

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

Факультет природничих наук та технологій
(факультет)

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, магістра)

студента Брюзгіна Деміда Ігоровича
(ПІБ)

академічної групи 185-18ск-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 експлуатаційної свердловини на газ
глибиною 3100 м в Харківській області
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Камишацький О.Ф.			
розділів:				
Технологічний	Камишацький О.Ф.			
Охорона праці				
Рецензент	Сокурєнко М.В.			
Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			

Дніпро
2021

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коровяка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 2021 року

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

ступеню бакалавра

(бакалавра, магістра)

студенту Брюзгіну Демиду Ігоровичу академічної групи 185-18ск-2 ГРФ

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»

на тему Технічний проект буріння експлуатаційної свердловини на газ глибиною 3100 м в Харківській області

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 19.05.2021р.
№273-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Геолого-технічні умови проведення бурових робіт. Проектування конструкцій свердловин, вибір способу буріння та бурового устаткування й інструменту.	01.06.2021
Охорона праці	Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.	15.06.2021

Завдання видано

(підпис керівника)

Камишацький О.Ф.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 19.05.2021р.

Дата подання до екзаменаційної комісії 22.05.2021р.

Прийнято до виконання

(підпис студента)

Брюзгін Д.І.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 68 с., 2 рис., 22 табл., 12 джерел.

ГАЗОВА СВЕРДЛОВИНА, БУРОВА УСТАНОВКА,
ПОРОДОРУЙНУЮЧИЙ ІНСТРУМЕНТ, ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ,
ЦЕМЕНТУВАННЯ, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА.

Сфера застосування – буріння свердловин на газ.

Об'єкт розроблення – технологія буріння експлуатаційної свердловини на газ глибиною 3100 м в Харківській області.

Мета роботи – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини на газ глибиною 3100 м в Харківській області.

Практичні результати:

- виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини;
- розроблено технологію буріння експлуатаційної свердловини на газ глибиною 3100 м в Харківській області;
- здійснено обґрунтування бурового устаткування;
- обґрунтовано породоруйнуючий інструмент;
- розрахована технологія буріння свердловини;
- розрахована технологія кріплення свердловини;
- проведено аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1. Геологічна частина	7
1.1 Загальні відомості про район бурових робіт	7
1.2 Стратиграфія і літологічний розріз	10
1.3 Тектоніка	12
1.4 Нафтогазоводоносність	12
2 Технічна частина	13
2.1 Геолого-технічні умови буріння.....	13
2.2 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.....	14
3 Спосіб буріння	17
4 Вибір породорозрушаючого інструменту	18
5 Бурильна колона	19
6 Вибір режиму буріння.....	24
7 Промивання свердловини.....	26
8 Вибір бурового верстата, талевого каната і талевої системи.....	38
9 Техніка безпеки, промсанітарія, протипожежні заходи і охорона довкілля. 47	47
9.1 Навчання та інструктаж робітників.....	47
9.2 Підготовка бурової установки до буріння	50
9.3 Заходи безпеки при виконанні робіт	53

	5
9.4 Промсанітарія	58
9.5 Пожежна безпека	59
9.6 Охорона довкілля	63
Загальні висновки.....	67
Література	68

1929



ВСТУП

Мета роботи – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини на газ глибиною 3100 м в Харківській області.

Завдання кваліфікаційної роботи:

- виконати аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів;
- обґрунтувати конструкцію свердловини;
- розробити технологію буріння експлуатаційної свердловини на газ глибиною 3100 м в Харківській області;
- обґрунтувати бурове устаткування;
- обґрунтувати породоруйнуючий інструмент;
- розрахувати технологію буріння свердловини;
- розрахувати технологію кріплення свердловини;
- провести аналіз потенційних небезпек по охороні праці та навколишнього природного середовища.

1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Загальні відомості про район бурових робіт

Таблиця 1.1

Відомості про район бурових робіт

№ п/п	Назва	Визначення
1	2	3
1.	Площа (родовище)	Сахалінське
2.	Адміністративне розташування - держава - область - район	Україна Харківська Краснокутський
3.	Рік впровадження площі (родовища) в буріння	1976
4.	Рік впровадження площі (родовища) в ДПР (пласт М-2а)	1984
5.	Температура повітря, град. - середньорічна - найбільша літня - найменша зимова	7,2 20 - 25 -25
6.	Середньорічна кількість опадів, мм	476 – 516
7.	Максимальна глибина промерзання ґрунту, м	1,2
8.	Тривалість опалювального періоду в році, днів	189
9.	Азимут переважаючого напрямку вітру, град.	270 – 315
10.	Найбільша швидкість вітру, м/с	25

Таблиця 1.2

Відомості про площадку будівництва бурової

№ п/п	Назва	Значення
1.	Рельєф місцевості	слабогорбиста рівнина з яружно-балковою сіткою
2.	Стан місцевості	незаболочена
3.	Товщина, см - снігового покриття - ґрунтового шару	30 – 50 60
4.	Рослинне покриття	орні землі
5.	Категорія ґрунту	1

Таблиця 1.3

Розміри земельних ділянок, які необхідно відвести в тимчасове користування

Назва	Розмір, га	Джерело норми відводу земель
Будівництво майданчика під бурову	2,3	Акт вибору і обстеження земельної ділянки передбаченої під будівництво експлуатаційної свердловини

