

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

Геологорозвідувальний  
(факультет)  
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння  
(пояснена назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
**кваліфікаційної роботи ступеня магістр**  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Литвинчука Дмитра Олеговича  
(ПІБ)  
академічної групи 185м-19-1 ГРФ  
(шифр)  
спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології  
(код і назва спеціальності)  
спеціалізації за освітньо-професійною програмою  
Нафтогазова інженерія та технології  
(офіційна назва)  
на тему Розробка технологій ліквідації прихвату в умовах свердловини № 131  
Березівського газоконденсатного родовища  
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Хоменко В.Л.			
розділів:				
Технологічний	Хоменко В.Л.			
Охорона праці				
Економічний	Хоменко В.Л.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Расцвєтаєв В.О.			

Дніпро  
2020

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**  
завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коровяка С.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

«        » 20 року

**ЗАВДАННЯ  
на кваліфікаційну роботу  
ступеня магістр**  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Литвинчуку Дмитру Олеговичу академічної групи 185М-19-1 ГРФ  
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології  
(код і назва спеціальності)

спеціалізації за освітньо-професійною програмою  
Нафтогазова інженерія та технології  
(офіційна назва)

на тему Розробка технологій ліквідації прихвату в умовах свердловини № 131  
Березівського газоконденсатного родовища

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від                          №                         

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Геолого-географічна характеристика району робіт Природа прихватів колон труб Ліквідація прихватів Ловильні роботи у свердловинах Технологія капітального ремонту свердловини № 131 Березівська Розрахунок економічної ефективності застосування пристрою для ліквідації прихватів	07.09.2020- 29.11.2020
Охорона праці	Охорона праці і навколошнього середовища	30.11.2020- 07.12.2020

Завдання видано \_\_\_\_\_  
(підпис керівника)

Хоменко В.Л.  
(прізвище, ініціали)

Дата видачі \_\_\_\_\_

07.09.2020

Дата подання до екзаменаційної комісії \_\_\_\_\_

07.12.2020

Прийнято до виконання \_\_\_\_\_

Литвинчук Д.О.

## **РЕФЕРАТ**

Кваліфікаційна робота 88 стор., 23 рис., 15 табл., 9 бібл.

### **КАПІТАЛЬНИЙ РЕМОНТ, ПРИХВАТ, ЛІКВІДАЦІЯ ПРИХВАТУ, ЛОВИЛЬНІ РОБОТИ.**

Сфера застосування розробки – ліквідація аварій і ремонт свердловин.

Об'єкт дослідження – процес втрати рухливості колони труб або свердловинних приладів, при бурінні свердловин на нафту і газ.

Предмет дослідження – технічні засоби для ліквідації прихватів у бурових свердловинах.

Мета роботи – розробити практичні заходи з ліквідації прихвату в умовах свердловини № 131 Березівського газоконденсатного родовища.

Новизна отриманих результатів – була розглянута природа і розглянуті чинники, що впливають на виникнення прихватів колони труб. Наведені заходи щодо попередження прихватів, викликаних різними геологічними, технічними і технологічними причинами. Проаналізовані способи ліквідації прихватів, а саме: ходіння прихопленої колони; установка рідинних ванн; використання вибухового і гідроімпульсного способу; застосування ударних і гіdraulічних пристрій. Також розглянуті інструмент і технологія проведення ловильних робіт у свердловинах, що буряться. На підставі аналізу цього матеріалу були вибрані методи, інструменти і режими проведення робіт по ліквідації прихвату колони НКТ у свердловині № 131 Березовська.

Практичні результати – розроблено технологію ліквідації прихвату колони насосно-компресорних труб, яка довгий час заважала експлуатації свердловини 131 Березівського газоконденсатного родовища.

Результати роботи можуть бути використані в діяльності організацій з буріння і ремонту свердловин на нафту і газ для ліквідації прихватів.

Впровадження запропонованої технології дозволяє ліквідувати важку аварію у свердловині 131 і несе значний економічний ефект.

Практична значимість – підвищення ефективності використання існуючих засобів і методів ліквідації прихватів з колонами труб, що залишились в свердловині.

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

## ЗМІСТ

1 ГЕОЛОГО-ГЕОГРАФІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ РОБІТ.....	5
2 ПРИРОДА ПРИХВАТІВ КОЛОН ТРУБ.....	9
3 ЛІКВІДАЦІЯ ПРИХВАТІВ.....	18
3.1 Вибір способу ліквідації прихватів .....	18
3.2 Ходіння прихопленої колони.....	19
3.3 Установка рідинних ванн .....	20
3.4 Використання вибухового способу для ліквідації прихватів .....	27
3.5 Гідроімпульсний спосіб ліквідації прихватів .....	29
3.6 Застосування ударних пристрій..	31
3.7 Гідравлічні пристрой.....	34
4 ЛОВИЛЬНІ РОБОТИ У СВЕРДЛОВИНАХ .....	38
4.1 Від'єднання неприхопленої частини колони труб.....	41
4.2 Захватні інструменти.....	47
4.3 Витягання дрібних предметів.....	55
5 ТЕХНОЛОГІЯ КАПІТАЛЬНОГО РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИНИ № 131 БЕРЕЗОВСЬКА.....	63
6 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБЛЕНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ЛІКВІДАЦІЇ ПРИХВАТІВ.....	73
7 ОХОРОНА ПРАЦІ І ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ.....	78
7.1 Аналіз потенційних небезпек і шкідливих чинників виробничого середовища... <td>78</td>	78
7.2 Забезпечення нормальних умов праці.....	79
7.3 Забезпечення безпеки технологічних процесів, монтажу і експлуатації устаткування .....	83
7.4 Вимоги безпеки при складних і ловильних роботах .....	85
ВИСНОВКИ.....	87
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	88

## 1 ГЕОЛОГО-ГЕОГРАФІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ РОБІТ

Адміністративно-територіально Березівське родовище розташовано в межах Краснокутського району Харківської області, в 20 км південно-західніше смт Краснокутськ. Найближчими населеними пунктами є: районний центр сел. Краснокутськ, села Любовка, Ковалівка, Березівка, безпосередньо село Колонтаїв. Районний центр і села Любовка, Колонтаїв, Ковалівка з'єднані між собою шосейними дорогами, придатними для автомобільного сполучення у будь-яку пору року. Через склепінну частину родовища проходить асфальтоване шосе Колонтаїв-Коломак.

Карта району робіт наведена на рис. 1.1.

В економічному відношенні Березівське газоконденсатне родовище знаходитьться в густонаселеній сільськогосподарській місцевості.

У географічному відношенні район робіт знаходиться в межах Придніпровської низовини. За характером рельєфу родовище можна розділити на дві частини: північно-західну (більша частина Західно-Березівського склепіння) і південно-східну.

Північно-західна частина площини родовища є хвилястою степовою рівниною, пологонахиленою з півночі на південь. У південно-східному напрямку рівнина обривається крутим правим берегом р. Мерла. Берег зрізаний глибокими ярами та балками. Найвищі абсолютні відмітки родовища приурочені до степової рівнини і сягають (+) 202 м.

Більша частина Березівського родовища розташована у межах заплавної і трьох надзаплавних терас р. Мерла. Мінімальні відмітки на родовищі приурочені до заплави річки і не перевищують 100 м.

Березівське підняття в регіональному тектонічному плані розташоване в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини і приурочене до смуги поєднання північної прибортової зони з осьовим грабеном на південній ділянці Охтирського заливоподібного заглиблення у масив північного борту між Лебединським та Богодухівським мисоподібними виступами фундаменту. Будова цієї частини западини досить складна й обумовлена інтенсивним проявом галокінезу та блокової тектоніки.

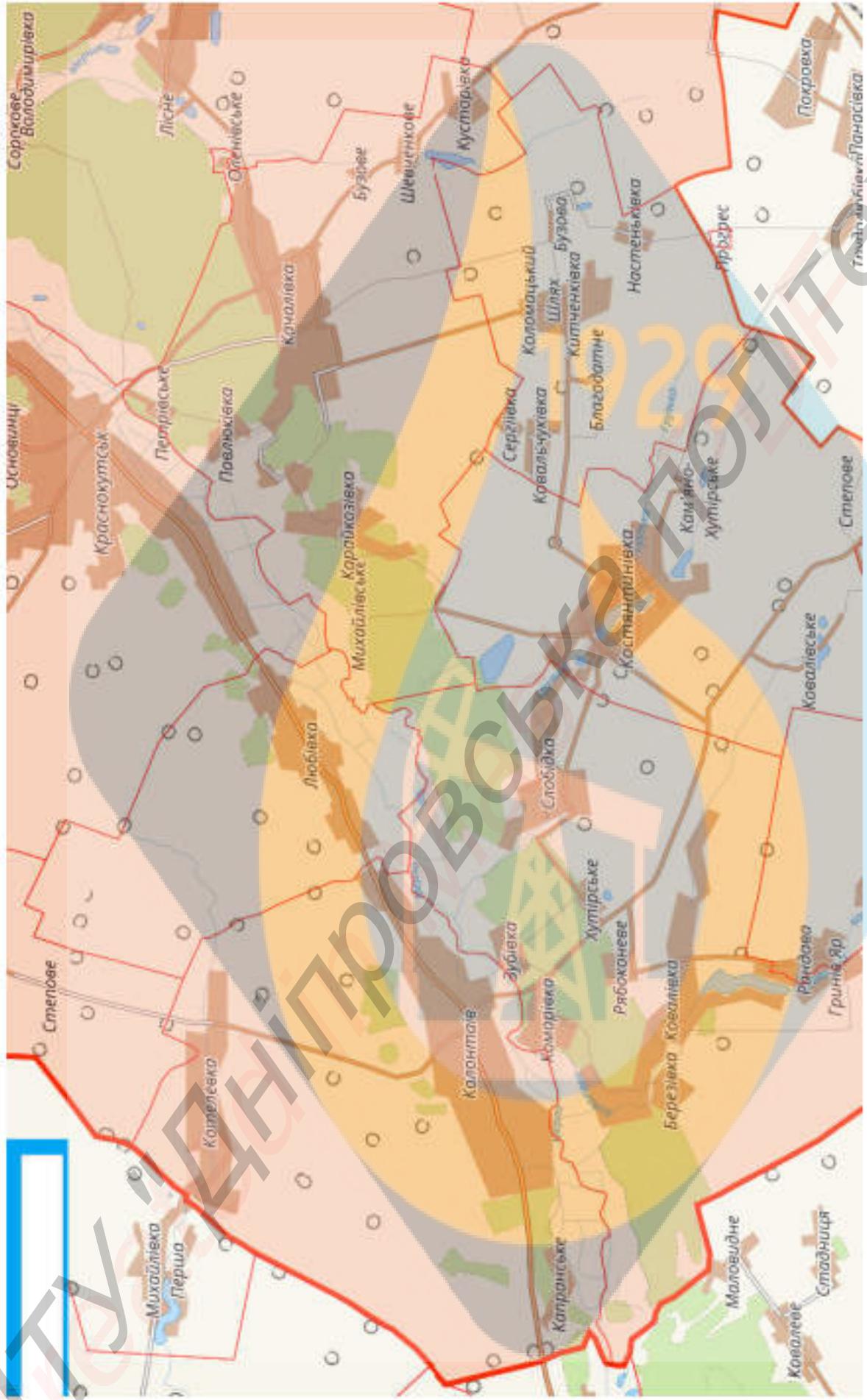


Рисунок 1.1 – Карта району робіт

Поклади вуглеводнів Березівського родовища встановлені в верхньосерпуховському під'ярусі (горизонт С-5), верхньовізейському (горизонти В-14, В-16а1, В-16а2, В-Ібаз, В-166, В-21-22а, В-21-22б), нижньовізейському під'ярусах (горизонти В-26а, В-266, В-26в) та в турнейських відкладах (горизонти Т-Іа, Т-Іб). Виявлені продуктивні горизонти за особливостями літофакціального типу розрізу мають чітке просторове розміщення, контролюються непроникливими товщами і утворюють два нафтогазоносні комплекси: серпуховсько-верхньовізейський, нижньовізейсько-турнейський загальною товщиною понад 1 400 м (від 4 543 м до 5 962 м).

Дослідження ділянки проходили як продовження вивчення Котелевської структури. У 1961-1962 рр. на Котелевській площині проводили сейсмічні дослідження з метою картування глибоких горизонтів, за результатами яких було вивчено будову підняття до глибини 4 000-5 000 м.

У 1974 році сейсмічні матеріали було переінтерпретовано й уточнено тематичними роботами. Ці роботи стали підставою для постановки на Котелевській структурі пошукових робіт на нафту і газ в глибокозалігаючих нижньокам'яновугільних відкладах.

У липні 1974 року в склепінні Котелевського підняття було забурено свердловину № 14, а в жовтні 1976 р. в ній з серпуховських відкладів перший промисловий приплів газу.

Відкриття Котелевського ГКР слугувало поштовхом для наступних геологорозвідувальних робіт на нафту і газ на Колонтаївській площині, яка охоплювала і Березівську ділянку.

У 1975 році на Західно-Березівському склепінні забурено параметричну св. № 485 проектною глибиною 5 820 м з метою ув'язки сейсмічних і геологічних матеріалів та вивчення геологічної будови площині.

За даними оперативної інтерпретації було рекомендовано до випробування низку продуктивних пластів. Цією свердловиною в 1979 році було відкрито Березівське родовище – під час дослідження в інтервалі 4 635-4 646 м (горизонт С-5) на штуцері 14 мм одержано приплів газу дебітом 344 тис. м<sup>3</sup>/добу та конденсату 192 м<sup>3</sup>/доба. Цього ж року родовище зачислене до Державного балансу України.

В грудні 1979 р. на Західно-Березівському склепінні забурена св. № 35 глибиною 5 850 м, а в листопаді 1983 р. із пластів горизонту В-16а отриманий промисловий приплив газу.

У промислову розробку поклади серпуховських відкладів введено в 1982 р., а поклади газу верхньовізейських відкладів у вересні 1988 р. введено в дослідно-промислову експлуатацію.

За час дії спеціального дозволу № 1979 на родовищі проводили активне розбурювання покладів гор.С-5 та В-16 експлуатаційними свердловинами №№102, 112, 114, 119-124. Зараз у бурінні знаходяться свердловини 125 та 139.

У 2011 р. ТОВ «Юсейс» в межах Березівського ГКР було виконано сейморозвідувальні роботи 3-Д. Отримані результати разом з результатами розбурювання покладів гор.С-5 та В-16 дозволили уточнити їх геолого-промислову модель.

Наразі відбувається оцінка запасів вуглеводнів родовища по горизонтах В-16 та С-5 з наступним затвердженням запасів у ДКЗ України.

### **Висновки за розділом**

В цьому розділі була проаналізована геолого-географічна характеристика району робіт. Наведена карта району робіт, розглянута історія його розвідки і експлуатації.

## 2 ПРИРОДА ПРИХВАТІВ КОЛОН ТРУБ

Прихватом слід вважати процес, що характеризується втратою рухливості колон труб або свердловинних приладів, яка не відновлюється навіть після додатка до них максимально допустимих навантажень з урахуванням запасу міцності матеріалу (сталі).

Найбільше поширення прихвати мають в південно-західних і південних районах СНД, що викликано наявністю складних горно-геологічних умов, значними глибинами свердловин і необхідністю подолання різних ускладнень процесу їх споруди, що зустрічаються при цьому. Для південно-західних районів характерні прихвати, що викликаються дією підвищеного перепаду тиску, а для північно-східних районів – в результаті заклинивання труб в звуженій частині ствола із-за порушення режиму промивання (сальникоутворення, осідання часток шламу та ін.).

Більшість вітчизняних і зарубіжних дослідників вважають, що основна причина прихватів полягає у дії перепаду тиску і гідростатичного тиску, адгезійних сил і заклинивання долота в нерозширеніх і звужених ділянках ствола свердловин, а також заклинивання колони труб внаслідок скучення в стволі шламу в результаті недостатнього промивання.

На виникнення прихватів істотно впливають фізичні властивості фільтраційних кірок (клейкість, міцність структури, зв'язаність часток, пористість, проникність), що контактиують з бурильним інструментом.

Деякі дослідники встановлюють пряму залежність прихвату колон труб від водовіддачі розчину. Встановлено, що водовіддача розчинів, оброблених УЩР, збільшується із зростанням тиску, причому особливо інтенсивно в межах від 0 до 1,0 МПа. Для розчинів, оброблених лігносульфонатами, характерно, що, починаючи з деякого значення, подальше підвищення тиску призводить до зниження водовіддачі пояснюється це здатністю глинистих кірок, утворених з таких розчинів, стискуватися більшою мірою в порівнянні з фільтраційними кірками з інших розчинів. Зростання міри стисливості пов'язане з дією лігносульфонатів, що коагулює. Відповідно

до відміченого явища очевидна залежність міри стисливості кірок від виду реагенту, яким обробляють розчин.

Оскільки прихват бурильного інструменту зазвичай відбувається в процесі циркуляції бурового розчину, важливим показником є динамічна водовіддача, яка більше статичною. У разі нормальної циркуляції бурового розчину через певний час м'як процесами утворення глинистої кірки і її розмиву встановлюється динамічна рівновага. При цьому товщина кірки і водовіддача розчину в проникні пласти стабілізуються. Визначено, що динамічна рівновага встановлюється тим швидше, чим вище за швидкість потоку бурового розчину.

Значення сили тертя спокою м'як глинистою кіркою і металевою трубою залежить від кількості прокачуваної рідини. При структурному режимі течії рідини збільшення подачі насоса призводить до зменшення сили тертя внаслідок інтенсивного розмиву рихлого шару кірки, прилеглого до труби, і в результаті до зменшення площини контакту м'як трубою і кіркою. При турбулентному режимі течії збільшення витрати прокачуваної рідини викликає підвищення гідродинамічного тиску, отже, і перепаду тиску, а також сили тертя.

Збільшення змісту обважнювача призводить до зростання коефіцієнта тертя, а профілактичні добавки нафти до бурового розчину у декілька разів знижують коефіцієнт тертя і зменшують зв'язаність часток в глинистій кірці. Проте нафта при високих температурах і тисках втрачає свої мастильні властивості. У цих умовах прийнятніше використовувати мастила на основі окисленого петролатуму, жирних кислот, суміші гудронів, а також натуральних жирів. Ефективніше (для зниження коефіцієнта тертя) спільне використання мастильних і поверхнево-активних речовин. Поліпшити мастильні властивості бурових розчинів можна добавками, що містять сульфовані солі лужних металів, а також тризаміщений оксиамін і ненасичені карбонові кислоти з 12 атомами вуглецю в молекулі і більш, отримувані з бавовняного, льняного, касторового, пальмового, соєвого масел.

На виникнення прихватів під дією перепаду тиску істотно впливають структурно-механічні властивості бурових розчинів. Проте регулювання цих властивостей не завжди допомагає запобігти прихватам інструменту, що знаходиться без руху в

інтервалі залягання добре проникних порід. Оскільки прихвати такого виду широко поширені, а ліквідація їх, особливо на великих глибинах, пов'язана зі значними труднощами, розгляд чинників, що призводять до їх виникнення, представляє безперечний інтерес.

Уперше теорія виникнення прихвату під дією перепаду тиску висунена в 1944 р.. А.И. Малишевим, а за кордоном (у США) розроблена і підтверджена К.С. Пенфілдом, В. Е. Хелміком і А.Д. Лонглі. Результати експериментальних робіт показали, що сила прихвату бурильного інструменту складається з двох складових, залежних від властивостей бурового розчину: перша сила пропорційна перепаду тиску, коефіцієнту тертя металу об скелет кірки і площі поверхні прихвату інструменту, а друга – сила зчеплення (у декілька разів менша, ніж перша) – побічно залежить від перепаду тиску в зоні прихвату.

Для виявлення ролі перепаду тиску у виникненні прихвату В. Е. Хелмік і А.Д. Лонглі провели досліди і встановили: 1) сила прихвату зростає із збільшенням перепаду тиску в місці прихвату і часу перебування бурильного інструменту в нерухому стані; 2) сила прихвату складається з двох складових – сили, що виникає під дією перепаду тиску (сила взаємодії), і сили прилипання (адгезії) труби до глинистої кірки. Досліди показали, що для подолання першої сили потрібне 55 % від загальної, а для подолання другої - 45 %. При дослідження чинників, що впливають на значення сили прихвату інструменту, встановлено, що у присутності нафти істотно зменшувалися як сила взаємодії, так і сила адгезії глинистої кірки із сталевою поверхнею. Це явище дослідники пояснили змочуванням труби нафтою. Процес змочування прискорюють шляхом покриття труб речовинами, близькими по складу до нафти, а також добавками ПАВ.

З різким збільшенням глибини буріння свердловин (з відповідним підвищенням температур і тиску) значно зростає небезпека прихватів, викликаних дією перепаду тиску, особливо в тих районах буріння, де застосовують бурові розчини, що обважнюють.

Встановлено, що при перепаді 10 МПа сила прихвату залежить не лише від перепаду, але і від значення депресії в зоні контакту інструменту і кірки. Значення

депресії тим вище, чим більше зменшується проникність глинистої кірки. Коли стискається частина кірки непроникна, інструмент притискається до неї з силою, рівною твору перепаду тиску в зоні контакту на його площину. Зміна проникності кірки залежить від якості бурового розчину, міри того, що його обважнює, хімічної обробки і міцності структури кірки; при перепаді тиску 16 МПа кірка інтенсивно формується протягом перших 20-30 хв, коли швидкість фільтрації максимальна. Сила прихвату при великих перепадах тиску пропорційна значенню перепаду тиску. Коефіцієнт тертя в парі диск - кірка не залежить від перепаду тиску (навантаження на диск) і змінюється в межах 0,009-0,023 відповідно до типу розчину. окрім сил тертя, як вказувалося, на прихвати впливають і адгезійні сили. Збільшення діаметру вживаного бурильного інструменту призводить до підвищення сили прихвату внаслідок зростання площини контакту труб з кіркою, а також інтенсивного нарощування кірки поза зону контакту.

