

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

Геологорозвідувальний факультет

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеня

магістра

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

студента Масалітов Сергій Олександрович

(ІПБ)

академічної групи 184М-18-1 ГРФ

(шифр)

спеціальності 184 Гірництва

(код і назва спеціальності)

спеціалізації

Буріння

розвідувальних

та

експлуатаційних

свердловин

за освітньо-професійною програмою

Буріння розвідувальних та

експлуатаційних свердловин

(офіційна назва)

на тему «Розробка технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах
Кобзівського ГКР з вдосконаленням технології ліквідації прихватів бурового
інструменту»

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Судаков А.К.			
розділів:				
Геологічний	Калин Ю.Л.			
Технологічний	Судаков А.К.			
Охорона праці	Хоменко В.Л.			
Економічний	Судаков А.К.			
Рецензент	Хоменко С.С.			
Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			

Дніпро
2019

ЗАТВЕРДЖЕНО:

Завідувач кафедри нафтогазової
інженерії та буріння

Коровяка Є.А.

«_____» _____ 2019 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню _____ магістра

студенту Масалітов Сергій Олександрович академічної групи 184м-18-1 ГРФ
(прізвище та ініціали) _____ (шифр)

спеціальності 184 Гірництво _____

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою Буріння розвідувальних та
експлуатаційних свердловин _____

на тему «Розробка технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах
Кобзівського ГРП з вдосконаленням технології ліквідації прихватів бурового
інструменту» _____

затверджену наказом ректора НТУ «ДП» від _____

Розділ	Зміст завдання	Термін виконання
1.	Геологічна частина	01.10.2019
2.	Технічна частина	01.11.2019
3.	Спец. питання	15.11.2019
4.	Економічна частина	01.11.2019
5.	Техніка безпеки, промсанітарія, протипожежні заходи і охорона довкілля	10.12.2019

Завдання видано _____

А.К. Судаков

(підпис)

Дата видачі _____

02.09.2019

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

20.12.2019

Прийнято до виконання _____

С.О.Масалітов

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота містить 85 стор., 12 рис., 14 таблиць., 25 бібл.

ЕКСПЛУАТАЦІЙНА СВЕРДЛОВИНА, СТІНКА СКАЖИНЫ,
ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ, УСКЛАДНЕННЯ АВАРІЯ, ПРИХВАТ.

Об'єкт дослідження - свердловина, що буриться, на Кобзівському газоконденсатному родовищі, а також заходів щодо попередження ускладнень і аварій у свердловинах пов'язаних з прихватами бурового інструменту.

Мета роботи - спроектувати газову свердловину на Кобзівському газоконденсатному родовищі і розробити заходи щодо попередження і ліквідації прихватів бурового інструменту.

Засоби дослідження - аналіз літератури і теоретичні дослідження.

Кваліфікаційна робота складено згідно з вимогами методичних вказівок. Містить зведення про район бурових робіт, геологічний будові і характеристику продуктивних горизонтів. У проектній частині вирішуються питання спорудження свердловини : розроблена конструкція свердловини, вибрано бурове устаткування, інструмент, розроблені технології буріння і цементування. Розроблені заходи щодо попередження і ліквідації прихватів бурового інструменту, техніки безпеки, охорони надр і довкілля. Обґрунтовано кошторис буріння свердловини.

Для ліквідації прихватів в дрібних свердловинах рекомендований пристрій, в якому елементом, що дедормується, є пружина. Виходячи з схеми цього пристрою була розроблена його конструкція.

ЗМІСТ

ВВЕДЕННЯ.....	6
1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ.....	7
1.1 Географо-економічні умови.....	7
1.2 Геологічна будова ділянки.....	7
1.3 Характеристики горизонтів.....	10
1.4 Стратиграфія.....	11
1.5 Фізико-хімічні властивості флюїдів пластів.....	12
2 ПРОЕКТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИН.	
ВИБІР БУРОВОГО УСТАТКУВАННЯ І ІНСТРУМЕНТУ.....	14
2.1 Вибір і обґрунтування способу буріння.....	14
2.2 Конструкція свердловини.....	14
2.3 Техніка буріння.....	17
2.3.1 Вибір породоруйнуючого інструменту.....	17
2.3.2 Бурильна колона.....	17
2.3.3 Промивання свердловини.....	18
2.4 Технологія буріння.....	20
2.4.1 Розрахунок осьового навантаження на долото.....	20
2.4.2 Розрахунок частоти обертання долота.....	21
2.4.3 Розрахунок кількості промивальної рідини.....	21
2.5 Бурове устаткування.....	22
2.5.1 Вибір бурової установки.....	22
2.5.2 Вибір насосної установки.....	24
2.5.3 Вибір бурової вишки - розрахунок талевої системи.....	28
2.6 Цементування свердловини.....	30
2.6.1 Розрахунок об'єму цементного розчину.....	31
2.6.2 Розрахунок кількості сухого цементу.....	31
2.6.3 Розрахунок кількості води.....	32
2.6.4 Розрахунок кількості промивочної рідини.....	32
2.6.5 Розрахунок тиску при закачуванні.....	33
2.6.6 Розрахунок кількості цементованих агрегатів.....	35
2.6.7 Розрахунок продуктивності цементування.....	36
2.6.8 Розрахунок кількості цементозмішувальних машин.....	37
2.6.9 Цементувальне устаткування.....	38

3 ТЕХНОЛОГІЯ ЛІКВІДАЦІЇ УСКЛАДНЕНЬ І ПРИХВАТІВ БУРОВОГО ІНСТРУМЕНТУ	40
3.1 Природа прихватів колон труб	40
3.2 Ліквідація прихватів.....	43
3.2.1 Вибір способу ліквідації прихватів	43
3.2.2 Використання вибухового способу для ліквідації прихватів	44
3.2.3 Ходіння прихопленої колони	46
3.2.4 Установка рідинних ванн	47
3.2.5. Гідроімпульсний спосіб ліквідації прихватів.....	49
3.3 Огляд ударних механізмів для ліквідації прихватів бурового снаряда	50
3.3.1 Особливості і ефективні сфери застосування ударних механізмів для ліквідації прихватів бурового снаряда у свердловинах	50
3.3.2. Ударні механізми, що реалізують енергію пружної деформації твердого тіла	51
3.3.3 Гідравлічні пристрої.....	60
3.4 Пропонована конструкція пристрою для ліквідації прихватів бурильних труб при бурінні свердловин	63
3.4.1. Опис механізму.....	63
3.4.2. Принцип дії	63
4 ОРГАНІЗАЦІЯ РОБИ І КОШТОРИС ЇХ ВИРОБНИЦТВА	65
5 ОХОРОНА ПРАЦІ	69
5.1 Аварії і ускладнення	70
5.2 Попередження аварій при спуску обсадних колон.....	70
5.3 Попередження аварій при неякісному цементуванні.....	72
6 ОХОРОНА НАДІ І ДОВКІЛЛЯ.....	74
6.1 Рекультивация земельної ділянки	75
6.2 Охорона поверхневих і підземних вод.....	76
6.3 Охорона довкілля	78
6.4 Моніторинг за станом довкілля	82
ВИСНОВКИ.....	78
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	84

ВСТУП

Проект буріння і устаткування експлуатаційної свердловини на газ в Красноградському районі Харківської області. Загальне число експлуатаційних свердловин - 14 шт. Глибина проектованої свердловини складає - 4550 м

Для вирішення поставленої мети запроектовано проведення наступних видів робіт.

Аналіз геолого-технічних умов буріння свердловин.

Бурові роботи, для успішного проведення яких будуть вибрані спосіб буріння, конструкція свердловин, бурові установки, бурильні труби, комплектування бурового снаряда, породоруйнучий інструмент, технологія буріння.

Спеціальна частина проекту присвячена рішенням однієї з найбільш важливих проблем при бурінні свердловин, а саме розробка заходів щодо попередження і ліквідації прихватів бурового інструменту в свердловині.

Проведений комплекс заходів щодо охорони праці і довкілля, з тим, щоб звести до мінімуму потенційні небезпеки запроектованих робіт, обмежити вплив техногенних чинників на екологічну ситуацію, не допускати аварій, що можуть спричинити серйозні соціальні і екологічні наслідки.

1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ

1.1 Географо-економічні умови

Кобзівська площа розташована на території Красноградського і Кегичевського районів Харківської області України (рис.1.1).

У орографічному відношенні район робіт є рівниною, яка порізана численними балками, з найбільшою їх кількістю в межиріччя р. Орелі і р. Берестовою. Загальний нахил поверхні простежується з північного сходу на південний захід. Абсолютні відмітки рельєфу на вододілах +155...+195 м, в долинах до +108 м і нижче.

Клімат району континентальний. Найтепліший місяць року - липень, найхолодніший, - січень. Середньорічна температура повітря коливається від +8°C до +10°C. Сніговий покрив тримається 45-115 днів. Максимальна глибина промерзання ґрунту 1,0 - 1,2, м

Район густо заселений. На території району великих підприємств немає, за винятком газодобувних.

Найближчими населеними пунктами є районні центри смт. Кегичівка, смт. Сахновщина і м. Красноград.

Найближча залізнична станція - Кегичівка.

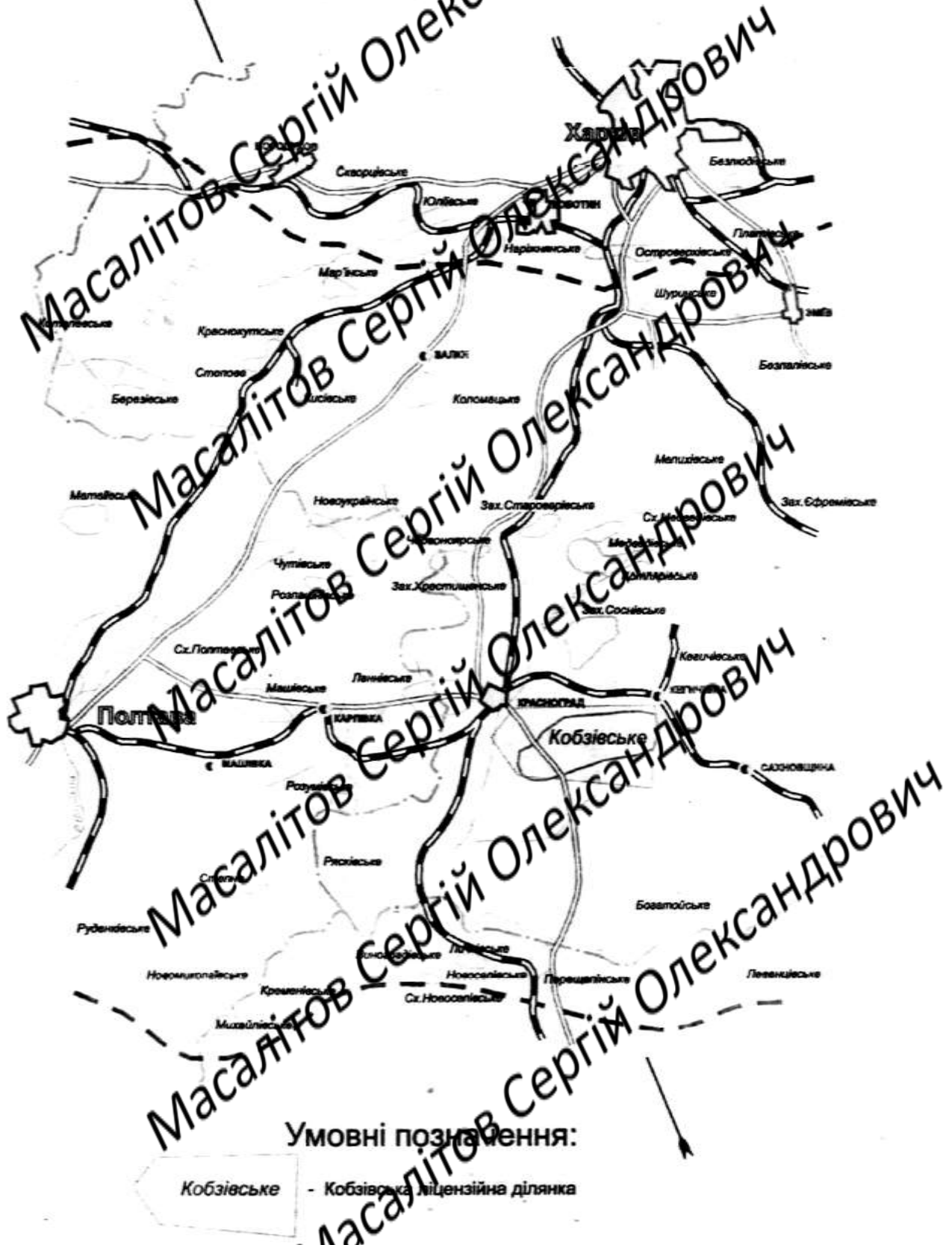
Кегичівський і Красноградський райони характеризуються розвинутою промисловістю, яка спеціалізується на видобутку природного газу (рис. 1.2), що зумовило, у свою чергу, наявність розвинутої мережі газопроводів, збиральних пунктів і газодобувних промислів.

Найближчими до Кобзівської площі є Кегичівський газодобувний промисел і ПСГ.

1.2 Геологічна будова ділянки

Нафтогазоносна западини характеризується високим рівнем вивченості; ресурси її надр оцінені на площі 75 тис. кв. км. Об'єм перспективних відкладень в її межах перевищують 0,35 млн. куб. км і по цих показникам регіон займає одне з провідних місць в Європі. Промислова продуктивність встановлена в широкому стратиграфічному діапазоні: від юрських до архейско-протерозойських утворень. Всього в розрізі фанерозоя виділено 99 продуктивних горизонтів (ГТГ) з покладами вулканоднів.

Оглядова карта району робіт
Кобзівське Г
2006 р.
Масштаб 1:1000000



Умовні позначення:
Кобзівське - Кобзівська ліцензійна ділянка

Рисунок 1.1 - Оглядова карта району робіт



Рисунок 1.2 - Кобзівське ПКР. Схема розміщення проектних свердловин. М 1:50000

Фізико-хімічні властивості, компонентний склад вуглеводнів западини надзвичайно різноманітні і залежать як від термобаричних умов в надрах, так і від розподілу органічної речовини на глибинах. При низьких температурах речовина системи має підвищений вміст нафтоєвих, а при високих - ароматичних з'єднань. По співвідношенню газової і рідкої фаз виділяються чотири типи вуглеводнів : вуглеводневі гази, газоконденсати, системи перехідного стану і нафти; розподіл двох останніх є умовним.

Нафтогазоносні продуктивні комплекси виділяються в області по нафтогазонасиченим і екрануючих товщах розрізів. Вони різні по своєму площадковому поширенню і значущості. Серпуховським комплекс за своїми характеристиками є субрегіональним і включає 164 поклади в 68 родовищах (8,3% розвіданих запасів). Відрізняється високим рівнем розвіданих початкових ресурсів (більше 30%). Прогнозна оцінка його нафтогазоносне досить висока, особливо у зв'язку з відкриттям газоконденсатних покладів Котелевсько-Березовської групи родовищ.

1.3 Характеристики горизонтів

Четвертинна система, неоген, палеоген (0 - 245 м)

Представлена глиною бурого кольору, прошарки супіску бурому, що містить пісок буро-коричневий, дрібнозернистий і шари мергеля.

Крейда (245 - 750 м)

Верхній K₃:

Крейдяні відкладення середньої щільності і фортеці і мергель слабо зцементований. З глибини 580 м чергування потужні пласти піщанику кварцевого сірого і світло-сірого.

Середній K₂:

Чергування потужних пластів піщанику кварцевих сірих і світло-сірих, різнозернистих (від дрібнозернистих до крупнозернистих), слабозцементованих з глинами темно-сірими, алевритистими, карбонатними (CaCO₃ до 10%), щільними.

Юра (750-1290 м)

Верхня I₃, середня I₂

Триває чергування пластів піщанику кварцевих сірих і світло-сірих, різнозернистих (від дрібнозернистих до крупнозернистих), слабозцементованих з глинами темно-сірими, алевритистими, карбонатними (CaCO₃ до 10%), щільними. Включення пластів вапняку кварцевого сірого і світло-сірого.

Триас (1290-1810 м)

Верхній T₃.

Глини темно-сірі, алевритисті, карбонатні (CaCO_3 до 10%), щільні з прошарками вапняку кварцевого сірого і світло-сірого.

Середній T_2 .

Пласти вапняку кварцевого сірого і світло-сірого.

Перм (1810-2440 м)

Верхня P_3 , середня P_2 .

Глини, слюдяні, слабо карбонатні (CaCO_3 до 3%), в'язкі тонким вкрапленням піриту і темно-сірі, тонкослоїсті, слюдяні, алевролітисті, щільні, з чергуванням пластів піщаників кварцевих сірих і світло-сірих, різнозернистих (від дрібнозернистих до крупнозернистих), слабозцементованих, також зустрічаються шари ангідритів.

Карбон (2440-4450 м)

Верхній C_3 , середній C_2 , нижній C_1 .

Глини сірі, слюдяні, сильно вапняні (CaCO_3 до 26%), в'язкі, слабо ущільнені з тонким вкрапленням піриту, глини темно-сірі, щільні, тонкошаристі. Також пласти піщаників кварцевих сірих і світло-сірих, різнозернистих (від дрібнозернистих до крупнозернистих), слабозцементованих з глинами темно-сірими, алевритистими, карбонатними (CaCO_3 до 10%), щільними. Прошарки алевроліту буро-сірого, глини пестроцвєтної і вапняку білого, крейдоподібного.

1.4 Стратиграфія

Таблиця 1.1 Літолого-стратиграфічна і геохімічна характеристика гірських порід

Ера	Система	Ярус	Проектна глибина м
Кайно-зойська KZ	Четвертинний Q, неоген N, палеоген P		0-245
Мезо-зой MZ	Крейда K	Юра J	245-750
		Тріас T	750-1290
			1290-1810
Палеозой PZ	Перм P		1810-2440
			2440-2990
		Московський - C_2 m	2990-3570
		Вашкирський - C_2 в	3570-4130
		Серпуховський C_1 s	4130-4450

1.5. Фізико-хімічні властивості флюїдів пластів

Дослідження фізико-хімічних властивостей нафт пластів проводилася по пробах пластів у відділі дослідження нафт і в аналітичній лабораторії. Нижче наводиться коротка характеристика нафти, води і газу по ярусах.

Серпуховський ярус

Дослідження властивостей нафти серпуховського ярусу в умовах пластів проводилося по 91 пробам, відібраним з 22 свердловин. Середні значення основних параметрів нафти, отриманих за результатами аналізів проб наступні: тиск насичення - 1,3 МПа, газозміст - 4,72 м³/т, об'ємний коефіцієнт - 1,032, динамічна в'язкість складає 52,87 мПа (с. Щільність нафти пласта - 883,8 кг/м³, сепарованою - 906,8 кг/м³, температура пласта 23 °С. За даними аналізів поверхневих проб нафти серпуховського ярусу відносяться до групи важких нафт - щільність в поверхневих умовах складає 917,3 кг/м³. За змістом сірки - 2,6% мас і парафіну - 5% мас нафта є високосірчистою, парафінистою. Кінематична в'язкість при 20 °С складає 109,4 мПа/с. Підземні води серпуховських відкладень представлені двома типами: сульфатно-натрієвими і хлоркальцієвими (по В. А. Сулиці).

Сульфатні води в основному пов'язані з процесами вилуговування гіпсу і ангідритів. Загальна мінералізація коливається від 12,6 до 23,0 г/л, щільність 1009,6-1175,0 кг/м³, в'язкість 1,03-1,8 мПа/с (табл. 1.3)

Таблиця 1.3 - Фізичні властивості вод пластів

Найменування	Діапазон зміни	Середні значення
Газозміст, м ³ /т	0,16	0,16
в т.ч. сірководня, м ³ /т	0,008	0,008
В'язкість, мПа/с	1,03-1,8	1,11
Загальна мінералізація, г/л	12,6-229,022	42,105
Щільність, кг/м ³	1009-1175	1036

Також присутній сірководень у кількості 0,008 м³/т. Склад газу - азотний. Газонасиченість 0,09-0,12 м³/т. об'ємний коефіцієнт - 1,0003.

Із-за наявності у водах серпуховських і башкирських відкладень сірки і сірководня необхідно передбачити захист устаткування нафтопромислу від корозії.

Якнайповніші результати досліджень властивостей нафти в умовах пластів і поверхневих, фізико-хімічні властивості і фракційний склад разгазированной нафти, фізико-хімічні властивості вод пластів, зміст іонів і домі-

шок у водах пластів представлені в таблиці. 3-6, по кожному з горизонтів дані середні значення параметрів, діапазон їх зміни.

Загальна мінералізація підземних вод серпуховських і башкирських відкладень змінюється впродовж року від 0,7 до 258 гр./л, питома вага - з 1005,0 до 1180,0 кг/м³. З усього вищевикладеного можна зробити висновок, що води пластів цих покладів неоднорідні.