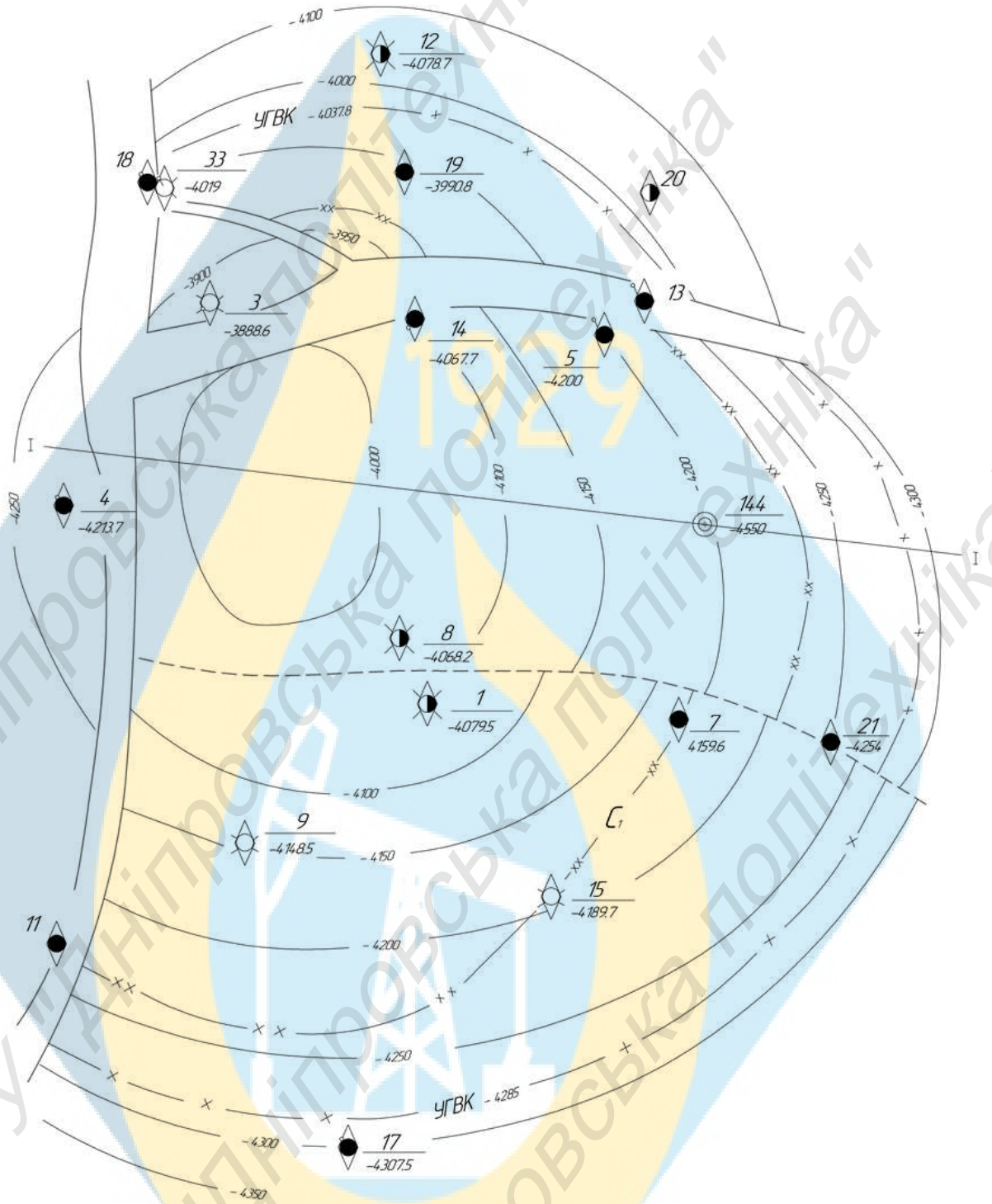


Рис. 1.1 – Структурна карта району робіт

1.2 Стратиграфія і літологічний розріз

Таблиця 1.4

**Стратиграфічний розріз свердловини, елементи залягання,
коефіцієнт кавернозності пластів**

Глибина залягання, м		Стратиграфічний поділ		Елементи залягання пластів по підшві, град	Коефіцієнт кавернозності в інтервалі
від	до	назва	індекс		
0	340	Кайнозойська група	KZ		0-350 м K = 1,05
		Мезозойська група	MZ		
340	1055	Крейдяна система:	K		350-2450 м K = 1,18
1055	1225	- верхній відділ	K ₂	1-2	
		- нижній відділ	K ₁	1-2	
		Юрська система:	J		
1225	1570	- верхній відділ	J ₃	2-3	2450-4550 м K = 1,20
1570	1760	- середній відділ	J ₂	2-3	
		Тріасова система:	T		
1760	2028	- глиниста товща	TГ	2-3	
2028	2077	- піщано-карбонатна	TПК	2-3	
2077	2204	площа	Tп	2-3	
2204	2440	- піщана товща	TпГ	2-3	
		- піщано-глиниста товща	PZ		
		Палеозойська група	P		
2440	2685	Пермська система:	P ₁	3-4	
		- нижній відділ			
2685	3100 (вибій)	Кам'яновугільна система:	C	3-4	
		- верхній відділ	C ₃		
		- середній відділ	C ₂	5-7	
		московський ярус	C _{2m}	5-7	
		башкирський ярус	C _{2b}		

Таблиця 1.5

Літологічна характеристика розрізу свердловини

Інтервал, м		Гірська порода		Стандартний опис гірської породи: повна назва, характерні ознаки
від	до	коротка назва	% в інтервалі	
0	78	піски суглинки глини	50 30 20	Піски кварцові з прошарками глин строкатих, суглинки жовто-бурі лесові
78	340	піски мергелі пісковики	50 30 20	Піщано-глинисті утворення, піски різнозернисті, мергелі світло-сірі, блакитні, піщані з прошарками пісковиків
340	1055	крейда мергелі піски глини	80 10 5 5	Крейда з прошарками мергелів, в нижній частині – кварцово-глауконітові піски, з прошарками зеленувато-сірих глин
1055	1225	піски пісковики глини	65 20 15	Піски світло-сірі, різнозернисті з прошарками пісковиків та вапнякових блакитно-сірих глин
1225	1570	глини пісковики вапняки	65 25 10	Перешарування глин з пісковиками і вапняками
1570	1760	глини пісковики	70 30	Глини з прошарками пісковиків у верхній частині
1760	2440	пісковики глини вапняки	65 30 5	Потужна континентальна товща піщано-глинистих утворень. Пісковики сірувато-зелені, алевритисті, глини сіруваті, зелені, бурі
2440	2685	доломіти вапняки глини пісковики ангідрити алевроліт и	25 20 20 15 10 10	Перешарування доломітів, аргілітів з вапняками, глинами і алевролітами
2685	3100	пісковики аргіліти алевроліт и вапняки	45 45 5 5	Чергування потужних піщаних пластів з глинистими пачками

1.3 Тектоніка

Сахалінська площа знаходиться в центральній частині Дніпрово-Донецької западини. По покрівлі продуктивного пласта С-4-5 структура являє собою брахiantиклінальну складку субмеридіального порстягання, західне крило якої ускладнене тектонічним порушенням амплітудою 125 м. Східне крило гарно виражене, полого. Північна перикліналь зрізана розривним порушенням амплітудою 50 м, порушення скидового характеру. Південна перикліналь також ускладнена скидом амплітудою 30 м. Центральна частина, а саме склепінна частина, складки відносно периклінальних закінчень утворює грабен.