Виміри показників адгезійних і фрикційних властивостей кірок (по відношенню до сталі труб) при заданому перепаді тиску (у ВНДІБТ) показали, що зрушення стали по кірці відбувається не по поверхні контакту, а в шарі кірки - поблизу цієї поверхні. При перепаді тиску до 2 МПа сили зрушення зростають пропорційно перепаду тиску, а при 3-4 МПа - ця залежність порушується в результаті зміщення кірки. Подальше зростання перепаду тиску не збільшує сил зрушення. При дослідженні сил прилипання встановлено, що вони інтенсивно зростають в перші 30-40 хв контакту, а потім стабілізуються.

Таким чином, згідно з існуючими нині думками, причина явищ, що призводять до прихвату труб при бурінні свердловин, – дія перепаду тиску. Проте за інших рівних умов у виникненні прихвату істотну роль грають і фізико-механічні властивості фільтраційних кірок, з якими стикається бурильний інструмент при прихваті.

Дія інших чинників (температура, противотиск, якість мастильної добавки до бурового розчину, викривлення ствола свердловини, тип бурового розчину, проникність породи і фільтраційної кірки, характер циркуляції) або не дослідили, або досліджували недостатньо, хоча у виникненні прихватів вони (у ряді випадків) грають

вирішальну роль. Значний об'єм досліджень проведений А.К. Самотоєм. До найбільш поширених прихватів він відносить:

- у стінки свердловини під дією перепаду тиску;
- внаслідок заклинивання низу колон при їх русі у свердловині;
- в результаті жолобоутворення;
- внаслідок сальникоутворення;
- із-за порушення стійкого стану порід;
- внаслідок заклинивання колон сторонніми предметами;
- внаслідок порушення режиму промивання;
- унаслідок заклинивання породоруйнівного інструменту;
- випробувачів пластів при випробуванні свердловин в процесі буріння.

1. Прихвати у стінки свердловини під дією перепаду тиску (між гідростатичним і пластом) можливі за наявності в стволі свердловини проникних відкладень (піщаників, вапняків і тому подібне), при використанні бурового (глинистого) розчину і за наявності притискуючої сили, обумовленої нормальню складовою ваги труб, розташованих в зоні проникних відкладень.

Цей вид прихватів виникає внаслідок залишення колони труб в нерухому стані на певний час, протягом якого поверхня труб стикається з фільтраційною кіркою, що поступово ущільнюється і переймає на себе дію перепаду тиску. Зазвичай при виникненні цього виду прихватів циркуляція бурового розчину зберігається.

2. Прихвати внаслідок заклинивання низу колон труб характерні для зон звуження стволів свердловин, викликаних спрацюванням доліт по діаметру в твердих породах, для інтервалів різкого викривлення осі ствола свердловини, а також для інтервалів інтенсивного нарощання фільтраційних кірок, обвалоутворення та ін. Як правило, такі прихвати відбуваються при спуску інструменту і характеризуються його повним розвантаженням.

3. Прихват внаслідок жолобоутворення характеризується появою миттєвих великих затягувань при підйомі інструменту. Спроби звільнити інструмент додатковими натяжками приводять до ще більшого затягування його у вироблення жолоба. За-

звичай циркуляція після виникнення прихвату відновлюється легко, але не сприяє звільненню інструменту.

4. Прихвати внаслідок сальникоутворення виникають в основному при розбурюванні глинистих відкладень або добре проникних порід, на яких формується товста фільтраційна кірка. У цих умовах утворенню сальників сприяють забрудненість ствола свердловини вибуреною породою при його незадовільному промиванні, погане очищення бурового розчину від вибуреної породи і шламу, злипання часток породи і фільтраційних кірок, спуск інструменту до забою без проміжних промивань і опрацювань ствола або недостатнє і неякісне їх проведення, триває буріння в глинистих відкладеннях без періодичного відриву долота від забою, ступінчастість ствола, розширення, каверни, жолоби і тому подібне, негерметична бурильної колони, забруднення приймальних місткостей насосів. Зазвичай у разі прихватів внаслідок сальникоутворень циркуляція втрачається частково або повністю.

5. Прихвати внаслідок порушення стійкого стану порід приурочені до інтервалів обвалоутворення і осипів, а також пластичної течії порід, що складають стінки свердловин.

Обвали порід характерні для відкладень глинистого комплексу і відрізняються несподіваністю, особливо при бурінні перем'ятих, тектонічно порушеніх, сильно тріщинуватих і схильних до набрякання порід. В процесі буріння при промиванні обвали супроводжуються різким підвищенням тиску, що призводить у ряді випадків до гідророзривів пластів і поглинань, інтенсивним затягуванням і щедрим виносам шматків породи, що обвалилася, недоходженням долота до забою. В деяких випадках обвалоутворення виникає в результаті поглинання бурового розчину зі зниженням рівня і, як наслідок, противотиску в просторі. Ознаками осипів порід є: винесення оскольчатого шламу під час промивання свердловини, посадки, затягування інструменту, утруднення при спуску долота без опрацювань і інтенсивних промивань, підвищення тиску в нагнітальній лінії при бурінні і опрацюваннях, що супроводжується іноді поглинанням бурового розчину.

Обвалоутворення і осипи пов'язані з циклічними коливаннями гідродинамічного тиску в процесі буріння свердловин, великими значеннями складових гірського

тиску, невідповідністю властивостей бурового розчину горно-геологічним умовам буріння свердловин, тривалим залишенням пробурених інтервалів без кріслення обсадними колонами. Прояви пластичних течій порід (в основному соленоносних відкладень) обумовлені недостатніми противотисками, невідповідністю типу бурового розчину складу порід, а також впливом термодинамічних процесів.

6. Прихвати, пов'язані з заклинюванням колон сторонніми предметами (що впали з гирла свердловини або знаходилися в стволі і не проявляли себе раніше), виникають миттєво, ліквідовувати їх ходінням і установкою ванн зазвичай не вдається. Цей вид ускладнень характерний і для свердловин, що знаходяться в експлуатації.

7. Прихвати, що сталися внаслідок порушення режиму промивання, характеризуються поступовим підвищеннем тиску при промиванні, появою затягувань, поступовим припиненням циркуляції. Вказане призводить до накопичення осаду з часток шламу або обважнювача в затрубному просторі і трубах, а іноді і до поглинань бурового розчину. Однією з причин подібних аварій є промойни в колоні бурильних труб, тиски при циркуляції розчину, що добре простежуються по зниженню. У ряді випадків, наприклад при використанні як обважнювач бариту, спостерігаються його флокуляції і випадання в осад, що стає помітним при відновленні циркуляції і промиванні.

8. Породоруйнівний інструмент заклинується найчастіше при спуску, а також обертанні на забої. Циркуляція бурового розчину при цьому не втрачається. Ремонт свердловин, викликаний ускладненням, пов'язаним із заклинюванням колонкових доліт і снарядів малого діаметру, дуже складний. Нерідко доводиться бурити другий ствол, а іноді ліквідовувати свердловину.

9. Прихвати випробувачів пластів при випробуванні свердловин в процесі буріння слід віднести в особливу категорію. В більшості випадків прихват відбувається внаслідок "замулювання" фільтру при інтенсивному припліві рідини разом з частками слабоз cementованих порід.

Приведений розподіл прихватів по видах здійснений за найбільш вірогідними ознаками або совокупностям ознак їх виникнення. У природі взаємодія різних чин-

ників і процесів не призводить до виникнення прихвату тільки певного виду. Так, при зупинці колони труб (наприклад, при заклиниваннях в звужених частинах ствола або виробленнях жолобів) починається процес прихвату внаслідок дії перепаду тиску, а при припиненні циркуляції - осадження часток шламу, обважнювача і тому подібне. Процеси, що відбуваються у свердловині при прихваті інструменту, взаємозв'язані і ускладнюють явища, доповнюючи один одного. По поєднаннях конкретних ситуацій і ознак зазвичай вдається визначити причину прихвату, що стався, а також способи його ліквідації.

Способи ліквідації прихватів дуже різноманітні. Так за допомогою установки нафтових ванн ліквідовують 40-80 % прихватів, що виникли внаслідок дії перепаду тиску, і 20-40% прихватів, що виникли в результаті заклинивання колон в звужений частині ствола свердловини. Ліквідувати прихвати, що виникли внаслідок обвалу порід, надзвичайно важко, і вони часто переходят в категорію аварій, оскільки доводиться або фрезерувати прихоплену частину колони, або встановлювати цементний міст і забурювати новий ствол.

Нині у світовій практиці широко використовують такі засоби і способи попередження і ліквідації прихватів: розчини на вуглеводневій основі; розчини, оброблені лігносульфонатними реагентами; ефективні мастильні добавки (СМАД, СГ, ОЖК) і ПАР; центруючі елементи оснащення бурильної колони, що зменшують площину контакту її із стінками свердловини; механічні і гідромеханічні пристрой; нормування щільності бурового розчину і витрати мастильних добавок; УБГ профільних перерізів; профілеметрію і своєчасне руйнування жолобів спеціальними компонуваннями і вибухами гнучких торпед; попередження природного спливання робочих агентів ванн; попередження довільного викривлення стволів шляхом використання спеціальних компонувань низу бурильної колони; вибір конструкцій свердловин з урахуванням недопущення спільнотого розтину горизонтів з різними градієнтами тисків пластів і різкого підвищення швидкості буріння.

## **Чинники, що впливають на виникнення прихватів колони труб**

На прихват бурильної колони труб у свердловині впливає безліч чинників, які за своєю природою є слідством фізико-хімічного, фізико-механічного і інших видів взаємодії інструменту з породою і буровим розчином. Для об'ективного опису існуючих точок зору на природу прихватів були опитані фахівці з наступною статистичною обробкою результатів опитування. У опитний лист було включено 18 чинників, значною мірою, на думку автора, що впливають на виникнення прихватів [8, 9]:

- 1) викривлення ствола свердловини;
- 2) вид мастильної добавки;
- 3) тип бурового розчину;
- 4) дотримання технічних правил і норм;
- 5) жорсткість низу бурильної колони;
- 6) площа поверхні контакту;
- 7) коефіцієнт тертя в зоні контакту;
- 8) час контакту колони труб, що знаходиться у спокої, із стінкою свердловини;
- 9) значення перепаду тиску;
- 10) фізико-механічні властивості бурового розчину;
- 11) температура в зоні прихвату;
- 12) абсолютне значення гідростатичного тиску;
- 13) проникність породи в зоні прихвату;
- 14) тип флюїду пласта;
- 15) фізико-механічні властивості фільтраційних кірок;
- 16) пористість породи;
- 17) швидкість висхідного потоку бурового розчину;
- 18) кількість змащуючої добавки в розчині.

### **Висновки за розділом**

В розділі розглянута природа прихватів колон труб. Проаналізовані різні види прихватів. Наведені чинники, що впливають на виникнення прихватів колони труб.

## **З ЛІКВІДАЦІЯ ПРИХВАТИВ**

### **3.1 Вибір способу ліквідації прихватів**

Дії виконавця при ліквідації прихвату базуються на сукупності накопиченого ним досвіду і наявної інформації про причину прихвату, що стався, і полягають у виборі найбільш ефективного способу для конкретного випадку і послідовному застосуванні або чергуванні різних способів.

У складній ситуації, особливо в умовах, що характеризуються невизначеністю обстановки у свердловині при виникненні прихвату, не завжди вдається прийняти оптимальні рішення про шляхи ліквідації прихвату.

Згідно з існуючими уявленнями про причини прихватів виділяються три основні категорії прихватів (по термінології теорії статистичних рішень – "стан природи") :  $\theta_1$  – прихват під дією перепаду тиску;  $\theta_2$  – заклинивання (у тому числі при спусках-підйомах, обертанні, у виробленнях жолобів),  $\theta_3$  – прихват внаслідок звуження поперечного перерізу ствола свердловини (при обвалі порід, сальникоутворенні, осіданні обважнювача, шламу, течії високопластичних порід і так далі).

Результативність відомих способів ліквідації прихватів багато в чому визначається "станом природи". Так, використання ванн найрезультативніше при ліквідації прихватів, що сталися під дією перепаду тиску, а пристрой імпульсної дії (яssi, вібратори) найбільш ефективні при ліквідації прихватів, викликаних заклиниванням. Існуючі способи ліквідації прихватів класифікуються по чотирьох групах (по термінології теорії статистичних рішень – "дії") : 1 – установка ванни; 2 – механічне, гідромеханічне і інші види імпульсних дій; 3 – оббурювання труб; 4 – установка моста і забурювання нового ствола.

Критерієм оцінки порівняльної ефективності способів приймається час Т, витрачений на ліквідацію прихвату, яке визначається з урахуванням проведення необхідних операцій при виробництві робіт (ходіння і визначення зони прихвату, підготовка агента ванни, його закачування і продавлювання, час дії або зборка яssa, відгинчування і підйом вільної частини колони, спуск яssa, з'єднання з прихопленими трубами, промивання, робота яссом і так далі).

### 3.2 Ходіння прихопленої колони

Ходіння (натягнення і посадка) колони труб і відбиття її ротором не рахуються самостійним методом звільнення прихопленої колони, за винятком деяких легких випадків прихватів. Спосіб ходіння і значення навантажень залежать від виду прихвату.

У разі прихвату під дією перепаду тиску необхідно виробляти ходіння за допомогою талевої системи і відбиття ротором при максимально допустимих для цих умов навантаженнях і числах обертів. Якщо протягом 30 хв інтенсивного ходіння інструмент звільнити не вдалося, необхідно понизити навантаження до значення, що не перевищує 15 % ваги вільної частини інструменту, щоб не допустити поширення зони прихвату вгору по стволу. Ходіння має бути безперервним.

При звільненні інструменту, прихопленого внаслідок сальникоутворення, ходіння ведеться так, щоб не допустити ущільнення сальника надмірною посадкою і особливо натяжкою колони труб або гіdraulічним тиском при інтенсивному відновленні циркуляції. Натяжка при ходінні не повинна перевищувати 100 кН (за умови неперевищення тиску при промиванні). Якщо колона труб рухається в обмежених межах, бурильник зобов'язаний провернути її ротором і продовжувати обертання на першій швидкості, а також спробувати відновити циркуляцію і промити свердловину. Подальші роботи повинні проводитися під керівництвом бурового майстра і майстра або інженера по складних роботах.

В процесі ходіння необхідно підтримувати колону труб в такому положенні, при якому її увесь час можна було б спускати вниз до відновлення нормальної ваги. Циркуляцію слід викликати тільки в тому місці, де інструмент рухається вільно; при необхідності слід поступово збільшувати подачу насоса без різкого збільшення тиску. Під час промивання необхідно стежити за свідченнями манометра на насосі і вагою колони труб по індикатору. Падіння ваги нижче нормального свідчить про за-пресовці сальника при відновленні циркуляції.

Якщо прихват труб стався внаслідок обвалоутворення, осідання шламу, обвалинівача або заклинювання в жолобі, звільнити їх ходінням не вдасться. Тому в цих

випадках колону труб необхідно ходити з навантаженнями, що не перевищують вагу її вільної частини.

При ходінні слід строго керуватися щільнісними характеристиками бурильних труб. В окремих випадках допускається ходити колону труб із забезпеченням запасу міцності 1,3, але при цьому необхідно ретельно перевірити індикатор ваги, струмову систему, підйомні механізми, гальмівну систему, вишку, фундамент.

### 3.3 Установка рідинних ванн

Необхідність установки ванни визначається на основі ретельного вивчення характеру прихвату, встановлення імовірнісних причин його виникнення з урахуванням вибору способу ліквідації прихвату по методах, викладених в розділі 3.1.

Застосування ванн як способу ліквідації прихвату – найбільш поширений і дієвий метод. Проте нерідко він виявляється безрезультатним внаслідок того, що:

- при виборі методу ліквідації прихвату не враховують вірогідні причини його виникнення;
- не дотримують визначену, технологічно необхідну і достатню послідовність виробництва робіт;
- виробляється зі значною затримкою в часі після виникнення прихвату;
- вибраний об'єм агента недостатній для повного перекриття зони прихвату, зниження перепаду тиску і виробництва необхідного циклу робіт;
- не приймають заходи, застережливі мимовільне переміщення агентів ванни із зони прихвату і їх змішення з буровим розчином у свердловині, а також флокуляцію часток обважнювача і випадання його в осад;
- агент вибирають без урахування фізико-механічних властивостей і фізико-хімічної активності в певних геологіко-технічних умовах.

Коли інструмент, знаходячись в інтервалах, представлених проникними відкладеннями, виявляється без руху і стикається із стінкою свердловини, він починає вдавлюватися в глинисту кірку і витісняти з-під себе глинистий розчин і нещільні шари кірки. Глибина впровадження інструменту в кірку залежатиме від значення

початкових притискуючих сил і від часу нерухомого контакту. У міру перекриття окремих каналів в кірці, через які рідка фаза з розчину фільтрується в проникний пласт, інструмент переймає на себе дію перепаду тиску і під його впливом "прилипає" до стінки свердловини. Чим вище проникність глинистої кірки і породи, тим швидше протікає цей процес, для завершення якого вимагається певний час. Цим, зокрема, пояснюється той факт, що прихвати швидше відбуваються у свіжорозкритих інтервалах проникних пластів, де глиниста кірка не устить ущільнитися і має високу проникність.

Як агенти ванни можуть бути використані нафта, вода, кислоти, луги і інші продукти. Проте найбільш поширеним і ефективним агентом є нафта, у зв'язку з чим методику установки рідинних ванн доцільно показати на прикладі застосування нафти.

Метод установки нафтових ванн найбільш ефективний при ліквідації прихватів, що сталися в інтервалах проникних порід, викликаних дією перепаду тиску, і не рекомендується при ліквідації прихватів, що сталися внаслідок заклиновання труб сторонніми предметами або гірською породою, що обрушилася, у виробленнях жолобів, в звужений частині ствола свердловини або в порушеній обсадній колоні.

Нафтова ванна має бути встановлена відразу ж після виникнення прихвату. Перед установкою ванни необхідно визначити верхню межу прихвату по пружному подовженню колони або за допомогою спеціальної апаратури. Перед установкою нафтової ванни слід перевірити стан противовибросового гирлового устаткування, насосного господарства і циркуляційної системи; помічені недоліки усунути і підготувати устаткування і вишку до роботи в аварійних умовах; підготувати необхідні засоби пожежогасінні, очистити територію навколо бурової від вогнищ можливого займання. Перевірити кількість і якість запасного бурового розчину, у разі потреби поповнити запас.

Для попередження проявів і відокремлення гирлового обв'язування від дії надлишкового тиску в колоні труб необхідно встановити під заливальною голівкою зворотний хліпак. Зворотний хліпак і заливальна голівка мають бути опресовані на тиск, в 1,5 разу що перевищує максимальне очікуване при установці ванни.

Для установки ванни рекомендується використовувати безводу високорухливу малопарафіністу нафту малої щільності. Для підвищення поверхневої активності в ній додаються ПАР (дисольван, сульфонол, НЧК ОП- 10) 1-2 % об'єми ванни, для рівномірного розподілу в нафті вони перемішуються. При розгині високопроникних пластів і виникненні прихватів для установки ванни можна використовувати окисленний петролатум або СМАД- 1. Об'єм нафти для ванни визначають з розрахунку максимального допустимого зниження перепаду тиску в зоні прихвату або перекриття нею верхньої межі на 50-100 м.

У випадках ліквідації прихватів в районах з маловивченими геологічними умовами (коли тиск пласта невідомий) або при поопередньому зниженні щільності промивальної рідини у свердловині до мінімально допустимою об'єм нафти для ванни визначається по формулі

$$Q = 0,785 (K^2 D^2 - d_{\text{вн}}^2)(H + h) + 0,785 d_{\text{вн}}^2 h,$$

де  $Q$  – об'єм нафти для ванни,  $\text{m}^3$ ;  $K$  – коефіцієнт кавернозності ствола в зоні прихвату;  $D$  – діаметр долота, м;  $d_{\text{вн}}$  – зовнішній діаметр бурильних труб, м;  $d_{\text{вн}}$  – внутрішній діаметр бурильних труб, м;  $H$  – інтервал прихопленої ділянки колони, м;  $h$  – розрахункова висота підйому нафти вище за верхню точку в бурильних трубах, м.

Після визначення об'єму нафти робиться перевірочний підрахунок гідростатичного тиску в стволі свердловини на момент максимального полегшення стовпа рідині, щоб не допустити нафто-, газоводопроявів. Гідростатичний тиск не повинен перевищувати пласт у свердловинах завглибшки до 1200 м на 10-15 %, завглибшки більше 1200 м – на 5-10 %.

Нафта в трубах і затрубному просторі розподіляється виходячи з конкретного стану свердловини і необхідної частоти відновлення циркуляції (щоб уникнути її втрати), а також загального часу дії ванни. У загальному випадку об'єм надлишкової нафти в бурильних трубах  $O$  ( $\text{u m}^3$ ) може бути визначений з вираження

$$Q = nqT$$

де  $n$  – число операцій по відновленню циркуляції;  $q$  – об'єм прокачуваної рідини за одну операцію,  $\text{m}^3$ ;  $T$  – час продавлювання нафти в затрубний простір, год.

Тоді надлишковий тиск в нагнітальній системі на гирло свердловини

$$p_n = \frac{(\rho_p - \rho_n)nqT}{10F_t},$$

де  $\rho_p$ ,  $\rho_n$  – відповідно до щільності бурового розчину і нафти;  $F_t$  – площа внутрішнього перерізу бурильних труб в зоні ванни,  $m^2$ .

Для попередження мимовільного вертикального переміщення нафти по стволу свердловини і збільшення часу дії агента ванни в зоні прихвату перед нагнітанням нафти і продавочної рідини необхідно захитати порцю буферної рідини для заповнення 150-200 м затрубного і трубного простору.

Буферна рідина готується із вживаного бурового розчину шляхом його обробки реагентами-структуроутворювачами набуття максимально можливих значень в'язкості і статичної напруги зрушення (в'язкість – по ПВ- 5, З НС за 10 хв – більше 270 міліграм/см<sup>2</sup>). Водовіддача рідини буферної пачки не повинна перевищувати водовіддачу промивальної рідини у свердловині.