Таблиця 1.3 - Геологічні дослідження пластів

№ п.п.	Види досліджень	Кількість визначень, аналізів і ін.
1	Відбір і опис шламу	114
2	Літологічне визначення порід в інтервалі	193-4550м
3	Визначення карбонатності порід	214
4	Визначення градієнта порового тиску за розрахунками параметра буримості "Б"	3570-4450 м
5	Проведення люмінесцентно-бітумінологічного аналізу порід	114
6	Газовий каротаж в інтервалі	2440-4550 м
7	Роздільний аналіз газу по стволу свердловини	2440-4550 м
8	Проведення аналізу газу проб бурового розчину	2440-4550 м
9	Побудова літолого-стратиграфічного розрізу	2440-4550 м
10	Видача добових пометрових зведень геолого-технологічних параметрів.	щодня

У перспективних ділянках розрізу серпуховського ярусу проводився відбір проб бурового розчину для визначення коефіцієнта дегазації дегазатора, фактичного вуглеводного вмісту бурового розчину, розрахунок коефіцієнта розбавлення, визначення приведенного до об'єму породи газозмісту і залишкового вуглеводного вмісту гірських порід F_r .

В процесі буріння проводився безперервний газовий каротаж в інтервалі 0 - 4450 м з фіксацією сумарних газосвідчень в газоповітряній суміші з бурового розчину, одночасно вироблялося покомпонентне визначення складу газу, а також люмінесцентно-бітумінологічний аналіз шламу.

2 ПРОЕКТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИН. ВИБІР БУРОВОГО УСТАТКУВАННЯ І ІНСТРУМЕНТУ

2.1 Вибір і обґрунтування способу буріння

Вибір найбільш ефективного способу буріння обумовлений завданнями, які мають бути вирішені при розробці або вдосконаленні технології буріння в конкретних геолого-технічних умовах.

При бурінні нафтових і газових свердловин набули поширення способи буріння : роторний, гідравлічними вибірними двигунами і буріння електробурами. Буріння проектної свердловини вироблятиметься роторним способом.

2.2 Конструкція свердловини

Конструкція свердловини визначається числом обсадних колон, що спускаються, забійшки їх установки, діаметром вживаних труб, діаметром доліт, якими ведеться буріння під кожну колону, заввишки підйому тампонажного розчину в затрубному просторі і конструкцією вибою.

Конструкція свердловини залежить від глибини залягання продуктивних пластів, їх продуктивності і колекторних властивостей, тисків пластів і порових, а також тиску гідророзриву прохідних порід, фізико-механічних властивостей і стану порід.

При проектуванні конструкції свердловини в першу чергу вибирають число обсадних колон і глибини їх спуску, виходячи з недопущення несумісності умов буріння окремих інтервалів ствола. У цьому проекті передбачаються три обсадні колоди: під напрям, під кондуктор і експлуатаційна колона. Глибина спуску експлуатаційної колоди визначається місцем розташування продуктивних пластів, способами закачування і експлуатації свердловини, а також конструкцією вибою. У нашому випадку вона складає 4450 м. Глибина кондуктора - 250 м.

Діаметри обсадних колон і доліт вибираємо від низу до верху, починаючи з експлуатаційної колоди.

Для встановлення кількості обсадних колон і глибини їх спуску будемо поєднаний графік зміни градієнтів тиску пласта і тиску гідророзриву по глибині бурової свердловини. На його основі проектуємо перший орієнтовний варіант конструкції бурової свердловини. Кінцевий варіант рішення про кількість обсадних колон і глибину їх спуску приймаємо після аналізу геолого-технічних умов буріння з урахуванням можливих ускладнень. Нижче наведено поєднаний графік тисків і спроектована конструкція свердловини.

Таблиця 2.1 - Поєднаний графік тисків

Глибина підшви, м	Градієнт тисків, МПа/м		Поєднаний графік тисків	Конструкція свердловини
	пластовий	гідроразриву		
150	0,01	0,012		
250	0,01	0,012		
750	0,0114	0,014		
1350	0,0108	0,014		
1900	0,0104	0,015		
2350	0,0105	0,015		
2600	0,0104	0,016		
3050	0,0108	0,015		
3250	0,0124	0,015		
4000	0,0116	0,017		
4550	0,014	0,018		

1. Відповідно до початкових даних діаметр експлуатаційної колони
 $d_{\text{ек}} = 146 \text{ мм}$.

2. Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону

$$D_{\text{д}}^{\text{ек}} = d_{\text{м}}^{\text{ек}} + 2\delta, \quad (1)$$

де $d_{\text{м}}^{\text{ек}}$ – діаметр муфти експлуатаційної колони; для заданої експлуатаційної колони $d_{\text{м}}^{\text{ек}} = 166 \text{ мм}$;

δ - величина проміжку між муфтою експлуатаційної колони і стінкою свердловини, оскільки діаметр експлуатаційної колони рівний $d_{\text{ЭК}} = 146$ мм, то приймаємо $\delta = 10$ мм.

$$D_{\text{Д}}^{\text{ЭК}} = 146 + 2 \cdot 10 = 166 \text{ мм.}$$

Відповідно до ДСТУ на бурові долота приймаємо $D_{\text{Д}}^{\text{ЭК}} = 215,5$ мм.

3. Визначання внутрішнього діаметру проміжної обсадної колони

$$d_{\text{ВН}}^{\text{ПР}} = D_{\text{Д}}^{\text{ЭК}} + 6 = 190,5 \text{ мм.} \quad (2)$$

$$d_{\text{ВН}}^{\text{ПР}} = 190,5 + 6 = 196,5 \text{ мм.}$$

Приймаємо згідно ДСТУ на обсадні труби

$$d_{\text{Н}}^{\text{ПР}} = 219 \text{ мм; } d_{\text{ВН}}^{\text{ПР}} = 210,1 \text{ мм; } d_{\text{М}}^{\text{ПР}} = 245 \text{ мм.}$$

4. Визначаємо діаметр долота для буріння під проміжну колону

$$D_{\text{Д}}^{\text{ПР}} = 245 + 2 \cdot 20 = 285 \text{ мм.}$$

Приймаємо згідно ДСТУ на бурові долота $D_{\text{Д}}^{\text{ПР}} = 295,3$ мм.

5. Визначаємо внутрішній діаметр кондуктора

$$d_{\text{ВН}}^{\text{К}} = 295,3 + 6 = 301,3 \text{ мм.}$$

Приймаємо згідно ДСТУ на обсадні труби

$$d_{\text{Н}}^{\text{К}} = 324 \text{ мм; } d_{\text{ВН}}^{\text{К}} = 301,9 \text{ мм; } d_{\text{М}}^{\text{К}} = 351 \text{ мм.}$$

6. Визначаємо діаметр долота для буріння під кондуктор

$$D_{\text{Д}}^{\text{ПР}} = 324 + 2 \cdot 30 = 384 \text{ мм.}$$

Приймаємо згідно ДСТУ на бурові долота $D_{\text{Д}}^{\text{ПР}} = 393,7$ мм.

Цементування обсадних колон ведемо на всю довжину колони.

Результати розрахунків зведемо в таблицю.

Результати розрахунків зведемо в таблицю.

Таблиця 2.2 Звідна таблиця обсадних колон

Найменування колони	Глибина опуску колони, м	Діаметр колони, мм	Діаметр долота, мм	Інтервал цементування, м
Кондуктор	250	324	393,7	0-250
Проміжна колона	3250	219	295,3	0-3250
Експлуатаційна колона	4450	146	215,9	0-4450

2.3 Техніка буріння

2.3.1 Вибір породорозрушаючого інструменту

Враховуючи фізико-механічні властивості гірських порід і конструкцію свердловини, приймаємо наступний породорозрушаючий інструмент.

Для буріння в інтервалі 0-350 м - лопатеве долото 393,7 СГВУ.

Для буріння в інтервалі 350-2450 м - шарошкові долота 295,3 СГВ, 295,3 СГНУ, 295,3 МСГАУ, ТЗГНУ.

Для буріння в інтервалі 2450-4500 м - шарошкові долота 215,9 СГВ, 215,9 СГВУ і 215,9 МЗГАУ.

2.3.2 Бурильна колонна

1. Діаметр ОБТ вибираємо з урахуванням діаметру долота виходячи з таких умов

$$\frac{d_{\text{УБТ}}}{D_{\text{д}}} = 0,75 \div 0,85 \text{ при } D_{\text{д}} \leq 215,3 \text{ мм}; \quad (3)$$

Тоді

$$d_{\text{УБТ}} = 0,75 \div 0,85 \cdot D_{\text{д}} = 0,75 \div 0,85 \cdot 215,3 = 162 \div 192 \text{ мм.}$$

Відповідно до ДСТУ на ОБТ приймаємо $d_{\text{УБТ}} = 165 \text{ мм}$.

Вага 1 м цих труб складає $q_{\text{ОБТ}} = 1470 \text{ Н}$.

Діаметр бурильних труб вибираємо із співвідношення

$$\frac{d_{\text{БТ}}}{d_{\text{УБТ}}} = 0,75 \div 0,80, \quad (4)$$

Тоді

$$d_{\text{БТ}} = 0,75 \div 0,80 \cdot d_{\text{УБТ}} = 0,75 \div 0,80 \cdot 165 = 110 \div 117 \text{ мм.}$$

Відповідно до ДСТУ на бурильні труби приймаємо $d_{\text{БТ}} = 114 \text{ мм}$.

Виходячи з пропонуваного дебіта і габаритів засобів відкачування, а також враховуючи стаю практику бурових робіт в цьому районі, приймаємо кінцевий діаметр буріння 215,9 мм, діаметр експлуатаційної колони - 168 мм.

Діаметри кондуктора і напрямки вибираємо відповідно до величин кільцевого проміжку між долотом і обсадною колоною, що спускається, і кільцевого проміжку між обсадною колоною і долотом, що спускається в неї, для наступного інтервалу. Діаметри доліт для кондуктора і обсадних складають 295,3 мм, 393,7 мм, а діаметри обсадних колон: 245 мм, 324 мм відповідно.

Висота підйому тампонажного розчину в затрубному просторі визначається на підставі діючих інструктивних і методичних матеріалів. Висоту підйому цементного розчину за усіма колонами слід виробити до гирла свердловини [9].

2.3.3 Промивання свердловини

Обґрунтування щільності промивальної рідини

Щільність промивальної рідини вибираємо згідно з поєднаним графіком тисків і уточнюємо для кожного інтервалу сумісних умов буріння по формулі

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH} \quad (5)$$

де $P_{\text{пл}}$ – тиск пласта в інтервалі свердловини для якого визначається $\rho_{\text{пр}}$;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

H – глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

α – нормативний коефіцієнт, який згідно до вимог правил ведення бурових робіт визначає запас тиску в буровій свердловині над пластом.

Щільність в інтервалі 6-250 м (оскільки $H < 1200$ те приймаємо $\alpha = 1,12$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,12 \cdot 800 \cdot 10000}{9,81 \cdot 250} = 1163 \text{ кг/м}^3$$

Приймаємо $\rho_{\text{пр}} = 1160 \text{ кг/м}^3$.

Щільність в інтервалі 250-3250 м (оскільки $H > 1500$ те приймаємо $\alpha = 1,05$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 1350 \cdot 11600}{9,81 \cdot 3250} = 1161 \text{ кг/м}^3$$

Приймаємо $\rho_{\text{пр}} = 1160 \text{ кг/м}^3$.

Щільність в інтервалі 3250-4450 м (оскільки $H > 1500$ те приймаємо $\alpha = 1,05$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 3050 \cdot 10000}{9,81 \cdot 4000} = 1180 \text{ кг/м}^3$$

Приймаємо $\rho_{\text{пр}} = 1180 \text{ кг/м}^3$.

Щільність в інтервалі 4000-4450 м (оскільки $H > 1500$ те приймаємо $\alpha = 1,05$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 2350 \cdot 11600}{9,81 \cdot 4450} = 1211 \text{ кг/м}^3$$

Приймаємо $\rho_{\text{пр}} = 1200 \text{ кг/м}^3$.

Бурові розчини виконують функції, які визначають не лише успішність і швидкість буріння, але і введення свердловини в експлуатацію з максимальною продуктивністю. Основні з цих функцій:

- видалення шламу з-під долота, транспорт його по затрубному простору і забезпечення відділення його на поверхні;
- утримання шламу в зваженому стані при зупинці циркуляції розчину;
- охолодження долота і полегшення руйнування породи в привибійній зоні;
- створення тиску із стінки свердловини для попередження водо-, нафто- і газопровів;
- надання фізико-хімічної дії на стінки свердловини, попереджаючи їх обвалення;
- забезпечення збереження проникності продуктивного пласта при його розтині;
- передача енергії гідравлічному вибійному двигуну (при його використанні) та ін.

При бурінні проектованої свердловини використовуватимуться наступні бурові розчини.

В процесі буріння під кондуктор застосовуватиметься глинистий розчин щільністю $1,07 \text{ г/см}^3$ оброблений КМЦ, кальцинованою содою, тому що в інтервалі 0-250 м передбачається наявність обвалів.

Параметри глинистого розчину:

$$\rho = 1,16 \text{ г/см}^3,$$

$$T = 30 - 50 \text{ с.},$$

$$V = 6 - 8 \text{ см}^3 / 30 \text{ хв.},$$

$$\text{Вміст піску до } 3\%.$$

При бурінні в інтервалі 250-2000 м можливі звуження ствола свердловини, обвали, самозамешивание, утворення каверн. Тому тут передбачається обробка глинистого розчину КМЦ, ВЛР, гіпаном, кальцинованою содою і графітом.:

Параметри розчину :

$$\rho = 1,16 \text{ г/см}^3,$$

$$T = 40 - 70 \text{ с.},$$

$$V = 4 - 7 \text{ см}^3 / 30 \text{ хв.},$$

$$\text{СНС} = 5 - 10 / 15 - 20 \text{ мгс/см хв.},$$

При бурінні в інтервалі 2000-3250 м також можливі коагуляція розчину, каверни, жолоби, прихвати. Тут передбачається обробка КСІ, КМЦ, кофосом, графітом, гіпаном, ПАА, кальцинованою содою, нафтою. Характеристика розчину :

$$\begin{aligned} \rho &= 1,16 \text{ г/см}^3, \\ T &= 40-80 \text{ с}, \\ V &= 5-6 \text{ см}^3 / 30 \text{ хв.}, \\ \text{СНС} &= 20-30/40-70 \text{ мгс/см хв}, \\ \text{Песок} &= 2-3\% \end{aligned}$$

При бурінні в інтервалі 3250-4090 м також можливі осипи, каверни, жолоби, прихвати. Тут передбачається обробка КСІ, КМЦ, кофосом, графітом, гіпаном, ПАА, кальцинованою содою, нафтою. Характеристика розчину :

$$\begin{aligned} \rho &= 1,16 \text{ г/см}^3, \\ T &= 40-80 \text{ с}, \\ V &= 5-6 \text{ см}^3 / 30 \text{ хв.}, \\ \text{СНС} &= 20-30/40-70 \text{ мгс/см хв}, \\ \text{Песок} &= 2-3\% \end{aligned}$$

У інтервалі 4090-4550 м обробка розчину залишається тією ж, а щільність збільшуємо до $1,20 \text{ г/см}^3$.

2.4 Технологія буріння

2.4.1 Розрахунок осового навантаження на долото

Величина осового навантаження на долото $R_{\text{дол}}$, яка повинна забезпечувати об'ємне руйнування породи на вибої з урахуванням показників механічних властивостей гірських порід і конструктивних даних про площу контакту зубів долота із вибоєм визначається по формулі:

$$R_{\text{дол}} = \alpha * R_{\text{ш}} * F_k, \quad (6)$$

де α – емпіричний коефіцієнт, що враховує зміну вибойних умов на зміну твердості ($\alpha = 0,3 - 1,5$);

$R_{\text{ш}}$ - твердість гірських порід за методикою Л.А.Шрейнера (по штампу) кг/мм^2 .

F_k - площа контакту зубів долота із вибоєм мм^2 , визначається по формулі В. С. Федорова :

$$F_k = (D_{\text{дол}} * \eta * \delta) / 2, \text{ мм.} \quad (7)$$

де η - коефіцієнт перекриття зубів;

δ - коефіцієнт притуплювання зубів.

Таким чином,

$$P_{\text{дол.}} = \alpha * P_{\text{ш}} * D_{\text{дол.}} * \eta * \delta / 2.$$

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$P_{\text{дол.}} = 1 * 250 * 393,7 * 1,21 * 1/2 = 59547,5 \text{ Н} = 5,6 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$P_{\text{дол.}} = 1,2 * 300 * 295,3 * 1,14 * 2/2 = 151190,4 \text{ Н} = 15,1 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$P_{\text{дол.}} = 1,59 * 350 * 215,9 * 1,4 * 2/2 = 168207,69 \text{ Н} = 16,8 \text{ т.}$$

2.4.2 Розрахунок частоти обертання долота

Вона визначається по наступній формулі:

$$N = 60 * v / \pi * D_{\text{дол.}} \quad (\text{об/хв}), \quad (8)$$

де v - середня окружна швидкість обертання долота ($V = 0,8 - 2,0$).

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$N = 60 * 2/3,14 * 0,3937 = 77,07 \text{ об/хв.}$$

тобто буріння здійснюватиметься на 1 швидкості ротора.

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$N = 60 * 2/3,14 * 0,2953 = 89,42 \text{ об/хв,}$$

тобто буріння здійснюватиметься на 3 швидкості ротора.

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$N = 60 * 1,5/3,14 * 0,2159 = 70 \text{ об/хв,}$$

тобто буріння здійснюватиметься на 2 швидкості ротора.

2.4.3 Розрахунок кількості промивальної рідини

Технологічно необхідна кількість промивальної рідини для забезпечення своєчасного і безперебійного винесення шламу із вибою по затрубному простору і очищення ствола свердловини знаходиться із співвідношення:

$$Q = 0,785 * (d_{\text{дол.}}^2 - d_{\text{пар.б.т.}}^2) * v_{\text{восх.}} \quad (9)$$

де $V_{\text{восх}}$ - мінімально допустима швидкість висхідного потоку з умови якісного очищення і ствола свердловини (чим менше діаметр, тим вона вища).

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$Q = 0,785 * (3,937^2 - 1,1^2) * 4 = 51,3 \text{ л/с.}$$

Робота насоса здійснюватиметься на 180 мм втулках з продуктивністю 51,0 л/с.

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (2,953^2 - 1,1^2) \cdot 4 = 43,9 \text{ л/с.}$$

Робота насоса здійснюватиметься на 180 мм втулках з продуктивністю 40,0 л/с.

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (2,159^2 - 1,1^2) \cdot 8 = 25,0 \text{ л/с.}$$

Робота насоса здійснюватиметься на 160 мм втулках з продуктивністю 25,0 л/с.

2.5. Бурове устаткування

2.5.1 Вибір бурової установки

Бурову установку вибираємо по номінальній вантажопідйомності відповідно до найбільшої ваги бурильної або обсадної колони в повітрі.

Тип приводу бурової установки вибирається залежно від регіональних умов. Враховуючи досвід робіт в цьому районі, буріння проєктованої свердловини здійснюватиметься з використанням приводу від ДВС.

Для визначення найбільшої ваги колони складемо порівняльну таблицю ваги бурильної і обсадних колон.

Таблиця 2.1 - Вага бурильних і обсадних колон

Показники	Бурильна колона	Проміжна колона	Експлуатаційна колона
Довжина колони	4500	4500	4500
Вага 1 м, Н	—	179	9
Вага колони, Н	142850	438550	409500

Таким чином, максимальну вагу має проміжна колона.

Для буріння свердловини вибираємо бурову установку Уралмаш 3Д-76.

Вона призначена для буріння експлуатаційних і розвідувальних свердловин на нафту і газ умовною глибиною 5000 м в умовах помірного клімату, кліматичне виконання "У", категорія I.

Технічні характеристики:

Тип	"Уралмаш 3Д-76"
Спосіб буріння	Роторний і турбінний
Умовна глибина буріння при масі 1м бурильної колони	30 кг, м 5000
Оснащення	5x6
Навантаження, що допускається на кріплення в процесі проводки і кріплення свердловини, кН	2250
Діаметр талевого каната, мм	32
Швидкість підйому кріюка при ходінні обсадних колон і ліквідації аварій, м/с	0,19
Швидкість сталого руху при підйомі незавантаженого елеватора, м/с	1,58
Потужність на приводному (вхідному) валу підйомного агрегату, кВт	710
Прокідний діаметр столу ротора, мм	560
Потужність на приводному валу ротора, кВт	215
Статичне навантаження, що допускається, на стіл ротора, кН	4000
Момент передачі столу ротора, кНм	50
Число основних бурових насосів, шт	2
Потужність приводу бурового насоса, кВт	600/530
Найбільший тиск на виході насоса (у манифольді), МПа	25
Номінальна довжина свічки, м	34
Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	6
Частота обертання столу ротора, з (об/хв)	
мінімальна	0,33(20)
максимальна	3,87(232)
Тиск повітря в пневмосистемі, МПа (кг/см)	0,6(6) - 0,8(8)
Потужність дизель-генераторних установок (не обмежена), кВт	3 x 632
Маса комплекту, т, не більше	170
Навантаження на кріюку від маси бурильної колони не повинна перевищувати при оснащенні 5 x 6	1450 кН

Склад: На силовій для вишки основи розташована бурова вишка з елементами талевої системи, ротор з пневмоклиньями, буровий ключ АКБ-3М2, лебідка з гідродинамічним гальмом. Привід ротора здійснюється дворядним втулково-роликівим ланцюгом 2ПР- 50,8 від бурової лебідки.

