21-33.

23. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.

24. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.

25. В.И. Рязанов. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки буровой колонны. Томский политехнический университет. Томск, 2006. - 24 с.

26. С.Л. Юртаев, И.С. Юртаев, Ю.А. Петухов. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. ТюмГНУ. Тюмень, 2008. - 109 с.

27. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.

28. Л.Н. Долгих Крепление, испытания и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. Гос. Техн. Ун-т. Пермь, 2007, - 189 с

29. Беркович М. Я. и др. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении скважин. - М. Гостоптехиздат. 1960. - 150 с.

30. Булатов Ю.М., Проселков А.И., Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. - 2000г. ЕВ
31. Гасанов А.П. Восстановление аварийных скважин. - М. Недра. 1983. -128 с.
32. Гончаров А. Е.; Винниченко В. М. Пособие бурильщику и мастеру по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений при разведочном бурении. - М. Недра. 1987. - 128 с.
33. Грей Д.Р., Дарли Г.С.Г. Свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). Переклад з англ. – М, Недра 1985. - 509 с.
34. А. П. Захаров. Борьба с прихватами бурильного инструмента в США. - М. Недра. - 1964 - 88 с.
35. Кемп Г. Ловильні роботи в нефтяних скважинах. Техніка и технологія. Перевод с англійського. - Москва, Недра, 1990. -. 96 с.
36. Кошелев Н.Н. Самотой А.К. Инструкция по установке нефтяных ванн для ликвидации прихватов. ВНИИКРнефть. - Краснодар, 1974
37. Ю.Д. Логанов.,Соболевский В.В., Симонов В.М., Открытые фонтаны и борьба с ними. Справочник. - М.; Недра, 1991. - 189 с.
38. М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук, Буріння свердловин. Довідник у п'яти томах. Т. V. Ускладнення. Аварії. Екологія. - Київ, Інтерпрес. 2004. - 376 с.
39. Мислюк М. А. та ін. Буріння свердловин. Довідник. том. 2. Промивання свердловин, Відробка доліт. - Київ. Інтерпрес ЛТД. 2002. - 303 с.
40. Мирсалаев С.Б. Техника и технология зарезки второго ствола скважин. Москва. Недра. 1967. - 64 с.
41. Муселянц Р.Н. и др. Ловильные работы при добыче нефти. Москва. Недра. 1975. - 120 с.
42. Г.С. Писаренко, Яковлев Ф.П., Матвеев В.В. Справочник по сопротивлению материалов. 2 вид. - Київ, Наукова думка. 1988 - 736 с.
43. М.И. Подгорнов, И.П. Пустовойтенко. Ловильный инструмент. - М. Недра. 1984 - 148 с.

44. И. П. Пустовойтенко. Ловильный инструмент в бурении. - М. Гостоптехиздат. 1959 - 60 с.
45. И.П.Пустовойтенко. Краткий справочник мастера по сложным буровым работам. - М. Недра. 1965 - 237с.
46. И.П. Пустовойтенко, Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. М. Недра. 1973 - 312 с.
47. И. П. Пустовойтенко; А. П. Сельва щук. Справочник мастера по сложным буровым работам. 3 издание. - М. Недра. 1983 - 248 с.
48. И.П. Пустовойтенко. Предупреждение и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении. - М. Недра.1987 - 237 с.
49. И.П. Пустовойтенко Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. 3 изд. - Москва. Недра. - 1988. - 279 с.
50. Х. Раба. Технология бурения нефтяных скважин. Переклад з англ.- Москва. Недра 1989. - 413 с.
51. Roger Law. Stuck pipe prevention. Rigsite handboor. BP research. October 1994.
52. Baroid training center. Буровые растворы Baroid. EB
53. Держнаглядохоронпраці. ДНАОП 1.1.21-1.20-03 Правила безпеки у нафтогазодобувній промисловості України. - Київ.. Поліграфічний центр 2004. - 126 с.
54. Інструкція по попередженню основних видів аварій і вибору методів їх ліквідації при бурінні свердловин підприємствами АТ "УКРГАЗПРОМ", Третє видання. Перероблене. УкрНДІГаз. - Харків.
55. Стандарт організацій України. СОУ 11.2 - 3009775-031. 2004. Свердловини на нафту і газ. Попередження та ліквідація аварій при бурінні. УкрНДІГаз. EB.
56. Інструкція по звільненню прихваченого бурильного інструмента торпедированием. ВНИИгеофизики. - Ленінград. Недра. 1970. - 24 с.
57. Інструкція по звільненню прихвачених труб в скважинах взрывом. ВНИИгеофизики. - Ленінград. Недра. 1983. - 29 с.

58. Инструкция по предупреждению и ликвидации осложнений, вызванных желобными выработками в скважине. ВНИИКРнефть, Краснодар, 1975 г. 16 с.

59. Инструкция по установке нефтяных ванн для ликвидации прихватив. ВНИИКРнефть - Краснодар, 1974. - 21 с.

60. Инструкция по забурированию новых стволов с помощью ОТС. ВНИИБТ. _ Москва. 1970. - 56 с.

61. Инструкция по предупреждению аварий при бурении и испытании скважин на площадях производственного объединения "Нижеволокнефть". - Волгоград. 1978. - 68 с.

62. Инструкция по забурированию новых стволов в глубоких скважинах на площадях Днепровско-Донецкой впадины. Мингеол УССР. - Львов. 1977. - 34 с.

63. Инструкция по предупреждению аварий при бурении скважин на площадях объединения "Беларусьнефть". УКРГИПРОНИИНЕФТЬ. - Киев. 1978. - 244 с.

64. Методические указания по забурированию новых стволов при ликвидации аварий в нефтяных и газовых скважинах. Мингео. - Архангельск. 1987. - 91 с.

65. РД 39-2-961-83. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. ВНИИТнефть. - Куйбышев. 1984.- 150 с.

66. РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. ВНИИТнефть. - Куйбышев. 1990. - 227 с.

67. Нефтегазовые технологии. Переводное издание журналов США: World oil; Pipe line & Gas Industry, Hydrocarbon Processing. – №№ 02.99; 03.99; 03.04; 04.04; 11.08.

68. Нефтяное хозяйство. Научно-технический и производственный журнал. Москва. – №№ 05.66; 01.87; 05.87; 05.89; 12.89; 12.91; 01.93; 04. 99.

69. Нафтова і газова промисловість. НТС Київ. –№№ 04.92; 01.93; 01.94; 09.95; 02.96; 05.99; 12.04.

70. "Бурение" Реферативный научно-технический сборник. Бурение. ВНИИОЭНГ. – №№ 05.64; 11.66; 05.78; 11.82.