У місцях змішення з буровим розчином буферна рідина не повинна викликати його коагуляцію. Як реагенти-структуроутворювачі рекомендується застосовувати: при температурі до 100 °C – крохмаль, 100-150 °C – КМЦ, більше 150 °C – метас з каустичною содою. У кожному конкретному випадку рецептура для отримання буферної рідини підбирається лабораторією промивальних рідин.

Потрібний об'єм продавочної рідини  $V_{np}$  ( $у\,м^3$ ) визначається по формулі

$$V_{np} = 0,785[d^2(L - h_n - h_b)],$$

де  $d$  – внутрішній діаметр бурильних труб, м;  $L$  – глибина свердловини від гирла до місця розташування долота, м;  $h_n$ ,  $h_b$  – відповідно висота нафти і буферної рідини в трубах, м.

Установка нафтових ванн виробляється, як правило, через заливальну голівку, що має не менше двох відведень, обладнаних триходовими кранами високого тиску. Колона бурильних труб частково розвантажується і підвішується на роторі.

Заливальна голівка обв'язується з цементуючими агрегатами двома і більше нагнітальними лініями, що окремо йдуть до неї, опресованими на необхідний тиск. Для проведення робіт по установці ванн в складних геологічних умовах або на великих глибинах (залежно від конкретної ситуації району) використовується не менше

двох цементуючих агрегатів. Крім того, в систему обв'язування вводяться два агрегати, готові у будь-який момент включитися в роботу.

Агенти ванни нагнітаються у свердловину цементуючими агрегатами в наступній послідовності: буферна рідина - нафта - буферна рідина - продавочна рідина при максимально можливій подачі агрегатів, при цьому швидкість висхідного потоку в кільцевому просторі не повинна перевищувати це значення в процесі буріння цього інтервалу.

Максимальний очікуваний тиск при установці ванни спостерігається до моменту початку виходу нафти з труб

$$p_{\max} = qL(\rho_p - \rho_n) + p,$$

де  $p$  – тиск, необхідний для подолання гідравлічних опорів при русі рідин в трубах і затрубному просторі.

Значення  $p_{\max}$  обмежується внутрішнім тиском, при якому вироблено опресовування бурильної колони на максимальний робочий тиск. При перевищенні тиску в процесі продавлювання понад максимально очікуваного необхідно зменшити швидкість закачування продавочної рідини щоб уникнути порушення герметичності і цілісності колони бурильних труб і елементів обв'язування. Після закачування продавочної рідини крани на заливальні голівці закриваються, і (залежно від причини прихвату) колона розвантажується на певну частину її ваги або залишається під натяжкою на талевій системі.

Після установки ванни колона труб розходитьсь щоб уникнути поширення зони прихвату. Періодичність профілактичних ходінь встановлюється залежно від конкретних геолого-фізичних умов, але не менше двох разів в 1 год.

До ходіння для звільнення інструменту приступають через 4-6 год дії ванни (з урахуванням конкретної ситуації).

Осьові навантаження при ходінні колони не повинні перевищувати цієї групи міцності матеріалу, що допускається для труб, а також для талевої системи і бурового устаткування.

Через кожну годину після початку ходіння перевіряється наявність сифона в трубах, і частина нафти з труб (порціями по 0,5-0,7 м<sup>3</sup>) продавлюється в затрубний

простір. Періодичність продавлювання визначається конкретними умовами у свердловині.

Після ліквідації прихвату виробляється промивання з вимивом нафти на гирло, під'їм колони труб зі свердловини з ретельною перевіркою їх якості, включаючи дефектоскопією, і наступне опрацювання ствола в ускладненому інтервалі.

Вимита зі свердловини нафта складується і може бути використана при установках наступних ванн.

Якщо протягом 12-16 год після установки ванни прихват ліквідовувати не вдалося, циркуляцію відновлюють, свердловину промивають, вирівнюють параметри бурового розчину і повторно встановлюють нафтову ванну. Число ванн визначається конкретними умовами району, проте встановлювати більш за трьох - чотирьох ванн не рекомендується.

У разі прихвату труб в карбонатних і глинистих відкладеннях необхідно як агент ванни застосовувати кислоту. Використовуються технічна соляна кислота 8-14% -ної концентрації, суміші соляної кислоти і води або нафти, а також 15-20% -ною соляною і 40% -ною плавиковою кислот, причому співвідношення компонентів суміші підбирається досвідченим шляхом виходячи з умови активної дії суміші кислот на зразки порід.

Об'єм води, необхідної для отримання 1 м<sup>3</sup> соляної кислоти необхідної концентрації, що оцінюється по щільності отриманої суміші, визначається по формулі

$$V = \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_2 - \rho_3}, \quad \text{м}^3$$

де  $\rho_1$  – щільність початкової соляної кислоти, г/см<sup>3</sup>;  $\rho_2$  – щільність кислоти необхідної концентрації, г/см<sup>3</sup>;  $\rho_3$  – щільність води, г/см<sup>3</sup>.

У табл. 3.1 приводяться щільність і відповідна їй концентрація розбавленої кислоти при температурі 15 °C.

Для зменшення шкідливого впливу кислоти на бурильні труби і устаткування слід як інгібтори корозії застосовувати (на 1 т 10% -ної соляної кислоти) 6 кг формаліну, уніколи, масла, поверхнево-активні речовини.

Таблиця 3.1 – Щільність і концентрація розбавленої соляної кислоти

Щільність, г/см <sup>3</sup>	Концентрація, %	Щільність, г/см <sup>3</sup>	Концентрація, %	Щільність, г/см <sup>3</sup>	Концентрація, %
1,030	5,15	1,070	14,17	1,110	21,91
1,035	7,15	1,075	15,16	1,115	22,85
1,040	8,16	1,080	16,15	1,20	23,82
1,045	9,16	1,085	17,13	1,25	24,78
1,050	10,17	1,090	18,11	1,30	25,75
1,055	11,18	1,095	19,06	1,35	26,70
1,060	12,19	1,10	20,01	1,40	27,66
1,065	13,19	1,105	20,97	–	–

Змішенні кислот, розбавлення їх водою, добавками інгібіторів виробляються в умовах бурової з дотриманням відповідних правил техніки безпеки.

Практика показує, що близько 80 % прихватів, що сталися під дією перепаду тиску, ліквідовується установкою нафтових ванн. Говорячи про своєчасність цієї операції, необхідно відмітити, що до ліквідації 70 % прихватів приступали через 2-20 год від початку їх виникнення, а до ліквідації інших прихватів приступали через 25-50 год (наприклад, у разі поломок бурильного інструменту). Зрозуміло, ефект дії ванни залежить від своєчасності її установки.

Інша важлива обставина – час дії агента ванни в зоні прихвату. Аналізом промислових даних (по Краснодарському краю) встановили, що 75 % прихватів ліквідовуються при дії агентів ванни протягом 4 год.

Час дії ванни, після якої інструмент звільняється, залежить також від перепаду тиску, що викликає прихват інструменту. Кореляційний зв'язок між часом дії ванни і значенням перепаду тиску, встановлена на основі статистичного методу аналізу із застосуванням теорії парної кореляції, виражається прямий

$$t = -0,21 + 0,051 \Delta p$$

з коефіцієнтом кореляції 0,915, що свідчить про тісний взаємозв'язок явищ.

Також встановили, що в більшості випадків ефективні ванни з легких нафт з добавками дісольвана до 1 %.

Як буферна рідина використовується вода, що закачується з розрахунку заповнення не менше чим 50 м висоти затрубного простору і бурильних труб.

У іншому методика установки кислотної ванни не відрізняється від установки нафтової.

У разі стійкого розрізу в зоні прихвату, або коли кодона прихоплена у відкладеннях магнієвих або натрієвих солей, слід як агент ванни використовувати воду з добавкою до 0,5 % дісольвана або, якщо дозволяють умови, перейти на кругове промивання ствола свердловини водою.

### **3.4 Використання вибухового способу для ліквідації прихватів**

Вибух при ліквідації прихвату здійснюється для:

- "струшування" інструменту;
- відгинчування колони;
- обриву труб з метою звільнити вільну частину колони.

"Струшування" доцільно проводити в тих випадках, коли пройшов незначний час від початку виникнення прихвату і коли передбачувана довжина прихопленої зони може бути перекрита загальною довжиною торпеди.

При відгинчуванні колони з використанням вибуху в більшості випадків вдається звільнити увесь інструмент або велику його частину шляхом багатократного відгинчування у поєднанні з промиванням інструменту і свердловини через роз'єдану колону труб. Обрив труб застосовується тоді, коли інші методи ліквідації аварії виявляються безуспішними або їх застосування економічно невигідно.

Роботи по торпедуванню труб і вибір зарядів торпед для різних цілей виробляються в строгій відповідності з "Інструкцією по звільненню прихопленого бурильного інструменту торпедуванням".

При "струшуванні" труб виконуються наступні операції:

- а) виробляється ходіння труб, а якщо не втрачена циркуляція, то і промивання свердловини;
- б) визначається зона прихвату;
- в) збирається торпеда заданої довжини, спускається у свердловину і встановлюється проти усієї зони прихвату або над долотом при його закліплюванні;
- г) виробляється натяг труб з максимально допустимою силою і моментом, що крутить;
- д) здійснюється вибух;
- е) колона труб піднімається (у разі потреби виробляється її ходіння).

При відгинчуванні труб необхідно:

- а) провести ходіння і, якщо не втрачена циркуляція, промити свердловину;
- б) закріпити різьбові з'єднання бурильних труб;
- в) намітити місце закота труб і розвантажити різьбове з'єднання, намічене для відгинчування, від ваги верхньої частини колони (місце закота вибирається в стійкій частині розрізу в інтервалі відсутності каверн);
- г) посадити натягнуту колону труб на трубні клини, щоб запобігти її зміщеню відносно столу ротора;
- д) прикласти до колони труб зворотний момент (проти годинникової стрілки), що обертає, рівний  $1/3$ , але не більше  $1/2$  моменту, що закручує, і застопорити колону;
- е) опустити торпеду ТДШ, встановити її в наміченому інтервалі і підірвати;
- ж) підняти зі свердловини кабель з остовом торпеди, вантажем і голівкою або утримувачем;
- з) розтопирити ротор і приступити до розгинчування труб.

При відгинчуванні послідовно виконуються наступні додаткові операції:

- а) промивається затрубний простір через роз'єднану колону труб без її підйому або, якщо не вдається відновити циркуляцію, з підйомом однієї або декількох труб;
- б) колона згинчується;
- в) знову визначається верхня межа прихвату;

г) проводяться усі операції по відгинчуванню на глибині, де приладом визначена межа прихвату;

д) після роз'єднання колони труб на новій глибині усі операції повторюються (промивання, відгинчування, визначення верхньої межі прихвату, нове відгинчування на більшій глибині) до тих пір, поки не буде звільнений увесь інструмент або велика його частина;

е) при небезпеці збільшення зони прихвату за рахунок притиснення труб під дією перепаду тиску виробляється ходіння інструменту, залишеного без руху;

ж) роботи по відгинчуванню можуть проводитися в комплексі з оббурюванням прихопленої колони труб.

Роботи по обриву труб виконуються в наступному порядку:

а) труби розходжуються, а якщо не втрачена циркуляція, то свердловину промивають;

б) визначається верхня межа прихвату;

в) торпеда збирається, спускається у свердловину і встановлюється в заданому інтервалі (бажано проти різьбового з'єднання);

г) здійснюється натяг з максимально допустимим навантаженням;

д) вибухає торпеда;

е) зі свердловини піднімаються кабель, вантаж і колона труб, іноді після попереднього ходіння і промивання.

### 3.5 Гідроімпульсний спосіб ліквідації прихватів

Гідроімпульсний спосіб (ГІС) рекомендується для ліквідації прихватів, викликаних дією перепаду тиску, заклинюванням колон у виробленнях жолобів або обламаннях породи. Необхідною умовою при цьому є знаходження нижньої частини колони бурильних труб на деякій відстані від забою свердловини, виходячи з припущення, що ліквідація прихвату труб здійснюватиметься методом збиття колони труб вниз.

Застосування ГІС за відсутності циркуляції допускається у разі, якщо припинення руху рідини викликане частковим заповненням нижньої колони труб осадом шламу.

Спосіб заснований на реалізації ефекту розвантаження колони труб різким зняттям заздалегідь створеної напруги розтягування в матеріалі труб і напруги стискування рідини, що заповнює порожнину труб.

Для створення вказаної напруги впливають на перекритий верхній кінець бурильних труб тиском рідини, що виникає в порожнині труб після заміщення бурового розчину, що знаходиться в колоні, іншою рідиною, наприклад водою. Перепад тиску, що виникає при цьому, визначається з вираження

$$\Delta p = qH(\rho_1 - \rho_2),$$

де  $H$  – глибина занурення рівня розділу рідин в колоні;  $\rho_1, \rho_2$  – відповідно щільність рідини в затрубному просторі і трубах.

Перепад тиску, діючи на верхній закритий кінець бурильних труб, створює розтягуюче навантаження і відповідно розтягуючу напругу матеріалу труб. При різкому знятті виниклої напруги у свердловині стануться наступні процеси:

- а) просування колони у бік забою;
- б) зниження тиску в трубах і затрубному просторі і, як наслідок, перетікання бурового розчину із затрубного простору в труби зі значною початковою швидкістю, що призводить до ерозії фільтраційної кірки і опадів;
- в) короткочасне зниження перепаду тиску в зоні прихвату внаслідок пониження рівня рідини в затрубному просторі свердловини.

З допомогою ГІС прихват може бути ліквідований за один імпульс за умови, що робота виконуватиметься не пізніше ніж через 24 год після виникнення прихвату. Довжина неприхопленої частини колони труб складає 1500 м і більше, а прихопленою – менше 50 м. При цьому надлишковий тиск в порожнині колони труб складає не менше 7 МПа на 1000 м труб.

При відступі від передбачених умов для ліквідації прихвату вимагається виконати декілька імпульсів. Якщо при цьому 10 послідовно створених імпульсів не дали позитивного результату, то подальші роботи слід проводити тільки після установки рідинних ванн.

За відсутності позитивного ефекту через 30 послідовних імпульсів подальші роботи ГІС припиняються.

Обмеженнями до застосування ГІС являються:

- а) недостатня щільність бурового розчину у свердловині ( $\rho < 1,35 \text{ г}/\text{см}^3$ );
- б) негерметична колони труб;
- в) ускладненість ствола свердловини (осипи, обвали і тому подібне).

### 3.6 Застосування ударних пристрій

Ясс ударний – призначений для звільнення прихопленої бурильної колони додатком до неї ударних навантажень при ходінні. У табл. 3.2 приведена технічна характеристика яссів.

Ясс ударний (рис. 3.2) складається з корпусу і шпинделя. Корпус скомпонований з переводника 1, двох кожухів 3, муфти сполучної 5 і нижньої муфти 8, в якій поміщені манжети, що самоущільнюються 9.

Шпиндель складається з квадратної штанги 4, голівки 6 і направляючої труби 7. На верхній кінець квадратної штанги навернена воронка 2 для напряму вантажу ДТШ. Двометровий вільний хід ясу запобігає поширенню над ним прихвату.

При ходінні колони бурильних труб в ясах ЯУ- 235 і ЯУ- 215 ударів зверху вниз наносяться сполучною муфтою корпусу по верхньому торцю голівки, а удари від низу до верху – по нижньому торцю голівки нижньою муфтою корпусу ясу. У ясах ЯУ- 190 і ЯУ- 170 ударів зверху вниз здійснюються по кільцевому виступу направляючої труби, а від низу до верху – по нижньому торцю голівки нижньою муфтою. При обертанні інструменту момент, що крутить, передається прихопленій колоні через сполучну муфту і квадратну штангу.

Ясс ударно-вібраціонний призначений для звільнення прихопленої колони бурильних труб осьовими ударами, спрямованими зверху вниз, або ж шляхом створення вібрацій в колоні обертанням бурильних труб під натягненням. Ясс ударно-вібраціонний (рис. 3.3) складається з корпусу і шпиндельної частини.

Таблиця 3.2 – Технічна характеристика яссів

Позначення	Зовнішній діаметр корпусу, мм	Діаметр каналу шпинделля, мм	Довжина вільного ходу яс- су, мм	Приєднувальні різьблення		Довжина, мм	Загальна маса, кг
				верхнього кінця	нижнього кінця		
ЯУ- 235	235	75	2000	3-171	3-147	7200	1220
ЯУ- 215	215	75	2000	3-171	3-147	7200	1185
ЯУ- 190	190	75	2000	3-147	3-147	6600	1040
ЯУ- 170	170	75	2000	3-147	3-147	6550	770

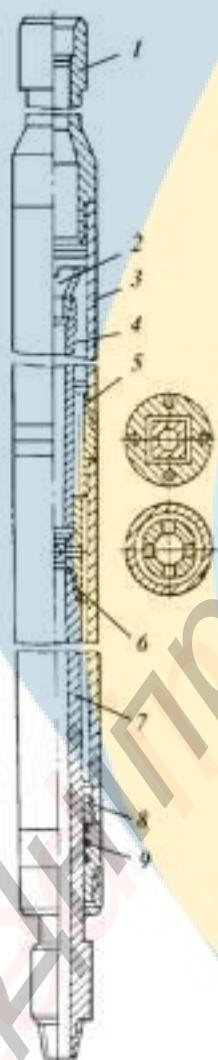


Рисунок 3.2 – Ясс ударний

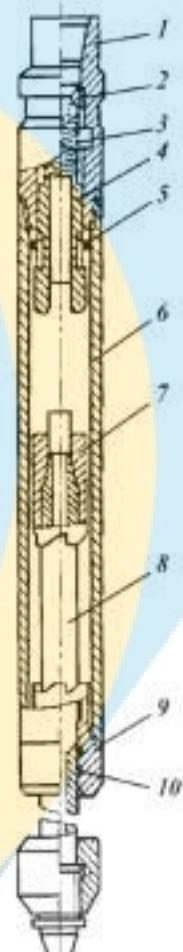


Рисунок 3.3 – Ясс ударно-вібраціонний

Корпус з'єднується з колоною бурильних труб при спуску у свердловину за допомогою переводника 1 і служить для завдання ударів ударником 9, а також для створення вібрації при обертанні інструменту під натягненням за допомогою похиліх кулачків ударника. У переводнику змонтовані кільце 2, пружина 3, муфта відбійна 4 з квадратним перерізом направляючої хвостової частини. Подовжене переміщення відбійної муфти обмежується двома гвинтами 5, розташованими в нижній частині переводника. Переводник і ударник сполучені кожухом 6. Шпиндельна частина служить для захвату вільного кінця прихопленої колони за допомогою ніпельного кінця або наверненого на нього ловильного інструменту (мітчика, дзвону, сідла, калібу і так далі) і складається з шпинделя 8 і закріплених на нім голівки 7 і ковадла 10. Голівка має на одному торці пряма, а на іншому похилі куркульки. Для виключення можливого самовідгинчування голівки при лівому обертанні інструменту вона з'єднується штифтом з шпинделем. Ущільнення проміжків між корпусом і шпинделем досягається гумовими манжетами У-образними.

Ясс спускається у свердловину на бурильних трубах. Досягши ясом прихопленої частини колони його шпиндель упирається в торець колони, і при подальшому опусканні ясс вибирає свій вільний хід. Наступне обертання бурильної колони викликає під дією пружини зачеплення кулачків відбійної муфти з куркульками голівки, після чого обертання колони передається шпинделю, що сприяє захвату кінця прихопленої колони. Переконавшись в надійному з'єднанні з прихопленою колоною труб (за свідченнями манометра і індикатора ваги), приступають до звільнення інструменту завданням ударів ударником по ковадлу. Ударі створюються частковою вагою інструменту при ходінні або створенні вібраційного навантаження при обертанні колони під натягненням. Характеристика ударно-вібраціонних яссів приведена в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Технічна характеристика ударно-вібраціонних яссів

Позначення	Зовнішній діаметр корпусу, мм	Діаметр каналу шпинделля, мм	Довжина вільного ходу яссу, мм	Приєднувальні різьблення		Довжина, мм	Загальна маса, кг
				верхнього кінця	нижнього кінця		
ЯУВ-235	235	75	2000	3-147	3-147	3890	795
ЯУВ-215	215	75	2000	3-147	3-147	3750	675
ЯУВ-190	190	75	2000	3-147	3-121	3670	515
ЯУВ-170	170	75	3000	3-121	3-121	4560	470
ЯУВ-127	127	40	3000	3-101	3-101	4380	260

### 3.7 Гіdraulічні пристрой

До гідромеханічних пристройів ударної дії належать гіdraulічні ясси відкритого типу ЯГ-146, ЯГ-95, що випускаються серійно з комплектами випробувачів пластів КП2М-146 і КП2М-95, і ясси закритого типу ЯГЗ-146, ЯГЗ-127, розроблені в СевКавНДПНафти. Принцип роботи цих яссів полягає в передачі прихопленої частини колони осьових ударних навантажень, спрямованих вгору. Для удару використовується енергія деформації, накопичена при розтягуванні вільної частини колони бурильних труб.

