

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

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

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеня бакалавр
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Редько Микити Дмитровича
(ПІБ)
академічної групи 185-17-2 ГРФ
(шифр)
спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
(код і назва спеціальності)
спеціалізації за освітньо-професійною програмою
Нафтогазова інженерія та технології
(офіційна назва)
на тему Технічний проект буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини на
Східно-Полтавському газоконденсатному родовищі
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Пашенко О.А.			
розділів:				
Технологічний	Пашенко О.А.			
Охорона праці	Безщасний О.В.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			

Дніпро
2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коров'яка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ**на кваліфікаційну роботу****ступеня _____ бакалавр**

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Редько Микиті Дмитровичу академічної групи 185-17-2 ГРФ
(прізвище та ініціали) (шифр)спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
(код і назва спеціальності)спеціалізації за освітньо-професійною програмою Нафтогазова інженерія та технології
(офіційна назва)на тему Технічний проект буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини на Східно-Полтавському газоконденсатному родовищі

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ № _____

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Геологічні умови буріння свердловин на нафтогазо-конденсатному родовищі. Проектування конструкцій свердловин, вибір способу буріння та бурового обладнання й інструменту.	04.05.2021- 31.05.2021
Охорона праці	Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище,	01.06.2021- 15.06.2021

Завдання видано _____

(підпис керівника)

Пащенко О.А.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі _____

04.05.2021

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

15.06.2021

Прийнято до виконання _____

Редько М.Д.

РЕФЕРАТ

Дипломний проект: 71 сторінок, 6 рисунків, 7 таблиць, 17 бібліографічних посилань.

ЕКСПЛУАТАЦІЙНА СВЕРДЛОВИНА, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА, ГАЗ, БУРІННЯ, ДОЛОТО.

Сфера застосування розробки – буріння свердловин на нафту і газ.

Об'єкт розроблення – технологія буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини на Східно-Полтавському газоконденсатному родовищі.

Мета роботи - проектування газової свердловини на Східно-Полтавському газоконденсатному родовищі.

Засоби дослідження - аналіз літератури та теоретичні дослідження.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – робота містить відомості про район бурових робіт, геологічну будову і характеристиках продуктивних горизонтів. В проектній частині вирішуються питання спорудження свердловини: спроектована конструкція свердловини, обрано обладнання бурової установки, породоруйнівний інструмент, технологія буріння і цементування. Дается техніка безпеки при бурінні свердловин. Висвітлено питання охорони надр і навколишнього середовища.

Дипломна робота складена згідно з вимогами методичних вказівок.

ABSTRACT

Diploma project: 71 pages, 6 figures, 7 tables, 17 bibliographic references.

OPERATING WELL, DRILLING FLUID, MUD, GAS, DRILLING, BIT.

Scope of development - drilling wells for oil and gas.

The object of development is the technology of drilling an exploration and production well at the East Poltava gas condensate field.

The purpose of the work is to design a gas well at the East Poltava gas condensate field.

Research tools - literature analysis and theoretical research.

Practical significance of qualification work - the work contains information about the area of drilling, geological structure and characteristics of productive horizons. In the project part the issues of well-wine construction are solved: the well construction is designed, the drilling rig equipment, rock-destroying tool, drilling and cementing technology are selected. Safety precautions are provided when drilling wells. The issues of subsoil and environmental protection are covered.

Thesis is compiled in accordance with the requirements of the guidelines.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ	8
1.1 Географічне положення району робіт	8
1.2 Геологічна будова ділянки.....	10
1.3 Характеристики горизонтів	12
1.4 Тектоніка.....	13
1.5 Стратиграфія	13
Висновки за першим розділом	14
РОЗДІЛ 2 ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	16
2.1 Вибір і обґрунтування способу буріння	16
2.2 Обґрунтування способу входження в продуктивну поклад	16
2.3 Вибір конструкції свердловини.....	18
2.4 Вибір ПВО	20
2.5 Вибір промивного реагенту буріння свердловини і розкриття пласта ..	21
2.6 Техніка буріння.....	24
2.6.1 Визначення максимальної маси бурильної колони	24
2.6.2. Бурове обладнання	26
2.6.2.1. Вибір бурової установки	26
2.6.2.2 Вибір насосної установки.....	29
2.6.2.3 Вибір бурової вишки і розрахунок талевої системи.....	34
2.7 Технологія буріння	36
2.7.1 Вибір породоруйнівного інструменту.....	37
2.7.2 Розрахунок технологічного режиму буріння	37
2.7.3 Розрахунок осьового навантаження на долото	37
2.7.4 Розрахунок частоти обертання долота.....	39
2.7.5 Розрахунок кількості промивної рідини	39
2.8 Цементування свердловини.....	40

	6
2.8.1 Розрахунок обсягу цементного розчину	40
2.8.2 Розрахунок кількості сухого цементу	42
2.8.3 Розрахунок кількості води.....	44
2.8.4 Розрахунок кількості продавочної рідини	44
2.8.5 Розрахунок тиску при закачуванні	45
2.8.6 Розрахунок кількості цементованих агрегатів	46
2.8.7 Розрахунок продуктивності цементування	47
2.8.8 Розрахунок кількості цементозмішувальних машин.....	48
2.8.9 Цементувальне обладнання.....	50
Висновки за третім розділом	53
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ	55
4.1 Основні небезпеки і шкідливості при проведенні ГРП	55
4.2 Технічні вимоги до обладнання і робочого інструменту, що гарантує безпеку	58
4.3 Санітарні вимоги.....	58
4.4 Протипожежні вимоги та засоби пожежогасіння.....	61
4.5 Заходи з безпеки при виконанні ГРП	63
Висновки за четвертим розділом	65
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА НАДР І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	66
5.1 Екологічність проекту	66
5.2 Джерела забруднення та види впливу на природне середовище	66
5.3 Природоохоронні заходи при проведенні ГРП	66
5.4 Надзвичайні ситуації	67
Висновки за п'ятим розділом	68
ВИСНОВКИ	69
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	70

ВСТУП

Серед найважливіших видів промислової продукції, обсяги виробництва якої визначають сучасний стан і рівень розвитку матеріально-технічної бази тієї чи іншої країни, одне з головних місць відводиться виробництву і споживанню нафтопродуктів, а також видобутку нафти і газу.

Зменшення обсягів видобутку пов'язане з виснаженням запасів родовищ, зносом основних виробничих фондів. Рішення даної проблеми можливе тільки шляхом введення в розробку нових родовищ, а також шляхом розробки більш глибоких горизонтів.

Для цього необхідно збільшувати обсяг бурових робіт і робіт з капітального ремонту свердловин в основному шляхом підвищення техніко-економічних показників буріння за рахунок зростання продуктивності праці і поліпшення технологічної бази. Зростання продуктивності праці залежить від технології буріння (ремонту) і кваліфікації працівників, а поліпшення технологічної бази можливо шляхом впровадження нових розробок і збільшення науково-дослідної роботи в даній галузі.

Необхідність розвитку економіки країни ставить перед працівниками нафтогазової промисловості завдання - підвищити ефективність і поліпшити якість буріння. Це завдання включає в себе як кількісне зростання, так і якісне: вдосконалення техніки і технології буріння свердловин, підвищення продуктивності бурових робіт і зниження їх собівартості. Чималі резерви полягають у вдосконаленні якості розтину нафтових і газових пластів при бурінні, прискоренні випробування і випробування, у вдосконаленні конструкцій свердловин і зменшення металоємності, в підвищенні довговічності кріплення і роз'єднання нефтегазоводонесних горизонтів.

РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ

1.1 Географічне положення району робіт

Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) - загальна назва центрального структурного елементу розглянутого прогину, що має грабенообразну будову в нижній своїй частині, форму почвоподібної западини - в середній і пологої синеклізі, або мульди - у верхній. Складові елементи верхньої і нижньої частин западини мають власні назви: Українська мульда (синекліза) і Дніпровський, або Придніпровський грабен. Загальна протяжність западини - 400 км, ширина - від 50-70 на північно-заході до 130-150 км на південному сході. Кристалічний фундамент занурений в північно-західній частині ДДЗ на 510 км, А на південному сході - до 1517 км. Крайові розломи Придніпровського грабена нахилені під кутом 40-50 °, іноді до 75-80 °; максимальна амплітуда зсуву по ним складає 5 км. Ці розривні порушення отримали назву ліній Карпінського; їх також називають Барановічсько-Астраханським (північний) і Пріп'ятсько-Маницька (південний) розломами. Відкладення, починаючи з верхів візі і включаючи майже весь мезозой, виходять за межі крайових розломів, утворюючи власне Дніпровсько-Донецьку западину. Верхня крейда і кайнозой залягають в іншому структурному плані і утворюють синеклізу (рис. 1.1).

Вуглеводневі гази без конденсату зустрічаються рідко. До чисто газових віднесено лише 10 невеликих за запасами родовищ. Вони розміщуються в південно-східній частині регіону. На північний захід, починаючи від лінії Качаловського-Новоукраїнського-Голубовського родовищ, поклади газу чергуються з скупченнями нафти. Таких родовищ налічується 48. Найближчі від поверхні скупчення газу зустрінуті на Співаковській (440 м) і Вільховому (450 м) Родовищах. На глибинах понад 5000 м вони відомі в 34 родовищах. Основні розвідані запаси газу припадають на інтервали 1500-2000 м (25,2%) і 3500-4000 м (21,45%); на глибинах понад 5000 м їх поки налічується 6,25%.

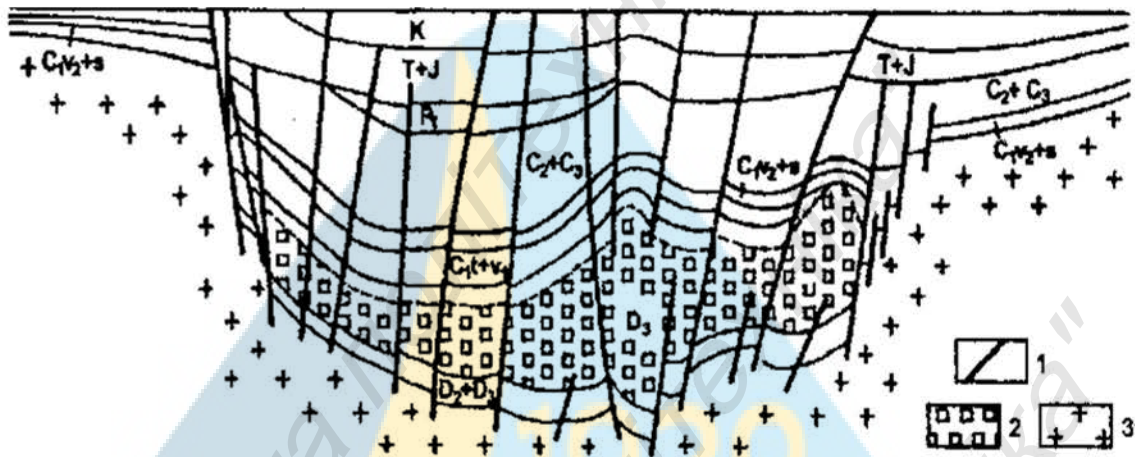


Рисунок 1.1 - Схематичний поперечний розріз Дніпрово-Донецької западини але пінії Охтирка - Новомосковськ.

1 - розривні порушення, 2 - соленосних відкладення девону, 3 - доріфейський фундамент.

За фізико-хімічними властивостями вуглеводні надзвичайно різноманітні. Основною складовою частиною вільних газів є метан, вміст якого коливається від 35% (Мелковське родовище) до 99,6% (Красноповське родовище). В межах одного родовища вільні і розчинені гази можуть істотно відрізнитися за своїм складом. З попутних нафтових газів звертає на себе увагу незвичайні за складом гази Гнідинцівського родовища (нижня перм-верхній карбон), в складі яких різко переважають гомологи метану з піком, припадає на пропан (близько 50%), і вмістом метану не більше 2-4% . Серед регіональних особливостей вуглеводневих газів прийнято відзначати наявність гелію в промислових концентраціях (до 0,14-0,17% на Коро-бочкінском родовищі), а також майже повна відсутність сірководню.

Пошуки скупчень вуглеводнів в карбонатних породах ще не набули в регіоні потрібного масштабу; однак відкриті родовища і прогнозні об'єкти дають підстави для позитивної їх оцінки. Перша поклад газу, пов'язана з карбонатними ріфогенними тілами Микитівської свити, була відкрита в межах Леляківському структури. Їх ефективна пористість становить 25-30%. З

карбонатами Візейська і турнейського віку пов'язані резервуари ряду родовищ. Резервуар такого типу містить 94% розвіданих запасів газоконденсату Богатойського родовища.

1.2 Геологічна будова ділянки

Газоконденсатні поклади, як і скупчення вуглеводневих газів, виявлені в широкому стратиграфічній діапазоні, таких родовищ 115. Просторове їх розміщення має свої особливості. Найбільш багаті газоконденсатні поклади зосереджені на обмеженій ділянці північної прибортової зони - Анастасіївське, Талалаївське, Васильєвське і ін. родовища. Запаси конденсату розміщуються на глибинах 3500-4000 м (25,8%) і 4000-5000 м (38,5%); в діапазоні глибин 1500-2000 м обсяг конденсату складає 4,9%. Системи перехідного стану - вуглеводневі флюїди з великою кількістю розчиненого газу або великий вміст конденсату в газі - поки вивчені в недостатній мірі і не мають чітких критеріїв визначення та розміщення.

Район розташований в лісостеповій зоні. Клімат району помірно-континентальний. Середньорічні температури - річна - $+19,7^{\circ}\text{C}$, зимова - $5,1^{\circ}\text{C}$. Середня кількість опадів - 563 мм. Типові краєвиди - степ, невеликі ліси. Ґрунти родючі - переважно чорноземи.