1.4 Нафтогазоводоносність

Таблиця 1.6

Нафтоносність

Індекс стратиграф підрозділу	Інтервал, м		Тип колектору	Густина, г/см ²		Рухомість на С, П, мк м ²	Вміст сірки, % по вазі	Вміст парфину, % по вазі	Вільний дебіт, м ³ /доб.	Параметри розчиненого газу:				
	від	до		в пластових умовах	після дегазациї					газовий фактор,	тиск насичення в	вміст вуглекислого	відносна до	коефіцієнт
С_{2m} (М-1)	32 99	33 35	поров.	0,72 7	0,8 26	0,0 3	0,0 46	1 89	1 0 4	18 ,8	2, 58	0,8 33	1,8 13	

2 Технічна частина

2.1 Геолого-технічні умови буріння

Проектна глибина свердловини становить 3100 м; діаметр експлуатаційної колони - 127 мм.

Геологічний розріз і коротка його характеристика по свердловині наведено в таблиці 1.

Таблиця 3.1

Інтервал залягання, м	літологічна характеристика	Категорія		Гradient тиску, МПа / м		ускладнення
		по твердості	по абразивності	пластового	гідророзриву	
0-200	Пісок, глина	I	I	0,0100	0,013	обвали
200-800	Глина, пісок, крейда	II	II	0,0104	0,0135	обвали
800-1800	аргилліт, алевроліт, мергель	III	II	0,0110	0,0145	осипу аргиллітов
1800-2600	Аргіліт, алевроліт, піщаник	IV	IV	0,0108	0,0135	поглинання
2600-3100	Алевроліт, піщаник, вапняк	VI	V	0,0124	0,0160	нафтогазопрояв.

Верхня частина розрізу 0-800 м складена м'якими осадовими породами схильними до осипам і обвалів.

На інтервалі 800-1800 м очікується осипання аргиллітов.

На інтервалі 1800-2600 м очікується поглинання промивної рідини, інтервал складний породами IV категорії за твердістю.

Нафтогазопроявами очікується на інтервалі 2600-3100 м, дані інтервал складний породами VI категорії за твердістю.

2.2 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

Визначення числа обсадних колон і глибини їх спуску.

Для встановлення кількості обсадних колон і глибини їх спуску спочатку будують суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску і тиску гідророзриву по глибині свердловини. На його основі проектується орієнтовний варіант конструкції свердловини. Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіку знаходимо зони кріплення свердловини, які і визначають число обсадних колон

Проектувати діаметри обсадних колон і доліт починають знизу вгору [1]. Діаметр експлуатаційної колони обумовлений завданням на курсовий проект і становить - 127 мм.

Суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску і тиску гідророзриву по глибині свердловини наведено в табл. 2. Відповідно до цього графіка і геолого-технічними умовами буріння будуть встановлені наступні обсадні колони:

- на інтервалі 0-10 м - напрямок, з повною цементацией затрубного простору;
- на інтервалі 0-800 м - кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до обвалів), з повною цементацией затрубного простору;
- на інтервалі 0-2600 м - проміжна колона, з повною цементацией затрубного простору;
- на інтервалі 0-3100 м - експлуатаційна колона, з повною цементацией затрубного простору.

2.2. Визначення діаметрів обсадних колон і доліт.

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

$D_d^3 = D_m + 2 \cdot \delta$, Де D_m - діаметр муфти експлуатаційної колони, δ - зазор між експлуатаційною колоною і стінками свердловини.

$$D_d^3 = 147 + 2 \cdot 15 = 177 \text{ мм},$$

відповідно до ГОСТу на шарошечні долота приймаємо $D_d^{\text{э}} = 190,5 \text{ мм}$.

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

$$D_{\text{вн}}^{\text{пр}} = D_d^{\text{э}} + 6 = 190,5 + 6 = 196,5 \text{ мм},$$

відповідно до ГОСТу на обсадні труби приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони: $D_{\text{н}}^{\text{пр}} = 219 \text{ мм}$, з діаметром муфти - $D_{\text{м}}^{\text{пр}} = 245 \text{ мм}$.

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

$$D_d^{\text{пр}} = D_{\text{м}}^{\text{пр}} + 2 \cdot \delta = 245 + 2 \cdot 25 = 295 \text{ мм},$$

відповідно до ГОСТу на шарошечні долота приймаємо $D_d^{\text{пр}} = 295,3 \text{ мм}$.

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

$$D_{\text{вн}}^{\text{к}} = D_d^{\text{пр}} + 6 = 295,3 + 6 = 301,3 \text{ мм},$$

відповідно до ГОСТу на обсадні труби приймаємо зовнішній діаметр: $D_{\text{н}}^{\text{к}} = 324 \text{ мм}$, з діаметром муфти - $D_{\text{м}}^{\text{к}} = 351 \text{ мм}$.

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_d^{\text{к}} = D_{\text{м}}^{\text{к}} + 2 \cdot \delta = 351 + 2 \cdot 20 = 391 \text{ мм},$$