#### Технічна характеристика яссів відкритого типу

Позначення	ЯГ-146	ЯГ1-146	ЯГ-95
Зовнішній діаметр, мм	146	146	95
Довжина в розтягнутому положенні, мм	1608	1230	1270
Вільний хід, мм	320	220	330
Гіdraulічно не урівноважена площа, см <sup>2</sup>	96	58	38
Кінцеві різьблення	3-121	3-121	3-76
Маса, кг	147	128	58

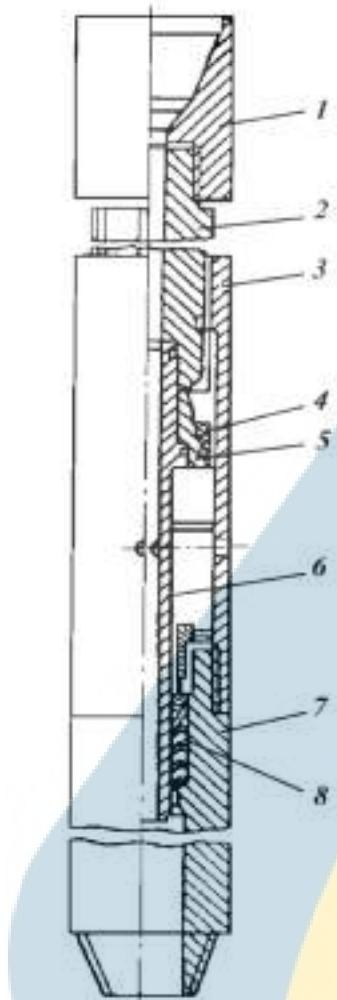


Рисунок 3.4 – Схема гідравлічного ясса відкритого типу ЯГ

На рис. 3.4 показана схема ясса ЯГ-146, що складається з корпусу 3, усередині якого розміщений вантажний шток 2, що знаходиться в постійному шпіцьовому зачепленні з корпусом нижнього штока 6, проходить через двостороннє ущільнення манжета 8. Між виступами штоків 2 і 8 встановлені сідло 5 і гумова втулка ущільнювача 4. Згори на вантажний шток 2 нагвинчує переводник 1, а знизу в корпус 3 – переводник 7. При передачі розтягуючого навантаження рухливі деталі переміщаються вгору, а гумова втулка 4 щільно сідає на корпус ущільнювача сідла 5, завдяки чому утворюється замкнута атмосферна камера між ущільнювальними манжетами 8 і конусом. З цієї миті деталі можуть переміщатися вгору за умови додатка розтягуючої сили, більшої, ніж твір гідравлічно не урівноваженої площини на гідростатичний тиск стовпа бурового розчину, що заповнює свердловину. Ця сила для ясов ЯГ- 146, ЯГ1- 146 і ЯГ- 95 складає відповідно до  $9,6 \cdot 10^4$ ;  $5,8 \cdot 10^4$  і  $3,8 \cdot 10^4$  Н на 10 МПа гідростатичного тиску.

При натягненні колони бурильних труб, що перевищує силу, необхідну для розтягування ясса, шток ясса починає переміщатися вгору відносно корпусу. В мить, коли гумова втулка виявиться вище за радіальні отвори в корпусі, тиск під гумовою втулкою стане рівним гідростатичному, тому опір руху зникне і рухливі деталі під дією енергії пружного розтягування колони бурильних труб різко перемістяться вгору, завдаючи удару по потовщеній верхній частині корпусу в напрямі від низу до верху. Якщо при цьому прихоплена частина інструменту не звільнилася, то ясс стискують повторно з наступним натягненням колони труб.

Таким чином, ясс забезпечує створення серії ударів, значення яких, за інших рівних умов, залежить від натягнення і жорсткості колони бурильних труб і може в 3-4 рази перевищувати сили розтягування. Наприклад, при швидкості підйому 22 см/с сила удару може досягати 20-40 тс.

В деяких випадках максимальна розтягуюча сила, що передається на ясс, може бути обмежена міцністю бурильних труб, що скорочує сферу застосування ясса на глибині свердловини 3-4 тис. м.

Основний недолік гіdraulічних яссів відкритого типу полягає в тому, що гальмівна камера сполучається із затрубним простором і заповнена буровим розчином, що поступає зі свердловини. Внаслідок цього ефективність роботи таких пристрій істотно залежить від значення гідростатичного тиску в зонах їх установки і від якості бурового розчину.

Ясси закритого типу ефективніші, оскільки гальмівна камера у них заповнена в'язким маслом і герметично ізольована від зовнішнього середовища. Завдяки цьому виключається заклиновання штока шламом, а значення навантаження, що створюється в ясі, не залежить від гідростатичного тиску у свердловині. Крім того, заповнення гальмівної камери маслом різної в'язкості дає можливість вибирати необхідне значення удару.

Ці особливості конструкції і принципу дії розширяють межі роботи ясса по тиску у свердловині і сприяють збільшенню надійності його роботи.

#### Технічна характеристика яссів закритого типу

Позначення	ЯГЗ- 146	ЯГЗ- 127
Зовнішній діаметр, мм	146	127
Довжина, мм	1730	1730
Робочий хід, мм	220	220
Допустиме розтягуюче навантаження, тс	70	50
Допустиме стискаюче навантаження, тс	28	20
Максимальна температура, °С	200	200
Максимальний перепад тиску, що утримується ущільненнями, МПа	45	45
Розмір кінцевих різьб	3-121	3-101
Маса, кг	135	119

На рис. 3.5 приведена схема ясса закритого типу ЯГЗ-127, корпус якого складається з переводника 1, кожуха 8 і переводника 10, сполучених на металевих резьбах. У корпусі розміщені порожнисті штоки 3, 4, 9, поршень 6, гайка 7 і гіdraulічний опір, що складається з корпусу 5, має стержневу систему лабіrintових проміжків і зворотний хліпак.

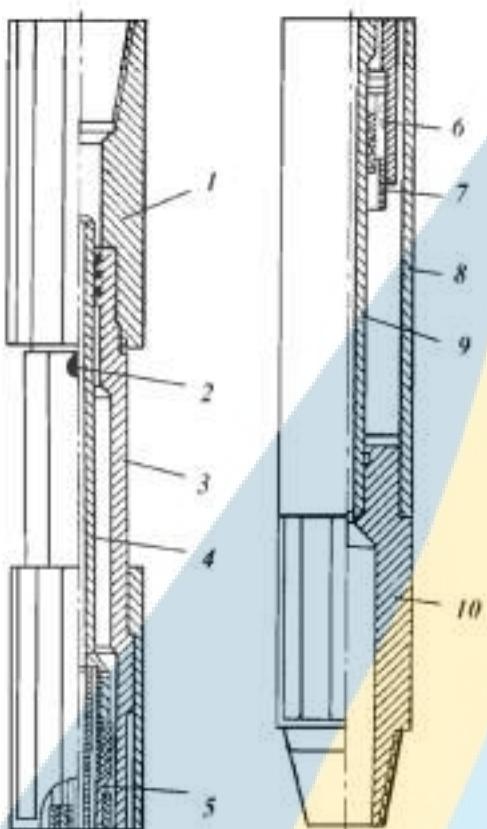


Рисунок 3.5 – Схема гідравлічного яссу закритого типу (ЯГЗ)

на надпоршневого простору в підпоршневе без опору завдяки наявності зворотного хлипака в системі гідравлічного опору.

Ясс спрацьовує під дією натягнення колони бурильних труб, при цьому шток 3 переміщується вгору, а масло перетікає по лабіріントовому проміжку корпусу 5.

В результаті значного гідравлічного опору перетіканню гальмівної рідини нижня частина колони бурильних труб переміщується повільніше верхньою, яка розтягується, накопичуючи пружну енергію деформації розтягування.

### **Висновки за розділом**

У цьому розділі розглянуті підходи до вибір способу ліквідації прихватів. Детально проаналізовані найбільш вживані способи ліквідації прихватів: ходіння прихопленої колони, установка рідинних ванн, використання вибухового способу для ліквідації прихватів, гідроімпульсний спосіб ліквідації прихватів, застосування ударних і гідравлічних пристрій.

## **4 ЛОВИЛЬНІ РОБОТИ У СВЕРДЛОВИНАХ**

Під ловильними роботами розуміють сукупність операцій, необхідних для звільнення ствола свердловини від сторонніх предметів для відновлення буріння. До цих операцій належать: звільнення прихоплених труб або УБТ, витягнання зі свердловини обрваних або залишених з інших причин труб, видалення уламків і сторонніх предметів зі свердловини, обрваних або прихоплених шматків кабелю, троса або дроту.

Потреба в ловильних роботах виникає в кожній п'ятій свердловині, що буриться, і в чотирьох з п'яти ремонтованих. Оскільки вартість ловильних робіт (з урахуванням вартості експлуатації бурового устаткування) може бути дуже значною, підхід до них має бути зваженим. Техніка і технологія цих робіт удосконалювалися роками і дозволяють ліквідовувати практично будь-яку аварію у свердловині. Проте в деяких випадках вартість робіт може виявитися дуже великою, тому свердловину доводиться ліквідовувати. Часто існує декілька способів ліквідації аварії, один з яких є оптимальним.

Складання плану – дуже важливий етап при проведенні ловильних робіт, від якого багато в чому залежить їх вартість. План слід обговорити з усіма, хто бере участь в роботах : з фахівцями з ловильних робіт або з керівниками цих робіт, з людьми, що відповідають за стан бурового розчину, з буровою бригадою, з фахівцями з робіт електрометрії.

Рішення про проведення ловильних робіт при ліквідації аварії має бути економічно обґрунтоване. Очевидно, що в дрібних свердловинах з невеликою тривалістю циклу будівництва і невисокою вартістю залишених у свердловині труб і інструментів економічно виправдані тільки найдешевші ловильні роботи. Коли ж на будівництво свердловини витрачені великі засоби, і потрібно витягнути інструмент великої вартості, то економічно доцільно виконати ловильні роботи.

Приймати рішення про ліквідацію аварії потрібно з урахуванням як наукових досягнень, так і практичного досвіду.

Існують основні правила при проведенні ловильних робіт. Будь-який спуск інструменту у свердловину повинен передбачати витягання чого-небудь зі свердловини або поліпшення існуючої ситуації. Неодружені рейси коштують грошей і, крім того, завжди можуть виникнути додаткові ускладнення в процесі спуску-підйому.

Необхідно складати ескізи, і обов'язково з розмірами на усі інструменти і снаряди, що спускаються у свердловину. Представники організацій, що веде основні роботи на свердловині, зобов'язані робити виміри і замальовки. Якщо планується спуск у свердловину великогабаритного або нестандартного інструменту або компонування, слід розробити план витягання цього інструменту або компонування у разі прихвату або зламу.

Ретельна реєстрація розмірів усіх інструментів, що спускаються у свердловину, – одна з необхідних умов попередження дорожчання ловильних робіт.

Для підстраховання від прихватів до складу ловильної колони слід включати яssi. Цей захід потрібний і вправданий як з технологічної, так і з економічної точки зору, коли існує реальна загроза прихвату інструментів, що спускаються, і компонувань.

Перш ніж приступити до ловильних робіт, потрібно довести до необхідних значень параметри бурового розчину і інших використовуваних рідин. Може виникнути необхідність спустити долото, щоб підготувати ствол свердловини і вимити осад з "голови" об'єкту ловильних робіт. Слід передбачити заходи по звільненню ловильних інструментів, якщо вони виявляться прихопленими або не вдається звичайними методами від'єднати їх від невитягуваних об'єктів ловильних робіт. Потрібно переконатися, що ловильні інструменти добре працюють на поверхні і відповідають по розмірах об'єктам ловильних робіт. Якщо ці умови не виконуються на поверхні, важко розраховувати на успіх у свердловині.

Зондування, що дозволяє заміряти інтенсивність прихвату і протяжність зони прихвату, може надати істотну допомогу при виборі способу ліквідації аварії. Зондування засноване на збудженні коливань в прихопленій колоні з одночасною фіксацією їх інтенсивності що приймає і записує пристроями. У інтервалах прихвату коливання гасяться пропорційно його інтенсивності. Свердловинні прилади калібр-

руються у свідомо неприхопленій трубі. Звичайно це нижня частина верхньої труби в колоні.

На рис. 4.1 показана діаграма інтенсивності прихвату, виражена у відсотках загасання сигналу. Діаграма дає повну картину усіх інтервалів прихвату і можливих зон ускладнень. Ця інформація може бути дуже корисній при оцінці ситуації і визначенні напряму робіт : відбиття Яссами, оббурювання або забурювання нового ствола свердловини. Зондування можна проводити в бурильних, обсадних і насосно-компресорних трубах.

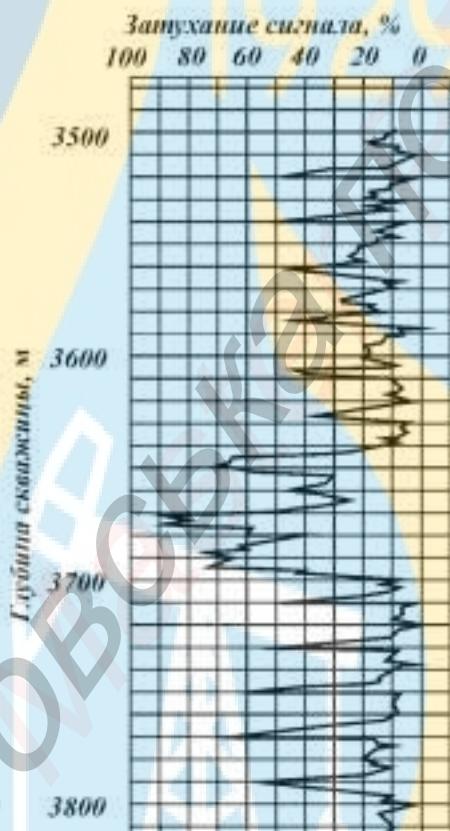


Рисунок 4.1 – Діаграма інтенсивності прихвату

#### **4.1 Від'єднання неприхопленої частини колони труб**

Після визначення місця прихвату колони труб нерідко від'єднують і піднімають її неприхоплену частину, щоб можна було спустити інструменти, призначені для ліквідації прихвату, такі як ясси або обурочні пристосування.

Найбільш прийнятними методами від'єднання неприхопленої частини колони можна вважати такі.

1. Відгвинчування. У вираному різьбовому з'єднанні над зоною прихвату розгинчують труби з використанням детонуючого шнура, що спускається на кабелі.

2. Хімічне різання. На кабелі спускають снаряд, який по команді згори викидає хімічний реагент (фторид галогену), що утворює ряд отворів в тілі труби. Міцність труби зменшується в тому місці настільки, що при незначному натягненні відбувається обрив в ослабленому місці.

3. Кумулятивне (струминне) різання. На кабелі спускають кумулятивну торпеду кільцевої дії.

4. Механічне різання. Для різання використовують різці, що закріплені в інструменті, спускаються в прихоплену колону на трубах меншого діаметру. Такий інструмент називають внутрішніми труборізками. Але труби можна різати і зовнішньою труборізкою, що спускається разом з обурочними трубами. У такий спосіб відрізують шматки невеликої довжини, що оббурюють. Внутрішні труборізки значною мірою витиснені хімічними і кільцевими кумулятивними торпедами, тому що їх можна спускати на кабелі, а для спуску труборізки потрібна колона труб або глибинно-насосних штанг, що пов'язано з додатковими витратами часу і засобів. Оскільки найістотніша стаття витрат - вартість експлуатації бурового устаткування, яка пропорційна часу його знаходження на свердловині, в більшості випадків від'єднання за допомогою торпед, що спускаються на кабелі, економічно вигідніше.

У 50-х роках бурильні труби відрізували зазвичай механічними труборізками. Але потім з'явилися способи, що дозволяють спускати різальний інструмент на кабелі, і більшість операцій стали виконувати цими способами. Це дозволило різко скоротити терміни операцій.

Один з новітніх способів – піротехнічний невибуховий метод, при якому інструмент діє як полум'яний різак для миттєвого різання і перфорації виробів із сталі, включаючи труби. Нині його застосування обмежене, але очікується, що він набуде ширшого поширення.

Спосіб від'єднання неприхопленої частини колони слід вибирати з урахуванням подальших робіт. Якщо ловильний інструмент повинен з'єднуватися з "головою", залишеною у свердловині колони за допомогою різьблення, то потрібно застосовувати відгинчування, оскільки тільки при цьому методі на "голові" може зберегтися різьблення.

При будь-якому способі від'єднання необхідно дотримувати наступну умову: над зоною прихвату доцільно залишати ділянку неприхопленої колони труб, довжина якого забезпечує надійний захват ловильними інструментами, необхідний для створення відповідного натягнення ловильної колони. Зазвичай вважають, що для цього досить мати від половини до двох вільних труб над зоною прихвату. При визначенні довжини вільної ділянки потрібно враховувати характер і умови проведення операцій, що йдуть безпосередньо за від'єднанням.

Наприклад, якщо в обсадженному стволі має відбутися оббурювання і за планом робіт не вимагається ніяких згинчень по різьбленню, то цілком логічно відрізувати колону вище за зону прихвату на довжину в півтруби. А коли треба провести відгинчування бурильної колони, щоб приступити до устаткування, то залишають цілу вільну трубу, якщо є вірогідність утворення осаду. Деякі фахівці вважають за краще мати в запасі додаткове різьбове з'єднання на випадок, якщо у верхньої труби різьблення буде пошкоджено при відгинчуванні колони. Ніколи не слід залишати труб більше, ніж вимагається, оскільки при оббурюванні це ускладнить роботу. При відбитті яссом зайні труби пом'якшують удари, знижуючи ефективність робіт.

### **Відгинчування**

При відгинчуванні закручуванням вліво створюють крутний момент в колоні труб і у вибраному інтервалі висаджують в повітря торпеду з детонуючого шнуря, щоб за рахунок струшування розкіплювати різьбове з'єднання.

Відгвинчування – найпопулярніший метод від'єднання неприхопленої частини колони труб, особливо бурильних, оскільки тільки цей метод залишає у свердловині різьбове з'єднання на "голові" прихоплених труб, даючи можливість знову з'єднатися за допомогою різьблення з прихопленими трубами після спуску ловильної колони, включаючої яssi. При витяганні бурильних труб це особливо важливо, оскільки відпадає необхідність спуску інструментів із захватом, таких як овершоти.

Щоб уникнути випадкового відгвинчування в не передбаченому планом різьбовому з'єднанні, необхідно спочатку докріпити різьблення. Це досягається при закручуванні колони труб право з наступним ходінням при підтримці моменту, що скручує. Порівнявши число оборотів при закручуванні колони з числом оборотів, на яке колона розкручується вліво після виключення стопора ротора або ключа, можна оцінити міру докріплення різьбових з'єднань. Не перевищуючи допустимих значень моменту, що круить, цю процедуру повторюють до тих пір, поки докріплення різьб не припиниться.

Після докріплення різьб створюють крутний момент "вліво". Його також слід передавати вниз по колоні, для чого колону ходять, підтримуючи момент. Цей прийом сприяє більш рівномірному розподілу напруги крученння по довжині колони і гарантує наявність моменту в точці відгвинчування.

Теоретично у момент вибуху труби в точці відгвинчування не повинні випробовувати ні розтягуючих, ні стискаючих осьових навантажень. Оскільки це умову виконати дуже важко, рекомендується злегка натягнути труби в цій точці. При розрахунках оперують вагою труб в повітрі, тому що прихват виключає дію виштовхуючої архімедівської сили. Проте в мить, коли труби починають вільно обертатися, оголюється плоска горизонтальна поверхня на їх нижньому торці, яка забезпечує можливість додатка цієї сили. Вона залежить від площи поперечного перерізу по металу в різьбовому з'єднанні, щільності бурового розчину і глибини.

Торпеда вибухає в трубах, схильних до дії розтягуючого зусилля і крутого моменту. В результаті струшування найближче до торпеди різьбове з'єднання розріплюється і розташована вище колона труб починає обертатися вліво, розгинчuwavши з'єднання. Зазвичай рекомендується вручну закінчити розгинчування, після чого можна приступити до підйому відгинченої частини колони.

Коли геофізичній службі подається заявка на проведення відгинчування з використанням торпеди з детонуючого шнура, в ній мають бути вказаній розмір і товщина стінки труб, приблизна глибина покрівлі зони прихвату, температура і щільність бурового розчину іншої рідини, що заповнює свердловину. На основі цієї інформації вибираються потужність заряду і тип детонуючого шнура.

Шнурові торпеди використовуються і для інших цілей, з числа яких можна відмітити наступні:

- звільнення прихоплених пакерів або ловильних інструментів; струшування УБТ;
- вибивання бурильних колон з вироблень жолобів в твердих породах.

Коли труби забиті і неможливо або недоцільно їх очищати, щоб пропустити шнурову торпеду всередину колони, має сенс спустити торпеду в затрубний простір. Зазвичай цю роботу починають з того, що спускають шнурову торпеду в труби до забитого місця, відгинчують і піднімають незабиті трубы. Потім для з'єднання з трубами, що залишилися у свердловині, спускають переводник з бічним отвором (рис. 4.2). З'єднавши його з "головою" прихоплених труб, спускають всередину ловильної колони шнурову торпеду, яка, дійшовши до перевідника, вислизає через бічний отвір в затрубний простір. Щоб забезпечити спуск торпеди по затрубному простору з обмеженими проміжками, в її компонування включають сполучну голівку малого діаметру і гнучкі сплюснуті вантажі. Відгинчування проводять так само, як і при струшуванні зсередини, тобто злегка натягнувши і закрутivши колону вліво. У деяких районах переводник з бічним отвором називають похилим переводником.

Рисунок 4.2 – Перевідник з бічним отвором



### Хімічне різання

Це новий метод різання труб у свердловині. Нині така операція виконується багатьма підприємствами, що здійснюють роботи електрометрій у свердловинах. Різання інструментом, що спускається на кабелі, вимагає менше часу і тому обходить-

ся дешевше. Велика перевага хімічного різання – рівний зріз без здуття труби, що розриває, без задирок і грату. Не вимагається ніякої обробки місця зрізу, можна відразу спускати труболовку або овершот.

Хімічна торпеда-труборізка має довгастий корпус з розташованими по кругу струминними насадками, призначеними для викиду хімічних реагентів. У корпусі розташований пристрій, що забезпечує викид розігрітих хімічних реагентів. Пристрій спрацьовує по сигналу, що передається згори по кабелю, і виштовхує реагенти (трифтогенічний бром або інші фториди галогенів) в камеру-реактор, де вони розігриваються, і далі через насадки спрямовуються до внутрішньої поверхні відрізуваної труби. Для попередження сплутування кабелю труборізка фіксується нерухомо в трубі якірним вузлом, що спрацьовує при підвищенні тиску.

Дію хімічної труборізки можна розглядати як кругову перфорацію в одній площині. При взаємодії реагентів з металом труби утворюються солі, які не шкодять обсадній колоні, що знаходиться поруч, вони нетоксичні і швидко розходяться за усім обсягом рідини, що знаходиться у свердловині.

Хімічні труборізки ефективно працюють тільки при заглибленні під рівень рідини не менше чим на 30 м. Рідина має бути чистою і не містити наповнювачів для боротьби з поглинаннями. Є досвід успішного застосування хімічної труборізки при гідростатичному тиску 127,5 МПа і температурі 232 °С. Нині іноземні фірми розташовують труборізками практично для усіх розмірів бурильних і насосно-компресорних труб, а також для більшості з найбільш поширених розмірів обсадних труб. Цей спосіб безпечніший для бурової бригади, оскільки немає необхідності закручувати колону труб, як це робиться при відгинчуванні.