У силовому блоці встановлені: коробка зміни передач з карданными валами, силовий електродвигун приводу лебідки СДБО- 6000-710 кВт. і два електричні компресори 4ВУ1- 3/9, що забезпечують постачання бурової установки стислим повітрям (робочий тиск пневмосистеми 8 кг/см²)/

У прищоголової споруді на основі встановлено два бурових насоса, кожен з них має індивідуальний електропривод, який здійснюється клиноременою передачею від електродвигуна СМБФ- 6000-600/630 кВт.

На окремому фундаменті розміщені дизель-генераторні установки AKSA ACQ 1130 - 3 комплекти., потужністю 824 кВт - кожна, дизельні двигуни Cummins (США), потужністю 956 кВт кожен, генератори Stamford (Великобританія), призначені для живлення електроенергією електродвигунів, (привід ротора і лебідки, приводи бурових насосів УНБ- 600, компресорів і іншого електроустаткування, а також освітлення.

Спосіб монтажу і транспортування : агрегатний, блоковий, універсальним транспортом.

Циркуляційна система ЦС ЗД-76М

Технічна характеристика:

- | | |
|---|-----|
| 1. Корисний об'єм бурового розчину, м ³ | 160 |
| 2. Встановлена потужність електроустаткування, кВт | 60 |
| 3. Кліматичне виконання - У, категорія виробу - 1 (при температурі навколишнього повітря від мінус 45°С до плюс 45°С) згідно ДСТУ 15150 | |

Склад виробу : блок проміжний - 2шт., блок приймальний - 1шт., блок кінцевий - 1шт., блок БХР з основою, блок распредпристроїв з шафою управління, кабельною продукцією і електроустаткуванням, світильниками, кнопками управління, блок приготування розчину і хімреагентів БПР- 2, комплект майданчиків для обслуговування з периловими огорожуваннями.

Спосіб монтажу і транспортування.

Конструкція бурової установки передбачає:

- великоблочне транспортування лебідкового для вишки і навісного блоків на тяжеловозах ПП- 70 і Т- 60;
- транспортування середніми блоками на трайлерах і платформах ПП40Бр вантажопідйомністю 40т;
- агрегатний спосіб перевезення транспортом загального призначення [4].

2.5.2 Вибір насосної установки

Буровий насос для промивання свердловини в конкретних геологічних умовах вибирається по технологічно необхідній кількості промивальної рідини і тиску, що розвивається при цьому, для подолання втрат натиску в елементах циркуляційної системи бурової.

Кількість необхідної промивальної рідини при бурінні під експлуатаційну колону складає 31,11 л/с. Визначимо втрати тиски в циркуляційній системі, знаючи які можна вибрати найбільш раціональне компонування бурильного інструменту, обгрунтовано підібрати бурові насоси і повніше використовувати їх потенційні можливості.

Втрати натиску, кГс/см^2 в циркуляційній системі бурової при роторному бурінні визначаються по формулі:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{м}} + P_{\text{б.т.}} + P_{\text{к.п.}} + P_{\text{д}}, \quad (10)$$

де $P_{\text{м}}$ - втрати натиску при русі бурового розчину в наземних трубопроводах від насосної частини до колони бурильних труб, включаючи стояк в буровій, буровий шланг, а також вертлюга і провідну трубу (втрати натиску в зовнішньому об'язуванні буровою - манифольде);

$P_{\text{б.т.}}$ - втрати натиску при русі бурового розчину в бурильних трубах і замкових з'єднаннях (втрати тиску залежать від глибини свердловини);

$P_{\text{к.п.}}$ - втрати натиску при русі бурового розчину в затрубному кільцевому просторі свердловини (втрати тиску залежать від глибини свердловини);

$P_{\text{д}}$ - втрати натиску при русі бурового розчину через промивальні отвори бурового долота;

$P_{\text{м}}$, $P_{\text{д}}$ - не залежать від глибини свердловини, а $P_{\text{б.т.}}$ і $P_{\text{к.п.}}$ збільшуються з глибиною свердловини.

При циркуляції обчислюваного агента втрати натиску різні при прокачуванні води і глинистого розчину і залежать від їх властивостей і витрати.

$$P_{\text{м}} = 82,6 * \lambda * L_{\text{э}} * \gamma * Q^2 / d^5, \quad (11)$$

де λ - безрозмірний коефіцієнт гідравлічних опорів при русі в трубах;

Q - витрата бурового розчину, л/с;

γ - питома вага розчину, г/см^3 ;

d - внутрішній діаметр бурильних труб, см;

$L_{\text{э}}$ - еквівалентна довжина наземних трубопроводів, яка визначається по формулі,

$$L_{\text{э}} = L_{\text{н}} * (d / d_{\text{н}})^5 + L_{\text{с}} * (d / d_{\text{с}})^5 + L_{\text{ш}} * (d / d_{\text{ш}})^5 + L_{\text{в}} * (d / d_{\text{в}})^5 + L_{\text{э.ф.}} * (d / d_{\text{э.ф.}})^5 + L_{\text{в.пр}} * (d / d_{\text{в.пр}})^5 + L_{\text{э.ф.}} * (d / d_{\text{э.ф.}})^5 \quad (12)$$

де $d_{\text{н}}$, $L_{\text{н}}$ - внутрішній діаметр і довжина нагнітальної лінії, що йде від бурових насосів до стояка;

$d_{\text{с}}$, $L_{\text{с}}$ - внутрішній діаметр і довжина стояка з буровою;

$d_{\text{ш}}$, $L_{\text{ш}}$ - внутрішній діаметр і довжина бурового шланга;

$d_{\text{в}}$, $L_{\text{в}}$ - внутрішній діаметр ствола вертлюга і його довжина;

$d_{\text{э.ф.}}$, $L_{\text{э.ф.}}$ - діаметр і еквівалентна довжина фільтру, що встановлюється під провідною трубою;

$d_{в.тр.}$, $L_{в.тр.}$ - внутрішній діаметр і довжина провідної труби.

$$L_3 = 30 * (0,107 / 0,114)^5 + 15 * (0,107 / 0,114)^5 + 15 * (0,107 / 0,09)^5 + 2,5 * (0,107 / 0,09)^5 + 15 * (0,107 / 0,114)^5 + 2 * (0,107 / 0,114)^5 = 98,5$$

$$P_M = 82,6 * 0,026 * 96,85 * 1,2 * (31,11)^2 / (10,7)^5 = 1,72 \text{кГс/см}^2$$

$$P_{б.м} = 82,6 * \lambda * \gamma * Q^2 * (l + l_3 / l) * L_3 * d^5 \quad (13)$$

де L_6 - довжина бурильної колони, м;

l_3 - еквівалентна довжина замкових з'єднань, м;

l - відстань між замковими з'єднаннями, м

$$P_{б.м} = 82,6 * 0,026 * 2,03 * (31,11)^2 * (1 + 3,5 / 10) * 3800 / (10,7)^5 = 68,5 \text{кГс/см}^2$$

$$P_{к.п.} = 82,6 * \lambda_1 * \gamma * Q^2 * L / (D_c - d_H)^3 * (D_c + d_H)^2 \quad (14)$$

де λ_1 - коефіцієнт гідравлічних опорів при русі бурового розчину в кільцевому (затрубному) просторі; D_c - діаметр свердловини (долота), см;

d_H - зовнішній діаметр бурильних труб, см.

Втрати тиску від замкових з'єднань в кільцевому просторі складають невелику величину, тому нею зазвичай нехтують.

$$P_{к.п.} = 82,6 * 0,027 * 2,03 * 31,11^2 * 3800 / (21,59 - 12,7)^3 * (21,59 + 12,7)^2 = 9,32 \text{кГс/см}^2,$$

Втрати натиску, кГс/см², в долоті залежать від конфігурації промивальних отворів, від кількості і площі їх перерізу, витрати очисного агента (бурового розчину).

$$P_D = C * \gamma * Q^2, \quad (15)$$

де C - коефіцієнт, що характеризує втрати натиску в промивальних отворах долота, який можна вичислити по формулі:

$$C = 0,51 / (\mu^2 * f_0^2), \quad (16)$$

де μ - коефіцієнт витрати, f_0 - сумарна площа перерізів промивальних отворів, см².

$$C = 0,51 / (0,61^2 * 13,05^2) = 7 * 10^{-3},$$

$$P_D = 7 * 10^{-3} * 1,2 * 31,11^2 = 8,13 \text{кГс/см}^2,$$

Вичислимо сумарні втрати натиску :

$$P_{\Sigma} = 1,72 + 62,5 + 9,32 + 8,13 = 81,67 \text{кГс/см}^2.$$

Таким чином, технологічно необхідна кількість (витрата) промивальної рідини для забезпечення своєчасного і безперебійного винесення шламу із вибою по затрубному простору і очищення ствола свердловини з урахуванням втрат тиску, забезпечить нам насос УНБ- 600.

Опис бурового насоса УНБ-600:

Буровий насос УНБ-600 (У86МА2) призначений для подачі промивальної рідини на вибій при бурінні свердловин завглибшки до 5000 м (табл. 2.3). Промивальна рідина подається насосом через колону бурильних труб на вибій свердловини для охолодження і винесення зруйнованої долотом гірської породи, а також для передачі енергії потоку турбобуру, пов'язаному з ним долоту. Як промивальна рідина застосовується вода або плинний розчин з наявністю нафти, лугу, соди і інших компонентів.

Таблиця 2.3 - Технічні характеристики бурового насоса УНБ-600:

Потужність, кВт	600
Число поршнів двосторонньої дії	2
Частота подвійних ходів найменша в хв	65
Довжина ходу поршня, мм	400
Тип зубчастого зачеплення кривошипно-ползунного механізму	косозуба
Кут нахилу зуба, град	9°22'00"
Конструкція клапанної коробки	L - образна подвійної дії
Приєднувальні розміри клапанної групи в клапанній коробці	№9 API Spec 7K
Тиск рідини на вході не менше, МПа (кгс/см ²)	0,1 (1)
Система подачі рідини, що охолоджує, на штоки поршнів	Під тиском від допоміжного відцентрового насоса з електроприводом
Тиск рідини, що охолоджує, не менше, МПа (кгс/см ²)	0,15 (1,5)
Система подачі масла у вузли тертя механічної частини	1.Самотечная з накопичувальними лотків 2.Окунає у масляну ванну
Габаритні розміри, мм:	
довжина	5 100
ширина	3 000
висота	4 040
Корпус частини редуктора	Литий
Маса, кг	25 450

Насос буровий двопоршневий УНБ- 600 по конструктивному виконанню горизонтальний, кривошипний, двосторонньої дії.

У розрахунку основних характеристик прийнято: коефіцієнт подачі - 1, К.К.Д. - 0,85.

Буровий насос УНБ-600 по основних параметрах відповідає ГОСТ 6031.

2.5.3 Вибір бурової вишки і розрахунок талевої системи

Вишка використовується для проведення спуско-підіймальних операцій і утримання бурового снаряда під час буріння. Її вибір здійснюється по висоті H , м, і по вантажопідйомності Q .

Визначимо висоту вишки (H , м) по формулі:

$$H = k * L_{cb}, \quad (17)$$

де k - коефіцієнт, застережливий затягування бурового снаряда в крон-блок при його перепідйомі (зазвичай $k=1,2-1,5$);

L_{cb} - довжина свічки, залежна від глибини свердловини, м

Приймаємо $k = 1,5$; $L_{cb}=28$ м

$$H = 1,5 * 28 = 42 \text{ м}$$

Таким чином, вишка ВМА-45/200Н, що входить в комплект вибраної бурової установки, цілком підходить для виконання проєктованих робіт.

Підіймна система установки є поліспасний механізмом, що складається з кранблока, талевого (ружливового) блоку, сталевго каната, що є гнучким зв'язком між буровою лебідкою і механізмом криплення нерухомого кінця каната.

У міру збільшення глибини свердловин вага бурильних колон, які доводиться спускати і піднімати, збільшується, а максимальна швидкість намотування провідної струни талевого каната на барабан лебідки залишається практично незмінною для бурових установок різних класів. Тому для кожної установки застосовують талеvu систему зі своєю кратністю поліспасту від 4 до 14. Це досягається застосуванням різних оснащень.

Виробимо розрахунок оснащення і вибір талевого каната.

Визначимо кількість робочих блоків по формулі:

$$m = Q_{кр} / P_{л} * \eta_m, \quad (18)$$

де $Q_{кр}$ - вага бурового снаряда, Н;

$P_{л}$ - вантажопідйомність лебідки верстата, Н;

N_m - ККД талевій системи, рівний 0,8 - 0,9

Оскільки найбільшу вагу (90,09 т) буровий снаряд матиме при бурінні під експлуатаційну колону, то виробляти розрахунок будемо тільки для цієї колони:

$$m = 900925 / (1450000 * 0,9) = 5,9 - \text{приймаємо } 6 \text{ струн.}$$

Загальна кількість гілок каната при симетричній системі рівна:

$$m_0 = m + 2 = 6 + 2 = 8$$

Отже, застосовуватиметься оснащення 5 х 6.

Довжина талевого каната в оснащенні $L_{o.c.}$ залежить від числа струн m в ній і корисної висоти вишки h_{Π} .

$L_{o.c.} = (m + 2) * h_{\Pi} + l_3$, где $l_3 = 30$ м – довжина каната, що намотується на барабан.

$$L_{o.c.} = (8 + 2) * 42 + 30 = 450.$$

Тоді вага каната $G_k = L_{o.c.} * q_k$, де q_k - вага 1 м каната.

$$G_k = 450 * 33,8 = 15210 \text{ Н} = 15,21 \text{ кН.}$$

Визначимо найбільше статистичне навантаження на рухливі струни каната талевій системи :

$$P_{тс} = L * q + l_{обт} * q_{обт} + G_{тс}, \quad (19)$$

де L - довжина бурильних труб, м; q - вага 1 м бурильних труб, Н

$l_{обт}$ – довжина ОБТ, м;

$q_{обт}$ – маса 1 м ОБТ, Н;

$G_{тс}$ - вага талевого блоку, каната і крюка, Н.

Розрахуємо $G_{тс}$:

$$G_{тс} = G_{тб} + G_{каната} + G_{крюка} \quad (20)$$

$$G_{тс} = 67000 + 15210 + 35000 = 117210 \text{ Н} = 117,21 \text{ кН.}$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$l_{обт} = 28 \text{ м, } q_{обт} = 1,56 \text{ кН.}$$

$$P_{тс} = 28 * 1560 + 117210 = 160890 = 160,89 \text{ кН.}$$

Статичне навантаження на 1 струну: $P = P_{тс} / m$,

де m - число струн талевій системи.

$$P = 160,89 / 8 = 20,11 \text{ кН.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$L = 364 \text{ м, } q = 319 \text{ Н, } l_{обт} = 136 \text{ м, } q_{обт} = 1,56 \text{ кН.}$$

$$P_{тс} = 364 * 319 + 136 * 1560 + 117210 = 445486 \text{ Н} = 445,49 \text{ кН.}$$

Статичне навантаження на 1 струну: $P = 445,49 / 8 = 55,69 \text{ кН.}$

Для колони діаметром 146 мм.

$$L = 3100 \text{ м, } q = 319 \text{ Н, } l_{обт} = 190 \text{ м, } q_{обт} = 1,56 \text{ кН.}$$

$$P_{тс} = 3100 * 319 + 190 * 1560 + 117210 = 1402510 \text{ Н} = 1402,51 \text{ кН,}$$

Статичне навантаження на 1 струну: $P = 1402,51 / 8 = 175,31$ кН.

Враховуючи вчислені статичні навантаження, вибираємо сталевий талевий канат правого хрестового звивання типу ЛК-РО конструкції 6х31+1 м з діаметром 32 мм (згідно ГОСТ 16859-88) [2].

1.6 Цементування свердловини

Початкові дані

При розрахунку цементування свердловин визначають:

- 1) кількість сухого цементу;
- 2) кількість води для зачистки цементного розчину;

Таблиця 2.3 - Початкові дані для цементування

	Кондуктор	Проміжна	Експлуатаційна колона
Глибина спуску (H, м)	250	3250	4450
Діаметр лотота (D, мм)	393,7	295,3	215,9
Зовнішній діаметр обсадних труб (d_1 , мм)	24	245	168
Внутрішній діаметр обсадних труб (d_2 , мм)	305,9	230,5	140
Висота підйому цементного розчину ($H_{ц}$, м)	250	3250	4450
Щільність глинистого розчину (ρ_p , кг/м ³)	160	1160	1200
Щільність цементного розчину ($\rho_{ц}$, кг/м ³)	1860	1860	1860
Висота установки кільця "стоп" від вибою (h, м)	5	20	20

- 3) кількість продавочної рідини;
- 4) можливий максимальний тиск до кінця цементування;
- 5) допустимий час цементування;
- 6) число цементувальних агрегатів і цементозмішувальних машин.

Виробимо розрахунок одноступінчатого цементування кожної з обсадних колон.

2.6.1 Розрахунок об'єму цементного розчину

Об'єм цементного розчину, підмета закачуванню у свердловину, визначають по формулі:

$$V_{\text{ц}} = (\pi/4) * [K_1 * (D_2 - d_1)^2 * H_{\text{ц}} + d_2^2 * h], \text{ м}^3 \quad (21)$$

де K_1 - коефіцієнт, що враховує збільшення об'єму цементного розчину, що витрачається на заповнення каверн, тріщин, і збільшення діаметру свердловини проти розрахункового (номінального).

Значення коефіцієнта K_1 визначається кавернограмою для кожної конкретної свердловини. Зазвичай K_1 змінюється від 1,1 до 2,5. У нашому випадку приймаємо $K_1 = 1,5$.

Цементування здійснюватиметься з використанням чистого портландцементу.

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 * [1,15 * (0,3937^2 - 0,324^2) * 250 + 0,3059^2 * 5] = 10,91 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 * [1,15 * (0,2953^2 - 0,245^2) * 3250 + 0,2305^2 * 20] = 78,90 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 168 мм:

Інтервал 3250 - 4450 м:

$$V_{\text{г.ц.}} = 0,785 * [1,15 * (0,2159^2 - 0,168^2) * 1200 + 0,140^2 * 20] = 19,61 \text{ м}^3$$

Інтервал 0 - 3250:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 * [1,15 * (0,225^2 - 0,168^2) * 3250 + 0,140^2 * 20] = 53,64 \text{ м}^3$$

Загальний об'єм цементного розчину для експлуатаційної колони: $19,61 + 53,64 = 73,25 \text{ м}^3$

2.6.2 Розрахунок кількості сухого цементу

Кількість сухого цементу для приготування цементного розчину визначають з вираження:

$$Q_{\text{ц}} = \rho_{\text{ц}} * V_{\text{ц}} * 1 / (1+m), \quad (22)$$

де m - водоцементне відношення;

$\rho_{\text{ц}}$ - щільність цементного розчину, $\text{кг}/\text{м}^3$, її можна розрахувати по формулі:

$$\rho_{\text{ц}} = [(1+m) * \rho_{\text{с.ц.}} * \rho_{\text{в}}] / [\rho_{\text{в}} + m * \rho_{\text{с.ц.}}]. \quad (23)$$

де $\rho_{\text{с.ц.}}$ - щільність сухого цементу, $\text{г}/\text{см}^3$;

$\rho_{\text{в}}$ - щільність води, $\text{г}/\text{см}^3$.

$$\rho_{\text{ц}} = [(1+0,5) * 3,15 * 1] / [1 + 0,5 * 3,15] = 1,85 \text{ г}/\text{см}^3.$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{\text{ц}} = 1,85 * 10,91 * 1 / (1+0,5) = 13,46 \text{ т},$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{\text{ц}} = 1,85 * 78,90 * 1 / (1+0,5) = 97,31 \text{ т},$$

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 3250 - 4450 м:

$$Q_{ц} = 1,85 * 19,61 * 1 / (1 + 0,5) = 21,91 \text{ т}$$

Інтервал 0 – 3250 м:

$$Q_{ц} = 1,85 * 53,64 * 1 / (1 + 0,5) = 66,16 \text{ т}$$

Загальний об'єм цементу для колони: $Q_{ц} = 21,91 + 66,16 = 88,10 \text{ т}$.

Кількість сухого цементу, яку необхідно заготовити з урахуванням втрат при зачинненні цементного розчину, вичислимо по формулі:

$$Q_{ц}^1 = K_2 * Q_{ц} \quad (24)$$

де K_2 - коефіцієнт, що враховує назвні втрати при зачинненні цементного розчину. Якщо зачиннення виробляється без машин цементних змішувачів $K_2 = 1,054-5-1,15$, при використанні машин цементних змішувачів $K_2 = 1,01$. У нашому випадку $K_2 = 1,01$.

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 * 13,46 = 13,6 \text{ т}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 * 97,31 = 98,3 \text{ т}$$

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 3250 – 4450 м:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 * 21,91 = 22,1 \text{ т}$$

Інтервал 0 – 3250 м:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 * 66,16 = 66,8 \text{ т}$$

Загальна кількість сухого цементу з урахуванням втрат для колони:

$$Q_{ц}^1 = 22,1 + 66,8 = 88,9 \text{ т}$$

2.6.3 Розрахунок кількості води

Необхідна кількість води для приготування цементного розчину 50% - ной консистенції знаходиться з вираження:

$$V_{в} = 0,5 * Q_{ц} \quad (25)$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{в} = 0,5 * 13,6 = 6,8 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{в} = 0,5 * 98,3 = 49,2 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$V_{в} = 0,5 * 22,1 + 0,5 * 66,8 = 44,5 \text{ м}^3$$

2.6.4 Розрахунок кількості продавочної рідини

Потрібна кількість продавочної рідини (як яка часто використовують буровий глинистий розчин) визначається по формулі:

$$V_{\text{пр}} = \Delta * \pi * d_2^2 * (H - h) / 4, \quad (26)$$

где Δ – коефіцієнт, що враховує стискування глинистого розчину ($\Delta = 1,03 - 1,05$).