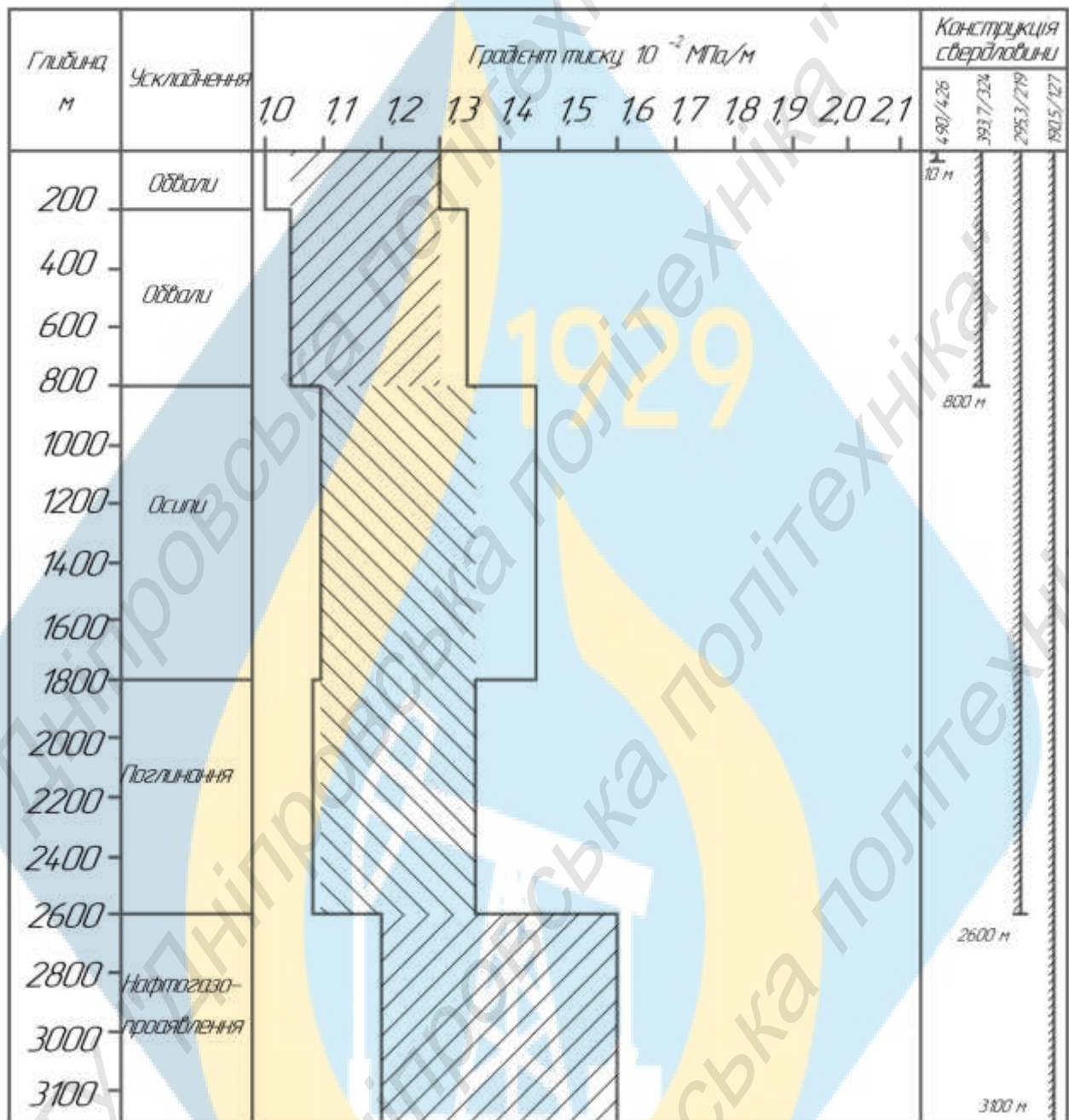
відповідно до ГОСТу на шарошечні долота приймаємо $D_d^{\text{к}} = 393,7 \text{ мм}$.

6) діаметр напрямки дорівнює: $D_{\text{вн}}^{\text{н}} = D_d^{\text{к}} + 50 = 393,7 + 50 = 443,7 \text{ мм}$, приймаємо $D_{\text{н}}^{\text{н}} = 444,5 \text{ мм}$.

Таким чином, приймаємо такі обсадні труби і долота:

Діаметр обсадних труб, мм	127	219	324	
Діаметр долота, мм	190,5	295,3	393,7	444,5

Таблиця 2.2



3 Спосіб буріння

Для вибору і обґрунтування способу буріння свердловини необхідно враховувати її конструкцію, вивчити геолого-технічні умови спорудження свердловин і провести аналіз техніко-економічних показників свердловин пробурених на даній і сусідніх площах. Основним критерієм при виборі способу буріння вважається мінімальна собівартість 1 м проходки.

Крім цього потрібно рахуватися і з тим, що роторний спосіб буріння рекомендують використовувати коли: глибина свердловини перевищує 3500 м; діаметр долота менше 190,5 мм; температура забою свердловини більше 140 °С.

Сферою використання турбінного буріння переважно є: свердловини глибиною менше 3500 м і діаметром більше 190,5 мм; з температурою вибою менше 140 °С; буріння похило-спрямованих і горизонтальних свердловин; в умовах обмежених навантажень на долото, при використанні алмазних доліт.

Виходячи з вищевикладеного приймаємо - роторний спосіб буріння.

4 Вибір породоразрушаючого інструменту

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться двома способами:

- 1) за механічними і абразивним властивостями гірських порід;
- 2) по промисловим даним.

Для вибору типу долота за першим способом для буріння конкретної породи, яка містить пропластки з різними механічними властивостями, необхідно оцінити категорію твердості і абразивності всіх прошарків.

При використанні другого способу необхідно мати промислову інформацію (картки відпрацювання доліт) з буріння не менше 5-6 свердловин на даній площі. Обробивши цю інформацію, порівнюють рейсову швидкість (максимум) і собівартість одного метра (мінімум) і вибирають оптимальний тип долота для кожного інтервалу.

Для орієнтованого вибору типу бурових доліт в залежності від механічних і абразивних властивостей скористаємося табл. 1 [1].

Прийняті типи доліт наведені в табл. 3.

Таблиця 4.1

інтервал буріння	характеристика порід		Тип долота	Допустиме навантаження, кН
	категорія по буримости	категорія по абразивності		
0-800	I-II	I-II	III393,7М - ЦВ	470
800-1800	III	II	III295,3М - ЦВ	400
1800-2600	IV	IV	III295,3МС - ГВ	400
2600-3100	VI	V	III190,5Т - ГНУ	250

5 Бурильная колона

Вибір діаметрів УБТ і бурильних труб

При виборі діаметрів УБТ і бурильних труб враховують рекомендовані співвідношення між діаметрами доліт, УБТ і бурильних труб (табл. 2) [7].

Крім цього, вибирають діаметри бурильних і обважнених бурильних труб так, щоб витримувалися такого співвідношення:

для $D_d \square 295,3$ мм:

$$- \frac{d_{УБТ}}{D_d} = 0,75 - 0,85; d_{УБТ} = 0,75 \cdot 190,5 \approx 143 \text{ мм, приймаємо } d_{УБТ} = 146 \text{ мм;}$$

$$- \frac{d_{БТ}}{d_{УБТ}} = 0,75 - 0,80; d_{БТ} = 0,75 \cdot 146 \approx 110 \text{ мм, приймаємо } d_{БТ} = 114 \text{ мм.}$$

Таблиця 5.1

Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ $\varnothing 114$ мм [2, с. 55, 57].