### **Кумулятивне різання**

Кумулятивна торпеда-труборізка спускається у свердловину на кабелі і має заряд з пластичного ВВ у формі параболоїда, що підбирається відповідно до типу і розміром відрізуваних труб. При кумулятивному різанні труба в місці розрізу роздувається, і потрібно видалити роздуту ділянку, щоб він не заважав при захваті овершотом або труболовкою. Зазвичай для цього не вимагається додаткового спуску-

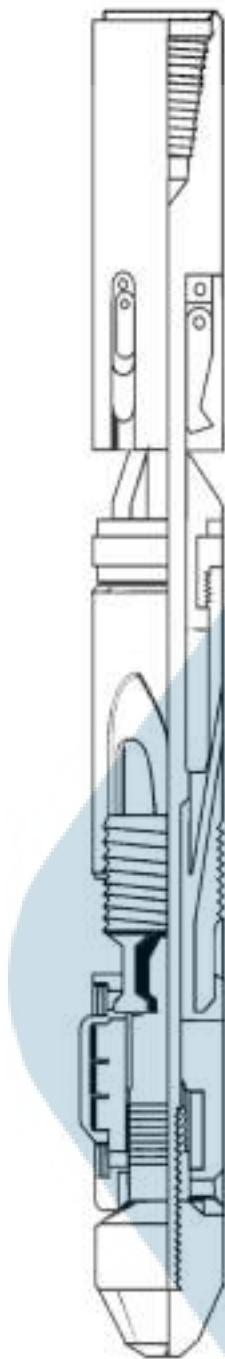


Рисунок 4.3 – Механічна внутрішня труборізка

підйому. Кільцевий фрезер спускають разом з овершотом, зрівнюють роздуту ділянку труби і захоплюють її овершотом.

Кумулятивні труборізки часто застосовують при ліквідації свердловин, а також коли низький рівень рідини у свердловині, висока щільність її або економічні чинникироблять недоцільним застосування хімічної труборізки. Слідує, проте, мати на увазі, що існує вірогідність ушкодження обсадної колони, якщо вона стикається з обрізуваною трубою в перерізі розрізу.

Випускаються кумулятивні труборізки практично для усіх розмірів в НКТ, бурильних і обсадних труб. Такий же принцип дії і у спеціальних труборізок для УБТ.

#### Механічне різання

Від'єднати колону труб можна також за допомогою механічної внутрішньої труборізки, що спускається на трубах меншого діаметру або на насосних штангах. До цього методу удаються, якщо з якихось причин неможливо або недоцільно застосувати труборізку що спускається на кабелі. З точки зору витрат цей метод найменш бажаний.

Внутрішня труборізка (рис. 4.3) має порожнистий циліндричний корпус з якірним пристроєм, що ковзає по ньому, у вигляді розрізної гайки з насічкою на зовнішній поверхні. Це дозволяє фіксувати труборезку на будь-якій заданій глибині. Наявність фрикційних вузлів або пружинних ліхтарів забезпечує необхідне гальмування при її обертанні. Потім заякоривши труборізки створюють невелике стискаюче осьове навантаження. При цьому різці з транспортного положення виходять в робоче, тобто висуваються за габарити корпусу і врізаються в прихоплену трубу. При подальшому обертанні труборезка відрізує трубу.

Для попередження випадкового переведення ножів в робоче положення і їх поломки при ударах передбачені амортизуючі пружини в механізмі подачі різців. Над труборізкою слід встановлювати механічний ясс, щоб уникнути надмірних осьових навантажень, спрямованих вниз, які можуть привести до поломки різців або надмірного заглиблення їх в тіло відрізуваної труби. Для створення строго заданого осьового навантаження можна використовувати вантажі, відрегулювавши ясс на нейтральне положення.

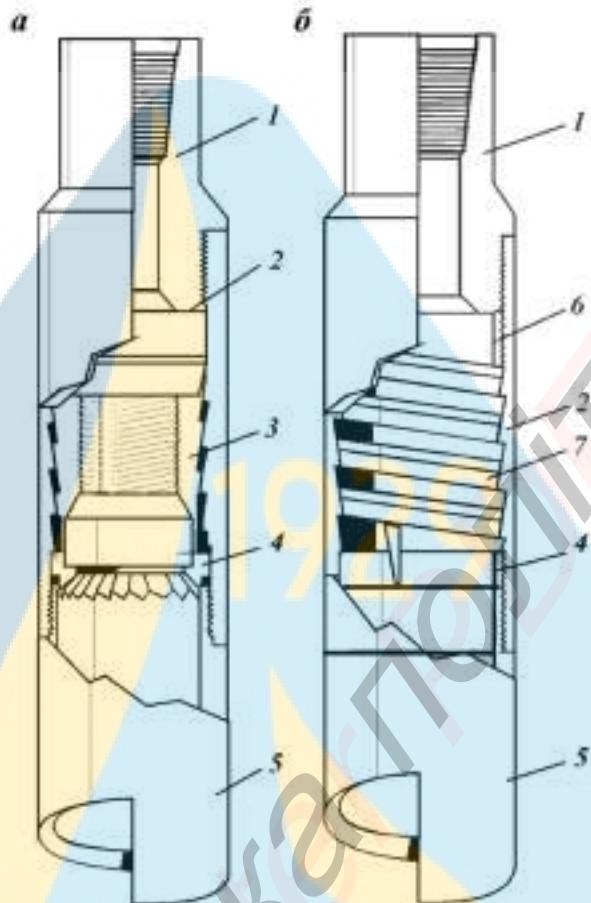
#### 4.2 Захватні інструменти

Для ловильних робіт застосовують спеціальні інструменти різних типів і призначень. Розглянемо категорію захватних інструментів для труб.

**A. Овершоти** – основний інструмент, що захоплює зовні, і, можливо, найпопулярніший з усіх ловильних інструментів. Оскільки принцип заклинивання цілісного або складеного захвату в конічній порожнині, що має спіральну (гвинтову) проточку, використовується майже в усіх випадках, то саме така конструкція і буде описана.

Більшість овершотов складаються з корпусу з конічною порожниною, верхнього переводника, направляючої воронки, цілісного захвату або комплекту клинів, кільця-обмежувача, ущільнюючого вузла і стопорного пристрою. Внутрішня порожнина овершоту виконана у вигляді конуса з гвинтовою проточкою. У цю порожнину поміщається захват, зовнішня поверхня якого має таку ж конусність, як і порожнину овершоту. Захват може бути цілісним у вигляді спіралі або роз'ємним у вигляді комплекту клинів.

На зовнішній конічній поверхні захвату робиться гвинтова проточка з таким же кроком, як у проточки на поверхні порожнини. На внутрішню поверхню захвату наноситься насічка у вигляді паралельних або таких, що перехрещуються канавок. Роз'ємний захват, яке частіше називають плашковим захватом (рис. 4.4, а), застосовується зазвичай в овершотах невеликого діаметру, а цілісний спіральний захват (рис. 4.4, б) – в овершотах великого діаметру.



1 – верхній переводник; 2 – корпус; 3 – плашковий захват; 4 – обмежувальне кільце; 5 – воронка напрямної; 6 – пакер; 7 – спіральний захват

Рисунок 4.4 – Овершот:

а – з плашковим захватом; б – із спіральним захватом

Спіральний захват іноді спровокає враження слабкої і навіть крихкої деталі, тому багато хто сумнівається в його міцності. На практиці спіральний захват забезпечує міцне з'єднання, оскільки він має гнучкість і більш рівномірно розподіляє навантаження по конусній поверхні корпусу. Більшість невдач при роботі з овершотами відбувається із-за перевантажень, внаслідок чого корпус овершоту роздувається або лопається.

Характер переміщення захвату в конусній порожнині визначається циліндричним кільцем-обмежувачем з хвостовиком або шпонкою, яка входить в зачеплення із захватом і перешкоджає його повороту, дозволяючи переміщатися тільки уздовж подовжньої осі. При русі вниз по конусній поверхні порожнини захвату зменшується

ся в діаметрі і стискує трубу, що знаходиться усередині нього, все сильніше, у міру збільшення натягнення ловильної колони. Конструкцію може бути передбачений сальниковий вузол або пакер для ущільнення простору між трубою і корпусом овершоту, що дозволяє вести промивання через прихоплену колону. Це зазвичай допомагає ліквідовувати прихват.

Якщо що підлягає витяганню колону планується ловити за муфту або за сполучний кінець бурильної труби, то особливу увагу слід приділити стопорним пристроям, що забезпечують розміщення муфти або сполучного кінця проти тієї частини захвату, яка має насічку. Якщо захват виявиться нижче, овершот обертається вільно і його неможливо буде від'єднати. Щоб зупинити овершот в потрібному місці, застосовують різні стопорні пристрої. Іноді вони виконані у вигляді товстостінних кілець, що встановлюються в порожнині корпусу над захватом; вони можуть бути поєднані з ущільнюючим вузлом або з пакером.

Овершот, який оснащений плашковим захватом і кільцевим фрезером-обмежувачем, слід застосовувати для витягання бурильних труб, якщо вони вписуються по габаритах в захват. Часто "голова" витягуваної труби має задирки, щерби-ни і інші нерівності. В цьому випадку "голову" обробляють кільцевим фрезером до розмірів, що дозволяють розмістити її усередині захвату. Якщо труба значно пошкоджена, то доцільно встановити під конусом овершоту подовжуваць з фрезером або фрезер з направляючою воронкою і обробити трубу до того місця, де вже ніщо не заважає нормальному розміщенню захвату. Ці подовжувачі і воронки армуються зсередини карбідом вольфраму і здатні зрізати значну масу металу.

Овершот неважко пристосувати майже для усіх видів ловильних робіт. Якщо над овершотом встановити як подовжувач трубу збільшеного діаметру, які зазвичай використовуються при оббурюванні, то можна захопити муфту набагато нижче за "голову" витягуваних труб. Такий прийом часто рекомендують, коли "голова" представлена муфтою або сполучним кінцем з великими ушкодженнями, внаслідок чого надійно захопити їх не можна.

При спробах витягнути прихоплені труби захват овершоту заклиниється між трубою і корпусом овершоту.

Тому щоб від'єднати овершот від прихопленої труби, необхідно здолати сили тертя на контакті конічних поверхонь захвату і корпусу. Найчастіше це досягається збиттям корпусу вниз розташованої над ним колоною. Для цього використовують також механічний ясс, що включається в колону безпосередньо над овершотом. Перед початком збиття овершоту вниз необхідно переконатися, що гіdraulічний ясс, який теж часто включають в ловильну колону, знаходиться в закритому положенні, інакше можна пошкодити ущільнення цього ясса.

Після збиття вниз овершот провертують право з невеликим натягненням, що перевищує вагу ловильної колони. Таким чином захват виводиться із зачеплення з трубою і можна приступати до підйому овершоту. Якщо через овершот пропущений значний відрізок труби, то при підйомі може виникнути необхідність кілька разів повторювати процедуру збиття і звільнення овершоту.

При намацуванні овершотом "голови" прихопленої колони рекомендується провертати ловильну колону право при невеликих обротах. При цьому можна включити насос, щоб промити свердловину в зоні "голови" і зафіксувати момент входження її в овершот по підйому тиску на викиді насоса, після чого насос слід вимкнути, оскільки зустрічний потік рідини може утруднити входження "голови" в овершот. Не можна різко саджати овершот на "голову" труби.

Роботу ясом потрібно починати з легких ударів, поступово збільшуючи їх силу, щоб забезпечити надійніший контакт захвату з трубою. Якщо відразу почати з різких ударів, то можна зірвати захват і затупити його насічку. Доведеться піднімати овершот для заміни захвату.

**Б. Мітчики** призначені для лову колони бурильних труб, що залишилася у свердловині, якщо обрив стався в потовщеній частині труби, в замку або муфті. Праві мітчики застосовують для витягання колони цілком, а ліві (на лівих бурильних трубах) – для витягання колони по частинах.

Ловильний мітчик (рис. 4.5) має форму усіченого конуса для урізування в деталі замку бурильних труб при ловильних роботах. На верхньому кінці мітчика нарізано різьблення замку бурильних труб, а на нижньому кінці – спеціальне ловильне різьблення (права або ліва).

**В. Дзвони** (рис. 4.6) служать для лову бурильних або обсадних труб, коли злам стався в тілі труби, а також при зриві різьбових з'єднань труби, за винятком випадків, коли зрив різьблення стався з боку ніпеля замку.

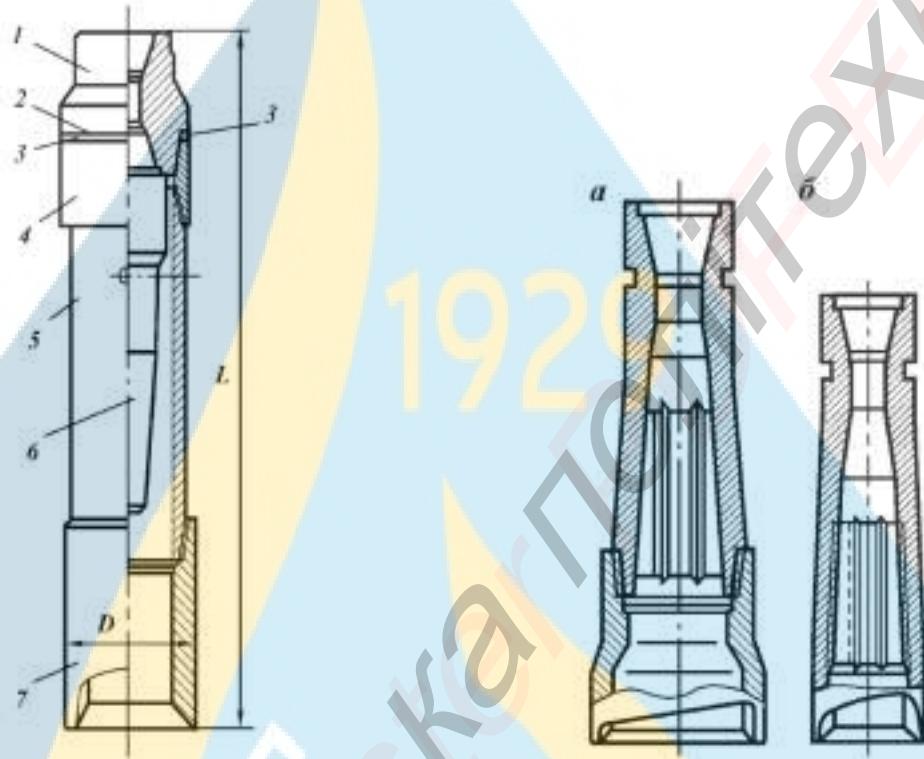


Рисунок 4.5 – Універсальний мітчик з направляючим патрубком

Рисунок 4.6 – Дзвін:  
а – з направляючою воронкою;  
б – з вирізом на нижньому кінці

Якщо злам нерівний з наявністю стрічок або є тріщина уздовж труби, що не перекривається дзвоном, то для лову необхідно застосовувати "крізний" (відкритий) дзвін з відповідним патрубком або трубою. Для витягання долота, що залишилося у свердловині внаслідок відгинчування або зриву різьблення, застосовують дзвін-калібр.

Праві дзвони використовують при лові правими бурильними трубами усієї колони, що залишилася, а ліві – при лові лівими бурильними трубами для відгинчування частини залишеної колони. Дзвін є сталевим кованим патрубком з верхнім замковим різьбленням, в нижній частині якого нарізано внутрішне ловильне різьблення спеціального профілю для зовнішнього захвату бурильної труби.

Перевага мітчиків і дзвонів – велика довжина нарізаної конічної частини, який можна з'єднати з трубами різного діаметру. Головний недолік цих інструментів в тому, що їх зазвичай не можна звільнити від прихоплених об'єктів.

Мітчики і дзвони – самонарізаючі ловильні інструменти із зміщеним різьбленим і зазвичай з подовжніми канавками для виходу стружки, що утворюється при нарізуванні різьблення.

Мітчиками і дзвонами не слід з'єднувати з трубами і УБТ, які можуть виявитися прихопленими, але вони зручні для витягання невеликих шматків колон, доліт і інших об'єктів, для витягання яких не вимагається великих зусиль.

Мітчики зазвичай роблять з довгою нарізаною частиною, що сходить внизу практично нанівець, щоб збільшити діапазон застосування інструменту. Проте іноді мітчик упирається тонкою частиною в яку-небудь перешкоду і не може досить щільно увійти до отвору, щоб нарізувати різьблення. У такому разі тонку частину мітчика відрізують газовим пальником і обрізаний кінець загострюють для полегшення заходу в отвір.

**Г. Внутрішні труболовки** привніченні для завхату труб зсередини, коли неможливо використовувати овершоти, оскільки вони поступаються останнім по ряду характеристик.

Зменшена площа перерізу прохідного каналу накладає додаткові обмеження на діаметр інструментів, що спускаються, таких як прихватомери, торпеди для відгвинчування або відрізання труб. При роботі з внутрішньою труболовкою набагато важче створити ущільнення між її корпусом і витягуваною турбою, чим при роботі овершотом.

Проте внутрішні труболовки часто застосовуються для витягання хвостовиків, обсадних труб, що обірвалися або прихоплені, будь-яких інших труб, "голова" яких в обірваному місці збільшилася в діаметрі внаслідок використання ВВ, втомного руйнування або подовжніх тріщин. Завдяки невеликому діаметру прохідного каналу внутрішні труболовки мають підвищену міцність.

Більшість внутрішніх труболовок (рис. 4.7) працюють за тим же принципом, що і описані вище овершоти. По конічному корпусу труболовки телескопічно пере-

міщається захватъ, внутрішня порожнина якого має однакову конусність з корпусом. На поверхні корпусу і порожнини є гвинтові проточки з однаковим кроком. Зовнішня поверхня захвату призначена для зачеплення з внутрішньою поверхнею труби і тому має насічку.

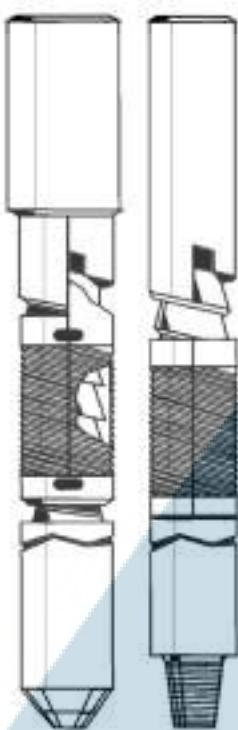
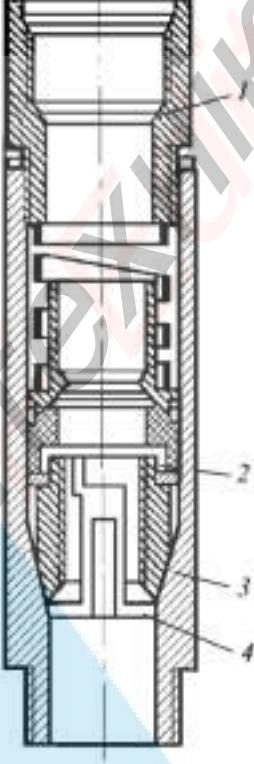
Щоб звільнити труболовку, її потрібно провернути вправо. Якщо із-за сильно-го заклиновання захвату цього не вдається зробити, то можна вдатися до збиття ко-рпусу вниз, для чого зазвичай над труболовкою поміщають механічні ясс.

Внутрішня труболовка має широкий діапазон застосування. Її можна включача-ти в ловильну колону над внутрішньою труборізкою або в комбінації з іншими ін-струментами, за рахунок чого можна заощадити час на спуск-підйом. З цією ж ме-тою можна розміщувати під труболовкою фрезери, щоб обробити верхній торець витягуваних труб і забезпечити безперешкодний вхід труболовки у внутрішній ка-нал верхньої трубы.

Для створення ущільнення між корпусом труболовки і витягуваною трубою, корпус подовжують і в нижній його частині кріплять манжету розтрубом вниз (рис. 4.8). Частина манжети може бути закрита металевим кожухом, щоб зменшити віро-гідність її ушкодження при спуску і вході у внутрішній канал труб.

Часто над труболовкою встановлюють обмежувальний переводник збільшено-го діаметру. Робиться це для того, щоб розташувати захвату на певній відстані від верхнього торця трубы. Зазвичай цю відстань вибирають в межах від 300 до 600 мм, що відповідає місцю розташування висадженої частини бурильної трубы. У іншому місці труба може роздутися при сильному натягненні, і витягнути труболовку буде важко. Якщо "голова" колони збільшена в діаметрі або має тріщини, то між обмежу-вальним переводником і труболовкою поміщають подовжуваць.

Є інші конструкції внутрішніх труболовок, дещо відмінні від описаної вище, але більшість з них заснована на принципі конічного розклинюючого механізму. Для переведення захвату з транспортного положення в робоче і навпаки застосову-ють байонетні замки, якірні пристрой типу корончатої гайки або кулачкового типу.

		
<p>Рисунок 4.7 – внутрішня труболовка, що звільняється:</p> <p>а – в транспортному положенні;</p> <p>б – в робочому положенні</p>	<p>Рисунок 4.8 – Пакер внутрішньої труболовки</p>	<p>1 – переводник; 2 – гумове ущільнення; 3 – корпус; 4 – плашки</p> <p>Рисунок 4.9 – Шліпс з промиванням</p>

**Д. Ловитель (шліпс) з промиванням (рис. 4.9)** застосовують для витягання зі свердловини бурильних і обсадних труб за замок, муфту або зламаний кінець у випадках невеликої ваги бурильної колони, що залишилася у свердловині, коли внаслідок її провертання важко зачепити мігчик або дзвін.

Коли кінець бурильної труби, що залишилася у свердловині, в результаті зламу виявився нерівним і є подовжні тріщини, то застосовують "крізний" (відкритий) шліпс з відповідним патрубком або тробою для лову за першу від зламаного кінця муфту або за цілу частину труби. Шліпс дозволяє промивати свердловину через захоплену бурильну колону. Якщо не вдається підняти частину колони, що залишилася, шліпс можна звільнити.