Підставивши значення, отримаємо:

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 * 3,14 * 0,305^2 * (250 - 5) / 4 = 18,5 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 * 3,14 * 0,2305^2 * (3250 - 20) / 4 = 139,2 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 * 3,14 * 0,133^2 * (4450 - 20) / 4 = 63,4 \text{ м}^3.$$

Дуже часто на практиці для швидкого визначення $V_{\text{пр}}$ користуються наступною емпіричною формулою:

$$V_{\text{пр}} = D_n^2 * H_1 / 2, \quad (27)$$

де D_n - номінальний зовнішній діаметр колони труб, спущених у свердловину, в дюймах; $D_n^2 / 2$ – кількість продавочної рідини, необхідна для заповнення 1 м спущених труб, л; H_1 - глибина установки кільця "стоп", тобто глибина продавки цементного розчину.

Для експлуатаційної колони:

$$V_{\text{пр}} = 5 * 4450 / 2 = 11125 \text{ л} = 11,1 \text{ м}^3.$$

2.6.3 Розрахунок тиску при закачуванні

Максимальний тиск перед посадкою верхньої пробки на наполегливе кільце визначається з рівняння:

$$P_{\text{max}} = P_1 + P_2, \quad (28)$$

де P_1 - тиск, необхідний для подолання опору обловленого різницями щільності рідини в трубах і затрубному просторі, P_2 - тиск, необхідний для подолання гідравлічних опорів.

$$P_1 = (1/10^5) * [(H_c - h) * (\rho_c - \rho_p)], \text{ МПа} \quad (29)$$

Величину P_2 зазвичай знаходять по емпіричних формулах. Найбільш поширеною є формула Шищенко-Бакланова; для свердловин завглибшки більше 1500 м (рис. 2.1, 2.2):

$$P_2 = 0,001 * H + 1,6 \text{ МПа}. \quad (30)$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$P_1 = (1/10^5) * [(250 - 5) * (1420 - 1070)] = 0,8 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 * 250 + 1,6 = 1,85 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{max}} = 0,8 + 1,85 = 2,65 \text{ МПа}$$

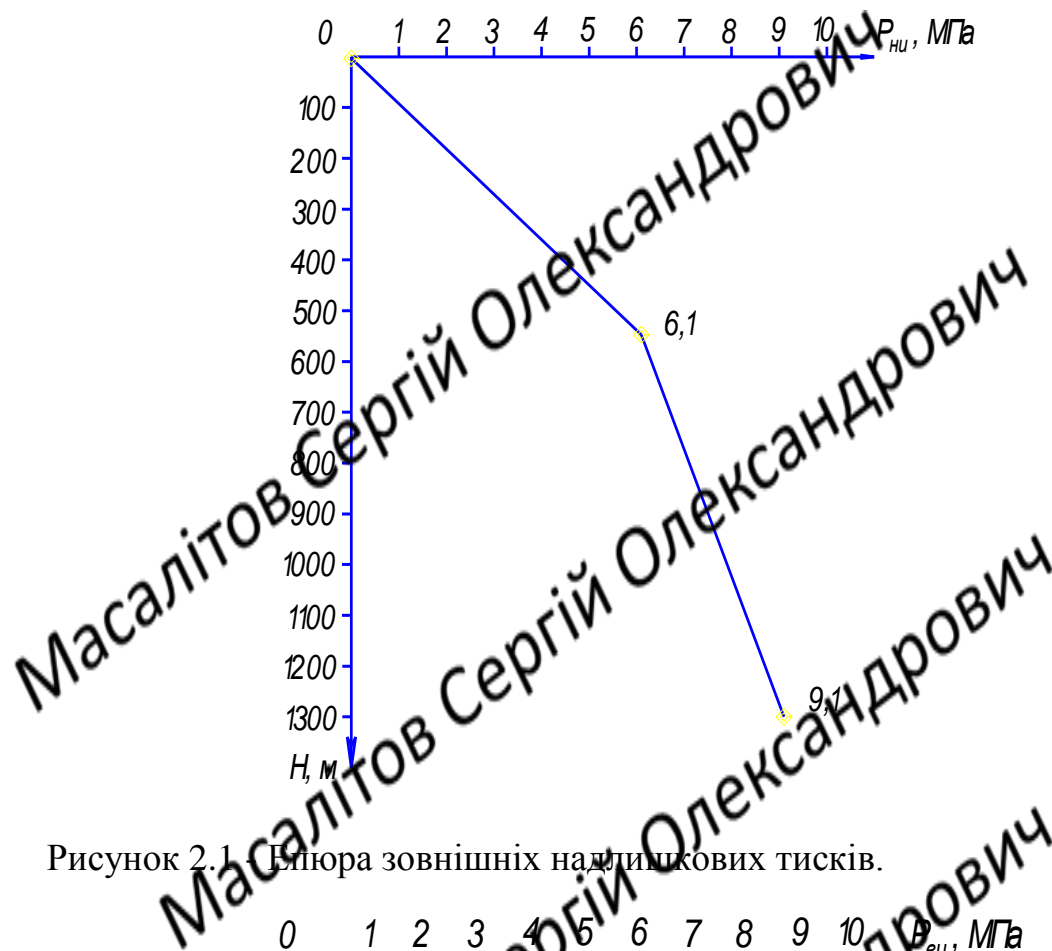


Рисунок 2.1 - Епюра зовнішніх надлишкових тисків.

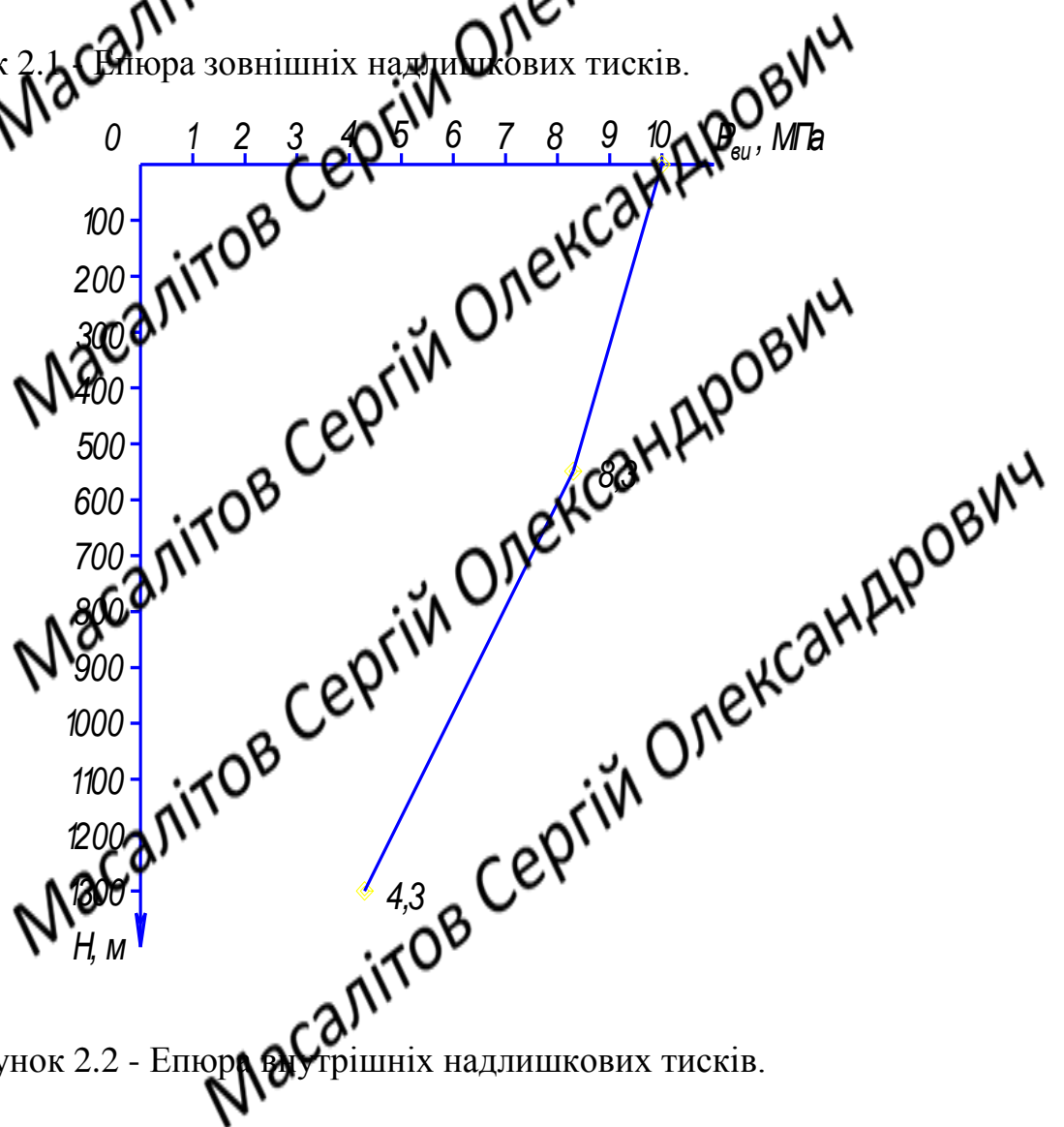


Рисунок 2.2 - Епюра внутрішніх надлишкових тисків.

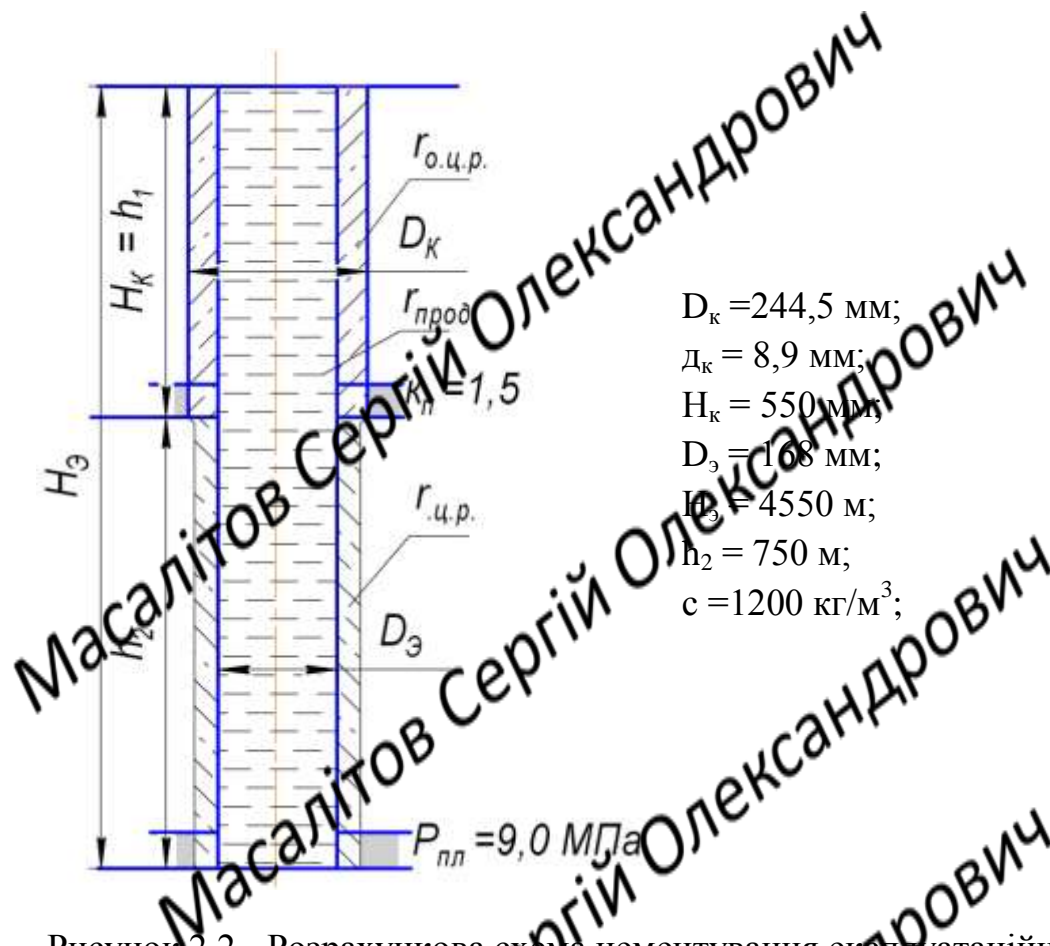


Рисунок 2.2 - Розрахункова схема цементування експлуатаційної колони.

Для колони діаметром 245 мм:

$$P_1 = (1/10^5) * (3250 - 20) * (1420 - 1120) = 9,7 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 * 3250 + 1,6 = 4,8 \text{ МПа.}$$

$$P_{\text{max}} = 9,7 + 4,8 = 14,5 \text{ МПа}$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$P_1 = (1/10^5) * (4450 - 20) * (1420 - 1120) = 13,3 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 * 4450 + 1,6 = 6,1 \text{ МПа.}$$

$$P_{\text{max}} = 13,3 + 5,26 = 19,4 \text{ МПа}$$

2.6.6 Розрахунок кількості цементованих агрегатів

Число цементованих агрегатів визначимо, виходячи з умови отримання швидкості підйому цементного розчину в кільцевому просторі у черевика колони у момент початку продавки (не менше 15 м/с для кондуктора і проміжних колон і неї менше 1,8 - 2,0 м/с для експлуатаційних колон); ця умова витікає з припущення, що збільшення швидкості руху цементного розчину в затрубному просторі сприяє повнішому витісненню глинистого розчину і заміщенню його цементним.

Часто ствол свердловини викривлений, має локальні розширення, а колона не строго зцементована в ній. У подібних випадках доцільно цементний розчин витіснити з колони, підтримуючи невелику швидкість підйому цементного розчину в затрубному просторі ($\omega = 0,1-0,4$ м/с). Так само слід поступати і у тому випадку, якщо колона добре центрована, але створити турбулентний режим течії цементного розчину в затрубному просторі неможливо. Оскільки продавка майже завжди починається на вищій швидкості (як правило, на IV), та кількість агрегатів з умови забезпечення швидкості (м в/с) підйому цементного розчину в затрубному просторі визначають по формулі:

$$N_{ц.а} = [0,785 * K_1 * (D^2 - d_1^2) * \omega / Q^{IV}] + 1, \quad (31)$$

где Q^{IV} – продуктивність цементувального агрегату на IV швидкості, м³/с.

Вибираємо цементувальний агрегат типу ЦА-320М зі встановленими в його насосі 9Т циліндровими 127-мм втулками (з цими втулками можна працювати при p_{max} у кінці цементування). Максимальна продуктивність при цьому 0,9 м³/хв при тиску 6,1 МПа.

Для колони діаметром 324 мм:

$$n_{ц.а} = [0,785 * 1,2 * (0,3937^2 - 0,324^2) * 1,5 / 60] + 1 = 2 \text{ агрегати.}$$

Приймаємо $n_{ц.а} = 2$ агрегати.

Для колони діаметром 245 мм:

$$n_{ц.а} = [0,785 * 1,2 * (0,2953^2 - 0,245^2) * 1,5 / 60] + 1 = 3 \text{ агрегати.}$$

Приймаємо 4 агрегати.

Для колони діаметром 146 мм:

$$n_{ц.а} = [0,785 * 1,2 * (0,2159^2 - 0,146^2) * 2 / (0,9 / 60)] + 1 = 6 \text{ агрегатів.}$$

Приймаємо $n_{ц.а} = 6$ агрегатів ЦА-320М.

2.6.7 Розрахунок продуктивності цементування

Продуктивність цементування (тривалість процесу цементування в мін) можна визначити по формулі:

$$t_{ц} = [(V_{ц} / Q_{ц.а}) + ((V_{ц} + V_{пр} - V^1) / Q_M)] + t_{всп}. \quad (32)$$

где $V^1 = V_{пр} - \Delta V$, ΔV приймаємо рівним 1 – 2 м³

$Q_{ц.а}$ – сумарна продуктивність цементувальних агрегатів, м³/хв;

Q_M – продуктивність цементувальних агрегатів, при якій досягається якнайповніше витіснення бурового розчину цементним, м³/хв.

$$Q_M = 0,785 * (D^2 - d_1^2) * K_1 * \omega, \quad (33)$$

$t_{всп}$ – час, що витрачається при цементуванні на допоміжні операції, мм ($t_{всп} + 10 - 15$ хв.)

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_M = 0,785 * (0,3937^2 - 0,324^2) * 1,2 * 1,5 = 0,07 \text{ м}^3/\text{с} = 4,2 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

$$t_{ц} = [(25,5/0,9*2) + ((18,6+ 26,11 - 25,5)/4,2)] + 10 = 22,6 \text{ хв.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{м} = 0,785*(0,2953^2 - 0,245^2)*1,2*1,5 = 0,04 \text{ м}^3/\text{с} = 2,4 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

$$t_{ц} = [(103,39/0,9*4) + ((60,9+ 104,39 - 103,39)/2,4)] + 10 = 81,7 \text{ хв.}$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$Q_{м} = 0,785*(0,2159^2 - 0,146^2)*1,2*1,5 = 0,048 \text{ м}^3/\text{с} = 2,88 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

$$t_{ц} = [(63,1/0,9*6) + ((73,25+ 131,6 - 63,1)/2,88)] + 10 = 60,9 \text{ хв.}$$

Тривалість цементування не повинна перевищувати 75% часу початку схоплювання цементного розчину. Тоді допустимий час цементування:

$$t_{доп} = 0,75*t_{в.охв.} = 0,75*120 = 90 \text{ хв.}$$

Таким чином, вибране число цементувальних агрегатів і вироблені розрахунки задовольняють умовам цементування обсадних колон [6].

2.6.8 Розрахунок кількості цементосмесительних машин

Виходячи з умови забезпечення цементним розчином усіх працюючих агрегатів ЦА- 320 М

$$n_{цсм} = n_{ца} * Q_{ца} / Q_{цсм} \quad (34)$$

де $Q_{ца}$ - середня продуктивність одного працюючого агрегату при закачуванні цементного розчину в колону, $\text{м}^3/\text{хв}$;

$Q_{цсм}$ - середня продуктивність однієї цементозмішувальної машини 2СМН- 20, $\text{м}^3/\text{хв}$.

Виходячи з умови розміщення цементного порошку, підвезеного до бурової в бункерах машин змішувачів,

$$n_{цсм} = Q_{ц}^1 / q_{цб}, \quad (35)$$

де $Q_{ц}^1$ - вагова кількість сухого цементу, підвезеного до бурової з урахуванням передбачуваних втрат, т;

$q_{цб}$ - вагова кількість цементу, що вміщується в бункер однієї цементозмішувальної машини.

Для колони діаметром 324 мм:

$$n_{цсм} = 13,6/20 = 0,7 = 1 \text{ машина } 2\text{СМН-}20.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$n_{цсм} = 98,3/20 = 4,9 = 5 \text{ машин } 2\text{СМН-}20.$$

Приймаємо 5 цементозмішувальних машин 2СМН- 20.

Для колони діаметром 146 мм:

$$n_{цсм} = 88,9/20 = 4,4 = 5 \text{ машин } 2\text{СМН-}20.$$

Приймаємо 5 цементозмішувальних машин 2СМН- 20.

2.6.9 Цементувальне обладнання

Цементувальні агрегати

Цементувальні агрегати призначені:

- для приготування, закачування і продавки тампонажних (чи інших) розчинів у свердловини;
- для проведення різного роду промивань свердловин через спущені колони труб;
- для обробки привибійної зони свердловин, закачування розчинів ізотопів, проведення гідропіскоструминної перфорації і інших технологічних операцій у свердловинах;
- для перекачування різних рідин або розчинів з м'якостей колодязів і водоймищ;
- для гідравлічного опресовування обсадних труб і колон, а також різного устаткування.

Найбільш широкого поширення в промисловій практиці нафтогазових районів країни набули цементувальні агрегати ЦА-320М і ЗЦА-400А.

При цементуванні проектноі свердловини використовуватимуться цементувальні агрегати ЦА-320М.

Технологічна характеристика цементувального агрегату ЦА-320М :

Монтажна база	шасі автомобіля КрАЗ- 257
<i>цементувальний насос:</i>	
Тип	9Т
гідравлічна потужність, л. с.	125
хід поршня, мм.	250
максимальний тиск, кгс/см ²	320
максимальна подача, л/с	23
привід	від двигуна автомобіля КрАЗ- 257
<i>водоподаючий насос:</i>	
тип	1В
діаметр плунжера, мм	125
хід плунжера, мм	170
подача, л/с	13
тиск, кгс/см ²	15
привід	від двигуна ГАЗ-51А
місткість мірного бака, м	6,4
місткість цементного бачка, м	0,25
діаметр приймальних трубопроводів, мм	100
діаметр нагнітальних трубопроводів, мм	50

загальна довжина розбірного
трубопроводу, м 22
Загальна маса агрегату, т 11,5

Цементозмішувальні машини

Цементозмішувальні машини і агрегати призначені для транспортування сухих тампонажних матеріалів (глинопорошків) і механізованого приготування тампонажних (глинистих) розчинів.