Східно-Полтавське газоконденсатне родовище — належить до Глинсько-Солохівського газонафтоносного району Східного нафтогазоносного регіону України. Розташоване в Полтавській області на відстані 10 км від м. Полтава.

Знаходиться в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Підняття виявлене в 1959 р. У відкладах нижнього карбону структура є асиметричною брахіантикліналлю півд.-зах. простягання розмірами по ізогіпсі — 4420 м $8,0 \times 6,0$ м, амплітуда 130 м. Перший промисл. приплив газу отримано з відкладів середнього карбону з інт. 4810-4860 м у 1974 р.

Поклади пластові, склепінчасті, тектонічно екрановані та літологічно обмежені. Режим покладів газовий. Запаси початкові видобувні категорій А+В+С1: газу — 10660 млн. м³; конденсату — 560 тис. т.

Існуючі родовища на території Полтавського району



Східно-Полтавське родовище в адміністративному відношенні розташоване на території Полтавського району Полтавської області.
Загальна площа родовища 57 кв. км

Експлуатується з 1995 року

Загальні запаси вуглеводнів затвердженні ДКЗ України складають:

- газу вільного — **15 173 млн м³** (кат. С₁+С₂, код класу 111+221; 122+222+332)
- конденсату — **1 971 тис. т** (кат. С₁+С₂, код класу 111+221; 122+222+332)
- етану у природному газі — **934 тис. т** (кат. С₁+С₂, код класу 111+221; 122+222+332)
- пропану у природному газі — **358 тис. т** (кат. С₁+С₂, код класу 111+221; 122+222+332)
- бутану у природному газі — **173 тис. т** (кат. С₁+С₂, код класу 111+221; 122+222+332)

Кількість пробурених свердловин АТ «Укргазвидобування» на території родовища - 47



Звіт про сталий розвиток АТ «Укргазвидобування» в регіоні: Полтавський, Решетилівський, Новосанжарський райони Полтавської області | 4

Рисунок 1.2 – Характеристика Східно-Полтавського газоконденсатного родовища

Природні ресурси (корисні копалини): формують глини, глини для глинистих розчинів, пісковики, будівельні та скляні піски, глини для вироблення цегли, природний газ, запаси кам'яної солі і калійно-магнієві солі (бішофіту).

Район родовища покритий мережею шосейних і ґрунтових доріг, через які можуть виконуватися цілорічні вантажні перевезення з виходом на шосейні дороги державного значення. За ним же можуть здійснюватися транспортний зв'язок з залізничними станціями.

Постачання запроектованої свердловини технічною водою буде проводитися через водопровід довжиною 50 м. енергопостачання запроектованої свердловини буде здійснюватися від ЛЕП.

1.3 Характеристики горизонтів

Геологічний розріз представлений наступними породами (див. табл. 1.1):

Таблиця 1.1 - Літологічна характеристика розрізу свердловини

Індекс	Інтервал, м		Стандартний опис гірської породи: повна назва, характерні ознаки (структура, текстура, мінеральний склад і т.п.)
	Від (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q + N +P	0	170	Піски кварцові жовтувато-сірі, глини, мергель, присутні залишки рослинності
K ₂	170	580	Мергель, крейда, глини, суглинки сірі, темно-сірі, алеврити сірі тонкослоїсті
K ₁	580	680	Алеврити сірі тонкослоїсті, місцями з прошарками пісків і пісковика
I _{3km}	680	920	Нерівномірний переслаювання глин темно-сірих, конгломератів, вапняка
I _{3o}	920	1010	Глини темно-сірі до чорних, алевролітові, щільні.
I _{3кз}	1010	1040	Глини темно-сірі, щільні.
I _{2bs}	1040	1290	Глини темно-сірі до чорних, алевролітові, щільні з пропластками і лінзами алевролітів
T _{2л}	1290	1640	Глини сірі, слабо вапнякові, алевритові, з рідкісними прошарками пісковиків
T _{пк}	1640	1720	Глини сірі, слабослюдові, алевритові, прошарками опоковідні, зустрічається піщаник
T _п	1720	1910	Шари пісковика з прошарками алевролітів і глини.
P ₂	1910	2150	Верхня підсвіта: алевроліти темно-сірі, слабослюдисті, тонкі з прошарками пісковиків. Нижня підсвіта: глини сірі алевролітові і пісковики сірі, дрібно-середньозернисті з глинистим цементом
P _{1 km}	2150	2630	Шари солі з прошарками ангідритів і алевролітів. У нижній частині - пісковики сірі, дрібнозернисті, вапняні, міцні.
P _{1s1}	2630	2880	Шари алевролітів, ангідритів і доломіту.
P _{1пк}	2880	3250	Алевроліти темно-сірі слюдисті, з прошарками доломітів.

1.4 Тектоніка

Газ родовища укладено в пластах різної потужності. По всьому родовищу газовміщуючий колектор представлено алевролітами, перешаровуються доломитами; загальне число прошарків іноді досягає 10 і більше.

Потужність шарів досягає 50 метрів.

Колектор, як правило, має дуже неоднорідну літологічну характеристику по розрізу, значну мінливість фізичних властивостей по вертикалі і по площі. Середні значення пористості і проникності пластів по родовищу коливається відповідно від 5 до 15% і від 0,1 до 0,6 дарсі. Газонасичені алевроліти залягають на глибинах 2710-3250 метрів. Температура пластів змінюється від 58 до 83 °С.

1.5 Стратиграфія

Таблиця 1.2 - Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу свердловини

Глибина залягання, м		Стратиграфічний підрозділ		Коефіцієнт кавернозному в інтервалі
від (верх)	до (низ)	Назва	Індекс	
0	170	Четвертинні, неогенові і палеогенові відкладення	Q + N + P	1,50
40	100	Крейдяний період	K ₂	1,50
100	180		K ₁	1,50
180	250		I _{3km}	1,50
250	296	Юрський період	I _{2o}	1,50
296	430		I _{1o}	1,50
430	670		I _{1кз}	1,50
670	750		I _{1bs}	1,30

750	875	Тріасовий період	T _{2л}	1,30
875	1020		T _{пк}	1,30
1020	1050		T _п	1,30
1050	1850	Пермський період	P ₂	1,30
1850	1950		P _{1 km}	1,30
1950	2340		P _{1sl}	1,30
2340	2570		P _{1пк}	1,30

Таблиця 1.3 - Тиск і температура по розрізу свердловини

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Гradient тиску						Пластові Темпе- ратури, °C
			Пластового		Гідророзриву		Гірського		
	від	до	кгс/см ²		кгс/см ²		кгс/см ²		
			від	до	від	до	від	до	
Q + N + P	0	170	0,100	0,100	0,0	0,2	0	0,190	3
K ₂	170	580	0,100	0,100	0,2	0,198	0,190	0,190	0
K ₁	580	680	0,100	0,100	0,198	0,198	0,190	0,190	5
l _{3km}	680	920	0,100	0,100	0,198	0,198	0,190	0,190	8
l _{3o}	920	1010	0,100	0,100	0,198	0,196	0,190	0,190	10
l _{3кз}	1010	1040	0,100	0,100	0,196	0,194	0,200	0,200	15
l _{2bs}	1040	1290	0,100	0,100	0,194	0,192	0,210	0,210	20
T _{2л}	1290	1640	0,100	0,100	0,192	0,19	0,210	0,210	30
T _{пк}	1640	1720	0,100	0,100	0,19	0,188	0,215	0,215	35
T _п	1720	1910	0,100	0,100	0,188	0,186	0,220	0,220	50
P ₂	1910	2150	0,100	0,100	0,186	0,18	0,230	0,230	58
P _{1 km}	2150	2630	0,100	0,100	0,18	0,177	0,230	0,230	65
P _{1sl}	2630	2880	0,100	0,100	0,177	0,177	0,230	0,230	75
P _{1пк}	2880	3250	0,100	0,100	0,177	0,177	0,230	0,230	83

Висновки за першим розділом

1. У відкладах нижнього карбону структура є асиметричною брахіантикліналлю півд.-зах. простягання розмірами по ізогіпсі — 4420 м 8,0х6,0 м, амплітуда 130 м. Перший промисловий приплив газу отримано з відкладів середнього карбону з інт. 4810-4860 м у 1974 р.

2. Поклади пластові, склепінчасті, тектонічно екрановані та літологічно обмежені. Режим покладів газовий. Запаси початкові видобувні категорій А+В+С1: газу — 10660 млн. м³; конденсату — 560 тис. т. В останні роки на площі доказана промислова газоносність картамишських відкладів, припливи газу з яких одержані раніше.

3. Газ родовища укладено в пластах різної потужності. По всьому родовищу газовміщуючий колектор представлено алевролітами, перешаровуються доломитами; загальне число прошарків іноді досягає 10 і більше.

РОЗДІЛ 2 ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Вибір і обґрунтування способу буріння

Вибір найбільш ефективного способу буріння обумовлений завданнями, які повинні 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 забійними двигунами і буріння електробурами. Буріння проектної свердловини буде проводитися роторним способом.

Ділянка набору кривизни і стабілізації кута викривлення передбачено бурити із застосуванням гвинтових забійних двигунів.

2.2 Обґрунтування способу входження в продуктивну поклад

Під способом входження в пласт розуміється послідовність операцій розбурювання і кріплення безпосередньо продуктивної поклади.

Продуктивний пласт розкривають по всій товщині, перекривають експлуатаційною колоною з подальшим цементуванням і перфорацією.

Наведена конструкція вибою свердловини забезпечує більш надійне кріплення забою та збереження діаметра свердловини. У цьому варіанті обсадна колона з заздалегідь приготованими отворами в нижній частині встановлюється в нижній частині продуктивного пласта. Після цього експлуатаційна колона повністю цементується. Цементується так само інтервал продуктивного пласта. Після затвердіння цементного розчину виробляють перфорацію в продуктивному інтервалі.

Переваги даної конструкції:

- найбільш проста технологія закінчення свердловин;
- більш надійна ізоляція продуктивного горизонту, ніж при конструкції з відкритим забоєм;

- можливість довскриття продуктивних інтервалів після виходу стійкості забою свердловини і прохідного перетину при тривалій експлуатації.

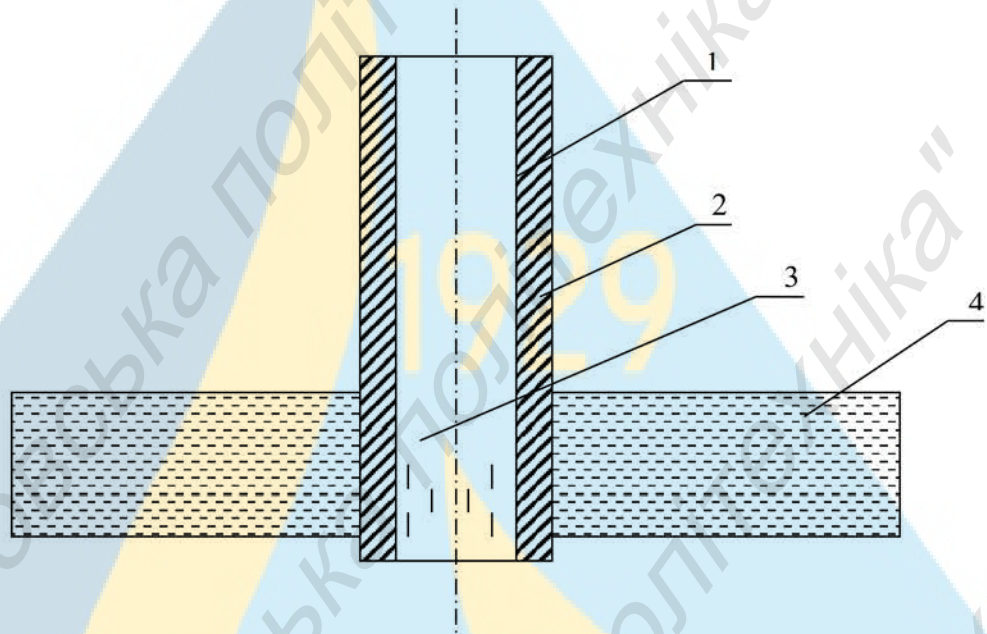


Рисунок 2.1 - Схема конструкції забою свердловини

1 - обсадна колона; 2 - цементний камінь; 3 - перфорація; 4 - продуктивний пласт.

Однак при такій конструкції забою експлуатаційних свердловин привибійна зона продуктивних пластів піддається максимальному впливу чинників, що призводять до кальматалії і закупорці флюїдонасичених порід і зниження потенційної продуктивності свердловин. Найбільших збитків фільтраційним властивостям порід в привибійній зоні наноситься при первинному розкритті пласта та цементування обсадної колони.

Свердловина є довготривалим капітальною спорудою. Конструкція її повинна бути міцною, забезпечувати герметичність роз'єднання всіх проникних пластів, розтин при бурінні. Разом з тим, конструкція повинна бути економічною, включати в себе мінімальну кількість обсадних колон.

У зв'язку з тим, що продуктивний пласт складений з слабозцементованого пісковика, відбувається винос піску з пласта в свердловину. При цьому

відбувається руйнування привибійної зони, а також утворення в інтервалі перфорації піщаних пробок, що призводить до зменшення дебіту.

Для запобігання виносу піску з пласта на забій спускають піщані фільтри різної конструкції. Перевага віддається гравійним фільтрам, які встановлюються всередині перфораційної колони і в інтервалі відкритого продуктивного пласта.

Це забезпечує технічну політику і задовольняє вимогам безпеки.

Останнім часом, в нових свердловинах, бурові бригади відразу після кріплення свердловини експлуатаційною колоною і перфорації встановлюють фільтр, а в старих свердловинах фільтри встановлюються бригадами капітального ремонту свердловин.

2.3 Вибір конструкції свердловини

Визначаємо конструкцію свердловини виходячи з значень пластового тиску і тиску гідророзриву порід.

Визначимо щільність промивної рідини.