Діаметр, мм		Товщина стінки, мм	замок			Розтягуються навантаження до межі текучості				Маса 1 м, кг
зовнішній	мінімальний		Тип	внутр. діаметр, мм	різьба	Д	До	Е	Л	
114	78	8	ЗШ-146	80	3-121	980	1320	1420	1710	24,2
	74	9				1130	1470	1610	1910	26,5
	70	10				1220	1610	1760	2100	28,9

вибір КНБК

Компонування низу бурильної колони проектують з урахуванням профілю стовбура свердловини і схильності порід до викривлення свердловини. Для вертикальних свердловин це переважно один або два наддолотного калібратора, одна або дві УБТ (збалансовані, квадратні або спіральні) максимально-можливого діаметра, стабілізатор і далі УБТ розрахованого діаметра [1].

Довжина і компоновка УБТ

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину УБТ визначають за формулою

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{KG_{\text{д}}}{q_{\text{УБТ}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right)}$$

де $l_{\text{УБТ}}$ - довжина УБТ, м;

K - коефіцієнт резерву, $K = 1,20-1,25$;

$G_{\text{д}}$ - осьова навантаження, Н;

$q_{\text{УБТ}}$ - вага 1 м УБТ, Н / м; $q_{\text{УБТ}} = 102,9$ кг [2, с. 50].

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{1,2 \cdot 25000}{102,9 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} \approx 351 \text{ м}$$

Отриману довжину УБТ округлюють в більшу сторону до величини, яка кратна довжині свічки, з урахуванням довжини свічки (25 м) приймаємо $l_{\text{УБТ}} = 350$ м.

Довжину УБТ необхідно перевірити на стійкість від дії власної ваги. Для цього визначають критичну довжину УБТ за формулою:

$$l_{\text{УБТ}}^{\text{кр}} = 1,94 \sqrt{\frac{EI}{q_{\text{УБТ}}}}$$

де E - модуль пружності матеріалу (стали), Н / м²;

I - момент інерції при згині, М⁴.

$$I = \frac{\pi}{64} (d_{\text{н}}^4 - d_{\text{вн}}^4) = \frac{3,14}{64} (0,146^4 - 0,0683^4) = 0,000021 \text{ м}^4$$

де $d_{\text{н}}$, $d_{\text{вн}}$ - відповідно зовнішній і внутрішній діаметр УБТ, м.

$$l_{\text{УБТ}}^{\text{кр}} = 1,94 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,000021}{1029}} = 127 \text{ м.}$$

якщо $l_{\text{УБТ}} \geq l_{\text{УБТ}}^{\text{кр}}$ то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно передбачити включення в компоновку УБТ центруючих пристроїв. Місце встановлення центраторів, відстань між ними і їх діаметр визначають згідно рекомендацій [1, табл. 4.29, 4.30]. Центратори будуть встановлені через кожні 125 м (2 центратори).

Над УБТ рекомендується розміщувати наддолотного комплект бурильних труб. Для цього переважно вибирають труби зі сталі групи міцності "Д" з найбільшою товщиною стінки і довжиною 250-300 м [2].

Приймаємо довжину наддолотного комплекту - 300 м (12 свічок) з труб ТБВ - 114 зі сталі групи міцності "Д" з товщиною стінки - 10 мм.

Конструкція бурильної колони

При визначенні конструкції бурильної колони приймаємо, що бурильний колона має одноступенчатую конструкцію, тобто при однаковому зовнішньому діаметрі складається з декількох секцій, які відрізняються одна від одної довжиною, товщиною стінки і групою міцності. Для першої секції приймають бурильні труби групи міцності "Д" з мінімальною товщиною стінки.

Довжину першої секції визначають з умов допустимих напружень на розтягнення за формулою:

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_t(G_{УБТ} + G + G_{НК}) \left(1 - \frac{\rho_{пр}}{\rho_m}\right) - P_n F_n}{K q_1 \left(1 - \frac{\rho_{пр}}{\rho_m}\right)},$$

$$Q_{p1} = \frac{Q_t}{K_1 n},$$

де Q_{p1} - допустиме навантаження розтягування для труб першої секції, Н;

K_t - коефіцієнт тертя ($K_t = 1,15$);

$G_{УБТ}$ - вага УБТ, Н;

G - вага забійного двигуна, Н;

$G_{НК}$ - вага наддолотного комплекту, Н;

P_n - сумарні втрати тиску в забійній двигуні і долоті, Па;

F_n - площа прохідного перетину бурильної труби, м²;

q_1 - вага 1 м бурильних труб першої секції, Н / м;

Q_t - розтягуються навантаження до межі текучості матеріалу труб, Н
(наводиться в технічній характеристиці труб табл. 4);

n - коефіцієнт запасу міцності (при бурінні забійними двигуном $n = 1,3$; при роторному бурінні $n = 1,4$);

K_1 - коефіцієнт, що враховує дію крутного моменту і моменту вигину (при бурінні забійними двигуном $K_1 = 1$; при роторному бурінні $K_1 = 1,04$).

Перша секція: сталь групи міцності Д, товщина стінки - 8 мм

$$Q_{p1} = \frac{980}{1,04 \cdot 1,4} = 648 \text{кН};$$

$$l_1 = \frac{648000 - 1,15(350 \cdot 1029 + 300 \cdot 289 + 300) \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right) - 13000000 \cdot 0,785 \cdot 0,070^2}{1,15 \cdot 242 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 603 \text{м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_1 = 600$ м.

Якщо сумарна довжина КНБК, УБТ і першої секції менше глибини свердловини, то за першої секцією встановлюють другу, більш міцну (з більшою товщиною стінки або більшої міцності). Довжина другої і наступних секцій визначається за формулою:

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{k_{q2}(1 - \rho_{пр} \rho_M)}; \quad l_3 = \frac{Q_{p3} - Q_{p2}}{k_{q3}(1 - \rho_{пр} \rho_M)},$$

де l_2, l_3 - довжина другої і третьої секції;

Q_{p2}, Q_{p3} - допустима розтягуються навантаження для труб другої і третьої секції;

q_2, q_3 - вага 1 м бурильних труб другої і третьої секції.

Друга секція: сталь групи міцності Д, товщина стінки - 9 мм

$$Q_{p2} = \frac{1130}{1,04 \cdot 1,4} = 776 \text{кН}; \quad l_2 = \frac{776 - 648}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 506 \text{м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_2 = 500$ м.