У промисловій практиці застосовуються цементозмішувальні машини 2СМН- 20, СМП- 20, СМ- 10, СМ-4М і агрегати 1АС- 20, 2АС- 20, 3АС- 30.

В даному випадку застосовуватимуться цементозмішувальні машини 2СМН- 20.

Технічна характеристика машини 2СМН-20:

Монтажна база	шасі автомобіля КраЗ- 257
Транспортна вантажопідйомність, т	8 - 10
Об'єм бункера, м	14,5
Місткість бункера (по цементу), т	20
Спосіб отримання розчину	механіко-гідрравлічний
Продуктивність в м/мін при приготуванні:	
Цементного розчину	0,6 - 1,2
Цементо-бентонітового розчину	0,5 - 1,0
Глинистого розчину	1,0 - 2,0
Тиск рідини заливення, кгс/см ²	8 - 20
Загальна маса не завантаженої машини, т	13,8
Спосіб вантаження в бункер	шнековим погрузчиком

Щільність тампонажного розчину регулюється зміною кількості води, що подається в змішувач, за допомогою пристрою з набором насадок і крану на обвідній лінії, а також кількості сухого цементу, що подається за допомогою зміни швидкості обертання валу двигуна і двох паралельних завантажувальних шнеків, розташованих в днищі бункера 2СМН- 20 [7].

3 ТЕХНОЛОГІЯ ЛІКВІДАЦІЇ УСКЛАДНЕНЬ І ПРИХВАТІВ БУРОВОГО ІНСТРУМЕНТУ

Одним з найпоширеніших серйозних і дорогих видів ускладнень при проводці свердловин, що іноді закінчуються ліквідацією свердловини або бурінням нового ствола, являються прихвати колон бурильних і (чи) обсадних труб. Як правило, прихватам передують затягування бурового інструменту, пов'язані з обвалами порід або попаданням бурильного інструменту в жолоби, ним же утворені і ліквідовувані без зупинки технологічного процесу.

У сучасних умовах буріння, що характеризуються різноманітністю геологічної будови районів, зростанням глибин свердловин, високими тисками і температурами, а також сольовою агресією, що призводять до деструкції бурового розчину, наявністю товщ проникних відкладень і нестійких порід, складними конструкціями свердловин і компонувань низу бурильних колон, різноманітністю систем хімічних обробок бурових розчинів, складною просторовою конфігурацією свердловин, питанням попередження прихватів бурильних і обсадних колон, а також способам ліквідації наслідків ускладнень відводиться первинна роль.

Природа їх різна, тому і методи ліквідації їх відрізняються один від одного і мають свою специфіку.

На виникнення прихватів колон труб чинить вплив безліч чинників, диференціювати які з метою оцінки їх впливу важко.

Можна схемний розділити діючі при прихваті колон труб сили на сили механічного притиснення труб до стінки свердловини, пов'язані з дією перепаду тиску і горизонтальної складової ваги колони труб, і адгезійні сили взаємодії, залежні від властивостей фільтраційної кірки, стану контактної зони і умов середовища. Ці сили діють спільно. Залежно від умов у свердловині їх співвідношення мінється. Зіставлення даних про прихвати в Росії і за кордоном показує наявність однотипних з причин і тяжкість прихватів. Проте детальніше вивчення фізико-механічних властивостей порід нафтогазових родовищ, умов їх формування і залягання, строгіше нормування показників бурових розчинів, початкових матеріалів для них, хімічних реагентів - усе це дозволило бурильникам значно скоротити кількість прихватів.

3.1 Природа прихватів колон труб

Прихватом слід вважати процес, що характеризується втратою рухливості колони труб або свердловинних приладів, яка не відновлюється навіть

після додатка до них максимально допустимих навантажень з урахуванням запасу міцності матеріалу (стали).

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 заклинювання труб в звуженій частині ствола із-за порушення режиму промивання (сальнікообразованя, 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 заклинювання долота в нерозширених і звужених ділянках ствола свердловин, а також заклинювання колони труб внаслідок скупчення 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 контактують з бурильним інструментом.

Деякі дослідники встановлюють пряму залежність прихвата 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 зменшення 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 між 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 між 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 площі контакту між 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.

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

Для виявлення ролі перепаду тиску у виникненні прихвата В. Е. Хелмик і А.Д. Лонгли провели досліді і встановили: 1) сила прихвата зростає із збільшенням перепаду тиску в місці прихвата і часу перебування бурового інструменту в нерухомому стані, 2) сила прихвата складається з двох складових - сили, що виникає під дією перепаду тиску (сила взаємодії), і сили прилипання (адгезії) труби до глинистої кірки. Досліді показали, що для подолання першої сили потрібне 55 % від загальної, а для подолання другої - 45 %. При дослідженні чинників, що впливають на значення сили прихвата інструменту, встановлено, що у присутності нафти істотно зменшувалися як сила взаємодії, так і сила адгезії глинистої кірки із сталеву 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, виклика-

них дією перепаду тиску, особливо в тих районах буріння, де застосовують бурові розчини, що обважнюють.

Встановлено, що при перепаді 10 МПа сила прихвата 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 стисла частина кірки непроникна, інструмент притискається до неї з силою, рівною твору перепаду тиску в зоні контакту на його площу. 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 мін, коли швидкість фільтрації максимальна. Сила прихвата 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. Крім сил тертя, як вказувалося, на прихвати впливають і адгезійні сили. Збільшення діаметру вживаного бурильного інструменту призводить до підвищення сили прихвата внаслідок зростання площі контакту труб з кіркою, а також інтенсивного наростання кірки поза зоною контакту.

Виміри показників адгезійних і фрикційних властивостей кірок (по відношенню до сталі труб) при заданому перепаді тиску (у ВНИИБТ) 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 зміцнення кірки. Подальше зростання перепаду тиску не збільшує сил зрушення. При дослідженні сил прилипання встановлено, що вони інтенсивно зростають в перші 30 -40 мін контакту, а потім стабілізуються.

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

3.2 Ліквідація прихватів

3.2.1 Вибір способу ліквідації прихватів

Дії виконавця при ліквідації прихвата базуються на сукупності накопиченого ним досвіду і наявної інформації про причину прихвата, 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 прихвата, не завжди вдається прийняти оптимальні рішення про шляхи ліквідації прихвата. У цих умовах найдоцільніше вибирати рішення, що забезпечує мінімальні втрати часу і засобів, виходячи з методів теорії статистичних рішень.

Згідно з існуючими уявленнями про причини прихватів виділяються три основні категорії прихватів (по термінології теорії статистичних рішень - "стан природи"): θ_1 - прихват під дією перепаду тиску; θ_2 - заклинювання (у тому числі при спусках-підйомах, обертанні, у виробленні жолобів), θ_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 пристрої імпульсної дії (яси, вібратори) найбільш ефективні при ліквідації прихватів, викликаних заклинюванням. Існуючі способи ліквідації прихватів класифікуються по чотирьох групах (по термінології теорії статистичних рішень - "дії"): a_1 - установка ванни; a_2 - механічне, гидромеханіческое і інші види імпульсних дій; a_3 - оббурювання труб; a_4 - установка моста і вибурювання нового ствола.

Критерієм оцінки порівняльної ефективності способів приймається час T , витрачений на ліквідацію прихвата, яке визначається з урахуванням проведення необхідних операцій при виробництві робіт (ходіння і визначення зони прихвата, підготовка агента ванни, його закачування і продавлювання, час дії або зборка яса, відгвинчування і підйом вільної частини колони, спуск яса, з'єднання з прихопленими трубами, промивання, робота ясом і так далі).

3.2.2 Використання вибухового способу для ліквідації прихватів

Вибух при ліквідації прихвата здійснюється для:

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

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

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

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 прихвата;
- в) збирається торпеда заданої довжини, спускається у свердловину і встановлюється проти усієї зони прихвата або над долотом при його заклинюванні;
- 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 відгвинчуванні труб необхідно:

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

При відгвинчуванні 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) колону згвинчується;

- в) знову визначається верхня межа прихвата;
- г) проводяться усі операції по відгвинчуванню на глибині, де приладом визначена межа прихвата;
- д) після роз'єднання колони труб на новій глибині усі операції повторюються (промивання, відгвинчування, визначення верхньої межі прихвата, нове відгвинчування на більшій глибині) до тих пір, поки не буде звільнений увесь інструмент або велика його частина;
- е) при небезпеці збільшення зони прихвата за рахунок притиснення труб під дією перепаду тиску виробляється ходіння інструменту залишеного без руху;
- ж) роботи по відгвинчуванню 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 прихвата;
- 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, колона труб, іноді після попереднього ходіння і промивання.

3.2.3 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 прихвата.

У разі прихвата під дією перепаду тиску необхідно виробляти ходіння за допомогою талевої системи і відбиття ротором при максимально допустимих для цих умов навантаженнях і числах оборотів. Якщо протягом 30 мін інтенсивного ходіння інструмент звільнити не вдалося, необхідно понизити навантаження до значення, що не перевищує 15% ваги вільної частини інструменту, щоб не допустити поширення зони прихвата 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 гідравлічним тиском при інтенсивному відновленні циркуляції. Натяжка при ходінні не повинна перевищувати 100 кН (за умови неперевикнення тиску при промиванні). Як-

що колона труб рухається в обмежених межах, бурильник зобов'язаний повернути 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 колоду 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 заpresовці сапника при відновленні циркуляції.

Якщо прихват труби стався внаслідок обвалоутворення, осідання шлама, обважнювача або заклинювання в жолобі, звільнити їх ходінням не вдасться. Тому в цих випадках колоду труб необхідно ходити з навантаженнями, що не перевищують вагу її вільної частини.

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

3.3.4 Установка рідинних ванн

Необхідність установки ванни визначається на основі ретельного вивчення характеру прихвата, встановлення імовірнісних причин його виникнення з урахуванням вибору способу ліквідації прихвата.

Застосування ванн як способу ліквідації прихвата - найбільш поширений і дієвий метод. Проте нерідко він виявляється безрезультатним внаслідок того, що : при виборі методу ліквідації прихвата не враховують вірогідні причини його виникнення; не дотримують визначену, технологічно необхідну і достатню послідовність виробництва робіт; виробляється зі значною затримкою в часі після виникнення прихвата; вибраний об'єм агента недостатній для повного перекриття зони прихвата, зниження перепаду тиску і виробництва необхідного циклу робіт; не приймають заходи, застережливі мимовільне переміщення агентів ванни із зони прихвата 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 геолого-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 витіснити 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 устигає 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 заклинювання труб сторонніми предметами або гірською породою, що обрушилася, у виробленнях жолобів, в звуженій частині ствола свердловини або в порушеній обсадній колоні.

Нафтова ванна має бути встановлена відразу ж після виникнення прихвата. Перед установкою ванни необхідно визначити верхню межу прихвата по пружному подовженню колони або за допомогою спеціальної апаратури. Перед установкою нафтової ванни слід перевірити стан противибросового гирлового устаткування, насосного господарства і циркуляційної системи; помічені недолки усунути і підготувати устаткування і видіти до роботи в аварійних умовах; підготувати необхідні засоби пожежозахисні, 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 об'язування від дії надлишкового тиску в колоні труб необхідно встановити під заливальною голівкою зворотний клапан. Зворотний клапан і заливальна голівка мають бути опресований на тиск, в 1,5 разу що перевищує максимальне очікуване при установці ванни.

Для установки ванни рекомендується використовувати безводну високорухливу малопарафіністу нафту малої щільності. Для підвищення поверх-

невої активності в неї додаються ПАВ (дісольван, сульфолон, НЧК ОП- 10) 1 - 2 % об'єми ванни, для рівномірного розподілу в нафті вони перемішуються. При розтині високопроникних пластів і виникненні прихватів для установки ванн можна використовувати окислений петролатум або СМАД- 1. Об'єм нафти для ванни визначають з розрахунку максимально допустимого зниження перепаду тиску в зоні прихвата або перекриття нею верхньої межі на 50-100м.

3.2.6. Гідроімпульсний спосіб ліквідації прихватів

Гідроімпульсний спосіб (ГИС) 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 вибою свердловини, виходячи з припущення, що ліквідація прихвата труб здійснюватиметься методом збиття колони труб вниз.

Застосування ГИС 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 перекриття 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 вира-

$$\Delta p = gH(\rho_1 - \rho_2)$$

ження

де Н - глибина занурення рівня розділу рідин в колоні; ρ_1 , ρ_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 вибою;
- 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 кінки і опадів;

в) короткочасне зниження перепаду тиску в зоні прихвата внаслідок пониження рівня рідини в затрубному просторі свердловини.

З допомогою ГИС прихват може бути ліквідований за один імпульс за умови, що робота виконуватиметься не пізніше ніж через 24 ч після виникнення прихвата. Довжина неприхопленої частини колони труб складає 1500 м і більш, 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 перерахованих умов для ліквідації прихвата 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 ГИС припиняються.

Обмеженнями до застосування ГИС являються:

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

3.3 Огляд ударних механізмів для ліквідації прихватів бурового снаряда

3.3.1 Особливості і ефективні сфери застосування ударних механізмів для ліквідації прихватів бурового снаряда у свердловинах

Аналіз аварій при бурінні структурно-пошукових і розвідувальних свердловин на нафту і газ дозволив фахівцям виявити найбільш характерні види прихватів і вірогідні причини їх виникнення. Близько 26% прихватів виникають за рахунок перепаду тиску (I категорія по класифікації А.К.Самотоя), 32% -вследствие заклинювання інструменту (II категорія) і 42% - унаслідок звуження ствола свердловини у зв'язку з осипами, обвалами, сальникоутвореннями, осіданням шламу і обважнювача (III категорія) [8]. Подібна картина спостерігається і в геологорозвідувальній галузі, за винятком прихватів I категорії, які не так широко поширені, як при бурінні свердловин великого діаметру [8].

Зіставлення даних по прихватах показує наявність однотипних з причин і тяжкості аварій. Проте вища вибірковість як методів їх ліквідації, так і технічних засобів, особливо ударних, дозволила зарубіжним фахівцям значно скоротити витрати часу і ресурсів на усунення прихватів. У вітчизняній практиці УМЛП почали застосовуватися в останніх 25-30 років, але їх вико-

ристання частіше носить епізодичний характер, особливо це характерно для геологорозвідувальної галузі, де ударні механізми взагалі відсутні в переліку необхідних аварійних технічних засобів. У той же час статистика показує, що застосування УМЛП при бурінні нафтових і газових свердловин дуже ефективно, особливо при ліквідації прихватів II категорії. При цьому вірогідність витягання прихопленого інструменту складає 0.7 (на прикладі УЛП- 190-1)[8]. Застосування ясів різного принципу дії призводить до позитивних результатів при усуненні прихватів III категорії. В цьому випадку найбільший ефект досягається при обробці аварійного інструменту ударними імпульсами в сукупності з інтенсивним ходінням інструменту або установкою рідинних ванн [2,5].

Для ліквідації прихватів, обумовлених дією перепаду тиску (I категорія) успішно використовуються випробувачі пластів, що створюють депресію в зоні аварії [8]. Тому правомірною є поява ряду конструкцій УМЛП, що роблять комплексну дію на прихоплений снаряд і поєднують ударні навантаження з одночасним зниженням гідростатичного тиску в зоні аварії [4,7].

Таким чином, конструктивні особливості і універсальний характер ударних механізмів, що показують достатню надійність при ліквідації більшості типів прихватів, свідчать про перспективність цього класу машин, а досвід роботи кафедри по конструюванню УМЛП може стати відправним пунктом при створенні ефективних пристроїв для свердловин малого діаметру.

3.3.2. Ударні механізми, що реалізують енергію пружній деформації твердого тіла

Цей тип УМЛП, що знайшов нині найбільш широке застосування в практиці буріння свердловин, відрізняється значним різноманіттям конструктивних розробок.

Традиційно як елемент, що накопичує енергію пружної деформації, використовувалася бурильна колона. Подібні ударні пристрої здатні передавати потужні динамічні навантаження на прихоплений снаряд. Але сфера застосування таких механізмів обмежується завглибшки свердловин (не менше 100 метрів для бурильних труб діаметром до 50 мм і більше 400-500 м при діаметрі понад 89 мм).

Для ліквідації прихватів в дрібних свердловинах можуть бути рекомендовані УМЛП, в яких елементом, що деформується, є пружина. Ці пристрої нечисленні і доки не знайшли широкого застосування.

До УМЛП, що реалізовує енергію пружної деформації бурильної колони відносяться більшість відомих механічних і гідравлічних ясов.

Механічні яси відрізняються простішою конструкцією, тому вони найбільш поширені [2,3,4,8]. З вітчизняних пристроїв цього типу відомі УЛП-190-1, ВУК і РШ- 73. Механізм УЛП- 190-1 призначений для ліквідації прихватів колони труб при бурінні нафтових і газових свердловин [2,5,8]. Пристрій (рис. 1) складається з корпусу 1 із зубами 5 і штока 7 з манжетою ущільнювача 2, конусом 3, запобіжним кільцем 4 і зубами 6. Шток 7 має крізний канал для промивання і пропуску торпеди.

При ліквідації прихвата пристрій спускається у свердловину на бурильних трубах і з'єднується з прихопленим інструментом. Потім колону повертають не більше ніж на 4 обороти, внаслідок чого зуби 5 і 6 увійдуть до зачеплення. Бурильні труби натягують або розвантажують (залежно від вибраного напрямку ударів). В результаті додатка сили зуби 5 і 6 виходять із зачеплення, і корпус 1 завдає удару по штоку 7. Далі цикл роботи можна повторити. Максимально рекомендоване число ударів - 60-70. Якщо після цього звільнення колони не відбувається, то роботи слід припинити і перейти до іншого способу усунення прихвата.

Зазвичай УЛП- 190-1 розташовують безпосередньо над прихопленою частиною труб. У разі потреби створення потужних динамічних імпульсів у напрямі вибою свердловини, наприклад при ліквідації заклинювання бурильних труб у виробленні жолоба, пристрій розташовують на певній відстані від верхньої межі прихвата (400-500 м) і використовують в режимі збудження в колоні пружних коливань.

Основним недоліком механізму, як показав досвід застосування, являється швидкий знос поверхні зубів, що призводить до значного послаблення сили ударів.

УЛП- 190-1 з кінця 70-х років широко застосовується при бурінні нафтових свердловин. Загальний економічний ефект від його впровадження вже до 1982 року перевищив 1.5 млн. рублів, а на окремих свердловинах економія складала від 9.3 до 163.9 тис. рублів.

Збудник пружних коливань ВУК, розроблений інститутом механіки МГУ, дозволяє завдавати ударів по прихопленій колоні від низу до верху і впливати на область прихвата динамічними імпульсами зверху вниз, залучаючи бурильну колону до інтенсивного коливального процесу [2,5,8].

До складу механізму (рис. 3.2, табл. 3.2) входять корпус 5 з обмежувальною втулкою 4 і нижнім перехідниками 9. У корпусі 5 розміщений поршень з бойком 6, забезпечений штоком 3. Останній через перехідники 1 і 2 з'єднується з колоною бурильних труб. До поршня знизу прикріплений роз'єднувальний ніпель 7, а роз'єднувальна муфта 8 встановлена в перехіднику 9, в якому також розміщений регульовальний гвинт.