Вибираємо промивну рідину з умови:

$$K_{пл} \cdot K_z \leq \rho_{б.р.отн} \leq K_{гр}/K_z, \quad (1)$$

де $\rho_{б.р.отн}$ - відносна щільність бурового розчину (по воді);

K_z – коефіцієнт запасу;

$K_{пл}$ – коефіцієнт пластового тиску;

$K_{гр}$ – коефіцієнт гідророзриву порід, приймаємо мінімальне значення.

$$1 \cdot 1.05 \leq \rho_{б.р.отн} \leq 1.64/1.05$$

$$1.05 \leq \rho_{б.р.отн} \leq 1.56$$

Приймаємо щільність бурового розчину рівній 1280 кг/м³.

З вищезазначеного випливає, що кріплення свердловини можна провести тільки однією колоною. Однак застосовується наступна конструкція свердловин:

1. Кондуктор. Спускається до позначки 200 м для перекриття зони обвалів і поглинань з метою запобігання утворенню грифонів в разі аварійного викиду і обвалювання свердловини.
2. Проміжна колона. Спускається до позначки 2050 м з метою запобігання перетоку газу, освіти грифонів в разі аварійного викиду і обвалювання свердловини.
3. Експлуатаційна колона. Спускається з метою ізоляції продуктивних пластів і видобутку нафти, газу і газоконденсату.

Визначимо розміри обсадних колон і доліт

1. Експлуатаційна колона.

Діаметр експлуатаційної колони дає замовник.

У нашому випадку діаметр експлуатаційної колони дорівнює 168,3 мм.

$$D_{\partial} = D_{нк} + 2\Delta = 168,3 + 2 \times 20 = 208,3 \text{ мм},$$

де $D_{нк}$ -зовнішній діаметр експлуатаційної колони;

Δ –зазор між стінкою свердловини і колоною; $\Delta = 10 \div 20 \text{ мм}$.

Вибираємо долото діаметром $D_{\partial} = 215,9 \text{ мм}$.

2. Проміжна колона.

$$D_{вн} \geq D_{\partial} + 2\Delta = 215,9 + 2 \cdot 4 = 223,9 \text{ мм},$$

де $D_{вн}$ –внутрішній діаметр обсадної колони;

Δ –зазор між долотом і обсадної колоною; $\Delta = 3 \div 5 \text{ мм}$.

приймаємо колону $D_{нк} = 244,5 \text{ мм}$, $D_{вн} = 224,5 \text{ мм}$, $\delta = 10 \text{ мм}$.

$$D_{д} \geq 244,5 + 2 \cdot 20 = 284,5 \text{ мм}; D_{\partial} = 295,3 \text{ мм}.$$

3. Кондуктор.

$$D_{вн} \geq 295,3 + 2 \cdot 4 = 303,3 \text{ мм}.$$

приймаємо $D_{нк} = 323,9 \text{ мм}$, $D_{вн} = 304,9 \text{ мм}$, $\delta = 9,5 \text{ мм}$.

$$D_{д} \geq 323,9 + 2 \cdot 20 = 363,9 \text{ мм}; D_{\partial} = 393,7 \text{ мм}.$$

Результати розрахунків заносимо в табл.2.1.

Таблиця 2.1 Розміри обсадних колон і доліт

Обсадна колона	$D_{нк}, мм$	$D_{вн}, мм$	$\delta, мм$	$D_{\partial}, мм$
Кондуктор	323.9	304.9	9.5	393,7
Проміжна	244.5	224.5	10	295.3
Експлуатаційна	168.3			215.9

2.4 Вибір ПВО

Для вибору противикидного обладнання визначаємо добичі тиск після повного заповнення свердловини газом:

$$P_y = P_1 \cdot \exp\left[\frac{0.034}{ZT}(H-H_1)\bar{\rho}\right], \quad (2)$$

де P_1 – пластовий тиск, Па;

Z - коефіцієнт стисливості газу, $Z = 1.05$;

T - пор. температура газу по стовбуру свердловини, К;

H_1 - глибина залягання продуктивного пласта;

$\bar{\rho}$ - відносна щільність газу (по повітрю).

$$P_y = 32,5 \cdot 10^6 \cdot \exp\left[\frac{0.034}{1.05 \cdot 331,5}(0-3225) \cdot 0,806\right] = 25,2 \text{ МПа}$$

Для герметизації гирла використовуємо колонну головку типу ОКК2-35-168 × 245 × 324.

Для герметизації гирла потрібно ППО з робочим тиском понад 25,2 МПа і діаметром прохідних отворів в превентора 216 мм і більше.

Комплектність противикидного обладнання: ОП2-230 × 35.

Тип універсального превентора: ПУ1-230 × 35.

Тип плащечного превентора: ППГ-230 × 35.

Тип манифольда: МПБ2-80 × 35.

Маса комплекту 16 000 кг.

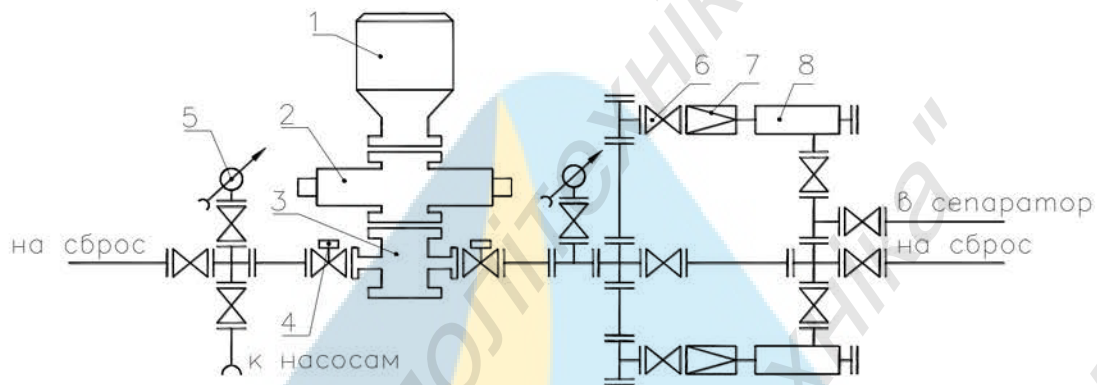


Рисунок 2.2 - Схема монтажу ППО

- 1,2 - універсальний і плашковий превентори;
- 3 - гирлова хрестовина;
- 4,6 - засувки з ручним і гідравлічним управлінням;
- 5 - манометр з запірним і розрядних пристроями;
- 7 - регульований дросель з гідравлічним управлінням;
- 8 - відбійна камера з розрядним пристроєм.

2.5 Вибір промивного реагенту буріння свердловини і розкриття пласта

Бурові розчини виконують функції, які визначають не тільки успішність і швидкість буріння, а й 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 підвішеному стані при зупинці циркуляції розчину;
- охолодження долота і полегшення руйнування породи в привибійній зоні;
- створення тиску з стінки свердловини для попередження водо-, нафто- і газопроявлень;

- надання фізико-хімічного впливу на стінки свердловини, попереджаючи їх обвалення;
- забезпечення збереження проникності продуктивного пласта при його розтині;
- передача енергії гідравлічного забійні двигуни (при його використанні) і ін.

При бурінні проектованої свердловини будуть використовуватися такі бурові розчини.

В процесі буріння під напрямок і кондуктор буде застосовуватися глинистий розчин щільністю $1,12 \text{ г/см}^3$ з хімреагентами (КМЦ - 600, сода кальцинована, графіт), який забезпечить буріння без ускладнень інтервалу 0 - 200 м, де передбачається наявність обвалів.

Властивості глинистого розчину:

$$\rho = 1120 \text{ кг/м}^3,$$

$$T = 50 - 80 \text{ сек},$$

$$V = 6 - 8 \text{ см/30хв.},$$

$$\text{СНС} = 20 - 30 \text{ даПа}$$

$$K = 1,5 - 2 \text{ мм},$$

При бурінні під технічну колону можливі обвали, звуження, сальники поглинання. Тому тут передбачається застосування гуматно-акрилового розчину на основі гуматів.

Цей розчин має потрібну інгібуючу дію.

- По-перше, хлорид калію як електроліт при концентрації більше 2% пригнічує процеси набухання глин.
- По-друге, іони калію, проникаючи в кристалічну решітку, змінюють природу глин, роблячи їх водонечутними.
- По-третє, особливе інгібуючу дію в цій системі здійснюють гумати, розчинність яких залежить від величини рН середовища. Існують критичні значення рН ($\text{pH}_{\text{кр}}$), вище яких гуматні розчини навіть в мінералізовану

буровому розчині і активно діють як в регулюванні водовіддачі, так і структурно-механічних властивостей. При значеннях рН нижче критичного рівня гумати висалюються і повністю втрачають активність, розчин загусає, водовіддача підвищується. У калієвому розчині величина $pH_{кр}$ коливається від 8,5 до 9,0, тому для підтримки властивостей цього розчину на заданому рівні величину рН в системі регулюють на 1 - 1,5 одиниці вище, ніж $pH_{кр}$.

Процес інгібування глин гуматами відбувається наступним чином. Фільтрат калієвого розчину, який містить велику кількість розчинних гуматів, проникає в мікротріщини глинистої породи. Процес гідратації глин супроводжується поглинанням каустичної соди, і величина рН знижується до 7 - 7,4, що значно нижче критичного значення. В такому середовищі гумати висаліваються з фільтрату (випадають в осад) і істотно підвищують міцність сформованих іонами калію коагуляційних контактів між активними площинами в мікротріщинах глин. В результаті такої дії гуматів стійкість глин істотно підвищується.

За деякими даними інгібуючий ефект гуматів (індекс стійкості) становить 60 - 70% від загальної інгібуючої дії даної системи.

Властивості розчину (350-2400 м):

$\rho = 1160 \text{ кг/м}^3$, $T = 20 - 40 \text{ сек.}$,

$V = 5 - 6 \text{ см/30 хв.}$, кірка = 1 - 1,5 мм,

зміст твердої фази = 10 - 20%,

пісок = 1 - 2%

реагенти:

ПВЛР, ПАА, кофос, графіт порошкоподібний, сода

Властивості розчину при бурінні під експлуатаційну колону (2050-3250 м):

мінералізованих:

$\rho = 1280 \text{ кг/м}^3$, $T = 40 - 70 \text{ сек.}$,

$V = 5 - 8 \text{ см/30 хв.}$, $K = 1 - 1,5 \text{ мм}$,

$pH = 11 - 12$, тв. фаза = 10 - 12%,

пісок = 1 - 2%

Хімреагенти: барит в інтервалі 2420 - 2650, ПКССБ, вапно, сіль технічна, графіт порошкообразний, СКЖ - 1В, нафту, КМЦ - 600, крохмаль технічний, МАС - 200, тирса.

Призначення реагентів:

Бентоніт - структуроутворювач;

КСІ - розчинник, регулятор властивостей кірки;

ФХЛС - регулятор рН.

Технологія приготування.

До води додають бентоніт, NaOH і перемішують 1 годину, потім вводять КСІ і всі інші реагенти, через 15 - 20 хвилин перемішування розчин готовий.

2.6 Техніка буріння

2.6.1 Визначення максимальної маси бурильної колони

Діаметр бурильних труб повинен складати 60 - 65%, а діаметр ОБТ - 75 - 85% від діаметра долота. Тому при бурінні проектованої свердловини будуть використовуватися бурильні труби діаметром 127 мм, а ОБТ - діаметром 229 мм.

Визначимо вагу снаряда за формулою:

$$Q_{кр} = k \times \alpha \times q \times L \times (l - \gamma_{жс} / \gamma_{ст}), \quad (3)$$

де k - коефіцієнт, що враховує сили тертя колони бурильних труб стінки свердловини, а також можливі прихвати її породою (при підйомі снаряда $k = 1,25 - 1,5$; при підйомі обсадних труб $k = 1,5 - 2,0$);

α - коефіцієнт, що враховує збільшення ваги труб за рахунок з'єднувань їх елементів (для муфтових-замкового $\alpha = 1,1$);

q - вага 1 м труб, кг;

L - довжина колони труб, м;

$\gamma_{ж}$ - питома вага промивної рідини, г/см³;

$\gamma_{ст}$ - питома вага матеріалу бурильних труб (для сталі 7,85 г/см³).

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{кр} = 1,25 \times 1,1 \times 31,9 \times 200 \times (1 - 1,1/7,85) = 6140,06 \text{ кг} = 6,14 \text{ т.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{кр} = 1,25 \times 1,1 \times 31,9 \times 2400 \times (1 - 1,1/7,85) = 89479,5 \text{ кг} = 89,48 \text{ т.}$$

Для колони діаметром 168 мм:

$$Q_{кр} = 1,25 \times 1,1 \times 31,9 \times 3250 \times (1 - 1,65/7,85) = 121170,6 \text{ кг} = 121,17 \text{ т.}$$

Вага снаряда можна також розрахувати за такою формулою:

$$Q_{кр} = (P_{при} + P_{переводн} + P_{убт} + P_{вед.тр} + P_{вертлюга}) \times (l - \gamma_{жс}/\gamma_{ст}) \quad (4)$$

Для цього необхідно знати довжину обважнених бурильних труб. Обчислимо її за формулою:

$$L_{ОБТ} = k \times P / (q \times (l - \gamma_{жс}/\gamma_{ст})), \quad (5)$$

де P - осьове навантаження на породоруйнуючий інструмент, Н; q - вага 1 м ОБТ, кг; k - коефіцієнт завищення ваги БТ ($k = 1,25$).

Для колони діаметром 324 мм:

$$L_{ОБТ} = 1,25 \times 6140 / (200 \times (1 - 1,1/7,85)) = 6,67 \text{ м.}$$

Осьове навантаження здійснюється з навісу.

Для колони діаметром 245 мм:

$$L_{ОБТ} = 1,25 \times 89479 / (2400 \times (1 - 1,1/7,85)) = 56,35 \text{ м}$$

Застосовуємо 5 свічок ОБТ діаметром 178 мм по 28 м.