Третя секція: сталь групи міцності Д, товщина стінки - 10 мм

$$Q_{p3} = \frac{1220}{1,04 \cdot 1,4} = 837 \text{кН}; \quad l_3 = \frac{837 - 776}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 221 \text{м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_3 = 200$ м.

Четверта секція: сталь групи міцності К, товщина стінки - 8 мм

$$Q_{p4} = \frac{1320}{1,04 \cdot 1,4} = 906 \text{кН}; \quad l_4 = \frac{906 - 837}{1,15 \cdot 0,242 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 298 \text{м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_4 = 275$ м.

П'ята секція: сталь групи міцності К, товщина стінки - 9 мм

$$Q_{p5} = \frac{1470}{1,04 \cdot 1,4} = 1009 \text{кН}; l_5 = \frac{1009 - 906}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 407 \text{м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_5 = 400$ м.

Шоста секція: сталь групи міцності К, товщина стінки - 10 мм

$$Q_{p6} = \frac{1610}{1,04 \cdot 1,4} = 1105 \text{кН}; l_6 = \frac{1105 - 1009}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 348 \text{м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_6 = 325$ м.

Сьома секція: сталь групи міцності Е, товщина стінки - 10 мм

$$Q_{p7} = \frac{1760}{1,04 \cdot 1,4} = 1208 \text{кН}; l_7 = \frac{1208 - 1105}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 373 \text{м}$$

З огляду на проектну глибину свердловини:

$$L_7 = L_{скв} - (l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_{УБТ} + l_{НК})$$

$$L_7 = 3100 - (600 + 500 + 200 + 275 + 400 + 325 + 300 + 350) = 150$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_7 = 150$ м.

Таблиця 5.2 Зведена таблиця конструкції бурильної колони.

№ секції	Товщин а стінки, мм	Група міцності стали	Глибина спуску, м		Довжин а секції, м	Вага 1 труби, кН	Вага секції, кН
			від	до			
7	10	Е	0	150	150	0,289	43,35
6	10	До	150	475	325	0,289	93,925
5	9	До	475	875	400	0,265	106
4	8	До	875	1150	275	0,242	66,55
3	10	Д	1150	1350	200	0,289	57,8
2	9	Д	1350	1850	500	0,265	132,5
1	8	Д	1850	2450	600	0,242	145,2
НК	10	Д	2450	2750	300	0,289	86,7
УБТ	26	Д	2750	3100	350	1,029	360,15
						РАЗОМ	≈ 1100

6 Вибір режиму буріння

1. Визначають необхідну осьову навантаження на долото C_d .

$$C_d = c_p D_d$$

де D_d - діаметра долота, м;

Розраховану величину осьового навантаження на долото порівнюємо з допустимим (паспортним) для даного типорозміру долота $[C_d]$.

$$\underline{\text{Ш393,7М - ЦВ}} C_d = 1 \cdot 10^5 \cdot 0,3937 = 39370\text{Н} \approx 40 \text{ кН} < [C_d] = 470 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш295,3М - ЦВ}} C_d = 1 \cdot 10^5 \cdot 0,2953 = 29530\text{Н} \approx 30 \text{ кН} = [C_d] = 400 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш295,3МС - ГВ}} C_d = 5 \cdot 10^5 \cdot 0,2953 = 147650\text{Н} \approx 150 \text{ кН} < [C_d] = 400 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш190,5Т - ГНУ}} C_d = 13 \cdot 10^5 \cdot 0,1905 \approx 250000\text{Н} \approx 250 \text{ кН} = [C_d] = 250 \text{ кН.}$$

2. Частота обертання долота.

Частота обертання приймається в залежності від типу долота і типу опори долота [4,5].

$$\underline{\text{Ш393,7М - ЦВ}} n_d = 300 \text{ об / хв.}$$

$$\underline{\text{Ш295,3М - ЦВ}} n_d = 300 \text{ об / хв.}$$

$$\underline{\text{Ш295,3МС - ГВ}} n_d = 300 \text{ об / хв.}$$

$$\underline{\text{Ш190,5Т - ГНУ}} n_d = 80 \text{ об / хв.}$$

3. Витрата промивної рідини вибирають з двох умов

а) З умови очищення вибою від вибуренної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}}$$

де Q_1 - витрата промивальної рідини, $\text{м}^3 / \text{с}$;

q_0 - питома витрата промивальної рідини, $\text{м}^3 / \text{с}$ на 1 м^2 забою

$q_0 = 0,35-0,5$ - при роторному способі і електробуренні;

$F_{\text{заб}}$ - площа забою свердловини, м^2 .

$$\underline{\text{Ш393,7М - ЦВ}} Q_1 = 0,785 \cdot 0,3937^2 \cdot 0,4 = 0,049 \text{ м}^3 / \text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3М - ЦВ}} Q_1 = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 0,4 = 0,028 \text{ м}^3 / \text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3МС - ГВ}} Q_1 = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 0,4 = 0,028 \text{ м}^3 / \text{с};$$

$$\underline{\text{Ш190,5Т - ГНУ}} Q_1 = 0,785 \cdot 0,1905^2 \cdot 0,4 = 0,012 \text{ м}^3 / \text{с};$$

б) З умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\min} F_{\text{кп}}$$

де V_{\min} - мінімально допустима швидкість руху промивної рідини в кільцевому просторі, м / с

в скельних породах беруть $V_{\min} = 0,7-1,0$ м / с;

в м'яких $V_{\min} = 1,0-1,4$ м / с;

при бурінні долотами великого діаметра $V_{\min} = 0,3-0,5$ м / с.

$$\text{Ш393,7М - ЦВ } Q_2 = 0,785 \cdot (0,3937^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,111 \text{ м}^3 / \text{с};$$

$$\text{Ш295,3М - ЦВ } Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,059 \text{ м}^3 / \text{с};$$

$$\text{Ш295,3МС - ГВ } Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,059 \text{ м}^3 / \text{с};$$

$$\text{Ш190,5Т - ГНУ } Q_2 = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,114^2) \cdot 0,7 = 0,013 \text{ м}^3 / \text{с};$$

З розрахованих значень вибирають більше, яке потім узгоджують з технічною характеристикою бурової установки.