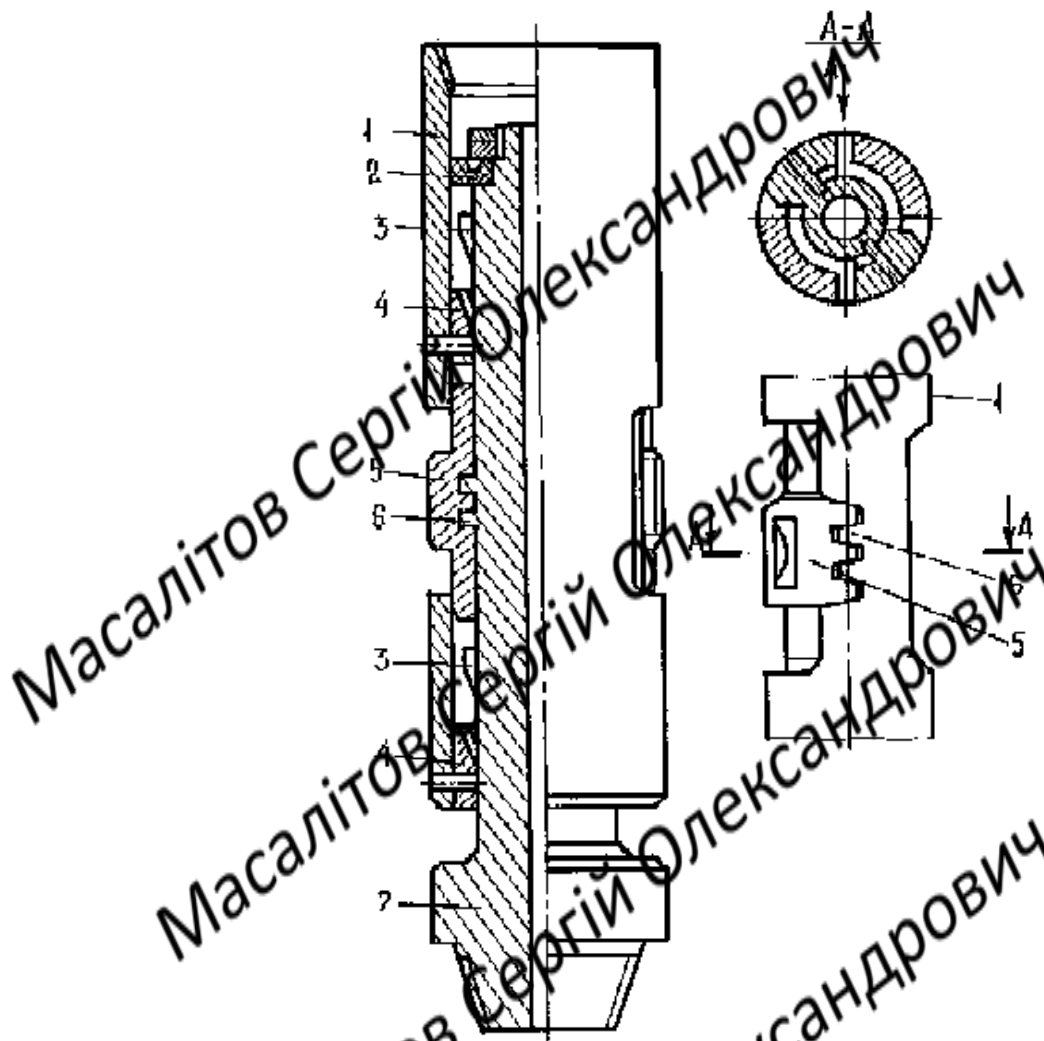


Рисунок 3.1 - Пристрій для ліквідації прихватів УЛП- 190-1

Таблиця 3.1 - Технічна характеристика УЛП-190-1

Розтягуюче статичне навантаження, кН	1500
Ударне навантаження, кН	до 3000
Діаметр корпусу, мм	78
Довжина корпусу, мм	1500
Діаметр прохідного каналу, мм	56
Маса, кг	400

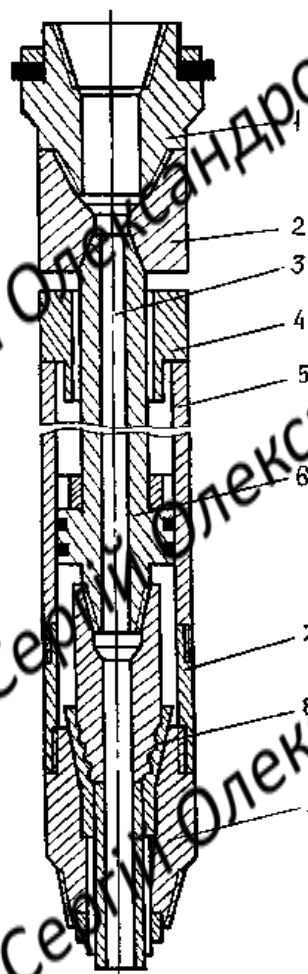


Рисунок 12. - Збудник пружних коливань

Для ліквідації прихвата ВУК опускають у свердловину і сполучають з прихопленим снарядом. Потім бурильну колону натягують із зусиллям, що перевищує поріг спрацьовування пристрою. При цьому ніпель 7 і муфта 8 розмикаються, внаслідок чого прихоплена колона починає коливатися і звільняється. При хвильовій дії на прихоплену частину перехідник 1 з манжетами сприймає вагу рідини, що знаходиться над ним, що усуває різкі переміщення бурильних труб і талевой системи і викликає гідродинамічний ефект.

Якщо аварійний інструмент не звільнився, то ВУК повторно заряджають, для чого опускають бурильну колону. При цьому шток 3 дійде до упору ніпеля 7 в регулювальний гвинт. Потім бурильні труби повертають із зусиллям, відповідним жорсткості роз'єднувального вузла, і повторюють цикл роботи.

При використанні пристрою як ударного яса його опускають без перехідника 1 і працюють так само, як і у попередньому випадку. В цьому випадку бойок 6 завдає ударів по втулці 4, пов'язаною через корпус 5 з витягуваними трубами.

Таблиця 3.2 - Технічна характеристика ВУК

	ВУК- 170	ВУК- 210
Діаметр корпусу, мм	170	210
Довжина, м	3.0	3.3
Хід штока, м	0.8	1.0
Діаметр прохідного каналу, мм	55	75
Діапазон сил зчеплення : роз'єднувального вузла, кН	10-800	20-1000
Час імпульсної дії, з	0.1	0.1
Сила удару вгору, кН	1500	2500
Частота імпульсних дії в мін	1	1

Важлива перевага ВУК - широкий діапазон застосування, тобто разом з усуненням заклинювань він використовується і для ліквідації прихватів, викликаних дією перепаду тиску, обвалами, осипами. Практика застосування цього механізму виявила також і його недоліки: неможливість регулювання ударного навантаження в процесі роботи і створення удару вниз, складність виготовлення, регулювання і обслуговування роз'єднувального вузла пристрою.

Ударний механізм РШ- 73 створений Донецьким політехнічним інститутом спеціально для роботи у свердловинах малого діаметру [5]. Розсувна штанга може включатися до складу бурового снаряда і вводиться в дію відразу після виникнення аварії, а також спускатися до місця прихвата на бурильних трубах після від'єднання і витягання вільної частини інструменту на поверхню. У початковому положенні механізм може сприймати і передавати осьові зусилля і момент, що крутить. РШ- 73 (рис. 3.3, табл. 3.3) включає верхній бойок 1 з куркульками 2, передавальними момент, що крутить, на корпус 3, ковадло 4, шток 5 з нижнім бойком, кульки 7, поршень 8, пружину 9, перехідник 10 і клапан, що скидається, 11. У корпусі виконані дренажні отвори 12, призначені для усунення противодавлення на поршень 8 після завдання удару.

Розсувна штанга розташовується над прихопленою частиною снаряда або включається до складу останнього вище колонкового набору (ОБТ). У першому випадку механізм перехідником 10 з'єднується з прихопленою частиною снаряда, а штоком 5 з бурильною колоною. Для введення РШ- 73 в дію необхідно по бурильних трубах скинути клапан 11, що перекриває прохідний отвір в поршні 8. Бурильна колона розтягується, при цьому шток 5 фіксується кульками 7 в початковому положенні. Після включення бурового насоса поршень 8 під тиском рідини переміститься вниз, стискаючи пружину 9.

Кульки 7 видавлюються з кільцевої проточки штока 5, звільняючи останній. За рахунок накопиченої енергії пружної деформації колона труб переміщається вгору, наносячи бойком 6 удар по ковадлу 4. Через корпус 3 ударний імпульс передається прихопленій частині снаряда.

Таблиця 3.3 - Технічна характеристика розсувної штанги РШ- 73

Управління механізмом	гідравлічне
Зовнішній діаметр, мм	73
Довжина, мм в зімкнутому виді	1080
у розімкненому виді	1200-1350
Маса, кг	30
Хід бойка, мм	150-250
Середній перепад тиску рідини на розмикання затвора, МПа	<1,5
Моторесурс (число ударів)	50
Зусилля статичного натягнення колони (понад власну вагу), кН	10-50
Сила удару, кН	100-500

Після цього насос відключається, і бурильні труби опускаються вниз. Якщо необхідно завдати ударів в цьому напрямі, то колону можна скидати із швидкістю тіла, що вільно падає, тоді бойок 1 завдасть удару по ковадлу 4 (так ліквідовуються затягування в жолоби, сальники і пробки).

При опусканні штока 5 його кільцева проточка поєднується з кульками 7, які займають початкове положення завдяки поршню 6, повертаному назад, пружиною 9 після зниження тиску рідини в бурильних трубах. Удари можуть багаторазово повторюватися в різних напрямках до повного звільнення снаряда.

В порівнянні з відомими ударними пристроями розсувна штанга ДПШ має наступні переваги:

- надійність і довговічність "затвора";
- можливість регулювання ударного навантаження при роботі;
- простоту конструкції, що дозволяє виготовляти їх в майстернях партій і експедицій;
- компактність, малу масу, зручність і безпеку експлуатації;
- можливість включення до складу бурового снаряда, що підвищує оперативність і результативність ліквідації аварій.

До недоліків можна віднести відсутність дії промивального агента на вибій в процесі ліквідації прихвата.



Рисунок 3.3. - Ударний механізм РШ-73

Розсувна штанга ДПИ пройшла успішні випробування у ролі геолого-розвідувальних організацій Донбасу (Димитрівської ГРЕ ПО "Укрвуглегеологія", Должанської, Коммунарської і Лисичанської ГРЕ ПВО "Луганськ-геологія"), які показали практичну доцільність застосування РШ-73 для ліквідації прихватів, а також прижогов інструменту. Проте відсутність детального теоретичного і конструкторського опрацювання стала перешкодою для широкого впровадження РШ-73 у виробництво.

Гідравлічні яси, зарядка яких здійснюється при фіксації (гальмуванні) бойка за рахунок перепаду тиску рідини, що перетікає між порожнинами пристрою, широко використовуються в практиці буріння на нафту і газ і дуже повно висвітлені в літературних і патентних джерелах [3,5]. Надійнішими з цих УМЛП вважаються яси закритого типу (ГУМ).

Гідравлічні яси відкритого типу (ЯГ- 146, ЯГ- 95), де поршнева камера заповнюється промивальною рідиною, менш ефективні із-за швидкого абразивного зносу елементів пристрою і можливості заклинювання поршня шламовим матеріалом, але мають набагато простішу конструкцію. Гідравлічний ударний механізм ГУМ (рис. 3.4) спроектований ВНИИБТ, призначений для ліквідації прихватів бурового інструменту шляхом завдання ударів, спрямованих вгору або вниз (залежно від зборки механізму)[5].

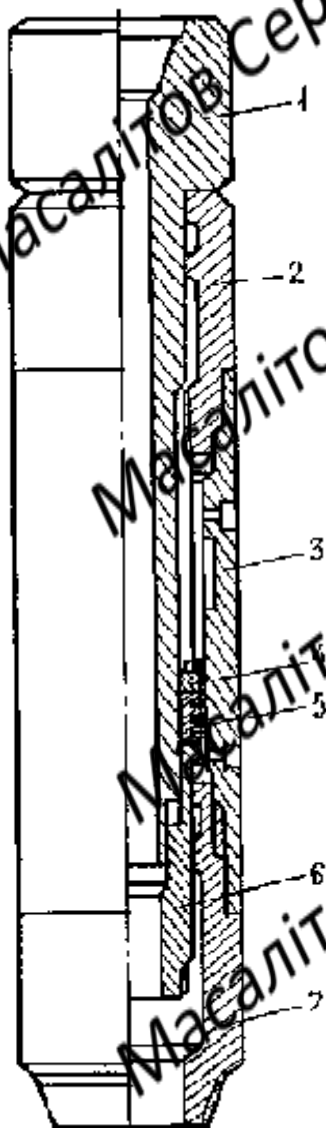


Рисунок 3.4 -
Гідравлічний ударний
механізм ГУМ

ГУМ складається з шпинделя 1, перехідників 2 і 7, сполучених з циліндром 3, що має дві камери різного перерізу, бойка 4 з поршнем 5 і штоком 6 встановлених усередині циліндра 3 і пов'язаних з шпинделем 1. Поршнева порожнина пристрою герметизована і залита маслом.

При ліквідації прихвата ГУМ сполучають з витягуваним снарядом, і дають натягнення бурильній колоні зусиллям що перевищує її вагу на 200-800 кН. Спочатку швидкість переміщення поршня 5 буде невеликий, оскільки в надпоршневой порожнині створюється протипротиводавлення при перетіканні масла під поршень через три дросельні отвори. При цьому колона бурильних труб розтягується, накопичуючи запас енергії. Пройшовши 213 мм поршень 5 потрапляє в частину циліндра 3 з подовжніми пазами. Оскільки площа перерізу для проходу масла з надпоршневой порожнини в підпоршневу збільшується більш, ніж в 200 разів, то шпиндель 1, захоплений трубами, що стискаються, переміщується вгору і бойком 4 ударяє по внутрішньому торцю перехідника 2. Цей удар передається прихопленому інструменту через циліндр 3 і перехідник 7. Для завдання повторного удару шпиндель 1 опускають вниз, створюючи осьове навантаження 10-20 кН.

Якщо ГУМ передбачається використовувати для завдання удару вниз, то його розбирають, перевертають циліндр 3 з поршнем 5 на 180 градусів і знову збирають. Після з'єднання механізму з прихопленою колоною розвантажують бурильні труби на величину ваги ОБТ. Після входу поршня 5 в ши-

року камеру циліндра 3 тиск масла в механізмі зникає і ОБТ падає, ударяючи торцем переводника шпинделя 1 по переводнику 2. Цей удар передається на прихоплений інструмент.

Нині ГУМ - один з найнадійніших і ефективніших вітчизняних ясов. Він дає хороший ефект при ліквідації заклинювань, викликаних падінням сторонніх предметів у свердловину, прихватів шламом, загибувань в жолоби. Проте досвід застосування механізму показує, що його експлуатація у високотемпературних свердловинах (при температурі понад 140 градусів) недоцільна.

При усуненні прихвата, обумовленого прилипанням до глинистої кірки на невеликій довжині, рекомендується застосовувати дві зборки ГУМ, однією з яких передбачається завдання ударів вгору, а інший - вниз.

Для завдання ударів вниз в компонованні бурильної колони мають бути ОБТ, вага яких перевищує вагу прихопленого снаряда не менше, чим на 25%. При завданні ударів вгору кількість ОБТ повинна забезпечувати деформацію бурильної колони труб на 400-500 мм. При витягу труб менше 300 мм робота ГУМ малоефективна.

На основі аналізу конструкцій УМЛП, що реалізують енергію пружної деформації твердого тіла, і їх робочих характеристик можна відмітити наступне. Механізми цього типу в більшості своїй прості по конструкції і мають високі силові характеристики, що особливо використовують енергію, накопичену в бурильній колоні. Конструктивно вони можуть бути виконані порівняно невеликого зовнішнього діаметру. Виняток становлять гідравлічні яси закритого типу, ускладнена конструкція яких, обумовлена необхідністю ретельної герметизації поршневої камери, ставить під сумнів можливість і доцільність створення таких УМЛП для свердловин діаметром менше 93 мм.

Недоліки, властиві гідравлічним ясам відкритого типу швидкий абразивний знос і, особливо. Заклинювання поршня, засмічення камер і каналів шламовим матеріалом) також перешкоджають ефективній експлуатації таких механізмів у свердловинах діаметром менше 93 мм.

Найбільш перспективними механізмами цього типу для використання в геологорозвідувальних свердловинах являються УМЛП з механічною фіксацією бойка (механічні яси). Прості конструктивні схеми подібних пристроїв можуть бути успішно впроваджені у свердловинах діаметрами 59 і навіть 46 мм, а по своїх енергетичних параметрах вони не поступаються гідравлічним ясам. В той же час, при конструюванні подібних УМЛП слід віддавати перевагу гідравлічному управлінню розмиканням механізму, оскільки реалізація інших способів не дозволяє створювати надійних і, головне, довговічних "за-

творів", що забезпечують фіксоване положення бойка при накопиченні останнім потенційної енергії.

Загальним же недоліком усіх механізмів, що реалізують енергію пружної деформації колони, являється низька ефективність при роботі в сильно викривлених свердловинах з різкими перегинами ствола.

3.3.3 ГІДРАВЛІЧНІ ПРИСТРОЇ

До гидромеханічних пристроїв ударної дії належать гідравлічні ясси відкритого типу ЯГ- 146, ЯГ- 95 (табл. 3.4), що випускаються серійно з комплектами випробувачів пластів КИИ2М- 146 і КИИ2М- 95, і яси закритого типу ЯГЗ- 146, ЯГЗ- 127, розроблені в СевКавНДІШнафти (табл. 3.5). Принцип роботи цих ясів полягає в передачі прихопленої частини колони осьових ударних навантажень, спрямованих вгору. Для удару використовується енергія деформації, накопичена при розтягуванні вільної частини колони бурильних труб.

Таблиця 3.4 - Технічна характеристика ясов 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	320	330
Гідравлічно не урівноважена площа, см ²	96	58	38
Кінцеві різьблення	3-121	3-121	3-76
Маса, кг	147	128	58

На рис. 3.5 показана схема яса ЯГ- 146, що складається з корпусу 3, у середині якого розміщений вантажний шток 2, що знаходиться в постійному шліцьовому зачепленні з корпусом нижнього штока 6, проходить через двостороннє ущільнення манжета 8. Між виступами штоків 2 і 6 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 переміщуються вгору, а гумова втулка 4 щільно сідає на корпус ущільнювача сідла 5, завдяки чому утворюється замкнута атмосферна камера між ущільнюючими манжетами 8 і конусом. З цієї миті деталі можуть переміщатися вгору за умови додатка розтягуючої сили, більшої, ніж твір гідравлічно не урівноваженої площі на гідростатичний тиск стовпа бурового

розчину, що заповнює свердловину. Ця сила для ясів 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.

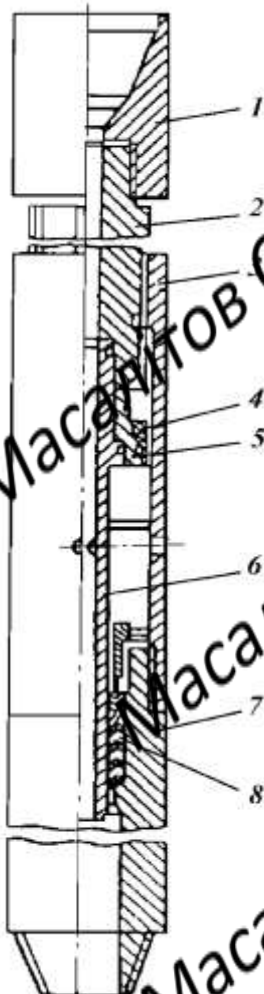


Рисунок 3.5 – Схема гідралічного яса відкритого типу ЯГ

При натягненні колони бурильних труб, що перевищує силу, необхідну для розтягування яса, шток яса починає переміщатися вгору відносно корпусу. Вмить, 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 доверху. Якщо при цьому прихоплена частина інструменту не звільнилася, то яса стискають повторно з наступним натягненням колони труб.

Таким чином, яса 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 яса, може бути обмежена міцністю бурильних труб, що скорочує сферу застосування яса на глибині свердловини 3-4 тис. м.

Основний недолік гідралічних ясов 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 пристроїв суттєво залежить від значення гідростатичного тиску в зонах їх установки і від якості бурового розчину.

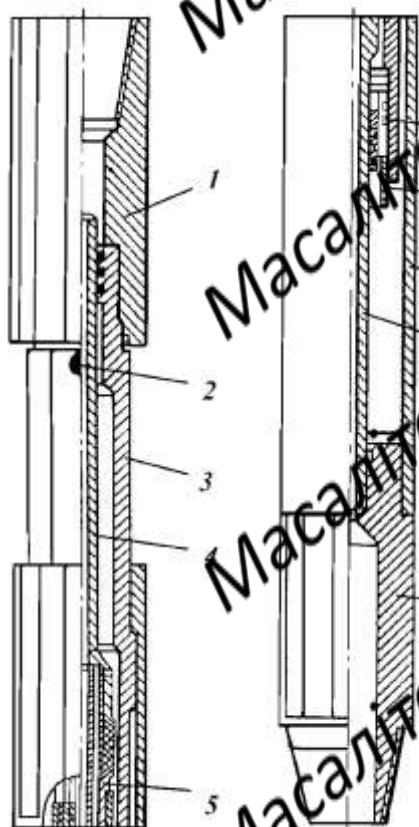
Яси закритого типу ефективніші, оскільки гальмівна камера у них заповнена в'язким маслом і герметично ізольована від зовнішнього середовища. Завдяки цьому виключається заклинювання штока шламом, а значення навантаження, що створюється в ясе, не залежить від гідростатичного тиску у свердловині. Крім того,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

Таблиця 3.4 - 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	40	50
Допустиме стискуюче навантаження, тс	28	20
Максимальна температура, °З	200	200
Максимальний перепад тиску, що утримується ущільненнями, МПа	45	45
Розмір кінцевих резьб	3-121	3-101
Маса, кг	135	119

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

На рис. 3.6 приведена схема яса 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 гідравлічний опір, що складається з корпусу 5, має стержневу систему лабіринтових проміжків і зворотний клапан. Як елементи ущільнювачів використані гумові кільця круглого перерізу і спеціальна гумова втулка. Між штоками 3, 4 і поршнем 6 утворена замкнута камера, яка через пробки 2 заповнюється авіамаслом МС- 20.

В процесі спуску яс знаходиться в розтягнутому положенні (рис. 4.5). Завдяки шестигранному зачепленню між штоками 3 і кожухом 8 через бурильні труби обертання передається розташованому нижче устаткуванню при докрєпленні яса до прихопленої колони труб.

Рисунок 3.6– Схема гідравлічного яса закритого типу (ЯГЗ)

При передачі механічного стискуючого навантаження ясс стискується на довжину робочого ходу, при цьому корпус 5 входить в порожнину штока 3 і масло перетікає з надпоршневого простору в пі-

дпоршневе без опору завдяки наявності зворотного клапана в системі гідравлічного опору.

Яс спрацьовує під дією натягнення колони бурильних труб, при цьому шток 3 переміщається вгору, а масло перетікає по лабіринтовому проміжку корпусу 5.