#### 4.3 Витягання дрібних предметів

Перш ніж приступити до робіт по витяганню зі свердловини дрібних сторонніх предметів, потрібно по можливості, з'ясувати, що знаходиться у свердловині. Це легко встановити, коли відомо, що залишилося у свердловині після підйому долота або що в неї випадково потрапило. Якщо тип і форма предметів невідомі, слід спустити печатку. Корисно помістити такий самий предмет в запобіжний ніпель обсадної колони відповідного розміру, щоб імітувати ситуацію на забой. На цьому імітаторові можна випробувати ловильні інструменти, які можуть бути застосовані для витягання предмета зі свердловини. Ті інструменти, які виявилися неефективними на поверхні, спускати у свердловину не варто. Набагато дешевше влаштувати випробування на поверхні, чим робити зайві спуски-підйоми.

Для витягання зі свердловини дрібних предметів зазвичай застосовують магнітні фрезери, метало шламовловлювачі різних типів, гідростатичні желонки і спеціальні інструменти для конкретних умов.

Магнітні фрезери – це або постійні магніти, вбудовані в корпус з промивальними каналами, або електромагніти, що спускаються на кабелі.

У фрезерів з постійними магнітами (рис. 4.10, а) промивальні отвори розташовані по периферії нижнього торця, що дозволяє вимити осад і шлам і забезпечити безпосередній контакт з витягуваними предметами. Зазвичай між корпусом фрезера і магнітним стержнем є бронзова втулка, тому при русі фрезера усередині сталевих труб не виникає помітних додаткових сил тертя.

Після промивання безпосередньо над забоєм з метою оголення поверхні предметів, що підлягають витяганню, фрезер опускають на забой з невеликим навантаженням і обертанням ротором. Коли забой намацаний, ротор зупиняють і інтенсивно промивають свердловину. Потім зупиняють насоси, відривають фрезер від забою і приступають до його підйому. Під час підйому не можна обертати колону ротором, оскільки при цьому збільшується вірогідність втрати спійманих предметів.

Більшість магнітних фрезерів обладналися направляючими воронками, нижня частина яких може бути виконана у вигляді зубчастої коронки (найбільш поширена

форма), може мати гострокутний виріз або не мати ніяких вирізів. Напрямна воронок створює під магнітом захищений з боків простір для розміщення уловлюваних предметів і попереджає можливість зіткнення їх із стінками обсадних колон.

Електромагнітні фрезери (рис. 4.10, б) спускають у свердловину на кабелі і включають їх тільки після досягнення забою. Їх переваги – різке скорочення витрат часу на спускопідйомні операції і додаткова підйомна сила, що створюється електромагнітом. Проте, якщо предмети на забої покриті осадом або шламом, витягнути їх не вдається, оскільки неможливо здійснити промивання.

Магнітними фрезерами можна підняти предмети, виготовлені з феромагнетиків. Для підйому предметів з бронзи, алюмінію, карбідів і нержавіючих сталей потрібні інші способи.

Металошламовловлювачі. Інструменти колонкового типу вже багато років застосовуються для витягання шарошок і інших предметів аналогічних розмірів із забою свердловин, що буряться. Інструмент складається з верхнього переводника 1, корпуси 2, черевичного фрезера 5 і зазвичай з двох пружинних кернорвателів: верхнього 3 і нижнього 4 (рис. 4.11). Він призначений для вимивання осаду із забою і відбору невеликої колони породи із забою. Два кернорвателя, один з яких з коротким пружинним пір'ям, відривають керн від забою і піднімають його на поверхню. Усі сторонні предмети, що знаходилися на забої, опиняються в корпусі інструменту, замкнуті знизу керном.

Важлива умова нормальної роботи металошламовловлювача колонкового типу – вільне обертання кернорвателів в корпусі або черевичному фрезері. При спуску інструменту забій намащується при промиванні і обертанні ловильної колони. При посадці на забій кернорвателі входять в зачеплення з предметами на забої і загальмовуються, а фрезер і корпус продовжують обертатися. Якщо кернорвателі виявляються заклиненими яким-небудь сміттям, надлишком фарби, продуктами корозії або іншими сторонніми матеріалами, то при їх обертанні станеться злам пружинного пір'я, і на забої тільки додадуться предмети, які потрібно витягати.

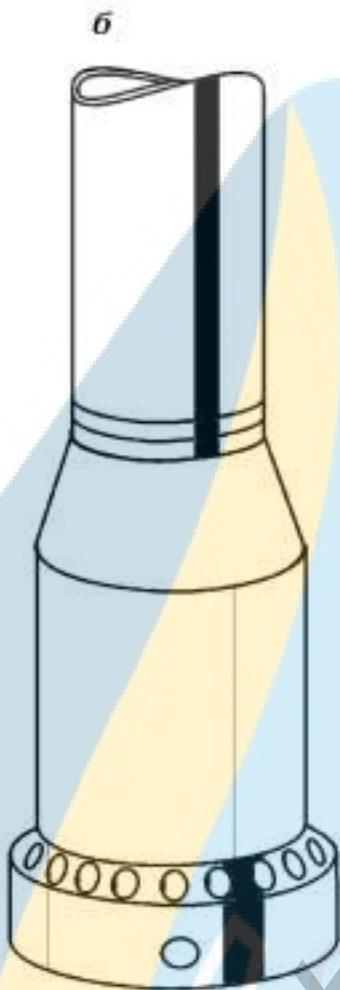
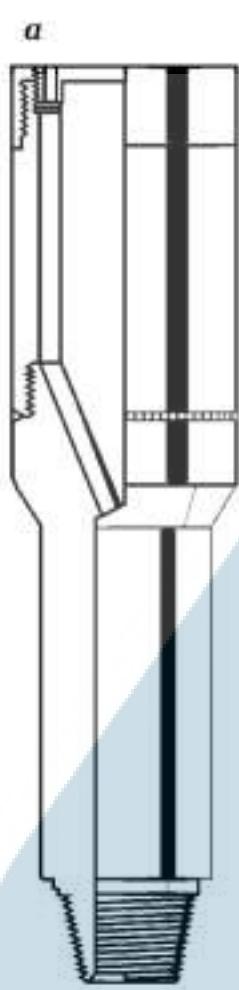


Рисунок 4.10 - Магнітний фрезер з постійним магнітом (а) і з електромагнітом (б)

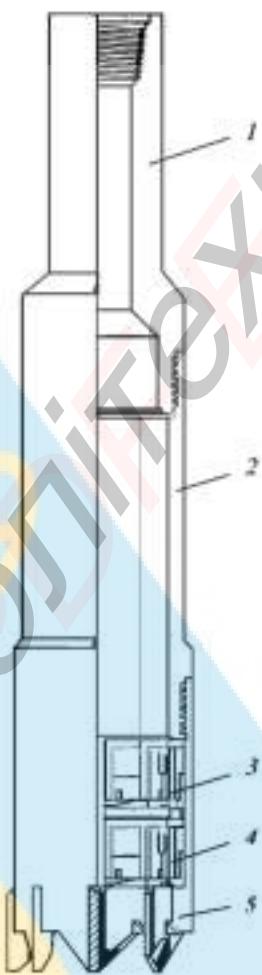


Рисунок 4.11 – Металошламоуловлювач колонкового типу

У багатьох випадках розміри і форма предметів, що знаходяться у свердловині, не дозволяють використовувати для їх витягання серійно металошламовловлювачів, що випускаються. Вимагається виявити винахідливість, щоб створити необхідну конструкцію. Якщо діаметр стандартного інструменту занадто малий для проходу в нього предметів, що знаходяться в забой, можна з відрізу потовщененої або звичайної труби зробити корпус саморобного ловця. У трубі роблять отвори, розташовані по кругу, вставляють в них шматки сталевого дроту і припаюють їх до тіла труби в отворах. Виходить дротяний захват усередині труби. Такий інструмент не можна обертати на забой, оскільки дріт буде поламаний або вирваний з гнізд. Але якщо інструментом накрити предмет на забой, то захват його утримає.

Інструмент з фрикційним захватом можна зробити з труби з П-образними прорізами, якщо загнати всередину мови металу, що утворилися. Таким інструментом можна накрити і підняти довгі предмети циліндричної форми, особливо якщо їх довжина невідома.

Трубний "павук" – найперша конструкція металошламовловлювача. "Павуки" використовувалися в ударно-канатному і обертальному бурінні задовго до виробництва сучасних ловильних інструментів. "Павук" – це звичайний саморобний інструмент, призначений для виконання специфічної роботи. "Павуки" роблять з труб, прокатаних з маловуглецевої сталі. Найбільш відповідною вважається сталь з межею плинності 280 МПа. "Павук" із сталі з межею плинності вище 390 МПа працювати не буде, оскільки його зуби ламатимуться, а не гнутися.

Зуби "павука" вирізують газополум'яним пальником, і провідна кромка зубів має криволінійний профіль (рис. 4.12). Крім того, ця кромка виконана у вигляді клину або леза. Слід також звернути увагу на проміжок між зубами. Довжина зубів складає приблизно 3/4 діаметри труби, з якої виготовляють корпус "павука". У верхній частині корпусу на різьбленні або зварюванні встановлюється переводник для з'єднання з ловильною колоною.

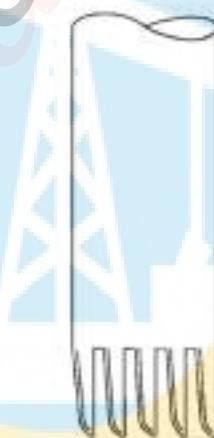


Рисунок 4.12 – Трубний "павук"

Спуск інструменту – найбільш відповідальна операція. При підході до "голови" предметів, що знаходяться у свердловині, потрібно відновити циркуляцію і з проворотом ротором опускати інструмент, не створюючи на нього великих навантажень. Коли зуби торкнуться "голови" предмета, це зазвичай стає помітно завдяки

ривкам ловильної колони. Після того, як інструмент досягне розрахункової глибини (за вимірами) і витягувані предмети увійдуть до корпусу інструменту, ривки припиняються. Тепер, продовжуючи обертати інструмент ротором, створюють осьове навантаження на нього, щоб загнути зуби всередину труби (у вигляді "апельсинової кірки") для утримання спійманих предметів. Щоб використовувати "павук" ще раз, потрібно вирізувати нові зуби.

Металошламоуловлювачі гравітаційного типу розташовують над долотом, фрезером, ловцем із захватом типу кернорвідривача. Вони працюють тільки при циркуляції, коли висхідний потік рідини йде по затрубному простору. Кожух інструменту має порівняно великий діаметр, тому в інтервалі проти нього площа поперечного перерізу затрубного простору зменшується, що веде до підвищення швидкості висхідного потоку.

У верхньої кромки кожуха площа поперечного перерізу затрубного простору різко збільшується, що супроводжується утворенням зони розрідження висхідного потоку з турбулентними завихореннями. У цьому місці тверді частки підвищеної щільності, що піднімаються із забою, такі як шматки металу, твердосплавні вставки, уламки зубів, кульки з підшипників уповільнюють рух і осідають в кожух. Гравітаційні Металошламоуловлювачі можна спускати по два (один над іншим), щоб збільшити сумарний об'єм кожухів. Деякі бурильники розміщують між ними декілька труб.

Не можна допускати проведення зварювальних робіт на валу металошламовловителя в промислових умовах. Бурильники посилюють з'єднання кожуха з валом, приварюючи косинки, але без відповідної термообробки це може привести до утворення тріщин і закінчитися аварією.

**Гідростатичні желонки.** Коли потрібно видалити зі свердловини сторонні предмети, неоднорідні за розміром і складом, можна скористатися гідростатичною желонкою. Желонки випускають для спуску на трубах і на канаті. У роботі усіх желонок використовується принцип перепаду гідростатичного тиску. Сила, з якою предмети проштовхуються через ловитель в корпус желонки, залежить від щільності рідини у свердловині. Багато желонок можна опускати на забій багаторазово, поки усі

сторонні предмети не будуть виловлені, а свердловина – очищена. Желонки особливо ефективні для витягання шарошок, підшипників, шматків металевих труб, болтів, гайок, залишків перфораторів і немагнітних предметів.

Основі торпеди спускають у свердловину на трубах або на кабелі. Вони мають досить потужний кумулятивний заряд вибухівки, призначений для розбирання предметів, що знаходяться у свердловині, які не вдається витягнути звичайними ловильними інструментами. Після вибуху уламки витягають магнітними фрезерами або талошламовловителями. Внаслідок великої сили вибуху можуть утворитися каверни, а частина уламків виявиться забитої в стінки свердловини. Не дивлячись на те, що торпеда сконструйована так, щоб сила вибуху була спрямована тільки вниз, практично це важко здійснити.

Відстань від торпеди до мети грає величезну роль, тому коли торпеду спускають на трубах, над об'єктом вибуху здійснюють промивання, щоб підвищити ефективність дії. Якщо торпеду спускають на кабелі, то перед цим потрібно спустити долото, щоб гарантувати спуск торпеди безпосередньо до мети.

Ніколи не слід висаджувати в повітря основі торпеди усередині труб або обсадних колон, оскільки вибухом можна пошкодити труби і погіршити стан аварійної свердловини.

Фрезер використовують для руйнування і подрібнення сторонніх предметів у свердловині. Форма фрезера визначається його призначенням:

- а) фронтальної дії: плоский (рис. 4.13, а), конічний (рис. 4.13, б) і циліндричний (рис. 4.13, в);
- б) зовнішньої дії: у формі усіченого конуса (рис. 4.13, г), конічний (рис. 4.13, д), циліндрично-конічний (рис. 4.13, е) і циліндричний (рис. 4.13, ж);
- в) внутрішньої дії: циліндрично-конічний (рис. 4.13, з) і комбінованої дії (рис. 4.13, и).

Застосовують фрезери і інших конструкцій (рис. 4.13, до, л, м, н). Роботи по фрезеруванню дуже трудомісткі і вимагають багато часу, тому до цього способу ліквідації аварій слід прибігати в крайніх випадках.

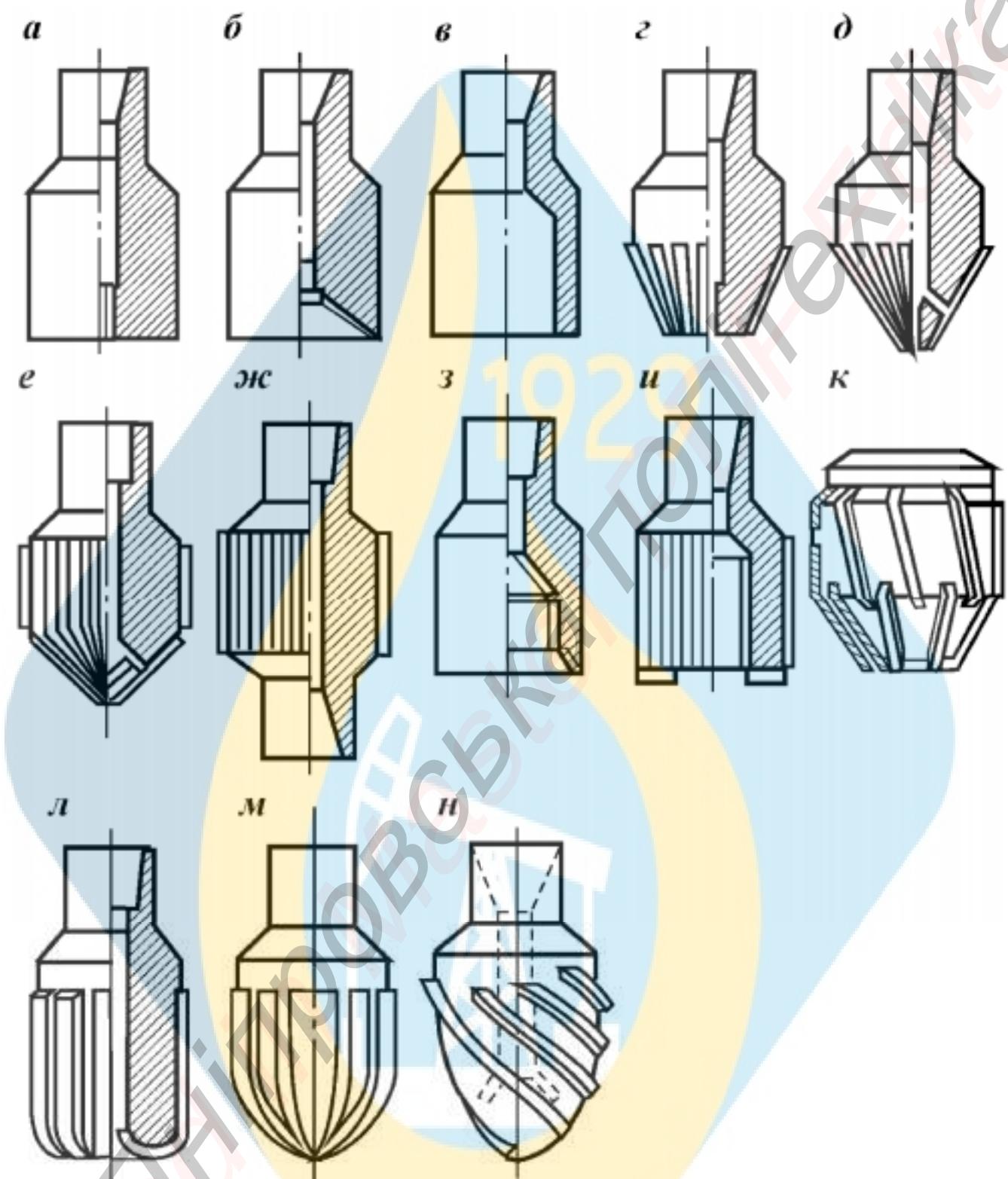


Рисунок 4.13 – Фрезери різних типів

Оскільки фрезери є в основному різальними інструментами, підхід до них має бути таким же, як до металорізальних інструментів в машинобудуванні. Потрібно забезпечити необхідну лінійну швидкість різання. Фрезер діаметром 100 мм повинен

обертатися з частотою 175 об/хв, а діаметром 300 мм - близько 60 об/хв. Робота при великих частотах обертання забезпечує ефект різання, попереджає дроблення, руйнівно діє на твердосплавні матеріали. Включати насоси і починати промивання потрібно до того, як фрезер почне працювати.

Шлам, що утворюється, повинен віддалятися своєчасно, інакше його накопичення приведе до сальникоутворення і навіть закупорці інструменту або затрубного простору. Щоб забезпечити винесення шламу, промивальна рідина повинна мати в'язкість 50-80 мПа·с. Інструмент слід навантажувати обережно, і протягом півгодини потрібно вибрати оптимальну швидкість його подачі, що забезпечує ефективний процес фрезерування. При зайвому навантаженні інструмент перегріватиметься, внаслідок чого наплавлення буде зіране цілком разом з карбідом вольфраму і єдинальним матеріалом.

Якщо немає умов для винесення шламу на поверхню, потрібно включати до складу колони гравітаційні металошламоуловлювачі, розташовуючи їх безпосередньо над фрезером або над УБТ. Іноді можна використовувати зворотну циркуляцію. В цьому випадку умови для винесення шламу на поверхню набагато краще, оскільки площа поперечного перерізу внутрішнього каналу труб менша, ніж площа перерізу затрубного простору, відповідно і швидкість висхідного потоку буде більше. Проте потрібно мати на увазі небезпеку закупорки промивальних каналів інструменту і труб сталевою стружкою і уламками.

У системі жолоба після вібросита часто розташовують магніти, щоб уловлювати дрібну сталеву стружку, що пройшла крізь сито. Це допомагає точніше оцінити масу розбуреного металу і перешкоджає попаданню в насоси абразивного матеріалу.

### **Висновки за розділом**

Цей розділ присвячено проведенню ловильних робіт у свердловинах, що буряться. Розглянута проблематика від'єднання неприхопленої частини колони труб. Проаналізовані можливості застосування інструментів для захвату, а також для витягання дрібних предметів.

## **5 ТЕХНОЛОГІЯ КАПІТАЛЬНОГО РЕМОНТУ**

### **СВЕРДЛОВИНИ № 131 БЕРЕЗОВСЬКА**

Свердловина № 131 знаходиться на Березовському ГКР на території Краснокутського нафтогазопромислу ГПУ "Харківгазвидобування" (Харківська обл., Краснокутський район, село Колонтаївка).

#### **Стан свердловини на момент аварії:**

1. Глибина свердловини - 5581 м
2. Штучний забій - 5480 м
3. Експлуатаційна колона Ø 168 мм - 5480 м

Цементування – до гирла.

Опресована на тиск 60 МПа.

4. На експлуатаційній колоні в інтервалі 5419-5285 м опущений "хвостовик" ("панчоха") Ø 114 мм. Перепускний пристрій встановлений на інтервалі 5385-5381 м
5. Перфорація в інтервалі 4641-4610 м і 4597-4590 м
6. Фільтр експлуатаційної колони на інтервалі 5480-5286 м і 4668-4589 м
7. НКТ Ø 73 мм спущено до глибини 5381 м
8. Ці дослідження від 19.11.1997 р.:

Рст.тр = 11,8 МПа;

Рст.зт = 11,9 МПа;

Рпл. на гл. 4615 м = 20,0 МПа

Після зняття з планшайби з'ясувалося, що НКТ у свердловині обірвані. Зі свердловини було піднято 881 м НКТ Ø 73 мм. Після проведення ловильних робіт зі свердловини було вилучено 81 м НКТ. Підняті аварійні труби сильно корродовані і деформовані (сплюснуті, покручені). "Голова" НКТ знаходилася на глибині 1033 м. Свердловина поглинала воду. Статичний рівень приблизно на глибині 1200 м, був визначений методом закачування води у свердловину.

В результаті проведення подальших ремонтних робіт поглинання було ліквідоване закачуванням 8 т "СКОП", 6 м<sup>3</sup> хлористого кальцію, 20 м<sup>3</sup> технічної води (по рецептурі УкрНДГазу).

Після багатократних циклів роботи трубним фрезером було усього витягнуто 20 м труб.

У свердловині залишенні НКТ Ø 73 мм завдовжки 4328 м і труба НКТ Ø 73 мм, розташовані в два ряди. "Голова" представлена зламаним тілом труби. Свердловина заповнена технічною водою.