Таблиця 6

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		Z , даН	n , Об / хв	Q , Дм ³ / с
Ш393,7М - ЦВ	0-800	4000	300	111
Ш295,3М - ЦВ	800-1800	3000	300	59
Ш295,3МС - ГВ	1800-2600	15000	300	59
Ш190,5Т - ГНУ	2600-3100	25000	80	13

7 Промивання свердловини

Технологія приготування, очищення і обробки бурових розчинів

Для приготування і обробки бурового розчину використовують глиномішалку і фрезерно-струменевий млин.

Лопатева глиномішалка складається з металічної ємності. До торців несучих стінок ємності приварені кронштейни, на яких встановлюються підшипники вала. В середині ємності обертається вал, що має п'ять лопаток розміщених під кутом 90°. Зазор між кінцями лопаток і стінками ємності не менше 30-35 мм. Привід вала від електродвигуна приводиться за допомогою клинопасової передачі через шківи. Глиномішалку завантажують через люк, що закривається кришкою. Зливають приготовлений розчин через зливний патрубок. Встановлюється на високих дерев'яних або сталевих опорах. Глиномішалки – агрегати періодичної дії.

Фрезерно-струменевий млин являється агрегатом безперервної дії.

Основні вузли:

- ротор;
- приймальний бункер;
- запобіжна плита;
- ловушка для каміння;
- диспергуюча рифлена плита;
- лоток для відводу глинистого розчину.

При роботі фрезерно-струменевого млина первинне подріблення глини проходить на диспергуючій плиті. Більш тонке подріблення твердих компонентів розчину забезпечується при ударах струменів, що виходять із лопаток ротора, об вихідну решітку. Комочки матеріалу, що не проходять через решітку, попадають на ротор і повторно подрібнюються на диспергуючій плиті.

Переваги фрезерно-струменевих млинів: – висока продуктивність при безервньому завантаженні, простота конструкції і висока економічність експлуатації.

Недоліки – бурові розчини мають низьку якість в наслідок вмісту в них великої кількості глинистих частинок, що не розмішалися.

Хімічна обробка та обваження бурових розчинів здійснюється в основному за допомогою механічної двохвальної мішалки та ФСМ. Є первинна і вторинна обробка глинистих розчинів. Перша ставить собі за мету створення глинистих розчинів заданої якості. Ця обробка здійснюється в процесі приготування глинистих розчинів або в процесі циркуляції розчину в свердловині, коли необхідно змінити його якість у відповідності з очікуваними умовами буріння. Частина реагентів найбільшу дію пред'являє, коли додається у воду на якій готувався глинистий розчин. Інші, наприклад КМЦ, вводити таким чином не рекомендується, затягується приготування розчину, дисперсія глини, не ефективно. Тому порядок первинної хімічної обробки в процесі приготування розчину визначається в основному видами реагентів і сформованою технологією робіт.

Первинна хімічна обробка в процесі циркуляції розчину здійснюється рівномірним введенням в жолобну систему раніше приготовленого в глиномішалці реагента з таким розрахунком, щоб виконати обробку за 1-2 повних оберта промивної рідини в свердловині.

Вторинна хімічна обробка полягає в тому щоб підтримати властивості розчину, отриманих при первинній обробці. Змінення властивостей промивної рідини а в процесі буріння визначається характером впливу на розчин порід, що проходять, ступінь мінералізації підземних вод і ряд інших факторів може вимагати багаторазову обробку. Інтервал через який необхідно виконати додаткову вторинну обробку, зумовлюється інтенсивністю змінення властивостей розчину. Будь-якому виду хімічної обробки повинні бути

зроблені лабораторні дослідження, в результаті яких підбирається найбільш ефективний реагент та обумовлюється його оптимальна концентрація.

Очищення бурових розчинів

Для очистки бурового розчину використовують вібраційні сита, дегазатор, піско- і муловідділювачі.

Вібросита складаються з вібруючих рам, змонтованих на станині з розподілюючим жолобом, трансмісії і електродвигунами. Рама з вібратором закріплена на ресорах і має дві ситові касети, встановлені послідовно. Сітки натягують на касети. При спрацюванні їх легко замінити. Це сито допускає швидку заміну сіток, які можуть бути сталеві або з синтетичних матеріалів. На вібруючій рамі розміщені ексцентрикові вібратори зі шківом, які з'єднуються клинопасовою передачею з ведучим шківом електродвигуна. Дві вібруючі рами з'єднані з опорою нерухомою рамою при допомозі кільцевих пружинних амортизаторів.

Дегазатор бурового розчину застосовують для вторинного видалення газу, який залишився в розчині. Вакуумний дегазатор ДВС-III складається з металевої рами, на якій змонтований резервуар, в який поступає розчин, над резервуаром змонтована циліндрична камера, розділена в середині перегородкою. Над кожною частиною резервуара розміщені дві дегазаційні камери, вони з'єднані з вакуумною лінією насоса, за рахунок чого в одній із них створюється розрідження, під дією якого розчин з газом поступає в одну з камер по всмоктувальному патрубку з прийомним клапаном із резервуара. В них проходить відділення розчину від газу. Чистий розчин зливається по сепараційному конусі в відсік циліндричної камери, а газ відкачується в вакуум насоса. Після повного заповнення камери розчину, проходить переключення клапана, вакуум-насос починає відкачувати газ з іншої камери. В той же час із заповненої камери очищений розчин зливається по вихідному патрубку в прийомний резервуар бурового насоса.

Гідроциклони по принципу дії являють собою інерційно-гравітаційні відділювачі грубо дисперсного шламу від бурового розчину. Для відділення з розчину піску розміром частинок більше 0,074 мм застосовують гідроциклони діаметром більше 150 мм (ПГ-50), а для відділення мулу з розміром частинок менше 0,074 мм застосовують гідроциклони діаметром 50-100 мм (ИМ-45)

Гідроциклони складаються з металевого корпусу з тангенційним патрубком до якого кріпиться гумове сопло і під'єднуюча труба. В середині корпусу встановлений і закріплений цільнолитий порожнинний гумовий корпус, до нижньої частини якого приєднується змінна піскова насадка (вихідний отвір якої діаметром 15-25 мм).

Принцип роботи: буровий розчин подається насосами по тангенційному патрубку в гідро-циклон. Під впливом відцентрових сил більш важкі частини відкидаються до периферії корпусу гідро циклона, по конусу опускається вниз і через насадку змивається назовні. Частинки бурового розчину концентруються в центральній частині гідро циклона і через патрубок у верхній частині зливається в ємність циркуляційної системи.