Для колони діаметром 146 мм:

$$L_{ОБТ} = 1,25 \times 121170 / (3250 \times (1 - 1,65/7,85)) = 54,82 \text{ м}$$

Застосовуємо 3 свічки ОБТ діаметром 178 мм по 28 м.

Обчислимо вага бурового снаряда для експлуатаційної колони:

$$Q_{кр} = (P_{при} + P_{переводн} + q_{убт} \times L_{убт} + q_{бур.тр.} \times L_{бур.тр.} + q_{вед.тр.} \times L_{вед.тр.} + P_{вертлюга}) \times (l - \gamma_{жс}/\gamma_{ст}) \quad (6)$$

$$Q_{кр} = (150 + 15 + 190 \times 156 + 3250 \times 31,9 + 15 \times 124,3 + 2300) \times (1 - 1,65/7,85) = 101452,77 \text{ кг} = 101,45 \text{ т}$$

Визначимо вагу обсадної експлуатаційної колони по формулі:

$$P_{обс.} = L_{обс.} \times q_{обс.} \quad (7)$$

де $L_{\text{обс.}}$ - довжина обсадної колони, м;

$Q_{\text{обс.}}$ - вага 1 м обсадних труб, кг.

$$P_{\text{обс.}} = 3250 \times 33,5 = 108875 \text{ кг} = 108,88 \text{ т.}$$

2.6.2. Бурове обладнання

2.6.2.1. Вибір бурової установки

Бурові установки - це комплексні системи, що включають всі основні і допоміжні агрегати і механізми, які необхідні для будівництва свердловини. Експлуатаційні характеристики бурового обладнання та їх конструкція закладаються таким чином, щоб забезпечити оптимальні умови при бурінні свердловин певної глибини установками відповідного класу.

Бурову установку вибирають за її максимальної вантажопідйомності, яка зумовлює вага в повітрі найбільш важкої колони бурильних труб. За номінальною вантажопідйомності обмежується і допустима вага в повітрі обсадної колони, що спускається в один прийом.

Тип приводу бурової установки вибирається залежно від регіональних умов. З огляду на досвід робіт в даному районі, буріння проектованої свердловини буде здійснюватися з використанням приводу від ДВС.

Бурова установка з електричним приводом «Уралмаш 4Е-76» відповідає проектній глибині свердловини 3250 м і максимальному навантаженні на гаку 108,88 т.

Вона призначена для буріння експлуатаційних і розвідувальних свердловин на нафту і газ умовної глибиною 5000 м в умовах помірного клімату, кліматичне виконання «У», категорія І.

Призначення - призначена для буріння експлуатаційних і розвідувальних нафтових і розвідувальних свердловин глибиною до 5000 м.

Технічні характеристики:

Тип	«Уралмаш 4Е-76»
спосіб буріння	Роторний і турбінний
Умовна глибина буріння при масі 1м. бурильної колони 30 кг., м.	5000
Оснащення	5x6
Навантаження, що допускається на гаку в процесі проводки і кріплення свердловини, кН	2250
Діаметр талевого каната, мм	32
Швидкість підйому гака при ходіння обсадних колон і ліквідації аварій, м/с.....	0,19
Швидкість усталеного руху при підйомі незавантаженого елеватора, м/с	1,58
Потужність на приводному (вхідному) валу підйомного агрегату, кВт	710
Прохідний діаметр столу ротора, мм	560
Потужність на приводному валу ротора, кВт	215
Допустима статична завантаження на стіл ротора, кН	4000
Момент передається столом ротора, кНм	50
Число основних бурових насосів, шт	2
Потужність приводу бурового насоса, кВт	600/530
Найбільший тиск на виході насоса (в маніфольді), МПа	25
Номінальна довжина свічки, м	34
Висота підстави (відмітка підлоги бурової), м	6
Частота обертання столу ротора, с (об/хв):	
мінімальна	0,33 (20)
максимальна	3,87 (232)
Тиск повітря в пневмосистем, МПа (кг/см)	0,6 (6) - 0,8 (8)
Потужність дизель-генераторних установок (необмежена), кВт	3 x 632
Маса комплексу, т, не більше	170
Навантаження на гаку від маси бурильної колони не повинна перевищувати при оснащенні 5 x 6	1450 кН

Склад: На вищечних-силовому підставі розташована бурова вишка з елементами талевої системи, ротор з пневмокліньями, бурової ключ АКБ-3М2, лебідка з гідродинамічним гальмом. Привід ротора здійснюється дворядної втулочно-роликового ланцюгом 2ПР-50,8 від бурової лебідки.

У силовому блоці встановлені: коробка передач з карданними валами, силовий електродвигун приводу лебідки СДБО-6000-710 кВт. і два електричних компресора 4ВУ1-5/9, що забезпечують постачання бурової установки стисненим повітрям (робочий тиск пневмосистеми 8 кг/см²).

У привіщечних спорудженні на підставі встановлено два бурових насоса, кожен з них має індивідуальний електропривід, який здійснюється клиноремінною передачею від електродвигуна СМБО-6000-600/630 кВт.

На окремому фундаменті розміщені дизель-генераторні установки АКСА АСQ 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 та іншого електрообладнання, а також освітлення.

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

Циркуляційна система ЦС 3Д-76М

Технічна характеристика:

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

Склад виробу: блок проміжний – 2 шт., блок приймальний – 1 шт., блок кінцевий – 1 шт., блок БХР з підставою, блок розподільних пристроїв з шафою

управління, кабельної продукцією і електроустаткуванням, світильниками, кнопками управління, блок приготування розчину і хімреагентів БПР-2, комплект майданчиків для обслуговування з перильних огорож.

Спосіб монтажу і транспортування.

Конструкція бурової установки передбачає:

- великоблочне транспортування вищечно-лебедочного і навісного блоків на ваговозах ТПП-70 і Т-60;
- транспортування середніми блоками на трайлерах і платформах ПП40Бр вантажопідйомністю 40 т;
- агрегатний спосіб перевезення транспортом загального призначення [4].

2.6.2.2 Вибір насосної установки

Бурові насоси та циркуляційна система виконують такі функції:

- Нагнітання бурового розчину в бурильної колони для забезпечення циркуляції в свердловині в процесі буріння і ефективного очищення забою і долота від вибуреної породи, промивання, ліквідації аварій, створення швидкості підйому розчину в затрубному просторі, достатньої для виносу породи на поверхню;
- Підведення долота гідравлічної потужності, що забезпечує високу швидкість витікання (до 180 м/с) розчину з його насадок для часткового руйнування породи та очистки вибою від вибурених частинок;
- Підведення енергії до гідравлічного забійні двигуни.

Буровий насос для промивання свердловини в конкретних геологічних умовах вибирається по технологічно необхідній кількості промивної рідини і тиску для подолання втрат напору в елементах циркуляційної системи бурової.

Кількість необхідної промивної рідини при бурінні під експлуатаційну колону складає 31,11 л/с. Визначимо тепер втрати тиску в циркуляційній системі, знаючи які можна вибрати найбільш раціональну компоновку бурильного інструменту, обґрунтовано підібрати бурові насоси і повніше використовувати їх потенційні можливості.

Втрати напору, кГс/см^2 , в циркуляційній системі бурової при роторному бурінні визначаються за формулою:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{м}} + P_{\text{б.т.}} + P_{\text{к.п.}} + P_{\text{Д}}, \quad (8)$$

де $P_{\text{м}}$ - втрати напору при русі бурового розчину в наземних трубопроводах від насосної частини до колони бурильних труб, включаючи стояк в бурової, бурової шланг, а також вертлюг і провідну трубу (втрати напору в зовнішньої обв'язки бурової - маніфольд);

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

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

$P_{\text{Д}}$ - втрати напору при русі бурового розчину через промивні отвори бурового долота;

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

При циркуляції очисного агента втрати напору, кГс/см^2 , різні при прокачуванні води і глинистого розчину і залежать від їх властивостей і витрати.

$$P_{\text{М}} = 82,6 \times \lambda \times L_{\text{э}} \times \gamma \times Q^2 / d^5, \quad (9)$$

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 за формулою:

$$L_{\Sigma} = L_H \times (d/d_H)^5 + L_c \times (d/d_c)^5 + L_{ш} \times (d/d_{ш})^5 + L_{\epsilon} \times (d/d_{\epsilon})^5 + L_{в.тр} \times (d/d_{в.тр})^5 + L_{\epsilon.ф.} \times (d/d_{\epsilon.ф.})^5 \quad (10)$$

де d_H , L_H - внутрішній діаметр і довжина нагнітальної лінії, що йде від бурових насосів до стояка;

d_c , L_c - внутрішній діаметр і довжина стояка з бурової;

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

$d_{в.}$, $L_{в.}$ - внутрішній діаметр стовбура вертлюга і його довжина;

$d_{\epsilon.ф.}$, $L_{\epsilon.ф.}$ - діаметр і еквівалентна довжина фільтра, встановлюваного під провідною трубою;

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

$$L_{\Sigma} = 30 \times (0,107/0,114)^5 + 15 \times (0,107/0,114)^5 + 15 \times (0,107/0,09)^5 + 2,5 \times (0,107/0,09)^5 + 15 \times (0,107/0,1)^5 + 2 * (0,107/0,114)^5 = 76,3$$

$$P_M = 82,6 \times 0,026 \times 96,85 \times 1,2 \times (31,11)^2 / (10,7)^5 = 1,52 \text{ кГс/см}^2$$

$$P_{\delta.m} = 82,6 \times \lambda \times \gamma \times Q^2 \times (l + l_e/l) \times L_{\delta}/d^5 \quad (11)$$

де L_{δ} - довжина бурильної колони, м;

l_e - еквівалентна довжина замкових з'єднань, м;

l - відстань між замковими з'єднаннями, м.

$$P_{\delta.m} = 82,6 \times 0,026 \times 2,03 \times (31,11)^2 \times (1 + 3,5/11) \times 3250 / (10,7)^5 = 68,5 \text{ кГс/см}^2$$

$$P_{к.л.} = 82,6 \times \lambda_1 \times \gamma \times Q^2 \times L / [(D_c - d_H)^3 \times (D_c + d_H)^2], \quad (12)$$

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 становлять невелику величину, тому нею зазвичай нехтують.

$$P_{к.л.} = 82,6 \times 0,027 \times 2,03 \times 31,11^2 \times 3250 / [(21,59 - 12,7)^3 \times (21,59 + 12,7)^2] = 8,11 \text{ кГс/см}^2,$$

Втрати напору, кГс/см^2 , в долоті залежать від конфігурації промивних отворів, від кількості та площі їх перетину, витрати очисного агента.

$$P_D = C \times \gamma \times Q^2, \quad (13)$$

де C - коефіцієнт, що характеризує втрати напору в промивних отворах долота, який можна обчислити за формулою:

$$C = 0,51/(\mu^2 \times f_0^2), \quad (14)$$

де μ - коефіцієнт витрати,

f_0 - сумарна площа перерізів промивних отворів, см^2 .

$$C = 0,51/(0,65^2 \times 13,05^2) = 7 \times 10^{-3},$$

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

Обчислимо сумарні втрати напору:

$$P_{\Sigma} = 1,52 + 68,5 + 8,11 + 8,13 = 86,26 \text{кГс/см}^2.$$

Таким чином, технологічно необхідну кількість (витрата) промивної рідини для забезпечення своєчасного і безперебійного виносу шламу із забою по затрубному простору і очищення стовбура свердловини з урахуванням втрат тиску, забезпечить нам насос УНБ-600.

Конструкція трипоршневого насосу УНБ-600.

Трипоршневої бурової насос односторонньої дії УНБ-600, що випускається ПО «Уралмаш», по принциповому пристрою відрізняється гідравлічної частиною, в якій з метою зменшення мертвого простору всмоктуючий і нагнітальний клапани розміщені на одній осі. Це, ускладнює конструкцію і витяг всмоктувального клапана і втулки циліндрів.

Гідравлічна частина його складається з всмоктуючого колектора і всмоктуючого компенсатора-ковпака, гідравлічної коробки, в якій розміщені три циліндри з поршнями, втулками і клапанами, що скидає лінії, запобіжного клапана, нагнітального колектору з компенсатором високого тиску. Обертання трансмісійного валу від двигуна передається клиноремінною або ланцюговою передачею. Гідравлічна коробка прикріплена до станини за допомогою болтів. Насос змонтований на рамі-санчатах.

Буровий розчин надходить в нагнетаючу камеру з всмоктуючого колектору через всмоктуючий клапан, при ході вліво поршня зі штоком. Останній з'єднаний швидкознімним хомутом з контрштоком, який з'єднаний різьбленням з повзуном. При ході вправо поршень виштовхує розчин з камери через нагнітальний клапан в напірний колектор. Трансмісійна частина насоса складається з валу з зубчастої шестернею, що передає обертання зубчастому колесу, укріпленого на корінному валу. На цьому валу змонтовані на роликотішипниках шатуни, з'єднані пальцем з повзуном. Станина насоса має знімну кришку. Втулки циліндрів кріпляться до гідравлічної коробки швидкознімним з'єднанням, а кришки клапанів - зажимами.

Технічна характеристика УНБ-600:

Потужність, кВт:

приводна 600

Число поршнів 3

Число камер 3

Число подвійних ходів поршня в 1 хв 125

Довжина ходу поршня, м 0,29

Діаметр циліндричних втулок, м:

найбільший 0,18

найменший 0,14

Подача насоса, м³/с:

найбільша 0,046

найменша 0,028

Ідеальна подача на один оборот кривошипного валу, л:

найбільша 22,1

найменша 13,3

Тиск на виході, МПа:

найбільший 32

найменший 19

	34
Діаметр штока, мм	60
Частота обертання трансмісійного валу, об/хв	566
Передавальне число редуктора насоса	4,45
Навантаження на шток, кН	490
Діаметр клапана, мм	145
Діаметр трубопроводу, мм:	
всмоктувального	230
нагнітаючого	100
Габарити, м:	
довжина	5,45
ширина	3,21
висота	2,88
Маса насоса без шків, т	22,5

2.6.2.3 Вибір бурової вишки і розрахунок талевої системи

Вишка використовується для проведення спускопідіймальних операцій і утримання бурового снаряда під час буріння. Її вибір здійснюється по висоті H , м, і за вантажопідйомністю Q .