Подальші роботи були припинені згідно "Протоколу геолого-технического наради" від 21.09.1999 р. на якому було вирішено, що подальші роботи по витяганню зі свердловини НКТ займуть значну кількість часу і засобів і є безперспективними.

#### **Стан свердловини на даний момент:**

1. Глибина свердловини		5581 м
2. Штучний забій		5480 м
3. Конструкція свердловини		
Кондуктор	426 мм	320 м
Технічна	324 мм	3400 м
Технічна	245 мм	4789 м
Експлуатаційна	168×114×168 мм з включеною "панчоховою" Ø 114 мм	5480 м
4. Експлуатаційна колона опущена на глибину і опресована водою на тиск		5581 м 60 МПа
5. Переходи колони з Ø 168 мм на Ø 114 на Ø 168 мм на глибинах відповідно до 5285 і 5419 м		
6. Стик секцій знаходиться на глибині		4668 м
7. Зчленування секцій і нижня частина експлуатаційної колони опресовані технічною водою і повітрям на тиск 25 МПа		
8. Тип колонної голівки		ОККЗ- 700 К2
9. Тип арматури		фонтану АФК 6А- 80/50×700К2
10. Компонування спущеного у свердловину НКТ		
Ø 73×5,5 "Д" ГОСТ		1040,9-0 м (1040,9 м)
11. Компонування залишених НКТ у свердловині		

$\varnothing 73 \times 5,5$ "Д" ГОСТ	5381-2849 м (2532 м)
$\varnothing 73 \times 5,51$ "Р-110" VAM	2849-1053 м (1796 м)

12. Свердловина устаткуванні фільтром в інтервалах:  $\varnothing 168 \times 114 \times 168$  і  $\varnothing 168$  мм 5480-5286 м і 4668-4589 м і перфорована в інтервалах 4641-4610 м і 4597-4590 м перфоратором ПКС- 105 щільністю 12 отв/м

13. Тиск пласта на глибині 4590 м 20 МПа

14. Максимальний очікуваний статичний тиск на гирдо 15 МПа

Схема стану свердловини наведена на рис. 5.1.

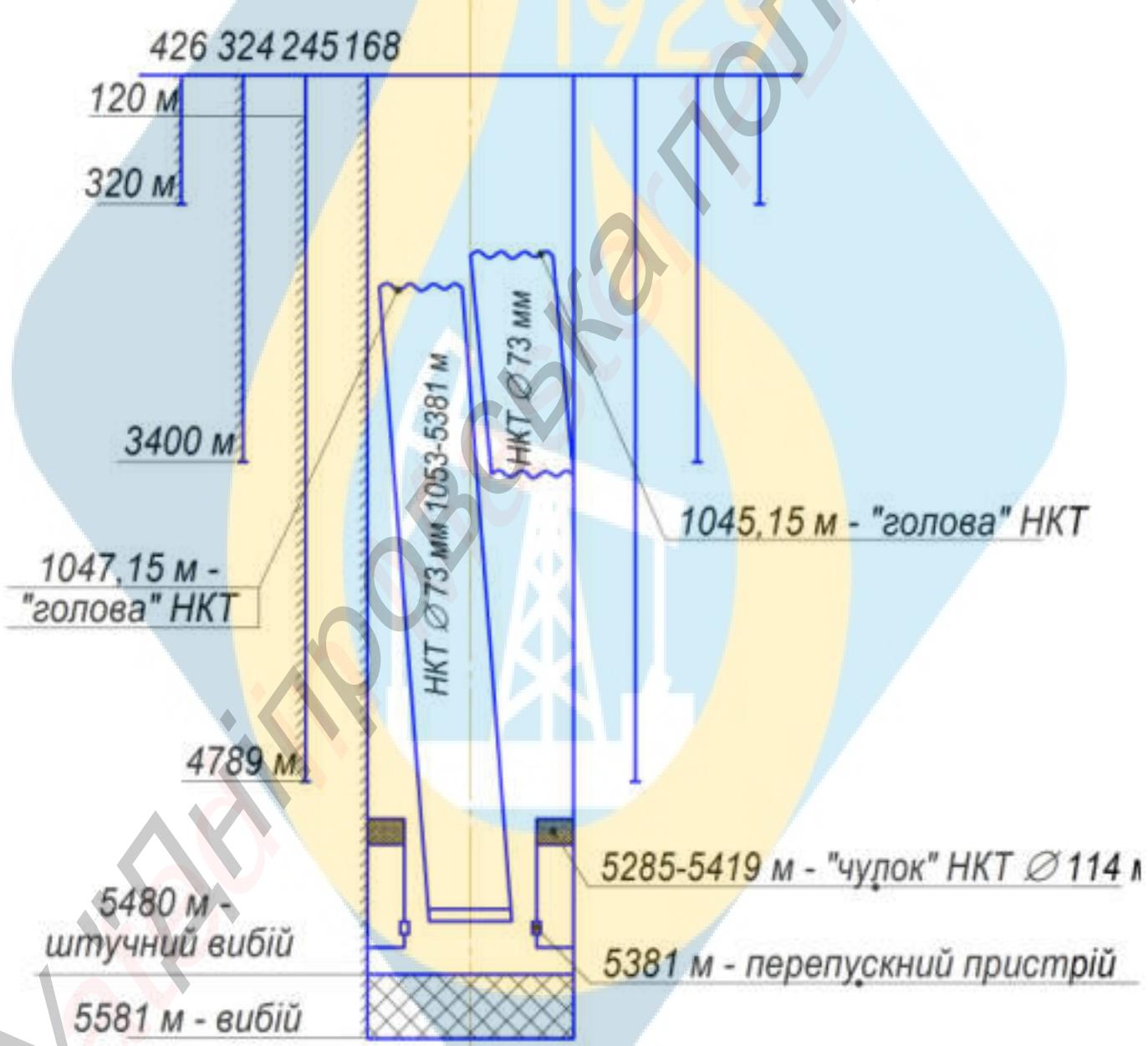


Рисунок 5.1 – Схема стану свердловини

Перш ніж приймати рішення про вибір технології ліквідації прихвату необхідно врахувати наступні чинники:

- з часу виникнення прихвату пройшов значний час;
- свердловина по усій довжині закріплена обсадними трубами;
- найбільш вірогідною причиною виникнення прихвату є заклинивання;
- прихват стався у верхній частині в районі обриву труб на глибині орієнтовно 1053-1200 м;
- підняті шматки деформованого НКТ підтверджують факт знаходження НКТ у свердловині в два ряди, причому довжину другого ряду встановити не вдалося;
- аварійні труби сильно кородовані і деформовані (сплюснуті, покручені)
- оскільки з часу виникнення прихвату пройшов значний час, то первинний прихват істотно ускладнений внаслідок звуження поперечного перерізу ствола свердловини із-за сальникоутворення.

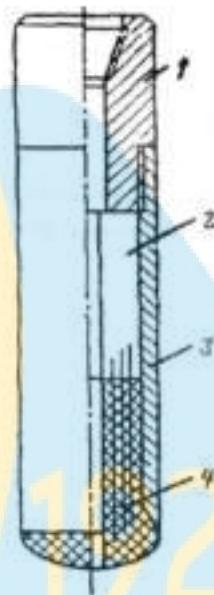
Найбільш поширеним і дієвим методом ліквідації прихватів є установка рідинної ванни. Проте в даному конкретному випадку використання цього методу представляється неефективним через наступні міркування:

- з часу виникнення прихвату пройшов занадто великий час;
- рідинні ванни найбільш результативні при ліквідації прихватів, що сталися під дією перепаду тиску і не дають досить добрих результатів при ліквідації прихватів, викликаних заклиниванням.

Таким чином, враховуючи усі вищевикладені міркування, пропонується наступна технологія капітального ремонту свердловини № 131 Березовська.

**1. Опустити у свердловину торцева печатка Ø 136 мм до "голови" залишених НКТ. Розвантажити печатку на 5 т. Підняти печатку. Уточнити глибину знаходжень "голови" залишених НКТ і її конфігурацію.**

Застосовуємо торцеву печатку, який виготовляємо з відпрацьованої твердо-сплавної коронки, всередину якої забиваємо дерев'яну пробку. На торець пробки кріпимо дротяну основу або забиваємо дрібні цвяхи, на які наносимо мастику, смолу або віск (рис. 5.2).



1 – переходник; 2 – дерево; 3 – корпус печатку; 4 – смола (віск)

Рисунок 5.2 – Торцева печатка

**2. Кільцевим фрезером Ø 136×102 на обурочній трубі Ø 114 мм оббурювати НКТ. У компонуванні над обурочній трубою встановити металошламовловлювач. Оббурювання проводити в наступному режимі  $P_{oc} = 0,5\text{-}1$  т,  $Q_{нас} = 5\text{-}7$  л/с,  $n_{рот} = 60\text{-}80$  об/хв. При фрезеруванні стежити за моментом на роторі, не дозволити заклинивань бурильної колони. Проводити підтримання інструменту через кожного 30 хв роботи на забой. При необхідності замінити фрезер.**

Фрезер кільцевий типу ФК, призначений для офорезерування прихоплених бурильних, насосно-компресорних труб і насосних штанг (рис. 5.3). Він є складеною конструкцією, що складається з голівки 2 з приєднувальним різьбленням під відповідні труби, корпуси 1 з гвинтовими пазами усередині і ріжуче-стираючою ділянкою 3 на торці, армованим подрібненим металокерамічним твердим сплавом марки ВК- 8 з розмірами часток в межах 1-4 мм.

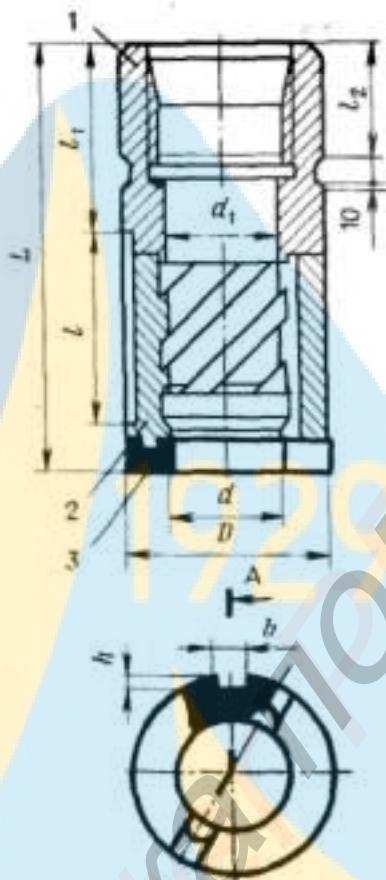


Рисунок 5.3 – Фрезер кільцевий типу ФК

Фрезери виготовляють як правими, так і лівими. Напрям гвинтових пазів корпусу – зворотний напрям приєднувального різьблення голівки.

Різьбова голівка і корпус виконані із сталі марки 40. Частки подрібненого твердого сплаву не повинні виступати з-під припою. Зварювання голівки з корпусом виробляється електродами УОНІ 13/45-342А або дротом Св-08 по ГОСТ 2246-70.

У табл. 5.1 приведена технічна характеристика кільцевого фрезера ФК 136×102.

Таблиця 5.1 – Технічна характеристика кільцевого фрезера ФК 136×102

Типорозмір	D, мм	d, мм	d1, мм	Приєднувальне різьблення ГОСТ 631-75, мм	L, мм	l, мм	11, мм	12, мм	b, мм	h, мм	Маса, кг, не більш
ФК 136×102	136	102	102	114	350	205	130	100	24	3	17,5

Умовний діаметр обсадних труб, мм	168
Мінімальний внутрішній діаметр обсадних труб, мм	140,3
Максимальний зовнішній діаметр офорезерованих НКТ, мм	95,25
Типорозмір приймальної труби	114×7

Режим роботи кільцевого фрезера	
Осьове навантаження, кН	10-50
Частота обертання, об/хв.	50-90
Подача насоса, л/с	10-12
Число відривів фрезера при роботі протягом 1 год	2-3

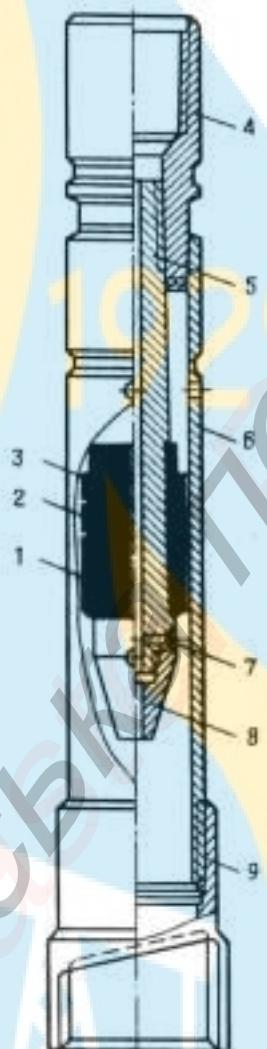
Фрезери кільцевого типу ФК виготовляють по ОСТУ 26-02-1296-75. На пропеченному поясочку вибивають товарний знак заводу-виготовлювача, шифр фрезера, порядковий номер і дату випуску (місяць і рік).

Фрезер працює в компонуванні з металошламоуловлювачем, конструкція якого описана в гл. 5.3 і приведена на рис. 5.11.

**3. Оскільки попередніми роботами було встановлено, що "голова" НКТ в обірваному місці значно збільшилася внаслідок великих деформацій, втомного руйнування і подовжніх тріщин, то приймаємо рішення використовувати не овершот, а внутрішню труболовку. Внутрішньою труболовкою опущеної на лівих бурильних трубах Ø 73 мм з'єднатися з НКТ, провести ходіння інструменту. Обертанням вліво відкрутити НКТ.**

Застосовуємо труболовку внутрішню універсальну ТВУ- 73 (рис. 5.4), яка призначена для витягання зі свердловин компресорних, бурильних і обсадних труб діаметром 73 мм. Корпус труболовки виконаний у вигляді конуса, що переходить у верхній частині в циліндр. Різьблення на корпусі зворотне по відношенню до різьблення з'єднань колони, на якій труболовка спускається у свердловину. Максимальний зовнішній діаметр конічної частини корпусу на 2-4 мм менше внутрішнього діаметру витягуваних труб. Кожна втулка має зовнішню циліндричну і внутрішню ко-

нічну поверхні. Наявність розрізів дозволяє ловильним втулкам деформуватися в радіальному напрямі. Зовнішній діаметр ловильних втулок на 0,5-4 мм перевищує внутрішній діаметр аварійної труби.



1 – напрям; 2 – манжети; 3 – наконечник; 4 – переводник;  
5 – корпус; 6, 7, 9 – ловильні втулки; 8 – воронка

Рисунок 5.4 – Труболовка внутрішня універсальна (ТВУ)

Підготовка труболовки до роботи у свердловині полягає в перевірці стану різьблення, ловильних втулок, гумової манжети, а також в установці ловильних втулок так, щоб проріз вищезнаходженої втулки знаходився посередині між прорізами попередньої втулки.

При роботі труболовку опускають до верху витягуваних труб, відновлюють циркуляцію промивальної рідини, замірюють тиск і спускають труболовку до посад-

ки. Підвищення тиску промивальної рідини вказує на входження труболовки в обсадну трубу. За відсутності його поворотом ротора на 30-50° переміщають труболовку. Після заходу труболовки в трубу циркуляцію промивальної рідини припиняють і продовжують спуск труболовки, ловильні втулки стискаються і входять в трубу. При підйомі бурильної колони труболовка заклиниє ловильні втулки, притиснуті силою пружності до захоплюваної труби, і піднімає колону. У разі потреби труболовку звільняють таким чином: її натягають із зусиллям, що перевищує на 30-100 кН вагу колони, і обертають, при цьому корпус від'єднується від переводника по лівому різьбленню і опускається.

Труболовками в обсадних колонах можна працювати без напряму з воронкою.

#### Технічна характеристика труболовки ТВУ- 73

Внутрішній діаметр труbi в місці захвату труболовкою, мм	51-59
Вантажопійомність, т	
робоча	45
ви пробувальна	40
Приєднувальне різьблennя (ГОСТ 5286-75)	3-76
Зовнішній діаметр ловильних втулок, мм	60
Найбільший діаметр корпусу, мм	49

**4. Роботи згідно п. 2-3 проводити до звільнення первого ряду НКТ від захлиники. Ловильним інструментом (труболовки, дзвони і так далі) на лівих бурильних трубах Ø 73 мм витягнути НКТ зі свердловини.**

Застосовуємо дзвін ловильний різьбовий типу К. Він призначений для витягання колони бурильних труб або НКТ, що залишилася у свердловині, із захватом їх за допомогою того, що нагвинчує по зовнішній поверхні. Дзвони виготовляють по ОСТУ 26-02-1275-75 (рис. 5.5, табл. 5.2). У верхній частині дзвону нарізується різьблennя замкової муфти по ГОСТ 5286-75, в нижній частині – внутрішнє ловильне різьблennя, а зовні – трубне різьблennя для з'єднання з направляючою воронкою. Ловильне різьблennя цементують на глибину 0,8-1,2 мм з наступним загартуванням і відпусткою до твердості HRC = 56-62.

Таблиця 5.2 – Розміри дзвонів ловильних типу До

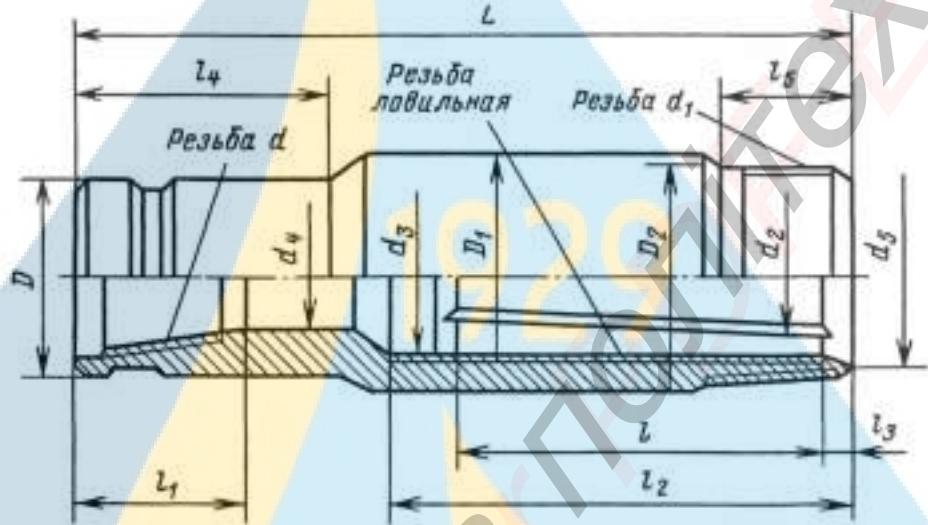
Типороз- мір дзвону	Розблення d	Розблення d <sub>l</sub>	ГОСТ	ГОСТ	d2, мм	d3, мм	d4, мм	d5, мм	D мм	D1, мм	D2 мм	I мм	H, мм	B, мм	L <sub>u</sub> мм	Число піток на 25,4 мм ловиль- ного рывблення	Вагажо- підйом- ність, кН	Ма- са, кг			
ГОСТ 5286-75	7918-75	633-80	632-80	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–				
До 42-25	–	3-50	60	–	42	25	50	65	65	60,3	260	102	–	6,9	–	56	385	10	250	<6,5	
До 50-34	–	3-50	60	–	50	34	51	65	65	60,3	250	70	265	1,7	–	56	340	10	350	<5	
До 58-40	3-62	–	89	–	58	40	38	77	80	90	88,9	275	90	315	16,4	150	73	490	10	450	<15
До 70-52	3-62	–	89	–	70	52	38	77	80	90	88,9	285	90	325	6,06	150	73	510	8	650	<14
До 85-64	3-76	–	102	–	85	64	45	88	95	102	101,6	330	100	370	2,6	150	76	550	8	750	<18
До 100-78	3-88	–	B114	–	100	78	56	107	108	122	120,65	340	110	380	6,06	170	80	595	8	850	<26,5
До 110-91	3-101	–	–	127	110	91	68	114	118	132	127	300	110	350	3,4	170	78	555	8	1000	<26,5
До 125-103	3-121	–	–	146	125	103	88	132	146	148	146	345	115	400	6,06	200	90	560	8	1100	<31
До 135-113	3-133	–	–	168	135	113	105	154	155	170	168,3	340	130	400	14,7	200	95	635	8	1250	<33
До 150-128	3-147	–	–	194	150	128	117	180	178	194	193,7	350	142	410	25,9	210	90	655	8	1350	<49
До 174-143	3-171	–	–	219	174	143	140	206	203	220	219,1	490	145	550	27,7	210	92	800	8	1500	<83

Приміка. Приклади умовних позначень. Дзвін з діаметрами d2 = 70 мм і d1 = 52 мм, правий: До 70-52 (ОСТ 26-02-1275-75);

те ж, лівий: До 70-52Л (ОСТ 26-02-1275-75).

## **5. У разі обриву і заклинивания НКТ по час їх витягання провести роботи згідно п. 2-3 і продовжити праці до повного підйому залишених НКТ.**

Розроблена технологія ліквідації прихвату, забезпечує можливість проведення подальших робіт і отримання промислового припліву флюїду пласта.



**Рисунок 5.5 – Дзвін ловильний різьбовий**

### **Висновки за розділом**

Цей розділ присвячений розробці технологія капітального ремонту свердловини № 131 Березовська. Детально проаналізований стан свердловини на момент аварії, попередні невдалі спроби її ліквідації та стан свердловини на даний момент. Була запропонована технологія капремонту свердловини, яка складається з п'яти етапів. Кожний з них детально описаний, вибраний інструмент і режими його проведення. Запропонована технологія дозволить успішне проведення робіт з ліквідації аварії – прихвату колони НКТ.

## 6 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБЛЕНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ЛІКВІДАЦІЇ ПРИХВАТІВ

Розрахунок ведемо за методикою, викладеною в [1].

Визначимо економічну ефективність застосування технології для ліквідації прихватів. Розрахунок виробимо для наступних умов (табл. 6.1).