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

3.4 Пропонована конструкція пристрою для ліквідації прихватів бурильних труб при бурінні свердловин

3.4.1. Опис механізму

Вибивний пристрій (рис. 3.7) складається з корпусу 1 з буртиком 2, переходника 3, пружини 4, ковадла 5, бойка 6 з хвостиком 7 затвора 8 з прокладенням 9 і уступом 10, кульок 11, фіксувальних бойок 6 в нижньому положенні, і нижнього корпусу 12 жорстко пов'язаного з ковадлом 5 і призначеного для з'єднання з прихопленим снарядом за допомогою переходника 13. Конструкція забезпечує вільний доступ промивальної рідини на вибій, що дозволяє включати пристрій до складу снаряда, а, отже, підвищує ефективність його застосування.

3.4.2. ПРИНЦИПІ.

Для завдання ударів прикладається те, що розтягує зусиллі колони бурильних труб, сполу-

чених з переходником 3. При цьому пружина 4 стискується, оскільки верхній кінець упирається в хвостовик 7 бойка 6. Одночасно буртик 2 захоплює затвор 8 за уступ 10 і переміщає його вгору. При поєднанні проточ-

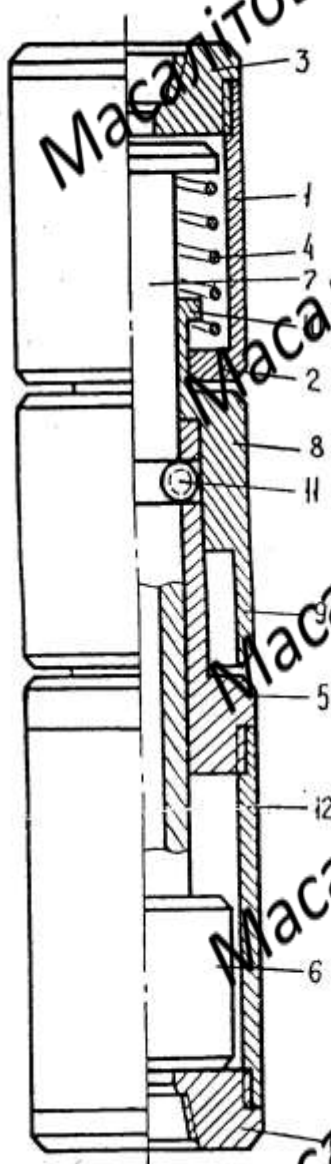


Рисунок 3.7 - Пристрій для ліквідації прихватів

ки 9 з кульками 11, останні переміщаються в проточку, звільняючи бойок 6, який під дією пружини 4 переміщається вгору і завдає удару по ковадлу 5, який передається на прихоплений інструмент через корпусні деталі 12 і 13.

Після цього знижується натягнення бурильних труб, і верхній корпус повертається в початкове положення. Бойок 6 із затвором 8 також опускається вниз, і кулька 11 входить в проточку хвостовика 7, фіксуючи бойок 6. Для завдання наступного удару цикл повторюється.

Масалітов Сергій Олександрович

Масалітов Сергій Олександрович

Масалітов Сергій Олександрович

Масалітов Сергій Олександрович

Масалітов Сергій Олександрович

4 ОРГАНІЗАЦІЯ РОБІТ І КОШТОРИС ЇХ ВИРОБНИЦТВА

РОБОЧИЙ ПРОЕКТ

буріння експлуатаційної свердловини
на Кобзівському родовищі.

Мета робіт	експлуатація	
Спосіб буріння	роторний	
Вид буріння	вертикальний	
Місце	розташування сушачи	
Вид енергії	електрика	
Бурова установка	Уралмаш 3Д-76	
Глибина свердловини	4550	
Швидкість буріння	396 м/стан.-мес	
Тривалість циклу будівництва свердловини, сут		406
• будівельно-монтажні роботи		49
• підготовчі роботи до буріння		5
• буріння і кріплення		345
• випробування		7
Конструкція свердловини		
• шахтний напір		416мм×6м
• кондуктор		324мм×200м
• проміжна колона		245мм×1350м
• експлуатаційна колона		168мм×2600м

Таблиця 4.1 - Звідний розрахунок на будівництво свердловини

Найменування робіт і витрат	Вартість, усього		
	У цінах 1991 року		У поточних цінах, грн.
	Прямі витрати, грн.	В т.ч. осн з/плата робітників	
Глава 1. Підготовчі раб. до будівництва			
Розбирання До=0,	12354,00	292,47	
Разом	12354,00		
Транспорт 9,8%	12589,40	292,47	
Разом по гл. 1	1331,76		
Глава 2. Будівництво і розбирання вишки, монтаж і демонт. БУ	14921,16	292,47	383473,84
Будівництво і монтаж			
Розбирання і демонт. До=0,2	7541,00	659,76	
Разом	1508,20		
Транспорт 9,8%	9049,20		
Разом по гл. 2	886,82		
Глава 3. Буріння і кріплення свердловини	9936,02	659,76	255355,76
Буріння свердловини			
Кріплення свердловини	126452,00	6312,60	
Разом	95412,00	1998,58	
Транспорт 9,8%	221864,00		
Разом по гл. 3	21742,67		
Глава 4. Випробування на продуктивність	243606,67	8321,18	6260691,47
Обв'язування гирла свердловини			
Випробування вис. на продуктивність	1135,00	83,46	
Разом	8624,00	756,49	39,77
Транспорт 9,8%	9759,00		
Разом по гл. 4	956,38		
Глава 5. Додаткові витрати при будівництві в зимовий час 0,8%	10715,38	839,95	275385,32
Разом по гл. 1-5	19886,66	7,62	5110,64
Глава 6. Накладні витрати 26,0%	279378,09	10120,97	7180017,02
Глава 7. Планові накопичення 25,0%	72638,30		1866804,43
Разом по гл. 1-7	55875,62		1436003,40
Глава 8. Інші роботи і витрати	407892,02	10120,97	10482824,85
Платежі по страхових внесках 3,0%	12236,76		314484,75
Виплата премій 2,2%	8973,62		230622,15
Польове постачання 2,3%	9381,52		241104,97
Лабораторні роботи 0,15%	611,84		15724,24
Охорона довкілля	9016,21	18,02	231562,29
Рекультивация	1133,03		29118,96
Разом по гл. 8	41346,98	18,02	1062617,35
Разом по гл. 1-8	449239,00	10138,99	11545442,20

Продовження табл. 5.1

1	2	3	4
Глава 9. Авторський нагляд 0,2%	898,48		23090,88
Глава 10. Резерв на непередбачені роботи 5,0%	22461,95		
Разом по гл. 1-10 (у цінах 91 г)	472599,42	10138,99	577272,11
Індекс дорожчання до цін 91г. До=25,7			
Разом по гл. 1-10 (у поточних цінах)	12145805,20	260571,98	12145805,20
Глава 11. Доп. витрати в поточних цінах			
Оренда землі			35136,00
Геоекологічний моніторинг			45114,00
Чергування інженерів СКВО			10570,00
Виготовлення Технічного паспорта			18879,00
Інженерне супроводж. (супервайзер)			390794,00
Інженерні дослідження			31469,00
Оформлення землі			9317,00
Плата за розміщення відходів			40946,00
Платежі за викиди в атмосферу			175,00
Майданчик для свердловини			1463890,00
Підвезення води автоцистернами на 10 км			
Під'їзна технологічна дорога			3247,00
Втрати сільгосп. виробництва			342645,00
Пробіг К. Лабораторії на 170 км			15559,00
Програма по розчинах			520,00
Проектні роботи в т.ч. узгодження			1077799,00
Промислово-геофізичні роботи			132696,00
Пуско-налагоджувальні роботи			480874,00
Радіаційний контроль			63999,00
Реєстрація			4138,00
Сервісні послуги "Еколог"			10232,00
Зміст шламосховища			61855,00
Технологічна дорога і майданчик			69386,00
Збиток госохотзаказнику			101629,00
Збиток ЧНВХ			61238,00
експертиза проекту			63285,00
Разом по гл. 11			482733,00
Разом по гл. 1-11			5018123,00
ПДВ 20,0%			17163928,20
Всього за кошторисним розрахунком			3432785,64
			20596713,84

Вартість устаткування, що придбавалося замовником, :

Колонна голівка типу ОКК2- 35-168*245*324	86 000,00 грн.
Противибросне устаткування ОП2- 230*35	454 000,00 грн.
Універсальний превентор: ПУ1- 230*35.	245 000,00 грн.
Плащечний превентор: ППГ- 230*35.	154 000,00 грн.
Манифольд: МПБ2- 80*35	245 000,00 грн.
Разом:	1 214 000,00 грн.
ПДВ 20% :	242 800,00 грн.
ВСЬОГО:	1 456 800,00 грн.

Разом, витрати на свердловину з урахуванням устаткування, що придбавалося замовником складає	22 541 319,84 грн.
Зміст служби замовника	500 000,00 грн.
ВСЬОГО витрат на свердловину:	22 247 492,24 грн.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

Загальні вимоги

Керівники організацій, що беруть участь в будівництві свердловини, зобов'язані забезпечити на об'єкті дотримання усіма працівниками правил охорони праці і техніки безпеки.

При організації будівельного майданчика необхідно позначити небезпечні зони для людей, в межах яких діють або потенційно можуть діяти небезпечні виробничі чинники. Небезпечні зони і потенційно небезпечні зони виробничих чинників мають бути захищені і позначені знаками відповідно до вимог ДСТУ 23407-78.

Пожежна безпека має бути забезпечена відповідно вимог ДСТУ 12.1.004-76, електробезпека - по ДСТУ 12.1.013-78

Експлуатація будівельних машин повинна здійснюватися відповідно до вимог СНіП 3.01.01-85* по організації будівельного виробництва і СНіП III - 4-80 "Техніка безпеки в будівництві" і інструкціями заводів заготівників.

В процесі буріння ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ:

- працювати з необгородженим шпинделем бурового верстата;
- продавлювати за допомогою насоса пробки, що утворилися в трубопроводах;

Пускати в роботу насоси після тривалої зупинки зимою без попередньої перевірки прохідності трубопроводу. Не можна ремонтувати трубопроводи, сальник під час роботи промивального насоса. Усі шлангові з'єднання повинні виконуватися за допомогою стандартних пристроїв. Використання для цих цілей штирів, дроту, скоб і тому подібне не допускається. Під час СПО забороняється:

1. Працювати за наявності несправності в лебідці бурового верстата, стояти в безпосередній близькості від труб що спускаються або піднімаються, або елеватора;
2. Спускати труби з тим, що медокрутило різьбовими з'єднаннями;
3. Тримати на вазі талеву систему за допомогою вантажу, закріпленого на руків'ї гальма або шляхом заклинювання руків'я;
4. Працювати за відсутності сигналізації, механізму від перепідйому талевого блоку, а також поганому освітленні в нічний час.

При витяганні керн з колонкової труби забороняється:

- перевіряти руками положення керн в трубі;
- витягати керн шляхом струснування або нагрівання колонкової труби в підвішеному стані вона повинна утримуватися на вазі гальмом, керованим

бурильником. Підвішувати трубу слід на вертлюга - пробку або елеватор, при цьому клямка затвора має бути застопорена.

Відстань від нижнього кінця труби до підлоги бурової не повинна перевищувати 2 сантиметрів.

Спуск і підйом обсадних труб, цементування свердловини

Перед спуском або підйомом колони обсадних труб бурильник спільно з буровим майстром і механіком ділянки повинен перевірити стан бурової вишки, устаткування, гачевої системи, КІП, фундаменту і розтяжок, надійність кріплення верстата до фундаменту. Виявлені недоліки мають бути усунені до початку робіт по спуску обсадних труб. Результати перевірки бурильник заносить в буровий журнал.

5.1 Аварії і ускладнення

Основними ускладненнями, які можуть виникнути при бурінні проектної свердловини являються обвали, які зазвичай відбуваються під час проходження ущільнених глин, аргілітов або глинистих сланців.

Основними заходами попередження і ліквідації обвалів є:

1. буріння в зоні можливих обвалів з промиванням буровим розчином, що має мінімальну водовіддачу і максимально високу в'язкість;
2. організація робіт, що забезпечує високі швидкості проходки;
3. виконання наступних рекомендацій:
 - бурити свердловини по можливості меншого діаметру;
 - бурити від черевика попередньої колони до черевика наступної колони долотами одного розміру;
 - підтримувати швидкість висхідного потоку в затрубному просторі не менше 1,5 м/с;
 - подавати бурильну колону на вибір плавно, без ривків;
 - уникати значних коливань бурового розчину;
 - не допускати тривалого перебування бурильної колони без руху.

5.2 Попередження аварій при спуску обсадних колон

Спуск важких обсадних колон (більше 100 т) необхідно виробляти на спайдер-елеваторах або за допомогою верхнього спайдера ПКРО.

Подачу обсадних труб на бурову слід виробляти обережно при запобіжних кільцях, що нагвинчують, які треба знімати при повній готовності труб до згвинчення. На воротах вишки необхідно встановлювати утримуюче пристосування, що запобіжить удару труб об ротор при подачі в бурову.

Кожну обсадну трубу, що подається для спуску, необхідно шаблонувати,

закріпивши за вказаною операцією досвідченого помічника бурильника.

Усі різьбові з'єднання черевичної частини обсадної колони (50 - 60 м) після закріплення манними ключами мають бути посилені переривчастим зварним швом з обов'язковим застосуванням спецкілець або електрозаклепок.

Зварювальні роботи повинні вироблятися кваліфікованими зварювальниками. Не допускається примусове охолодження зварного шва (водою або буровим розчином).

Останню обсадну трубу колони рекомендується спускати у свердловину з мінімальною швидкістю і промиванням.

Кріплення різьбових з'єднань усіх обсадних колон повинне проводитися з використанням моментометров.

Щоб уникнути поглинання, гідророзриву пластів, порушення стійкості стінок свердловини, зім'яло обсадної колони в плані робіт вказувати допустиму швидкість спуску колони. Швидкість спуску підвіски з бурильних труб не повинна перевищувати швидкості спуску обсадних труб.

Для запобігання прихвату обсадної колони в процесі її заповнення, відновлення циркуляції і проміжних промивань колону необхідно тримати на вазі і ходити через кожні 5 хвилин.

Якщо в процесі спуску колони з'явилася необхідність її ходити, то перед ходінням необхідно долити колону до гирла.

ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ:

- змінювати проектні рішення без оформлення відповідного протоколу;
- застосовувати для виміру бурильних і обсадних труб рулетки поправки, що мають, після їх ремонту;
- спускати обсадну колону без попереднього гідравлічного опресовування труб;
- застосовувати обсадні труби, які мали пропуски в різьбових з'єднаннях при їх опресовуванні;
- спускати обсадні труби, в з'єднаннях яких після навороту на свердловині виявлені перекіси різьб;
- виробляти обварювання різьбових з'єднань для "посилення" при ненормальному згвинченні обсадних труб;
- примусово пропускати колону через зони посадок;
- застосовувати раз'єднуювач, який не дозволяє виробляти промивання по час ОЗЦ [5].

5.3 Попередження аварій і шлюбу із-за неякісного цементування

Цементування обсадних колон, установка цементних мостів, заливка зон поглинань повинні вироблятися тільки за наявності на буровій лабораторних аналізів тампонажних розчинів або їх сумішей, проведених тампонажною конторою (цехом) або лабораторією в повній відповідності із заданими умовами (температура, тиск, початкова вода для приготування рідини зачинення).

Підбір рецептури тампонажного розчину необхідно виробляти за 5 діб до цементування. Якщо з дня вибору рецептури до початку цементування пройшло більше 10 діб, то рецептуру слід піддати контрольній перевірці і у разі потреби - коригуванню.

У лабораторії має бути перевірена відсутність негативної дії буферної рідини на тампонажній і бурові розчини. При цьому буферні рідини (склад і параметри реологій) повинні забезпечувати:

- гарантований розподіл бурового розчину від цементного, що досягається підбором щільності буферної рідини;
- відмінюючи здатність глинистої кірки на межах "гірська порода" - "обсадна колона";
- підвищення адгезійної здатності гірської породи ствола свердловини і металу обсадних труб по відношенню до цементу.

Час загустівання тампонажного розчину, визначуваний на консистометрах при взаємодії температури і тиску, імпрованих по процесу цементування, має бути на 25% більше розрахункового часу цементування, але не менше чим на 30 і не більше ніж на 90 хв.

Потрібна кількість тампонажного матеріалу для цементування обсадної колони слід визначати з урахуванням коефіцієнта сжижаємості розчинів (сумішей), промислово-геофізичних даних (по профилеметрії, виробленою при виконанні завершального комплексу геофізичних робіт) і накопиченого досвіду цементування свердловин на цій площі.

Доставка цементу на бурову, як правило, повинна здійснюватися цементозмішувальними машинами і цементовозами в опломбованому виді з документами про кількість цементу і паспортні відомості на нього і здаватися буровому майстрові, який повинен вести облік тампонажного матеріалу, що завозиться.

Конструкція цементувальної голівки, повинна забезпечувати можливість попереднього розміщення в ній 2-х розділових пробок, що утримуються за допомогою стопорів, і виключати виникнення перепаду тиску на них при цементуванні.

Цементувальна голівка має бути опресована на півторакратний максима-

льний тиск, який очікується при цементуванні, в неї має бути вставлена верхня розділова пробка. Цементувальна голівка має бути обладнана манометрами і кранами високого тиску. До цементувальної голівки мають бути підведена три лінії (дві робітники і третя для витискування розділової пробки).

Процес цементування повинен вироблятися безперервно, дотримуючи задану гідравлічну програму і забезпечуючи розрахункову швидкість висхідного потоку тампонажного розчину в затрубному просторі.

Останні 1,0-1,05м³ продавочної рідини для обсадних колон діаметром до 245мм закачувати однією насосною установкою з Q=3л/с.

Після закінчення цементування обсадних колон, що перекривають пласти з АВПД і газові горизонти, а також у свердловинах, схильних до газонафтороявам, на період ОЗЦ необхідно герметизувати заповнений до гирла затрубний простір і забезпечити чергування цементувального агрегату, що обв'язав гирлом свердловини.

ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ:

- проводити цементування за відсутності рецептури лабораторії контори (цехи) або лабораторії тампонажної філії;
- проводити цементування експлуатаційних колон без проведення контрольного аналізу перед початком робіт;
- цементувати обсадні колони без застосування продавочних пробок;
- приступити до устаткування гирла свердловини до закінчення ОЗЦ і визначення висоти підйому цементу за обсадною колоною (по ОЦК, АКЦ);
- допускати відхилення від типових схем устаткування гирла, встановлених ДСТУ і діючими інструкціями;
- спускати у свердловину бурильні труби до повного закінчення обв'язування ППО;
- проводити роботи по розбурюванню цементної склянки, зворотного клапана, направляючої пробки до закінчення обв'язування ППО, визначення його герметичності, а також із застосуванням КНБК, що включає центруючі пристосування (калібратор, розширювач та ін.);
- бурити роторним способом або провести бурильну колону при знаходженні калібратора в черевіку обсадної колони [5].

6 ОХОРОНА НАДР І ДОВКІЛЛЯ

Загальні відомості

Відповідно до основ законодавства про надра, основами водного законодавства і водного кодексу України, діючим положенням про Держтехнагляд, постановами Ради Міністрів по посиленню охорони природи і поліпшенню використання природних ресурсів, пошук і розвідка, розбурювання і розробка нафтових родовищ повинні здійснюватися при повному і найсуворішому дотриманні заходів по охороні надр і довкілля.

Основними вимогами по охороні надр, що пред'являються до пошуку і розвідки нафтових родовищ, являються державний контроль за раціональним використанням і охороною надр, а також встановлення порядку його проведення), дотримання затверджених в установленому порядку стандартів, що регламентують умови надр, атмосферного повітря, земель, лісів, вод (Закон "Про надра").

Охорона надр передбачає здійснення комплексу заходів спрямованих на запобігання втратам нафти в надрах внаслідок низької якості проводки свердловин, порушень технології нафтових покладів і експлуатації свердловин, що призводять до передчасного обводнення або дегазації пластів, перетікань рідини між продуктивними і суміжними горизонтами, руйнування нафтодержачих порід, обсадної колони і цементу за нею.

Охорона довкілля передбачає заходи, спрямовані на забезпечення безпеки населених пунктів, раціональне використання земель і вод, запобігання забрудненню поверхневих і підземних вод, повітряного басейну, збереження лісових масивів, заповідників.

Основними вимогами з довкілля охорони при експлуатації свердловин являється підбір глибинного і наземного устаткування і встановлення оптимальних режимів його роботи.

У виконання вказаних вимог по охороні надр і довкілля при бурінні проектних свердловин повинні приймати заходи, що забезпечують, :

а) запобігання відкритому фонтануванню, графіноутворення, поглинання промивальної рідини обвалів стінок свердловин і міжпластових перетікань нафти, води і газів в процесі проводки, освоєння і їх подальшої експлуатації;

б) надійну ізоляцію у свердловинах нафтоносних, газоносних і водоносних пластів по усьому розрізу;

в) герметичність усіх технічних і обсадних колон, спущених у свердловину, їх якісне цементування;

г) запобігання погіршенню колекторних властивостей продуктивних плас-

тів, збереження їх природного стану при розтині, кріпленні і освоєнні.

Перфорація і торпедування свердловин повинні вироблятися при строгому дотриманні діючих інструкцій. Після закінчення буріння свердловини і перфорації колони для запобігання зниженню проникності і привибойної зони із-за тривалої дії на неї води або глинистого розчину свердловина повинна освоюватися в найкоротший час.