Визначимо висоту вишки (H , м) за формулою:

$$H = k \times L_{\text{св.}}, \quad (15)$$

де k - коефіцієнт, що попереджає затягування бурового снаряда в кронблок при його перепідйому (зазвичай $k = 1,2 - 1,5$);

$L_{\text{св.}}$ - довжина свічки, що залежить від глибини свердловини, м.

Приймаємо $k = 1,5$; $L_{\text{св.}} = 28$ м.

$$H = 1,5 \times 28 = 42 \text{ м}$$

Таким чином, вишка ВМА-45×200-1, що входить в комплект обраної бурової установки, цілком підходить для виконання робіт, що проектується.

Підйомна система установки являє собою поліспасний механізм, що складається з кронблоку, талевого (рухомого) блоку, сталевих канатів, що є

гнучким зв'язком між бурової лебідкою і механізмом кріплення нерухомого кінця каната.

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

Зробимо розрахунок оснащення і вибір талевого каната.

Обчислимо кількість робочих гілок за формулою:

$$m = Q_{кр} / P_{л} \times \eta_m, \quad (16)$$

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

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

η_m - ККД талевої системи, рівний 0,8 - 0,9.

Так як найбільшу вагу (108,88 т) бурової снаряд матиме при бурінні під експлуатаційну колону, то проводити розрахунок будемо тільки для цієї колони:

$$m = 108875 / (20000 \times 0,9) = 6 \text{ (Приймаємо 6 гілок).}$$

Загальна кількість гілок канату при симетричній системі дорівнює:

$$m_0 = m + 2$$

$$m_0 = 6 + 2 = 8.$$

Отже, буде застосовуватися оснащення 4 x 5.

Довжина талевого каната в оснащенні $L_{о.с.}$ залежить від числа струн m в ній і корисної висоти вежі $h_{п.}$

$L_{о.с.} = (M + 2) \times h_{п.} + l_3$, де $l_3 = 30$ м - довжина каната, намотуваного на барабан.

$$L_{о.с.} = (6 + 2) \times 42 + 30 = 366.$$

Тоді вага каната $G_k = L_{о.с.} \times q_k$, де q_k - вага 1 м каната.

$$G_k = 366. \times 33,8 = 12371 \text{ Н} = 12,37 \text{ кН.}$$

Визначимо найбільшу статистичну навантаження на рухливій струни канату талевої системи:

$$P_{TC} = L \times q + l_{убт} \times q_{убт} + G_{тс}, \quad (17)$$

де L - довжина бурильних труб, м;

q - вага 1 м бурильних труб, Н

$l_{убт}$ - довжина ОБТ, м;

$q_{убт}$ - вага 1 м ОБТ, Н;

$G_{тс}$ - вага лівого блоку, каната і гака, Н.

Розрахуємо $G_{тс}$:

$$G_{тс} = G_{тб} + G_{каната} + G_{крюка} \quad (18)$$

$$G_{тс} = 67000 + 15210 + 12370 = 94580 \text{ Н} = 94,58 \text{ кН.}$$

Для колони діаметром 324 мм:

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

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

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

де m - число струн талевої системи.

$$P = 160,89/8 = 20,11 \text{ кН.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$L = 200 \text{ м}, q = 319 \text{ Н}, l_{убт} = 84 \text{ м}, q_{убт} = 1,56 \text{ кН.}$$

$$P_{TC} = 200 \times 319 + 84 \times 1560 + 94580 = 289420 \text{ Н} = 289,42 \text{ кН.}$$

Статичне навантаження на 1 струну: $P = 289,42/6 = 48,34 \text{ кН.}$

Для колони діаметром 146 мм:

$$L = 3250 \text{ м}, q = 319 \text{ Н}, l_{убт} = 84 \text{ м}, q_{убт} = 1,56 \text{ кН.}$$

$$P_{TC} = 3250 \times 319 + 84 \times 1560 + 117210 = 1285000 \text{ Н} = 1285,00 \text{ кН,}$$

Статичне навантаження на 1 струну: $P = 1285,00/6 = 214,17 \text{ кН.}$

З огляду на обчислені статичні навантаження, вибираємо сталевий талевого канат правою хрестової звивання типу ЛК-РО конструкції 6х31 + 1 м. 3 діаметром 32 мм (по ДСТУ 16853-88) [7].

2.7 Технологія буріння

2.7.1 Вибір породоруйнівного інструменту

При бурінні нафтових і газових свердловин основним інструментом, за допомогою якого відбувається руйнування гірської породи на забої і утворюється власне свердловина, є долото.

З огляду на фізико-механічні властивості гірських порід проектного розрізу і усталену практику бурових робіт в даному районі, вибираємо такі типи доліт за інтервалами буріння:

Таблиця 2.2 -Застосовується породоруйнівний інструмент

Категорії порід за буримості	Інтервал буріння, м	Тип долота
I - II	0-15	М-ЦВ
II-III	0 - 200	М-ГВ, С-ГВ, СЗ-ГВ
III - IV	200 - 2400	З-ГВ
IV - VIII	2400 - 3250	СЗ-ГВ, К, ТКЗ

2.7.2 Розрахунок технологічного режиму буріння

Під режимом буріння розуміється певне поєднання регульованих параметрів, які впливають на показники буріння. До числа таких параметрів відносяться: осьова навантаження (тиск) на долото (Р), частота обертання долота (N), кількість прокачується промивної рідини (Q).

2.7.3 Розрахунок осьового навантаження на долото

Величина осьового навантаження на долото $P_{\text{дол}}$, яка повинна забезпечувати об'ємне руйнування породи на забої, з урахуванням показників механічних властивостей гірських порід і конструктивних даних про площу контакту зубів долота з забоем визначається за формулою:

$$P_{\text{дол}} = A \times P_{\text{ш}} \times F_k, \quad (19)$$

де α - емпіричний коефіцієнт, що враховує зміну забійних умов на зміну твердості ($\alpha = 0,3 - 1,59$); $P_{ш}$ - твердість гірських порід за методикою Л.А.Шрейнера (за штампом); кг/мм^2 . F_k - площа контакту зубів долота з забоем мм^2 , визначається:

$$F_k = (D_{\text{дол.}} \times H \times \delta) / 2, \text{ мм.} \quad (20)$$

де η - коефіцієнт перекриття зубів;

δ - коефіцієнт притуплення зубів.

Таким чином,

$$P_{\text{дол.}} = A \times P_{ш} \times D_{\text{дол.}} \times H \times \delta / 2. \quad (21)$$

Для долота діаметром 490 мм:

$$P_{\text{дол.}} = 1 \times 250 \times 490 \times 1,21 \times 1/2 = 74112,5 \text{ Н} = 7,41 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$P_{\text{дол.}} = 1 \times 250 \times 393,7 \times 1,21 \times 1/2 = 59547,5 \text{ Н} = 5,95 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$P_{\text{дол.}} = 1,2 \times 300 \times 295,3 \times 1,14 \times 2/2 = 151190,4 \text{ Н} = 15,12 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$P_{\text{дол.}} = 1,59 \times 350 \times 215,9 \times 1,4 \times 2/2 = 168207,69 \text{ Н} = 16,82 \text{ т.}$$

Порівняємо отримані значення з фактичними значеннями навантаження на долото, які обчислюються за формулою:

$$P_{\text{дол.ф.}} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6, \quad (22)$$

де P_1 - вага долота, P_2 - вага перехідника, P_3 - вага ОБТ, P_4 - вага бурильних труб, P_5 - вага провідної труби, P_6 - вага вертлюга.

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$P_{\text{дол.ф.}} = 150 + 15 + 4368 + 1864,5 + 2300 = 8697,5 \text{ кг} = 8,7 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$P_{\text{дол.ф.}} = 150 + 15 + 2180 + 11484 + 1864,5 + 2300 = 37650 \text{ кг} = 37,65 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$P_{\text{дол.ф.}} = 150 + 15 + 29640 + 98890 + 1864,5 + 2300 = 132859,5 \text{ кг} = 132,86 \text{ т.}$$

Так як фактичні навантаження на долото перевищують розрахункові значення, то буріння буде проводитися на розрахунковому значенні з компенсацією навантаження через лебідку бурового верстата.

2.7.4 Розрахунок частоти обертання долота

Вона визначається за такою формулою:

$$N = 60 \times v/\pi \times D_{\text{дол.}}, \text{ (об/хв)}, \quad (23)$$

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

$N = 60 \times 2/3,14 \times 0,490 = 18,7$ об/хв, тобто буріння буде здійснюватися на 1 швидкості ротора.

Для долота діаметром 393,7 мм:

$N = 60 \times 2/3,14 \times 0,3937 = 67,07$ об/хв, тобто буріння буде здійснюватися на 1 швидкості ротора.

Для долота діаметром 295,3 мм:

$N = 60 \times 2/3,14 \times 0,2953 = 99,42$ об/хв, тобто буріння буде здійснюватися на 3 швидкості ротора.

Для долота діаметром 215,9 мм:

$N = 60 \times 1,5/3,14 \times 0,2159 = 70$ об/хв, тобто буріння буде здійснюватися на 2 швидкості ротора.

2.7.5 Розрахунок кількості промивної рідини

Технологічно необхідну кількість промивної рідини для забезпечення своєчасного і безперебійного виносу шламу із забою по затрубному простору і очищення стовбура свердловини знаходиться зі співвідношення:

$$Q = 0,785 \times (D_{\text{дол.}}^2 - d_{\text{нар.б.тр.}}^2) \times V_{\text{восх.}}, \quad (24)$$

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

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$Q = 0,785 \times (3,937^2 - 1,4^2) \times 4 = 42,52 \text{ л/с.}$$

Робота насоса УНБ-600 буде здійснюватися на 160 мм втулках з продуктивністю 40,0 л/с.

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$Q = 0,785 \times (2,953^2 - 1,4^2) \times 6 = 47,84 \text{ л/с.}$$

Робота насоса УНБ-600 буде здійснюватися на 170 мм втулках з продуктивністю 45,0 л/с.

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$Q = 0,785 \times (2,159^2 - 1,27^2) \times 13 = 21,11 \text{ л/с.}$$

Робота насоса УНБ-600 буде здійснюватися на 150 мм втулках з продуктивністю 30,0 л/с.

2.8 Цементування свердловини

Початкові дані

При розрахунку цементування свердловин визначають: 1) кількість сухого цементу; 2) кількість води для замішування цементного розчину; 3) кількість продавочної рідини; 4) можливе максимальний тиск до кінця цементування; 5) допустимий час цементування; 6) число цементувальних агрегатів і цементозмішувальних машин.

Зробимо розрахунок одноступінчатого цементування кожної з обсадних колон.

2.8.1 Розрахунок обсягу цементного розчину

Обсяг цементного розчину, що підлягає закачуванню в свердловину, визначають за формулою:

$$V_{\text{ц}} = (\pi/4) \times [K_1 \times (D^2 - d_1^2) \times H_{\text{ц}} + d_2^2 \times h], \text{ м}^3 \quad (25)$$

де K_1 - коефіцієнт, що враховує збільшення обсягу цементного розчину, який витрачається на заповнення каверн, тріщин, і збільшення діаметра свердловини проти розрахункового (номінального).

Таблиця 2.3 - Вихідні дані для цементування

	Кондуктор	Проміжна	Експлуатаційна колона
Глибина спуску (Н, м)	200	2050	3250
Діаметр долота (D, мм)	393,7	295,3	215,9
Зовнішній діаметр обсадних труб (d_1 , мм)	324	245	168
Внутрішній діаметр обсадних труб (d_2 , мм)	305,9	230,5	146
Висота підйому цементного розчину ($H_{ц}$, м)	350	850	3160
Щільність глинистого розчину (ρ^p , кг/м ³)	1100	1100	1200
Щільність цементного розчину ($\rho_{ц}$, кг/м ³)	1860	1860	1860
Висота установки кільця «стоп» від забою (h, м)	5	20	20

Значення коефіцієнта K_1 визначається по кавернограмі для кожної конкретної свердловини. Зазвичай K_1 змінюється від 1,1 до 2,5. У нашому випадку приймаємо $K_1 = 1,15$.

Цементування напряму і кондуктора буде здійснюватися з використанням чистого портландцементу.

Для кращої прокачуваності тампонажний суміші і для того, щоб підняти цементний розчин на проектну висоту (до гирла), а також з метою економії портландцементу, експлуатаційна колона в інтервалі 0 - 350 м буде

цементуватися гелі-цементним розчином щільністю $1,42 \text{ г/см}^3$ з використанням глини, як пластифікатора. Ставлення глини до цементу 2:3; водогельцементне відношення $m = 1,1$. Інтервал 350 - 3760 м буде цементуватись розчином чистого портландцементу щільністю $1,85 \text{ г/см}^3$; водо-цементне відношення $m = 0,5$.