Таблиця 6.1 – Початкові дані для розрахунку економічної ефективності

Параметр	Одиниця виміру	Величина
Відсоток вдало проведених ліквідацій прихватів при стандартній технології		85
Відсоток вдало проведених ліквідацій прихватів при новій технології		80
Кошторисна вартість ліквідації прихвата при стандартній технології	грн.	79941 ((табл. 6.3))
Кошторисна вартість ліквідації прихвата при новій технології	грн.	58410 ((табл. 6.3))

Для визначення економічної ефективності розрахуємо кошторисну вартість пристрою для ліквідації прихватів (табл. 6.2). Розрахунок зроблений по нормативах буррового управління "Укрбурггаз".

Таблиця 6.2 – Розрахунок кошторисної вартості технології для ліквідації прихватів

Статті витрат	Одиниця виміру	Пристрій
Матеріали	грн.	5000
Матеріали з урахуванням ТЗР	1,1366	5683
Зарплата осіб праці	грн.	600
Премії і доплати	2%	240
Резерв	4%	480
Разом зарплата	грн.	1320
Відрахування до пенсійного фонду	32%	128,00
Відрахування на соцстрах	4%	16,00
Відрахування до фонду зайнятості	1,5%	6
Цехові і загальнозаводські витрати від основної зарплати	27%	162,00
Планова вартість	грн.	7315,00
Рентабельність	25%	1942
Разом	грн.	9257,10
ПДВ	20%	1851,40
Вартість продукції	грн.	11109

Розрахунок кошторисної вартості ліквідації прихвата при стандартній і новій технології (табл. 6.3).

Таблиця 6.3 – Розрахунок кошторисної вартості ліквідації прихвата  
при стандартній і новій технології

Статті витрат	Одиниця виміру	Стандартна технологія	Нова технологія
Матеріали	грн.	25000	11109
Експлуатація устаткування	грн.	12000	12000
Зарплата основна	грн.	10000	10000
Премії і доплати	2%	200	200
Резерв	4%	400	400
Разом зарплата	грн.	10600	10600
Відрахування до пенсійного фонду	32%	3392	3392
Відрахування на соцстрах	4%	424	424
Відрахування до фонду зайнятості	1,5%	159	159
Планова вартість	грн.	51575	37684
Рентабельність	30%	15043	10991
Разом	грн.	66618	48675
ПДВ	30%	13324	9735
Вартість первинної ліквідації прихвата	грн.	79941	58410

Визначимо економічну ефективність застосування нової технології

$$E = C_{ct} - C_{yc}, \text{ грн.} \quad (6.1)$$

де  $C_{ct}$  – сумарні витрати на ліквідацію прихвата при стандартній технології, грн.;

$C_{yc}$  – сумарні витрати на ліквідацію прихвата при використанні вдосконаленого пристрою, грн.;

Сумарні витрати на ліквідацію прихвата при стандартній технології визначимо таким чином

$$C_{ct} = C_{per.ct} + \frac{C_{pov.ct} \cdot (100 - Y_{l.ct})}{100}, \text{ грн.} \quad (6.2)$$

де  $C_{per.ct}$  – вартість первинної ліквідації прихвата при стандартній технології, грн.;

$C_{pov.ct}$  – вартість повторної ліквідації прихвата при стандартній технології, грн.;

$Y_{l.ct}$  – відсоток вдало проведених ліквідацій прихватів при стандартній технології, грн.

Тоді підставивши чисельні значення, отримаємо

$$C_{ct} = 79941 + \frac{79941 \cdot (100 - 85)}{100} = 91932 \text{ грн.}$$

Сумарні витрати на ліквідацію прихвата з використанням розробленого пристрою для ліквідації прихвата будуть рівні

$$C_{yc} = C_{per.yc} + \frac{C_{pov.yc} \cdot (100 - Y_{l.yc})}{100}, \text{ грн.} \quad (6.3)$$

де  $C_{per.yc}$  – вартість первинної ліквідації прихвата при новій технології, грн.;

$C_{pov.yc}$  – вартість повторної ліквідації прихвата при новій технології, грн.;

$Y_{\text{п.вус}}$  – відсоток вдало проведених ліквідацій прихвату при новій технології, грн.

Тоді підставивши чисельні значення, отримаємо

$$C_{\text{ст}} = 58410 + \frac{58410 \cdot (100 - 80)}{100} = 70092 \text{ грн.}$$

Тоді економічна ефективність застосування нової технології

$$E = 91932 - 70092 = 21840 \text{ грн.}$$

#### Висновки за розділом

Таким чином, розроблена технологія для ліквідації прихватів окрім технічних переваг дозволяє досягти і економічного ефекту порівняно з аналогічними технологіями.

## 7 ОХОРОНА ПРАЦІ І ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ

### 7.1 Аналіз потенційних небезпек і шкідливих чинників виробничого середовища

Під час роботи бурової установки IRI-125 і спуско-підйомних операціях (СПО) обслуговуючий персонал піддається дії шуму і вібрації. Під дією шуму спостерігається погрішення стану органів слуху, підвищення кров'яного тиску, людина швидко втомлюється, втрачається увага, яка може привести до нещасного випадку, зниження продуктивності праці до 60% від продуктивності праці на початку робочої зміни. Небезпека при СПО і в процесі буріння несе елементи, які рухаються, наприклад, автоматичний елеватор з талевим блоком.

Аналіз потенційно небезпечних виробничих чинників представлений в табл. 7.1.

Таблиця 7.1 – Аналіз потенційно небезпечних виробничих чинників

Джерело небезпеки	Характеристика потенційно небезпечних виробничих чинників
Кронблок УКБА- 7-400	Зіскок канату з шківа кронблока, що приведе до перекосу автоматичного елеватора з талевим блоком, стають не керованими. Падіння з висоти елементів кріплення кронблока
Талевий блок УТБА- 6-320	Падіння на стіл ротора при обриві талевого канату. Заклинування шківів.
Автоматичний елеватор ЕА-400	Несправність захвату труб (заклинування або зношування), яка приведе до падіння колони бурильних або обсадних труб на роторний майданчик.
Талевий канат $\varnothing$ 32 мм	Обрив каната в результаті зношування, неправильного вибору, можливе падіння автоматичного елеватора з талевим блоком.
Лебідка ЛБУ- 1100	Небезпеку складають елементи, які обертаються. Ненадійне закріплення нерухомого кінця талевого канату.
Машинний ключ TSK	Пружний відсік при розкручуванні колони труб. Обрив канату, на якому підвішений ключ.
Бурові насоси УНБТ- 950 і нагнітальні лінії	Високі пульсуючі тиски (до $P=32$ МПа) можуть привести до послаблення, або розриву з'єднань нагнітальної лінії.

## 7.2 Забезпечення нормальних умов праці

При розробці заходів щодо забезпечення сприятливих умов праці найважливішими є питання:

- освітленість;
- метеорологічні умови;
- шум і вібрація;
- загазованість повітря робочої зони;
- вентиляція.

Для створення належних санітарно-гігієнічних умов при експлуатації бурової установки IRI – 125 використовується природна вентиляція, яка створюється за рахунок вітрового натиску (надлишковий тиск, що створюється вітром) і різниці температур повітря.

Цих засобів вентиляції повинно вистачати для запобігання отруєнню робітників нафтовим супутнім газом і шкідливими речовинами (табл. 7.2) особливо при розкритті продуктивних горизонтів свердловин і коли гирло свердловин буває відкритим.

Рациональне освітлення при СПО є таким, яке забезпечує видимість пересування обслуговуючого персоналу, шлях руху автоматичного елеватора з талевим блоком і інших механізмів, які рухаються (табл. 7.3).

Потрібне освітлення досягається такими шляхами:

- в лебідковому для вишкі блоці необхідна освітленість досягається лампами розжарювання 300 Вт (6 шт), підвіска світильників здійснюється на висоті 6 м;
- територія і привишкові споруди освічуються прожекторами ПЗС-35;
- фарбування устаткування слід проводити згідно правил санітарно побутових приміщень, технічної естетики і ергономіки для збільшення відбиваючої здатності світла.

Використання електроприводу дозволяє понизити рівень шуму.

Для захисту бурової бригади і обслуговуючого персоналу конструкцією бурової установки IRI-125 передбачені укриття від несприятливих метеорологічних умов.

Таблиця 7.2 – Характеристика шкідливих речовин, які використовуються

Назва шкідливої речовини	Технологічний процес, в якому використовується	ГДК, міліграм/м <sup>3</sup>		Дія на організм людини
		Робоча зона	Атмосфера населеного пункту	
Чадний газ	Робота двигунів внутрішнього згорання	20	-	Запаморочення, нудота, втрата свідомості.
Каустична сода	Приготування бурового розчину, промивання свердловини	0,5	-	Вплив на органи дихання, роздратування слизових оболонок і шкіри
Барит	Приготування бурового розчину, промивання свердловини	6	-	Роздратування слизових оболонок і шкіри
Глина	Приготування бурового розчину, промивання свердловини	4	-	Вплив на органи дихання
Кальцинована сода	Приготування бурового розчину, промивання свердловини	2	-	Вплив на органи дихання і слизові оболонки
Цемент	Приготування тампонажного розчину	6	-	Вплив на органи дихання, осідання в легенях

Таблиця 7.3 – Характеристика штучного освітлення робочих місць

Назва ділянки, території або вид робіт	Розряд зорової роботи	Загальне освітлення, лк	Тип світильника
Робочий майданчик БУ	V a	50	ВЗГ-100М
Щит ГІВ	IV	50	ВЗГ-100М
Вишка	VIII в	2	ВЗГ-200М
Приймальні містки	VI	15	ПЗС-35

Перелік необхідних санітарно побутових приміщень для бригади, яка працює на буровій, поданий в табл. 7.4.

Таблиця 7.4 – Номенклатура житлово-побутових приміщень

Назва приміщення	Назва побутового устаткування	Норма площини на 1 людину м <sup>2</sup>	Кількість тих, що працюють, чол	Всього площини, м <sup>2</sup>	Фактична площа, м <sup>2</sup>
Вбиральня	Шафа подвійна	0,9	25	22,5	22
Приміщення для відпочинку	Одне посадочне місце на 4 людини	1	25	25	25,8
Їадильня	Їадильня	0,6	25	15	16,4
Умивальні	З кранами	0,5	25	1,25	8,0
Душова	1 на 12 чоловік	0,43	25	8,75	9,0

Для поліпшення мікроклімату на буровій санітарними нормами промислових підприємств і системою стандарту безпеки праці регламентовані норми температури, вологості і швидкості руху повітря у виробничих приміщеннях. Згідно цих норм оптимальна температура повинна складати 17-19 °С в холодний і переходний період, 20-22 °С в теплий період року. Вологість при цьому повинна складати 40-60 %, а швидкість руху повітря 0,3-0,4 м/с.

Результати атестації робочих місць, ЦНED ВАТ Українфта), визначено перевищення допустимого рівня шуму в силовому і насосному блоках. У зв'язку з тим, що пониженні вони бути не можуть, що пов'язано з технологічним процесом проводки свердловини і єснуючим типом устаткування, потрібно в силовому і насосному приміщеннях обов'язково використовувати індивідуальні протишумові навушники. На інших робочих місцях необхідно користуватися протишумовими навушниками. На робочих місцях бурильника і в агрегатному приміщенні для зниження рівня вібрації до допустимого, необхідно встановлювати віброізоляційні майданчики конструкції ВНДІБТ.

Для нормалізації захисту від дії шкідливих речовин необхідно, щоб робітники бурових бригад, а також обслуговуючий персонал мають бути забезпечені засобами

колективного (табл. 7.5) і індивідуального (табл. 7.6) захисту від небезпечних і шкідливих чинників виробничого середовища відповідно до "Типових галузевих норм безкоштовної видачі спецодягу, спецвзутті і других засобів індивідуальною захисти працівникам підприємств нафтової і газової промисловості" ДНАОП 0.05-3.24-80 і "Галузевих норм безкоштовної видачі спецвзутті і других засобів індивідуальною захисти".

Таблиця 7.5 – Засоби колективного захисту

Назва	Місця установки на буровій
Кожух	Вертлюжок - розрядники шинонневматичних муфт
Віброізолюючий майданчик	Біля пульта бурильника
Заглушник шуму ВНДІБТ	Вихлопний патрубок дизелів

Таблиця 7.6 – Засоби індивідуального захисту

Шкідливий виробничий чинник	Призначення ЗІЗ	Назва ЗІЗ	Професія
Падіння з висоти	Захист від падіння	Запобіжні пояси ГОСТ 12.4.103-80	Слюсарі монтажники
Падіння важких предметів, удари	Захист голови від травм	Захисні каски ГОСТ 12.4.103-80	Слюсарі по ремонту, монтажники
Пробій струму на корпуся, ушкодження ізоляції	Захист від поразки струмом	Діелектричні рукавиці ТУ- 38-40-632-72	Електрик
Механічні ушкодження тіла, укуси комах, попадання масла і інших ППМ на тіло	Захист тіла	Спецодяг. ОСТ 17.446-74 Спецвзуття. ГОСТ 12.4.103-80	Слюсар по ремонту і обслуговуванню електрик, монтажник
Шум	Захист органів слуху	Протишумові вкладиши. Протишумові навушники. ТУ6- 16-2402-80	Бурильник, помбур, моторист

### **7.3 Забезпечення безпеки технологічних процесів, монтажу і експлуатації устаткування**

Технологічні процеси, які проходять під високим тиском, устаткування, яке знаходиться під великими навантаженнями, в певних умовах представляють безпеку для працівників. Такі умови виникають на бурових, компресорних станціях, на гирлах свердловин фонтанів, при гідравлічному розриві пластів, піттримці тиску пласта і в деяких інших випадках.

Спуско-підйомні механізми, талевий механізм, сліватори, які застосовуються при бурінні, в процесі роботи можуть знаходитися під небезпечними навантаженнями, які значно перевищують допустимі, внаслідок чого можуть статися важкі аварії, руйнування спуско-підйомних механізмів, а також нещасні випадки з людьми.

Небезпечні навантаження можуть виникнути при невідповідності вантажопідйомності устаткування тим зусиллям, які можуть виникнути при ловильних роботах, при натягуванні прихваченої у свердловині колони труб і в інших випадках.

Основні заходи щодо запобігання небезпеки, зумовленої підвищеними лещатами і навантаженнями зводяться до наступного:

- усебічний облік при проектування устаткування умов його роботи з прийняттям необхідних запасів міцності;
- огляд і випробування установок, устаткування, механізмів;
- використання ослаблених елементів і облаштування для локалізації небезпеки (запобіжні хліпаки, пластини та ін.);
- використання контрольно-вимірювальних пристрій для контролю робочих параметрів і своєчасного виявлення небезпечних порушень режимів;
- використання засобів блокування (обмежувачів підйому, навантажень і так далі), які виключають аварії при неправильних діях тих, що працюють;
- автоматизація виробничих процесів, яка дозволяє вивести що працюють з небезпечних зон, впровадження контролю за показниками пристрій і дистанційне керування.

Підвищені вимоги пред'являються до герметичності устаткування, арматури і трубопроводів, які працюють під тиском, з паливними, вибухонебезпечними і токсичними газами або рідинами. Апаратуру і комунікації, призначенні для роботи з цими речовинами, виготовляють зварними з мінімальною кількістю роз'ємних з'єднань.

Герметичність фланцевих з'єднань забезпечується щільністю прилягання поверхонь деталей, що досягається правильним вибором фланців і прокладочних матеріалів, а для різьбових з'єднань – застосуванням відповідного герметизуючого підмотування і мастила.

Правильний розрахунок міцності, стійкості і цілісності є основною умовою раціональної і безпечної експлуатації устаткування машин і механізмів.

Для більшості устаткування машин і механізмів передбачений коефіцієнт запасу міцності залежно від діючих навантажень і режиму роботи.

Підйомно-спускові споруди (вежа, щогла) і устаткування, яке входить в талевий механізм, розраховують при запасі міцності не менше два.

Сучасні технологічні процеси характеризуються багатьма робітниками параметрами, які можуть змінюватися досить швидко і в широких межах.

Справні контрольно-вимірювальні прилади попереджають про появу небезпечних моментів в роботі установок і устаткування. Okрім контрольно-вимірювальних приладів при відхиленні параметрів технологічного процесу від встановлених застосовують різні сигналізуючі прилади, які сповіщають про загрозу небезпекі, - аварії, вибуху або пожежі.

Механізація виробничих процесів на тільки полегшує працю робітників, але і робить його безпечніше і високопродуктивним. Проте вона ефективна тоді, коли систематично контролюють стан застосованих механізмів і обслуговуються вони кваліфікованими робітниками.

Автоматизація сприяє зниженню виробничого травматизму. Тому перехід від автоматизації окремих процесів і установок до комплексної автоматизації усього технологічного процесу є найважливішим завданням.

Технічні засоби і заходи захисту від потенційно небезпечних виробничих чинників приведені в табл. 7.7.

Таблиця 7.7 – Технічні засоби захисту від виявлених потенційно небезпечних виробничих чинників

Небезпечний чинник виробничого середовища	Виробничий захисний пристрій	Технічна характеристика пристрою або засобу	Місце установки; термін використання
1	2	3	4
Падіння з висоти	Запобіжний пояс для роботи на висоті Обгороджування	ВР або ВМ по ГОСТ 12.4.089-80  ГОСТ 12.4.059-78	Робоче місце, на початку зміни Маршеві сходи, помости бурової вишкі, система жолоба
Небезпека електротравматизму	1. Засоби індивідуального захисту  2. Засоби колективного захисту  3. Заземлення	Діелектричні рукавиці ТУ 38-40-632-72 Гумові чоботи діелектричні ТУ 38-108-97-70 Ізоляюча підставка	Силові щитки, трансформатор, електроустаткування  Бурове устаткування
Отруєння парами і порохом шкідливих речовин	1. Засоби індивідуального захисту  2. Вентиляція	Респіратор ІУ-2К, Ф-62ш, РУ-60М, "Астра-2"  Природна вентиляція	Приготування розчинів
Травмування високим тиском	Встановлення запобіжних пристрій	Запобіжний хлипак КЗ	Нагнітальні лінії бурових насосів
Падіння важких предметів, удари	1. Засоби індивідуального захисту  2. Запобіжний пристрій	Захисні каски ГОСТ 12.4.103-80  Обмежувач підйому талевого блоку	Робоче місце, на початку зміни Нерухомий кінець талевого каната
Травмування при ремонті бурових насосів	Спеціальні пристрої	Наймачі хлипаків і сидел хлипаків	Насосний блок, слесарка

#### 7.4 Вимоги безпеки при складних і ловильних роботах

Складні і ловильні роботи у свердловині повинні проводитися по затвердженному плану пів чи безпосереднім посібником інженера майстра по складних роботах і за участю майстра капітального ремонту свердловин.

Члени бригади перед ліквідацією аварії мають бути проінструктовані по безпечному веденню цієї роботи.

Перед виробництвом складних, ловильних і інших робіт, пов'язаних з додатком підвищених навантажень на підйомне устаткування, необхідно оглянути його талевої системи і гальма лебідки. Під час цих робіт робітники, за винятком управління, що працює у пульта, мають бути видалені в безпечне місце.

Забороняється без індикатора маси вести ремонтні роботи, пов'язані з ходінням і натяжкою труб незалежно від глибини свердловини. При ходінні і підйомі труб слід вести спостереження за свідченнями індикатора маси. Навантаження на крюку не повинне перевищувати вантажопідйомність встановленого устаткування. Інакше необхідно застосовувати гіdraulічні домкрати.

Забороняється при використанні гіdraulічних домкратів виробляти одночасну натяжку труб за допомогою домкрата і лебідки.

Після проведення робіт по ліквідації аварії перевіряють стан устаткування і вишкі. Результати перевірки стану вишкі оформляються актом.

Забороняється виробляти роботи по ремонту ловильного інструменту над гирлом свердловини.

### **Висновки за розділом**

В цьому розділі був зроблений аналіз потенційних небезпек і шкідливих чинників виробничого середовища. Були розглянуті заходи із забезпечення нормальних умов праці. Наведені питання забезпечення безпеки технологічних процесів, монтажу і експлуатації устаткування. Особлива увага була приділена вимогам безпеки при складних і ловильних роботах.

## **ВИСНОВКИ**

У дипломній роботі була розроблена технологія ліквідації прихвату колони НКТ у свердловині № 131 Березовська.

Для цього була розглянута природа і розглянуті чинники, що впливають на виникнення прихватів колони труб. Наведені заходи щодо попередження прихватів, викликаних різними геологічними, технічними і технологічними причинами. Проаналізовані способи ліквідації прихватів, а саме: ходіння прихопленої колони; установка рідинних ванн; використання вибухового і гідроімпульсного способу; застосування ударних і гіdraulічних пристроїв.

Також розглянуті інструмент і технологія проведення ловильних робіт у свердловинах, що буряться.

На підставі аналізу цього матеріалу були вибрані методи, інструменти і режими проведення робіт по ліквідації прихвату колони НКТ у свердловині № 131 Березовська.

У роботі приведені заходи щодо охорони праці і техніка безпеки.

Таким чином, в результаті виконання дипломної роботи були досягнуті усі цілі і завдання, що стояли перед початком досліджень.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРИ

1. Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Макромати В.Д. Ремонт газовых скважин. – М.: Недра, 1998. – 271 с.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии по бурению нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2000. – 679 с.
3. Дудля Н.А., Янь Тайнин, Третьяк А.Я. Аварии при бурении скважин: Учебник. – Д: Национальный горный университет, 2005. – 288 с.
4. Гончаров А.Е., Винниченко В.М. Пособие бурильщику и мастеру по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений при разведочном бурении. – М.: Недра, 1987.
5. Коломоец А.В. Предупреждение и ликвидация аварий в разведочном бурении. – М.: Недра, 1985. – 224 с.
6. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. – М.: Недра, 1988. – 279 с.
7. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий и осложнений в бурении. – М.: Недра, 1987. – 238 с.
8. Самотой А.К. Прихваты колонн при бурении скважин. – М.: Недра, 1984. – 204 с.
9. Самотой А.К. Предупреждение и ликвидация прихватов труб при бурении скважин. – М.: Недра, 1979. – 182 с.
10. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении. – М.: Недра, 1991.
11. Ясов В.Г. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. – ИФГТУНГ, 1999.