За наявності небезпеки міжпластових перетікань нафти, газ і вода не допускається проведення заходів щодо інтенсифікації припливів нафти і газу.

При випробуванні свердловин продукти освоєння повинні збиратися в закриті ємності.

Транспортування допоміжних матеріалів і розчинів, що нагнітаються в нафтовий пласт, повинне вироблятися в закритій тарі або місткостях, що виключають їх витік.

При розливі нафти на поверхні землі або попаданні її у водний об'єкт в результаті нафтогазового викиду, відкритого фонтанування свердловини або аварії трубопроводу необхідно повідомити про це органам, що здійснюють державний контроль за станом водних об'єктів, не пізніше за 3-й годинник з моменту виявлення, припинити огорожу поверхневих і підземних вод для питного водопостачання і прийняти заходи, що забезпечують запобігання подальшому поширенню забруднення.

Нафта, що розлилася з поверхні об'єкту має бути локалізована, зібрана технічними засобами і способами, що нешкідливими для мешканців водних об'єктів і не чинять шкідливого впливу на умови санітарно-побутового водопостачання, і відправлена на установки підготовки нафти або очисні споруди.

На забрудненій ділянці землі мають бути проведені по збору або нейтралізації забруднення з наступною рекультивацією землі відповідно до ДСТУ 17.5.3.04-83. При порушенні обваловки і гідроізоляції ділянок вони мають бути відновлені.

6.1 Рекультивація земельної ділянки

Перед початком будівництва свердловини проводяться роботи по вибору і відведенню землі. Майданчик для буріння вибирається, як правило, на пасовищах, кормові достоїнства яких невеликі. Потужність чорноземного шару не перевищує 20 - 40 см. Розмір ділянки, що відводиться, вибирається згідно "Норм відведення земель для нафтових і газових свердловин" - СН 459-74 залежно від мети буріння, типу бурової установки. При підготовчих роботах проводяться роботи по зняттю і складуванню ґрунтового шару землі відпові-

дно до ДСТУ 17.4.3.02-85. Він складається в спеціально відведені місця у вигляді буртів. В цілях попередження вітрової та водної ерозії передбачається посів багаторічних трав. Усі ці роботи повинні проводитися до настання стійких, негативних температур. Майданчик повинен мати ухил у бік комор для стоку рідких відходів.

Сучасне виробництво бурових робіт доки використовує для збору і поховання вибуреної породи, а також для зберігання технічної води, спеціально обладнані земляні комори. Стінки і дно комори глинізуються з метою створення екрану, що залобіже відходу водної фракції за межі комори і фільтрації в ґрунт. Як правило, розробка ґрунту при устаткуванні комор ведеться до глинистої "подушки", тобто як екран використовується глиниста товща гірських порід (глини четвертинного і мезозойського віків). Після цього виробляється опресовування комори шляхом закачування в нього води. Якщо відбувається зниження рівня води в коморі, то проводиться повторне опресовування.

У комор встановлюється відцентровий насос, за допомогою якого відкачується технічна вода для повторного використання. Для попередження розтікання вод майданчик бурової обладнався стічними лотками і відвалами, спрямованими в технологічні комори. Об'єми технологічних комор визначаються залежно від глибини свердловин і її конструкції.

Монтаж бурового обладнання починається після проведення усіх підготовчих робіт. Площі під буровим і допоміжним устаткуванням має бути гідроізолюваними, а також мати стічні лотки і відведення. При бурінні свердловини циркуляція бурового розчину здійснюється по замкнутому циклу із застосуванням засобів очищення (гідроциклони, вібросіта і так далі), що входять в комплект бурової установки. В період буріння здійснюється постійний контроль за герметичністю циркуляційної системи, місткостей для долива свердловини і обробки бурового розчину хімічними реагентами, місткостей ГСМ.

Після закінчення будівництва свердловини, демонтажу бурового устаткування, проводяться роботи по ліквідації комор і рекультивации площі бурової. Усі ці роботи проводяться силами будівельної організації для проведення в стан, придатний для використання в сільському господарстві. При ліквідації комор проводяться роботи по відкачуванню освітленої рідкої фази для подальшого використання, а залишки бурового розчину і вибуреної породи, що загусли, після природного або примусового випарювання захороняться на місці.

Технічна рекультивация проводиться для збереження родючого шару ґрунту і включає виконання наступних робіт :

- зрізає і складування родючого і мінералізованого шарів ґрунту;

- зрізає забрудненого і засміченого ґрунту;
- зворотне переміщення і розрівнювання родючого і мінерального шарів ґрунту після закінчення будівництва.

Біологічна рекультивація проводиться після технічної. Технологія біологічної рекультивації розробляється спеціалізованою організацією по заявці "Замовника" на основі даних по фоновому стану ґрунтів до початку будівництва і даних по динаміці зміни цього фону під дією чинників будівництва після закінчення його. "Замовник" представляє ці дані спеціалізованої організації. Технологія біологічної рекультивації повинна включати порядок і кількість добрив, що вносяться, для відновлення родючості ґрунтів, кількість вживаної техніки. Приведення земельної ділянки в придатний стан виробляється протягом одного року після завершення робіт. Передача землекористувачеві рекультивованих земель оформляється актом в установленому порядку за участю представників землекористувача, будівельної організації м органів, що здійснюють контроль за використанням земель [5].

6.2 Охорона поверхневих і підземних вод

При будівництві свердловини особлива увага приділяється охороні поверхневих і підземних вод. При виборі майданчика враховується віддаленість від відкритих водних об'єктів з урахуванням їх водозахисних зон. З метою запобігання розтіканню технічної води, бурового розчину і відходів буріння за межі майданчика бурової і попадання в водний об'єкт проводяться роботи по обваловке цього майданчика ґрунтом. На ділянці будівництва проводяться роботи по обваловке цього майданчика ґрунтом. На ділянці будівництва проводяться роботи по ізоляції майданчиків технологічного устаткування, складів хімічних реагентів, блоку приготування розчину. Передбачається інженерна система збору відходів буріння за допомогою лотків в комори.

Для потреб будівництва і випробування свердловини застосовується технічна вода. В процесі будівництва свердловини повинен вестися облік витрати за допомогою витратометрів, мірних місткостей і інших засобів, наданих буровій установці.

В процесі буріння свердловини здійснюється замкнутий цикл циркуляції бурового розчину з очищенням від вибуреної породи засобами, наданими буровій установці. Вода, що залишилася, відкачується і повторно використовується на технологічні потреби. Вона повинна відповідати вимогам ДСТУ 51-01-0384. Буровий розчин (частково) вивозиться на довколишні бурові для подальшого використання.

Для запобігання забрудненню водоносних горизонтів і надійної їх ізоляції

при бурінні свердловини робочим проектом розробляється конструкція свердловини відповідно до "Правил безпеки в нафтовій і газовій промисловості, 1998г".

Для перекриття за колонного простору і запобігання міжпластовим перетіканням за обсадними колонами формується цементна оболонка, для чого використовується тампонажний цемент відповідно до ДСТУ 1581-85.

В процесі проводки на основі геологічної будови з урахуванням можливих ускладнень застосовують буровий розчин із заданими параметрами (експлуатаційними властивостями) для цих умов буріння.

Буровий розчин є стійкою глинистою суспензією на водній основі, (ці параметри розроблені відповідно до "Правил безпеки в нафтовій і газовій промисловості"), оброблену хімічними реагентами. Застосування хімічних реагентів дозволяє підтримувати та регулювати експлуатаційні властивості бурового глинистого розчину, необхідні для безаварійної проводки свердловини до перебіжного вибою.

6.3 Охорона атмосферного повітря

До основних джерел забруднення атмосферного повітря відносяться: спецтехніка, автотранспорт, тракторна техніка, привід бурової, котельня. В процесі випробування свердловини з нафти, що поступає на поверхню сепарується попутний газ, який спалюється на факелі.

Санітарно-захисна зона при будівництві свердловин на нафту і газ складає 300 метрів (СН245- 71).

6.4 Моніторинг за станом довкілля

Контроль за довкіллям при будівництві свердловини - це спостереження за станом і зміною якості ґрунтів, підземних і поверхневих вод, повітря. У завдання контролю на період будівництва свердловини входить роботи по перевірці дотримання вимог з довкілля охорони і організації контролю шкідливих речовин, що поступають в природне середовище в процесі будівництва. Контроль за вступом шкідливих речовин здійснюється методом відбору проб до початку будівництва, в період буріння і після закінчення. Відбір проб і визначення хімічного складу ґрунту проводиться в два етапи:

- 1 етап - до початку будівництва - визначення фону;
- 2 етап - після закінчення будівництва і рекультивациі порушених земель - фактичний стан ґрунту

Враховуючи, що в процесі проводки свердловини застосовується буровий

глинистий розчин, оброблений хімічними реагентами, що відносяться по класу небезпеки до нетоксичних і малотоксичних, аналіз ґрунтів проводять по наступних параметрах:

- нафтопродукти методом краплинного аналізу;
- рН сольового і водного витягу;
- хлорид і сульфат - іони;
- карбонат кальцію.

Контроль забруднення підземних вод здійснюється методом відбору і аналізу проб з контрольно-спостережливих свердловин, пробурених на родовищі. Відбирають проби води на аналіз до початку будівництва - фоновий показник, під час буріння - контроль за зміною складу води, після закінчення будівництва - повний аналіз води. Контроль за якістю підземних вод має бути здійснений за наступними показниками:

- лужність - мг-екв/л;
- жорсткість, - міліграм/л;
- розчинений кисень - міліграм/л;
- ХПК - міліграм/л;
- сухий залишок - міліграм/л;
- хлориди - міліграм/л;
- сульфати - міліграм/л;
- залізо загальне - міліграм/л;
- азот амонійний - міліграм/л;
- нафта і нафтопродукти - міліграм/л.

Порівняння фонових показників з показниками, визначеними в процесі будівництва, дає можливість визначити джерело і міру забруднення підземних і поверхневих вод.

Буріння свердловин на площах області Самари ведеться, в основному, буровими установками з електричним приводом.

Основним джерелом забруднення атмосферного повітря є спалювання попутного газу на факелі. Виміри контрольованих речовин здійснюється до початку будівництва як фоновий показник, і під час спалювання тазу. Аналіз проводиться по наступних основних речовинах:

- сірководень;
- оксид азоту;
- оксиди вуглецю;
- вуглеводні;
- оксиди сірки;
- окисел ванадію.

З приведених відомостей виходить, що дія на природне довкілля відходів

бурового процесу обмежується територією майданчика, відведеного під будівництво бурової установки і прищоглових допоміжних споруд.

Відходи у вигляді вибуреної породи, випрацьованого бурового розчину, бурових стічних вод мають 4-й клас небезпеки. Вибурена порода і тверда фаза бурового розчину захороняються в коморі. Бурові стічні води і буровий глинистий розчин частково вивозяться для повторного використання на сусіднє бурові. Інша частина бурових стічних вод частково випаровується, виме-рзає, насичує мінеральний ґрунт майданчика.

Територія майданчика бурової після рекультивації самовостанавливається, як показує досвід, протягом 1, 5 - 2 - х років.

Викиди в атмосферу шкідливих речовин незначні. За межами майданчика бурової їх концентрація нижче ПДК для населених пунктів, якого-небудь впливу на найближчі населені пункти ці викиди не чинять.

Надійна конструкція свердловини, сучасне ґрлове противовибросове устаткування і вживана технологія буріння повинні забезпечити попередження нафтобазопроявлень, що і підтверджується багаторічною практикою роботи бурових підприємств в цьому районі.

Чисельність що працює на буровій, спецтехніка, що епізодично притягається, чинять вплив на тваринний світ трохи і, в основному, в межах території бурової.

Таким чином, запропоновані технічні, технологічні і організаційні заходи повинні забезпечити незначну дію на довкілля.

Охорона праці - створення здорових і безпечних умов на виробництві.

Під охороною праці розуміється система законодавчих актів і відповідних їм соціально-економічних, технічних, санітарно-гігієнічних і організаційних заходів, що забезпечують безпеку, збереження здоров'я і працездатність людини в процесі праці.

Поняття "Охорона праці" з юридичної точки зору включає три основні частини: трудове законодавство, виробничу санітарію і техніку безпеки.

Виробнича санітарія - повинна зважати на специфіку геологорозвідувальних робіт (велика розкиданість, віддаленість від населених пунктів, широким діапазоном природно-кліматичних умов).

Включає наступні вимоги:

- виробниче освітлення на бурових повинне задовольняти вимогам (рівномірність, постійність світлового потоку і так далі);
- опалювання - не нижче 13-18 градусів усередині бурової;
- вентиляція - якісний склад повітря.
- комплекс методів боротьби з шумом;
- загальна вібрація при бурінні геологорозвідувальних свердловин по-

винна відповідати нормам.

Індивідуальні засоби захисту :

- захисні каски;
- вкладиші, навушники, шоломи;
- спеціальні окуляри або щитки;
- діелектричні рукавички і рукавиці, гумові боти і галоші, гумові килимки і доріжки, що ізолюють підставки;
- спецодяг і спецвзуття.

Усі ці вимоги повинні відповідати інструкції та санітарним змістом приміщень і устаткування виробничих підприємств.

Масалітов Сергій Олександрович

Масалітов Сергій Олександрович

Масалітов Сергій Олександрович

Масалітов Сергій Олександрович

Масалітов Сергій Олександрович

ВИСНОВКИ

У цій роботі запроєктовано буріння і кріплення експлуатаційної свердловини на газ завглибшки 4450 м з розробкою заходів щодо попередження порушень цілісності стінок свердловини.

У загальній частині дані: географічне положення, огляд раніше проведених геолого-геофізичних досліджень і геологічна характеристика району робіт. Описані: стратиграфія, тектоніка і фізико-хімічні властивості флюїдів пластів цього району.

Буріння свердловини здійснюватиметься буровою установкою Уралмаш-70Д в три інтервали буріння, установка шахтного напрямку діаметром 426 мм, буріння: під кондуктор діаметром 324 мм, під проміжну колону діаметром 245 мм і під експлуатаційну колону діаметром 140 мм, із застосуванням глинистого розчину. Контроль процесу буріння забезпечує станція ГТИ. Цементування свердловини здійснюватиметься із застосуванням цементозмішувальних машин 2СМН- 20, цементувальних агрегатів і осереднїтельної місткості. Контроль процесу забезпечить станція контролю цементування СКЦ-2М.

Створення ефективної техніки і технології ліквідації аварій у свердловинах, є одним із засобів вдосконалення процесу геологорозвідувальних робіт, що забезпечують скорочення термінів буріння за рахунок зменшення доли непродуктивного часу при експлуатації бурових установок. Підвищення продуктивності буріння розвідувальних свердловин може здійснюватися за рахунок зниження до мінімуму витрат на ліквідацію аварій, серед яких особливо виділяються прихвати бурового снаряда. На усунення прихватів витрачається до 60-80% непродуктивного часу в циклі опорудження свердловини, причому цей показник залишається практично незмінним упродовж останніх 15-20 років, досягаючи в окремих геологорозвідувальних організаціях до 50-160 станко-годин на 100 метрів проходки.

В умовах сучасного інтенсивного розвитку техніки і технології розвідувального буріння явно недостатньо увага приділяється питанню забезпечення засобами ліквідації аварій у свердловинах малого діаметру, що є слідством, з одного боку, відсутності точних даних про долю часу, що витрачається на усунення аварійних ситуацій (що не виправдовується ні з точки зору результативності буріння, ні з економічної точки зору :), а, з іншого боку - слабкого розвитку теоретичних розробок цільових механізмів і пристроїв.

Найбільш суттєву теоретичну і практичну апробацію отримали гідровібратори для ліквідації прихватів бурового снаряда діаметром 57,73,89 і 108 мм.

Проте, внаслідок ряду причин (необхідність в тривалій дії на зону аварії, невисокі динамічні навантаження, велику витрату рідини на привід, обмеження до показників якості останньої, складність в оперативному включенні в роботу і інші) їх застосування передко неможливе, або малоефективно. У зв'язку з чим, перед проектними і дослідницькими організаціями виникає актуальне завдання створення нових машин, успішно замінюючих механізми ударно-вібраційного дії.

Значний розвиток отримали розробки ударних пристроїв для витягання аварійного бурового снаряда зі свердловин, пройдених на нафту і газ. В той же час, в геологорозвідувальній галузі такі механізми маловідомі, а в переліку необхідних аварійних технічних засобів вони взагалі відсутні.

Підводячи підсумок після розгляду вищеперелічених пристроїв для ліквідації прихватів можна відмітити наступне:

- як правило, як елемент, що накопичує енергію пружної деформації, використовується бурильна колона, але сфера застосування таких механізмів обмежується завглибшки свердловин (не менше 100 метрів для бурильних труб до 59 мм і більше 400-500 м при діаметрі понад 89 мм);

- існуючі схеми електричних, електрогідравлічних, електромеханічних вібраторів непридатні, оскільки їх використання обмежується малим діаметром геологорозвідувальних свердловин;

- основним недоліком пневматичних вібраторів, представником яких є азотний яс, розглянутий вище, є те, що вони вимагають спеціального приводу, тому їх можна рекомендувати для ліквідації прихватів тільки при бурінні свердловин з продуванням.

Ширше застосування для ліквідації прихватів знайшли гідровібратори. Існує безліч конструкцій, але необхідні для їх роботи подачу промивальної рідини і тиск не можуть забезпечити бурові насоси. Для роботи потрібна установка на буровій потужніших насосів.

Для ліквідації прихватів в дрібних свердловинах рекомендований пристрій, в якому елементом, що деформується, є пружина. Виходячи з схеми цього пристрою була розроблена його конструкція.

У роботі передбачені усі необхідні заходи безпеки життєдіяльності, Розглянуті заходи щодо попередження аварій, ускладнень, охорони надр і довкілля.

Термін виконання робіт : почало - 1 квітня 2011 р., закінчення - 10 травня 2012 р.

Повна вартість робіт 22 247 492,24грн

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Рязанов А.А. Справочник по буровым растворам. – М.: Недра, 1979.
2. Дудля М.А. Проектування бурових машин та механізмів. – К.: Вища школа, 1994.
3. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин. В 2-х томах по ред. проф. Е.А. Козловского. – М.: Недра, 1984
4. Ребрик Б.М. Справочник по бурению инженерно-геологических скважин. – М.: Недра, 1983.
5. Бочаров А.И., Бургин О.А. Организация безопасного ведения геологоразведочных работ. – М.: Недра, 1981
6. Кланц А.А., Алексеев В.В. Справочник механика геологоразведочных работ. – М.: Недра, 1987
7. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах – М.: Недра, 1985.
8. Ганджумян, Р.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин / Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин. – М.: Недра, 2000.
9. Булатов, А.И. Справочник инженера по бурению, в 4т. / А.И. Булатов, А.Г. Аветисов. – М.: Недра, 1985. – т. 1-2.
10. Вадецкий, Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для нач. проф. Утворення / Ю.В. Вадецкий. – М.: Издательский центр «Академия», 2003.
11. Алексеевский, Г.В. Буровые установки Уралмаш завода. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1981.
12. Воздвиженский, Б.И. Буровая механика. – 3-е изд., перераб. и доп. / Б.И. Воздвиженский, М.Г. Васильев. – М.: ГИТИ, 1954.
13. Ганджумян, Р.А. Расчеты бурения (справочное пособие) / Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Н.И. Сердюк. – М.: РГГРУ, 2007.
14. Калинин, А.Г. Практическое руководство по технология бурения на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / А.Г. Калинин и др. – М.: ООО «Недра – Ббизнесцентр», 2001.
15. Палашкин, Е.А. Справочник механика по глубокому бурению / Е.А. Палашкин. – М.: Недра, 1974.
16. Иогансен, К.В. Спутник буровика: Справочник. – 3-е изд., перераб. и доп. / К.В. Иогансен. – М.: Недра, 1990.
17. Александров Е.В., Соколинский Б.В. Прикладная теория и расчет ударных систем. – М.: Недра, 1969. – 132 с.

18. Гончаров А.Е., Винниченко В.М. Пособие бурильщику и мастеру по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений при разведочном бурении. -М.;Недра,1987.-128 с.
19. Дубленич Ю.В., Жданков В.Ф. Определение области эффективного применения гидравлического ударного механизма для ликвидации прихватов бурильных труб [РНТС "Бурение". Вып.4.-М.:ВНИИЭОНГ, 1979.-С.12-14.
20. Оптимизация бурения скважин в осложненных условиях. Сборник. Донецк, ДПИ,1991.
21. Коломоец А.В. Предупреждение и ликвидация аварий в разведочном бурении. -М.;Недра,1985.-224с.
22. Кичигин А.В., Назаров В.И. Анализ конструкции ударных механизмов для ликвидации прихватов бурильной колонны в скважине [РНТС "Машины и нефтяное оборудование".-Вып.7.-М.:ВНИИЭОНГ,1981.- С. 2-5.
23. Неудачин Г.И., Коломоец А.В., Калинин О.И., Филипец В.И. Новые технические средства ликвидации аварий при бурении скважин. Уголь Украины.-1981.-№10.-С.27-29.
24. Пустовойтенко И.П., Сельващук А.П. Справочник мастера по сложным буровым работам. -М.;Недра,1983.-248 с.
25. Хаустов, А.П. Охрана окружающей среды при добыче нефти / А.П. Хаустов, М.М. Редина. – М.: изд-во «Депо», 2006.