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 \times [1,15 \times (0,3937^2 - 0,324^2) \times 200 + 0,30592 \times 5] = 9,03 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 \times [1,15 \times (0,2953^2 - 0,245^2) \times 2050 + 0,23052 \times 20] = 49,96 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 168 мм:

Інтервал 200 - 2050 м:

$$V_{\text{г.ц.}} = 0,785 \times [1,15 \times (0,2159^2 - 0,168^2) \times 1850 + 0,1462 \times 20] = 35,60 \text{ м}^3$$

Інтервал 2050 - 3250:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 \times [1,15 \times (0,2159^2 - 0,168^2) \times 1200 + 0,1462 \times 20] = 27,19 \text{ м}^3$$

Загальний обсяг цементного розчину для колони: $35,60 + 27,19 = 62,79$

м^3

2.8.2 Розрахунок кількості сухого цементу

Кількість сухого цементу для приготування цементного розчину визначають з виразу:

$$Q_{\text{ц}} = \rho_{\text{ц}} \times V_{\text{ц}} \times 1/(1 + m), \quad (26)$$

де m - водо-цементне відношення;

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

$$\rho_{\text{ц}} = [(1 + m) \times \rho_{\text{с.ц.}} \times \rho_{\text{в}}] / [\rho_{\text{в}} + m \times \rho_{\text{с.ц.}}]. \quad (27)$$

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

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

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

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{ц} = 200 \times 2,02 \times 1/(1 + 0,5) = 269,33 \text{ кг} = 0,27 \text{ т},$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{ц} = 2050 \times 13,63 \times 1/(1 + 0,5) = 18627,67 \text{ кг} = 18,63 \text{ т},$$

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 0 - 2050 м:

Кількість гелі-цементного порошку складе:

$Q_{г.ц} = 1850 \times 35,60 \times 1/(1 + 1,1) = 59872,73 \text{ кг} = 59,9 \text{ т}$. (Цементного порошку: 34,9 т, глинопорошків: 25,0 т).

Інтервал 2050 - 3250 м:

$$Q_{ц} = 1850 \times 27,19 \times 1/(1 + 0,5) = 33534,33 \text{ кг} = 33,53 \text{ т},$$

Загальний обсяг цементу для колони: $Q = 59,9 + 33,5 = 93,4 \text{ т}$.

Кількість сухого цементу, яке необхідно заготовити з урахуванням втрат при замішуванні цементного розчину, обчислимо за формулою:

$$Q_{ц1} = K_2 \times Q_{ц}, \quad (28)$$

де K_2 - коефіцієнт, що враховує наземні втрати при замішуванні цементного розчину. Якщо зачинення проводиться без цементно-змішувальних машин, $K_2 = 1,054-5-1,15$, при використанні цементно-змішувальних машин $K = 1,01$. У нашому випадку $K_2 = 1,01$.

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{ц1} = 1,01 \times 0,27 = 0,27 \text{ т},$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{ц1} = 1,01 \times 18,63 = 18,82 \text{ т},$$

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 200 - 2050 м:

$$Q_{ц1} = 1,01 \times 59,9 = 60,5 \text{ т},$$

Інтервал 2050 - 3250 м:

$$Q_{ц1} = 1,01 \times 33,53 = 33,87 \text{ т},$$

Загальна кількість сухого цементу з урахуванням втрат для колони:

$$Q_{ц1} = 60,5 + 33,87 = 94,37 \text{ т}.$$

2.8.3 Розрахунок кількості води

Необхідна кількість води для приготування цементного розчину 50% - ної консистенції знаходиться з виразу:

$$V_B = 0,5 \times Q_{ц}, \quad (29)$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_B = 0,5 \times 0,27 = 0,135 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_B = 0,5 \times 18,63 = 9,32 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 168 мм:

$$V_B = 1,1 \times 59,9 + 0,5 \times 33,53 = 82,66 \text{ м}^3.$$

2.8.4 Розрахунок кількості продавочної рідини

Потрібна кількість продавочної рідини (в якості якої часто використовують бурової глинистий розчин) визначається за формулою:

$$V_{пр} = \Delta \times \pi \times d_2^2 \times (H - h)/4, \quad (30)$$

де Δ - коефіцієнт, що враховує стиснення глинистого розчину ($\Delta = 1,03 - 1,05$).

Підставивши значення, отримаємо:

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{пр} = 1,03 \times 3,14 \times 0,30592 \times (200 - 5)/4 = 3,86 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{пр} = 1,03 \times 3,14 \times 0,23052 \times (2050 - 20)/4 = 31,32 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 168 мм:

$$V_{пр} = 1,03 \times 3,14 \times 0,1462 \times (3250 - 20)/4 = 41,42 \text{ м}^3.$$

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

$$V_{пр} = D_n^2 \times H_1/2, \quad (31)$$

де D_n - номінальний зовнішній діаметр колони труб, спущених в свердловину, в дюймах;

$D_n^2/2$ - кількість продавочної рідини, необхідне для заповнення 1 м спущених труб, л;

H_1 - глибина установки кільця «стоп», тобто глибина продавлюванні цементного розчину.

Для експлуатаційної колони:

$$V_{\text{пр}} = 5 \times 3250/2 = 8125 \text{ л} = 8,13 \text{ м}^3.$$

2.8.5 Розрахунок тиску при закачуванні

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

$$P_{\text{max}} = P_1 + P_2, \quad (32)$$

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

$$P_1 = (1/105) \times [(H_{\text{ц}} - h) \times (\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{р}})], \text{ МПа} \quad (33)$$

Величину P_2 зазвичай знаходять за емпіричними формулами. Найбільш поширеною є формула Шищенко-Бакланова; для свердловин глибиною понад 1500 м:

$$P_2 = 0,001 \times H + 1,6 \text{ МПа}. \quad (34)$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$P_1 = (1/105) \times [(30 - 5) \times (200 - 1100)] = 0,03 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 \times 30 + 1,6 = 1,63 \text{ МПа}.$$

$$P_{\text{max}} = 0,03 + 1,62 = 1,7 \text{ МПа}.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$P_1 = (1/105) \times [(2050 - 20) \times (1420 - 1100)] = 3,74 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 \times 2040 + 1,6 = 2,45 \text{ МПа}.$$

$$P_{\text{max}} = 2,66 + 2,45 = 5,11 \text{ МПа}.$$

Для колони діаметром 168 мм:

$$P_1 = (1/105) \times [(200 - 20) \times (1420 - 1100) + 1660 \times (2050 - 1200)] = 18,4$$

МПа

$$P_2 = 0,001 \times 3250 + 1,6 = 4,85 \text{ МПа.}$$

$$P_{\max} = 18,4 + 5,11 = 23,51 \text{ МПа.}$$

2.8.6 Розрахунок кількості цементованих агрегатів

Число цементувальних агрегатів визначаємо, виходячи з умови отримання швидкості підйому цементного розчину в кільцевому просторі у череві колони в момент початку продавлювання (не менше 15 м/с для кондуктора і проміжних колон і не менше 1,8 - 2,0 м/с для експлуатаційних колон); ця умова впливає з припущення, що збільшення швидкості руху цементного розчину в затрубному просторі сприяє більш повному витісненню глинистого розчину і заміщенню його цементним.

Часто стовбур свердловини викривлений, має локальні розширення, а колона не строго зцементована в ньому. 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 чинити і в тому випадку, якщо колона добре центрована, але створити турбулентний режим течії цементного розчину в затрубному просторі неможливо. Так як продавлювання майже завжди починається на вищій швидкості (як правило, на IV), то кількість агрегатів з умови забезпечення швидкості (м/с) підйому цементного розчину в затрубному просторі визначають за формулою:

$$N_{ц.а} = [0,785 \times K_1 \times (D^2 - d_1^2) \times \omega / Q_{IV}] + 1, \quad (35)$$

де Q_{IV} - продуктивність цементувальних агрегату на IV швидкості, м³/с.

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

Для колони діаметром 324 мм:

$$n_{ц,а} = [0,785 \times 1,2 \times (0,39372 - 0,3242) \times 1,5/60] + 1 = 2 \text{ агрегату.}$$

З огляду на усталену практику бурових робіт в даному районі, приймаємо $n_{ц,а} = 1$ агрегат.

Для колони діаметром 245 мм:

$$n_{ц,а} = [0,785 \times 1,2 \times (0,29532 - 0,2452) \times 1,5/60] + 1 = 3 \text{ агрегати.}$$

З огляду на досвід робіт в даному районі, приймаємо 2 агрегату.

Для колони діаметром 168 мм:

$$n_{ц,а} = [0,785 \times 1,2 \times (0,21592 - 0,1682) \times 2/(0,9/60)] + 1 = 5 \text{ агрегатів.}$$

З огляду на усталену практику бурових робіт в даному районі, приймаємо $n_{ц,а} = 5$ агрегатів ЦА-320М.

2.8.7 Розрахунок продуктивності цементування

Продуктивність цементування (тривалість процесу цементування в хв) можна визначити за формулою:

$$t_{ц} = [(V_1/Q_{ца}) + ((V_{ц} + V_{пр} - V_1)/Q_{м})] + t_{всп.} \quad (36)$$

де $V_1 = V_{пр} - \Delta V$, ΔV приймаємо рівним 1 - 2 м³;

$Q_{ца}$ - сумарна продуктивність цементувальних агрегатів, м³/хв;

$Q_{м}$ - продуктивність цементувальних агрегатів, при якій досягається найбільш повне витіснення бурового розчину цементним, м³/хв.

$$Q_{м} = 0,785 \times (D^2 - d_1^2) \times K_1 \times \omega, \quad (37)$$

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

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{м} = 0,785 \times (0,39372 - 0,3242) \times 1,2 \times 1,5 = 0,07 \text{ м}^3/\text{с} = 4,2 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

$$t_{ц} = [(0,76/0,9 \times 1) + ((2,02 + 2,26 - 0,76)/4,2)] + 15 = 16,68 \text{ хв.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{м} = 0,785 \times (0,29532 - 0,2452) \times 1,2 \times 1,5 = 0,04 \text{ м}^3/\text{с} = 2,4 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

$$t_{ц} = [(19,12/0,9 \times 2) + ((13,63 + 20,62 - 19,12)/2,4)] + 15 = 31,92 \text{ хв.}$$

Для колони діаметром 168 мм:

$$Q_M = 0,785 \times (0,21592 - 0,1682) \times 1,2 \times 1,5 = 0,048 \text{ м}^3/\text{с} = 2,88 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

$$t_{ц} = [(45,27/0,9 \times 10) + ((78,96 + 46,77 - 45,27)/2,88)] + 15 = 57,43 \text{ хв.}$$

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

$$t_{\text{доп}} = 0,75 \times t_{\text{н.схв.}} = 0,75 \times 120 = 90 \text{ хв.}$$

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

2.8.8 Розрахунок кількості цементозмішувальних машин

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

$$n_{\text{цсм}} = n_{\text{ца}} \times Q_{\text{ца}}/Q_{\text{цсм}} \quad (38)$$

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

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

Виходячи з умови розміщення цементного порошку, підвезені до бурової в бункерах змішувальних машин:

$$n_{\text{цсм}} = Q_{\text{цл}}/q_{\text{цб}}, \quad (39)$$

де $Q_{\text{цл}}$ - вагова кількість сухого цементу, підвезені до бурової з урахуванням можливих втрат, т;

$q_{\text{цб}}$ - вагова кількість цементу, вміщається в бункер однієї цементозмішувальної машини

Для колони діаметром 324 мм:

$$n_{\text{цсм}} = 1 \times 0,9/1 = 0,9 = 1 \text{ машина.}$$

$$n_{\text{цсм}} = 1,93/20 = 0,1 = 1 \text{ машина 2СМН-20.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$n_{\text{цсм}} = 2 \times 0,9/1 = 1,8 = 2 \text{ машини.}$$

$$n_{\text{цсм}} = 13,03/20 = 0,65 = 1 \text{ машина } 2\text{СМН-20}.$$

Приймаємо 1 цементозмішувальну машину 2СМН-20.

Для колони діаметром 168 мм:

$$n_{\text{цсм}} = 10 \times 0,9/1 = 9 \text{ машин.}$$

$$n_{\text{цсм}} = 77,62/20 = 4 \text{ машини } 2\text{СМН-20}.$$

- для проведення різного роду промивань свердловин через спущені колони труб;
- для обробки привибійної зони свердловин, закачування розчинів ізотопів, проведення гідропіскоструминної перфорації та інших технологічних операцій в свердловинах;
- для перекачування різних рідин або розчинів з ємностей колодязів і водойм;
- для гідравлічної обпресування обсадних труб і колон, а також різного устаткування.

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

При цементуванні проектної свердловини будуть використовуватися цементувальні агрегати ЦА-320М.

Приймаємо 4 цементозмішувальні машини 2СМН-20.

2.8.9 Цементувальне обладнання

Цементувальні агрегати

Цементувальні агрегати призначені:

- для приготування, закачування і продавлювання тампонажних (або інших) розчинів в свердловини;

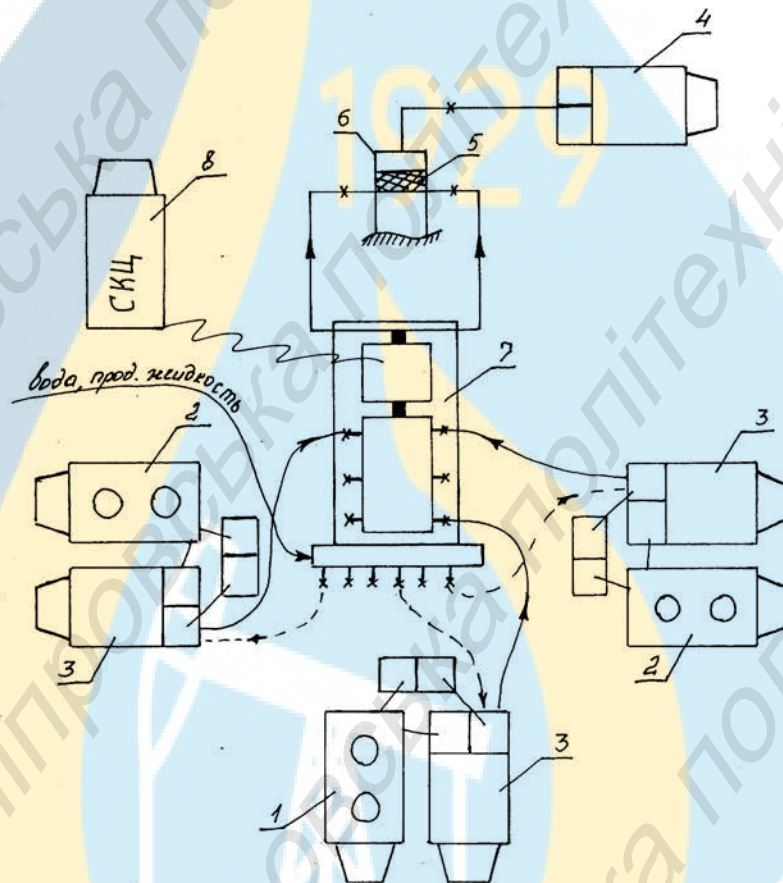


Рисунок 2.4 - Схема обв'язування.

- 1, 2 - Змішувальні машини з цементним і полегшеним цементним розчинами;
- 3 - ЦА для приготування цементного і полегшеного цементного розчину;
- 4 - ЦА початківець продавлювання;
- 5 – Цементувальна пробка;
- 6 - Цементувальні головки;

7 - Блок манифольда;

8 - Станція контролю за цементуванням.

Технологічна характеристика цементувальних агрегату ЦА-320м:

Монтажна база шасі автомобіля КраЗ-257

Цементувальний насос:

тип 9Т

гідравлічна потужність, к.с 125

хід поршня, мм 250

максимальний тиск, кгс/см² 320

максимальна подача, л/с 23

привід від двигуна автомобіля КраЗ-257

водоподаючого насос:

тип 1В

діаметр плунжера, мм 125

хід плунжера, мм 170

подача, л/с 13

тиск, кгс/см² 15

привід тип двигуна ГАЗ-51А

ємність мірного бака, м 6,4

ємність цементного бачка, м 0,25

діаметр прийомних трубопроводів, мм 100

діаметр нагнітальних трубопроводів, мм 50

загальна довжина розбірного трубопроводу, м 22

Загальна маса агрегату, т 17,5

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, БМП-20, СМ-10, СМ-4М і агрегати 1АС-20, 2АС-20, ЗА3-30.

В даному випадку будуть застосовуватися цементозмішувальні машини 2СМН-20.

Технічна характеристика машини 2СМН-20:

Монтажна база шасі автомобіля КраЗ-257

Транспортна вантажопідйомність, т 8 - 10

Обсяг бункера, м 14,5

Місткість бункера (по цементу), т 20

Спосіб отримання розчину механіко-гідралічний

Продуктивність в м/хв при приготуванні:

Цементного розчину 0,6 - 1,2

Цементно-бентонітової розчину 0,5 - 1,0

Глинистого розчину 1,0 - 2,0

Тиск рідини замішування, кгс/см² 8 - 20

Загальна маса не завантаженою машини, т 13,8

Спосіб навантаження в бункер шнековим погрузчиком

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

Висновки за третім розділом

1. В розділі спроектована конструкція свердловини, вибрано спосіб буріння і бурове обладнання.
2. Вибрано породоруйнівний інструмент та режими буріння.

3. Обґрунтовано вибір компоновання бурового снаряду.
4. Здійснено вибір типу, параметрів промивальної рідини, а також гідравлічний розрахунок промивання свердловини.
5. Розглянуті питання цементування обсадних колон і заходи з попередження газопроявлень.



РОЗДІЛ 3 ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1 Основні небезпеки і шкідливості при проведенні ГРП

Гідравлічний розрив пласта це один з видів заходів спрямованих на підвищення нафтовіддачі пласта шляхом впливу на привибійну зону пласта, який є одним з найбільш перспективних і найефективніших, проте в свою чергу ГРП є джерелом підвищеного рівня небезпеки при найменшому недотриманні технологічного режиму експлуатації обладнання або правил проведення заходу. Це говорить про те, що необхідно розглянути перелік тих шкідливих факторів, які виникають при проведенні ГРП. Як фактори впливу на людину при проведенні заходу даного виду, можна виділити:

- токсичність;
- високий тиск;
- пожежонебезпека.

Вплив токсичних речовин при проведенні ГРП.

При проведенні гідравлічного розриву пласта, використовують різні види розчинів реагентів необхідних для якісного проведення заходу. В основному на промислі проводять ГРП на нафтовій і водній основі. У разі застосування рідини розриву на нафтовій основі (нафта, дизельне паливо і т.п.) існує небезпека токсичного впливу на робочий і обслуговуючий персонал в силу руйнування лінії високого тиску від надмірно розвивається агрегатами тиску, а так само під час спорожнення цих ліній при розбиранні обладнання з огляду на те що при здійсненні даного заходу використовується до 14 найменувань автотранспортної техніки можна сказати, що вихлопні гази від відпрацьованого палива так само можуть виступати в якості токсичної речовини.

При проведенні ГРП хімічно токсичні речовини можуть знаходитися в різному агрегатному стані. Вони здатні проникати в організм людини через органи дихання, травлення або шкіру. Токсичні речовини даного типу відносяться до 3-го класу токсичності і по їх класифікації можна віднести до

загально токсичною хімічних речовин - вони можуть викликати розлади нервової системи, м'язові судоми, впливають на кровотворні органи, взаємодіють з гемоглобіном. Іншими словами можна сказати, що при великій дозі впливу на організм робітника вони можуть викликати різке погіршення самопочуття, втрату свідомості, що в свою чергу може привести до травми, а в більш важких випадках, в разі якщо людина втратила свідомість в зоні підвищеної токсичності, до летального результату.

Аналізуючи проведення ГРП на промислі необхідно відзначити, що даний метод підвищення нафтовіддачі проводиться висококваліфікованими кадрами (робочими, слюсарями обладнання, керівниками), що представляють таку добре відому, в регіоні, на сьогоднішній день фірму, як СП «Шлюмберже», що в свою чергу говорить як про якість проведення операції, так і про безпеку праці поставленої на високий рівень. Дана фірма займається глибоким аналізом проведених заходів по ГРП, здійснюючи заходи здатні попереджати ситуації з викидом шкідливих (токсичних) речовин.

Вплив високого тиску

Можливо, високий тиск при проведенні ГРП найбільш небезпечний фактор його можна поставити в один ряд з такими, як виникнення пожежі та ураження електричним струмом. Розглядаючи в корені ці три види впливу можна сказати, що вони активно впливають на обладнання, на виробничі приміщення і звичайно, в більшій частині, смертельно на життя робочого персоналу. В даному питанні про вплив високого тиску на людину треба відзначити, що при проведенні ГРП джерелами підвищеного тиску можуть бути:

- агрегати високого тиску (компресори);
- лінії високого тиску (засувки, труби, гирлова арматура);

Руйнування лінії високого тиску може призвести витік рідини розриву, яка в свою чергу в силу того, що вона є токсичною речовиною, може надати отруйну дію на робітника, а розрив компресорної установки може призвести до руйнування дорогого устаткування і травм оператора який стежить за процесом ГРП.

Як вже було зазначено, організації, які проводять такого роду заходи, зацікавлені, як в якості проведення ГРП, так і в якості обладнання на якому процес здійснюється. Тому можна сказати, що шляхом постійного контролю за справністю обладнання і дотримання правил його використання можна знизити до мінімуму ризик впливу надлишкового тиску на людину (робочого) і збільшити якість проведення заходу по гідравлічному розриву пласта, а так же уникнути ситуацій, які можуть виступити в якості небезпек (витоку токсичних речовин, виникнення пожежі).

Пожежонебезпека

Виникнення пожежі на промислі, як уже зазначалося, є одним з небезпечних факторів виробництва. Це пов'язано з тим, що при проведенні ГРП, використовується, як правило, рідина розриву на нафтовій основі, а так само не виключені можливість займання обладнання (автотранспортних засобів, цистерн і т.п.), тому цей метод впливу на ПЗП вимагає великої уваги.

Однією з особливостей пожежі на промислі, горіння пароповітряних сумішей вуглеводнів, є утворення вогневої кулі час якої коливається від декількох секунд до декількох хвилин. Небезпечним фактором вогневої кулі є тепловий імпульс. Розміри кулі, час її існування і величина теплового імпульсу залежать від кількості горючого речовини.

Небезпечними факторами пожежі, які впливають на людей і матеріальні цінності, крім відкритого полум'я, підвищеної температури, є також токсичні продукти горіння і термічного розкладання і їх вторинні прояви:

- уламки;
- рухомі частини зруйнованих апаратів;
- електричний струм;
- вибух.

Згідно з СБТ ДСТУ 12.1.004 - 91 допустимий рівень пожежної небезпеки для людей має бути не більше 10-6 впливу небезпечних факторів пожежі, що перевищують допустимі значення в рік, в розрахунку на кожну людину.

3.2 Технічні вимоги до обладнання і робочого інструменту, що гарантує безпеку

Устаткування для проведення ГРП повинно задовольняти вимогам стандартів і технічних умов на їх виготовлення, монтуватися відповідно до проєктів і діючих норм технологічного проєктування та забезпечувати повне збереження продукції.

Устаткування і трубопроводи повинні оснащуватися приладами контролю (з виходом свідчень на пульт управління), яка регулює і запобіжної апаратурою і автоматичним управлінням.

Справність запобіжної, регулюючої і запірної арматури, встановленої на апаратах і трубопроводах підлягає періодичній перевірці відповідно до затвердженого графіка. Результати перевірок заносяться в вахтовий журнал.

Апарати, що працюють під тиском, оснащуються манометрами, показниками рівня.

Датчики систем контролю і управління технологічним процесом повинні бути у вибухозахищеному виконанні і розраховуватись на застосування в умовах вібрації, відкладень парафіну, солей і інших речовин, або встановлюватися в умовах, що виключають прямий контакт з середовищем.

Технологічні трубопроводи і арматура фарбуються пізнавальною фарбою і забезпечуються попереджувальними знаками і написами. На трубопроводи наносяться стрілки, що вказують напрямок руху середовища.

Резервні насоси повинні знаходитися в постійній готовності до пуску.

Спеціальний одяг повинен бути без спалень. Згідно з правилами безпеки в нафтогазовій промисловості, тканина термостійка, антистатична.

3.3 Санітарні вимоги

Метеоумови

В умовах крайньої півночі серед факторів виробничого середовища, що діють на організм людини при виконанні різних видів робіт в холодну пору

року, провідна роль належить метеорологічним умовам, що викликає охолодження. Охолоджувальної дії метеорологічних умов на людину залежить від показників атмосферної температури і швидкості вітру. Температура повітря нижче -45°C навіть при незначній швидкості вітру 2 м/с служить підставою для припинення робіт. При швидкості понад 15 м/с всі види робіт на відкритому повітрі припиняються при будь-яких, навіть невеликих негативних атмосферних температурах в зв'язку з небезпекою порушення функції дихання, порушень цілісності слизових оболонок очей, носа, верхніх дихальних шляхів, можливості швидкого відмороження шкірних покривів, незахищених одягом ділянок тіла.

Мікроклімат визначає діючі на організм людини поєднання температури, вологості, швидкості руху повітря і інших умов робочої зони.

Засоби індивідуального захисту

На промислі застосовуються такі засоби захисту:

- спецодяг, яка має високі теплозахисні властивості, повітронепроникності, малу вологоємність і нефтенепроніцаємость;
- спецодяг, призначена для використання на вибухопожежонебезпечних об'єктах або вибухопожежонебезпечних ділянках виробництва, повинна бути виготовлена з термостійких і антистатичних матеріалів (типу NOMEX. III A)
- спецвзуття, що оберігає ноги від механічних пошкоджень і вологи;
- головні убори - каски (взимку з утепленими підшоломниками) і підшоломник для захисту голови від механічних пошкоджень;
- гумові рукавички для захисту від ураження електричним струмом;
- протигази для захисту органів дихання;
- запобіжні пояси при роботах, пов'язаних з небезпекою падіння з висоти.

Віброакустичний вплив

Віброакустичні умови на робочих місцях визначаються вібраційними і шумовими характеристиками машин і устаткування, режимами і умовами їх

роботи, розміщення (на території або в приміщенні) і рядом інших факторів. До числа найбільш типових джерел шуму і вібрацій на об'єктах слід віднести електродвигуни, двигуни внутрішнього згоряння і турбореактивні двигуни, насоси, компресори та вентилятори, різноманітні машини і механізми (редуктори, лебідки, верстати та інші), системи транспорту і перепуску газу і повітря (газопроводи і повітроводи) і багато інших.

Вплив на працюючих, підвищених рівнів шуму і вібрації здійснюється при реалізації цілого ряду технологічних процесів. З цієї точки зору найбільш несприятливі умови праці створюються на деяких робочих місцях при будівництві, поточному капітальному ремонті нафтових і газових свердловин, гідравлічному розриві пласта і т.д. Так в машинних залах компресорних і насосних станцій рівні шуму в залежності від типу застосовуваних насосів і нагнітачів можуть досягати 90 - 110 дБ, при цьому перевищуючи на 5-25 дБ допустимі норми. При гідравлічному розриві пласта рівень шуму становить 110-115 дБ.

Численними дослідженнями доведено, що шум знижує працездатність на 30%. Так в 1992 році виявлено 146 осіб з невритом слухового нерву (на 1992 рік ця цифра становила 1,35% від загального числа працюючих).

Основними джерелами шуму і вібрації в цеху - 2 є технологічні майданчики дотискаючої насосної станції і кушовий насосної станції. Максимального рівня впливу цих шкідливих чинників піддаються оператори ДНС, КНС, слюсарі-ремонтники обладнання, що знаходяться більшу частину часу на території насосних блоків. Результати вимірів загального рівня шуму перевищує гранично допустимі значення рівня. Для зменшення шкідливого впливу цього фактору на організм людини, пропонується використовувати спеціальні навушники, але широкого застосування в силу різних причин вони не знайшли (результати вимірів загального рівня шуму і характеристика вібрації на робочих місцях цеху - 2, наведені в таблиці 5.1.

Зі сказаного вище ясно, що основними видами вібрації на робочих місцях в цеху - 2 є транспортна та технологічна.

Можна зробити наступний висновок: в НГВУ зокрема в цеху з видобутку нафти і газу обслуговуючий персонал часто піддається шкідливому впливу вібрації і шуму.

3.4 Протипожежні вимоги та засоби пожежогасіння

Відповідно до загальносоюзних норм технологічного проектування (НПБ 105-95) з вибухопожежної небезпеки до категорії А.

У вибухо- і пожежонебезпечних зон на відкритих установках вказуються класи по ШЕУ: вибухонебезпечні В-1г і категорії ПА-Т3, ПВ-Т3, ПС-Т1.

Небезпечна величина струму для людини 0,05 А, а смертельна 0,1 А. Безпечних напруг немає.

На промислових підприємствах широко використовують і одержують у великих кількостях речовини і матеріали, що мають здатність до електронізації, тобто до виникнення зарядів статичної електрики. Електричні заряди часто є причиною пожеж і вибухів. Крім цього статичну електрику - причина порушення технологічного процесу. Зниження точності показань приладів і автоматики. Для відводу зарядів статичної електрики, використовують пристрій електропровідних підлог або заземлених зон. Мостів і робочих майданчиків, заземлення ручок дверей, поручнів, сходів, рукояток приладів, блискавок і апаратів.

Захист об'єктів від прямих ударів блискавки по класу В- 1г. Очікувана кількість уражень в рік, $N > 1$ не обмежується. Категорія пристрою блискавкозахисту - захисту II. Тут зони захисту А і Б.

Все більш широке застосування електричного струму при видобутку, підготовці, транспортуванні та переробці нафти і газу при бурінні та ремонті свердловин, і інших робіт, значно збільшує потенційну небезпеку цих складних технологічних процесів.

Вогнебезпечні і газонебезпечні роботи проводяться тільки по нарядодопуску.

Таблиця 3.1 - Аналіз віброакустичного впливу в цеху

Ділянка робочої зони	Характер шуму	ПДУ загального рівня звуку, дБ	Загальний рівень звуку, дБ	Характеристика вібрації
ДНС-3 НБ (насосний блок)	постійний	80	96	загальна
Операційна	постійний	65	60	загальна
КНС-3 НБ	постійний	80	100	загальна
операційна	постійний	65	57	загальна
КНС-4 НБ	постійний	80	97	загальна
операційна	постійний	65	56	загальна

ВШВ - 003 (віброшумів);

Вібрація: ДСТУ 12.1.043-84, ПДУ - СН № 3044 - 84;

Шум: ДСТУ 12.1.050-86, ПДУ - СН № 3223-85.

Понад 70% електротравм на об'єктах нафтової промисловості відбуваються при обслуговуванні розподільних пристроїв, повітряних, кабельних ліній, електропроводки, електрозварювальної установки.

Підвищеної небезпеки в піддаються машиністи пересувних агрегатів, електрослюсарі, механіки, зварювальники.

Безпека праці при поводженні з електричним струмом передбачає високу якість робіт по влаштуванню електроустановок, періодичний контроль їх станів, а також високий контроль і рівень виробничої дисципліни, суворе

дотримання діючих правил улаштування електроустановок, правил технічної експлуатації електроустановок.

До роботи з ними допускаються лише висококваліфікований персонал, ознайомлений з правилами техніки безпеки при обслуговуванні електроустановок. Для захисту людей від ураження електричним струмом всі електроустановки обладналися елементами захисту, плавкими запобіжниками, реле - вимикачами, заземленням. Для запобігання дотику людини до струмоведучих частин застосовують: ізоляцію, огороження, дистанційне керування.

Продовжує залишатися актуальною проблема захисту об'єктів від статичної електрики. Для запобігання накопичення зарядів використовується антистатичне покриття, антистатичні прокладки (з хрому). Добавки таких присадок знімають здатність горючих речовин до електроізоляції. Кожен виробничий об'єкт має комплекс захисних пристроїв від грозових зарядів. Всі ці пристрої призначені для безпеки людей, збереження будівель та споруд, запобіжників можливих вибухів, загорянь і руйнувань, що виникають при впливі блискавки.

Як правило, такими пристроями служать громовідводи. На промислах використовуються два типи блискавководів: стрижневі й тросові.

На промислі застосовуються такі засоби пожежогасіння: вогнегасники типу ОП -5 - ДСТУ (82-60). Також існують протипожежні щити, на яких знаходяться багри, відра.

При пожежі викликаються пожежні машини з міста.

3.5 Заходи з безпеки при виконанні ГРП

Техніка безпеки при проведенні ГРП повинна відповідати наступним вимогам:

- до робіт по ГРП допускаються особи, які пройшли навчання і перевірку знань з техніки безпеки по роботі, що проводиться. Перед початком робіт учасникам операції проводиться інструктаж на робочому місці;

- загальне керівництво процесом ГРП здійснює відповідальний керівник - представник підрядника, відповідно до плану і регламенту приймає рішення про проведення робіт, не передбачених цим планом і несе відповідальність за їх виконання;
- керівник повинен спланувати розміщення обладнання таким чином, щоб звести до мінімуму можливий вплив шкідливих виробничих факторів від силових установок, агрегатів, хімреагентів, нафти на робочий персонал, а так само вибухи і пожежі;
- наявні труби, шланги та інструмент повинні бути покладені в штабель з протівораскатними стійками на робочих містках. Робоча площадка повинна бути звільнена від сторонніх предметів;
- керівник і його помічники обладнуються портативними засобами зв'язку;
- небезпечна зона з трубопроводами і лініями високого тиску позначаються спеціальними сигнальними знаками з написами;
- роботи по ГРП, включаючи підготовчі роботи, повинні проводитись робітниками в спеціальному одязі і касках;
- в темний час доби ГРП дозволяється проводити тільки у разі якщо забезпечується освітленість гирла свердловини і зони високого тиску не менше 26 лк і шкал контрольно-вимірювальних приладів - 50 лк.
- всі транспортні засоби не задіяні в проведенні ГРП повинні бути віддалені на безпечну відстань - не менше 50 метрів від зони ліній високого тиску;
- все обладнання повинно відповідати технічним і технологічним вимогам норм і правил, перебувати в справному, робочому стані і використовуватися тільки за призначенням;
- при проведенні ГРП робочий персонал повинен бути видалений за межі небезпечної зони;
- при роботі з хімреагентами персонал повинен бути екіпірований в спецодяг і зобов'язаний користуватися засобами індивідуального захисту: гумові рукавиці, кирзові або гумові чоботи, окуляри для хімічного захисту слизової оболонки очей, респіратор або багатошарова марлева пов'язка.

Висновки за третім розділом

1. В розділі здійснено аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища.
2. Розглянуті заходи щодо забезпечення нормальних умов праці та безпеки технологічних процесів.

1929



РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА НАДР І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

4.1 Екологічність проекту

Природоохоронні заходи повинні відповідати вимогам і нормативним актам, державним стандартам з охорони навколишнього середовища.

4.2 Джерела забруднення та види впливу на природне середовище

а) Основні джерела забруднення навколишнього середовища при ГРП:

- рідини для проведення ГРП;
- паливно-мастильні матеріали (ПММ);
- продукти згоряння палива при роботі двигунів внутрішнього згоряння;
- господарсько-побутові рідкі та тверді відходи;
- забруднені зливові води.

б) Види можливого впливу на природне середовище при ГРП:

забруднення рідинами ГРП і хімреагентами, використовуваними в складі рідин для проведення ГРП, ГСМ: ґрунту, поверхневих водоймів, атмосферного повітря.

в) Можливі об'єкти впливу: ґрунту; надра; поверхневі водойми; атмосферне повітря; рослинний і тваринний світ.

4.3 Природоохоронні заходи при проведенні ГРП

Як рідин для проведення ГРП передбачено використання складів на основі нафти, які обробляються реагентами фірми «Clearwater Inc.». За даними фірми більшість використовуваних реагентів орієнтовно мають 2-3 клас небезпеки. Крім того, основа складів речовини 3 класу токсичності, що становить потенційну небезпеку для навколишнього середовища. У зв'язку з цим

основним природоохоронним заходом при проведенні ГРП є виключення можливості проникнення рідини розриву в навколишнє середовище, що досягається наступними заходами:

- для запобігання розливу рідини при збірці-розбиранні комунікацій під арматуру і швидкоз'ємні з'єднання трубопроводів встановлюються переносні емності (піддони);
- приготування рідин ГРП виробляється за технологією, що виключає потрапляння її компонентів в ґрунт;
- проводити операцію по ГРП в свердловинах з негерметичної обсадної колоною і відповідно з заколонних перетіканнями заборонено.

4.4 Надзвичайні ситуації

Надзвичайна ситуація - стан, при якому в результаті виникнення джерела надзвичайної ситуації на об'єкті або певної території порушуються нормальні умови життя і діяльності людей, виникає загроза їх життю і здоров'ю, завдається шкода майну населення, народному господарству та навколишньому природному середовищу. НС класифікуються залежно від кількості людей, які постраждали в цих ситуаціях, або людей, у яких виявилися порушені умови життєдіяльності, розміру матеріального збитку, а також межі зон поширення вражаючих факторів надзвичайних ситуацій. Надзвичайні ситуації поділяються на локальні, місцеві, територіальні, регіональні і транскордонні.

У наших природно-кліматичних умовах при ремонті свердловин можуть виникнути такі надзвичайні ситуації:

- природного характеру
- паводкові повені;
- лісові та торф'яні пожежі;
- урагани;
- сильні морози (нижче – 40 °С);
- хуртовини та снігові замети.

техногенного характеру

відкриті фонтани;

пожежі;

вибухи;

відключення електроенергії.

Висновки за четвертим розділом

1. Розглянуті питання охорони повітря, водного середовища, земель, лісів, флори та фауни.
2. Описано заходи щодо рекультивація землі на буровій площадці.
3. Описана охорона надр в процесі буріння свердловин і розробки родовища.
4. Наведені заходи щодо утилізації промстоків в процесі розробки родовища.

ВИСНОВКИ

У роботі запроєктовано буріння і кріплення розвідувальної свердловини на газ глибиною 3250 м. Надано географічне положення, огляд раніше проведених геолого-геофізичних досліджень і геологічна характеристика району робіт. Описано: стратиграфія, тектоніка і нафтогазоносність даного району.

Проходка проектної свердловини буде здійснюватися буровою установкою Уралмаш 4Е-76 в чотири інтервалу буріння: під напрям діаметром 426 мм, під кондуктор діаметром 324 мм, під тих колону діаметром 245 мм і під експлуатаційну колону діаметром 168 мм, із застосуванням полімерно-глинистого розчину. Контроль процесу буріння забезпечить станція ГТВ. Цементування свердловини буде здійснюватися з застосуванням 4 цементозмішувальних машин 2СМН-20, 5 цементувальних агрегатів і осереднєльної ємності. Контроль процесу забезпечить станція контролю цементування СКЦ-2М.

В роботі передбачені всі необхідні заходи безпеки життєдіяльності, Розглянуто заходи щодо попередження аварій і ускладнень, охорони надр і навколишнього середовища.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Рязанов А.А. Довідник з бурових розчинів. - М.: Недра, 1979.
2. Булатов А.І., Макаренко П.П., путівці Ю.М. Бурові промивні і тампонажні розчини: Учеб. посібник для вузів. - М.: ВАТ "Видавництво" Надра ", 1999. - 424 с.
3. Булатов А. І., Данюшевській В.С. Тампонажні матеріали: Навч. посібник для вузів, М.: надра
4. Булатов А. І Тампонажні матеріали і технологія цементування свердловин: Учеб. для технікумів. - 4-е изд., Перераб. і доп. - М.: Недра
5. Бочаров А.І., Бургін О.А. Організація безпечного ведення геологорозвідувальних робіт. - М.: Недра, 1981
6. Булатов А.І., Аветисов А.Г. Довідник інженера з буріння. У 2-х томах - М.: Недра, 1985.
7. Ганджумян, Р.А. Інженерні розрахунки при бурінні глибоких свердловин/Р.А. Ганджумян, А.Г. Калінін. - М.: Недра, 2000..
8. Булатов, А.І. Довідник інженера з буріння: в 4т./А.І. Булатов, А.Г. Аветисов. - М.: Недра, 1985. - т. 1-2.
9. Вадецкий, Ю.В. Буріння нафтових і газових свердловин: Підручник для поч. проф. Освіти/Ю.В. Вадецкий. - М.: Видавничий центр «Академія», 2003.
- 10.Олексіївський, Г.В. Бурові установки Уралмаш заводу. - 3-е изд., Перераб. і доп. - М.: Недра, 1981.
- 11.Воздвиженський, Б.І. Бурова механіка. - 3-е изд., Перераб. і доп./Б.І. Воздвиженський, М.Г. Васильєв. - М.: ГНТИ, 1954.
- 12.Ганджумян, Р.А. Розрахунки буріння (довідковий посібник)/Р.А. Ганджумян, А.Г. Калінін, Н.І. Сердюк. - М.: РГГРУ, 2007.

- 13.Калінін, А.Г. Практичний посібник з технологіє буріння на рідкі та газоподібні корисні копалини: Довідковий посібник/А.Г. Калінін і [ін]. -М.: ТОВ «Надра - Ббізнес центр», 2001.
- 14.Палашкін, Е.А. Довідник механіка по глибокому бурінню/Е.А. Палашкін. - М.: Недра, 1974.
- 15.Денисов, П.Г. Спорудження бурових/П.Г. Денисов. - М.: Недра, 1974.
- 16.Йогансен, К.В. Супутник буровика: Довідник. - 3-е изд., Перераб. і доп./К.В. Йогансен. - М.: Недра, 1990..
- 17.Хаустов, А.П. Охорона навколишнього середовища при видобутку нафти/А.П. Хаустов, М.М. Редіна. - М.: изд-во «Депо», 2006.