Обґрунтування щільності промивної рідини

Щільність промивної рідини вибирається згідно суміщеного графіка тисків (див. Табл. 2) і уточнюється для кожного інтервалу сумісних умов буріння за формулою:

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH}$$

де $P_{\text{пл}}$ - пластовий тиск в інтервалі свердловині для якого визначається ;

g - прискорення земного тяжіння, м / с²;

H - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

- інтервал буріння 0-800 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,1 \cdot (10400 \cdot 800)}{9,81 \cdot 800} \approx 1166 \text{ кг / м}^3$;

- інтервал буріння 800-2600 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (11000 \cdot 2600)}{9,81 \cdot 2600} \approx 1177 \text{ кг / м}^3$;

- інтервал буріння 2600-3100 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (12400 \cdot 3100)}{9,81 \cdot 3100} \approx 1330 \text{ кг / м}^3$;

Методика гідравлічного розрахунку

Визначають гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи [6]

$$P = P_{\text{т}} + P_{\text{кп}} + P_{\text{з}} + P_{\text{УБТ}} + P_{\text{кпУБТ}} + P_{\text{обв}} + P_{\text{д}}$$

де P - сумарні гідравлічні втрати тиску в циркуляційної системі, Па;

$P_{\text{т}}$ - втрати тиску в бурильних трубах, Па;

$P_{\text{кп}}$ - втрати тиску в кільцевому просторі за бурильними трубами, Па;

$P_{\text{з}}$ - втрати тиску в замках і муфтах, Па;

$P_{\text{УБТ}}$ - втрати тиску в УБТ, Па;

$P_{\text{кпУБТ}}$ - втрати тиску в кільцевому просторі за УБТ, Па;

$P_{\text{обв}}$ - втрати тиску в наземній обв'язці (стояку, буровому шлангу, провідній трубі, вертлюге), Па;

$P_{\text{д}}$ - втрати тиску в долоті, Па.

Для визначення втрат тиску в трубах і кільцевому просторі необхідно визначити режим руху, в залежності від якого вибирають ті чи інші розрахункові формули. Для цього визначають фактичне Re і критичне $Re_{\text{кр}}$.

$$Re = \frac{\rho_{\text{пр}} V d_{\text{г}}}{\eta_{\text{пл}}}$$

де V - швидкість руху промивної рідини, м / с;

$d_{\text{г}}$ - гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметр труби d в або різниці діаметрів $d_{\text{г}} = D_{\text{с}} - d_{\text{н}}$ - для кільцевого простору, м;

$D_{\text{с}}$ - діаметр свердловини, м;

$d_{\text{н}}$ - зовнішній діаметр бурильної колони, м;

$$\eta_{\text{пл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{пр}} - 0,022$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 He^{0,58}$$

де He - критерій Хелстрема;

$$He = \frac{\rho_{\text{пр}} \tau_0 d_{\text{г}}^2}{\eta_{\text{пр}}^2}$$

де

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{пр}} - 7$$

Якщо $Re < Re_{кр}$ - режим руху ламінарія.

Якщо $Re > Re_{кр}$ - режим руху турбулентний.

$$V = \frac{Q}{F}$$

де F - площа поперечного перерізу, м²;

$$\text{для труб } F = \frac{\pi}{4} d_B^2$$

$$\text{Для кільцевого простору } F = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_3^2)$$

При ламінарному режимі течії втрати тиску в бурильних трубах і кільцевому просторі визначають за формулами:

$$p_T = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n d_B}$$

$$p_{кп} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n (D_c - d_3)}$$

де l - довжина секцій бурильних труб однакового діаметра;

$$Sen = \frac{\tau_0 d_T}{\eta_{\text{пл}} V}$$

При турбулентному режимі руху втрати тиску в бурильних трубах і кільцевому просторі визначають за формулою Дарсі-Вейсбаха

$$P = \lambda \frac{V^2 \rho_{\text{пр}} l}{2 d_T}$$

де для труб

$$\lambda_T = 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta}{d_T} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25}$$

для кільцевого простору

$$\lambda_T = 0,106 \left(1,46 \frac{\Delta}{D_c - d_3} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25},$$

Аналогічно знаходять втрати тиску в УБТ (РУБТ) і кільцевому просторі за УБТ (РкпУБТ).

Втрати тиску в замках визначають за формулою Борда-Карно

$$P_3 = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i,$$

V - середня швидкість руху рідини в трубах або несуженої частини кільцевого простору, м / с;

i - кількість замків.

$$\xi = k_{\text{ПК}} \left(\frac{F}{F_{\text{КП}}} - 1 \right),$$

де $k_{\text{ПК}}$ - досвідчений коефіцієнт, який враховує особливості конфігурації місцевого опору в прохідному каналі;

F - площа поперечного перерізу каналу труб або несуженої частини кільцевого простору, м²;

$F_{\text{КП}}$ - найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м².

$$i = \frac{l}{l_T},$$

де l - довжина бурильних труб однакового діаметра;

l_T - довжина однієї труби.

Втрати тиску в наземні об'язки знаходимо за формулою

$$P_{\text{обв}} = (\lambda_c + \lambda_{\text{бш}} + \lambda_v + \lambda_{\text{вт}}) \rho_{\text{пр}} Q^2,$$

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті, визначають як різницю між тиском, що розвиває насос (або насоси) при обраному діаметрі втулок, і сумою втрат в циркуляційній системі.

$$P_d = b_p P_n - \sum P_i,$$

де P_d - резерв тиску, який можна реалізувати в долоті;

$b_p = 0,75-0,8$ - коефіцієнт, що враховує те, що тривалий робочий тиск нагнітання бурових насосів повинно бути, згідно правил ведення бурових робіт, менше паспортного на 20-25%;

P_n - тиск, який розвиває насос, Па;

За значенням P_d необхідно встановити можливість використання гідромоніторного ефекту при бурінні даного інтервалу свердловини.

Для цього визначають швидкість руху рідини в промивних отворах долота за формулою

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{пр}}}$$

Якщо отримане значення швидкості перевищує 80 м / с, то це означає, що розглянутий інтервал можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

Необхідно мати на увазі, що перепад тиску, який спрацьовує в насадках гідромоніторного долота, не повинен перевищувати деякого граничного значення РКР, яке обумовлено як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають $P_{кр}=12-13$ МПа.

Тому підбирають такі значення V_d і P_d , щоб виконувалися умови:

$$V_d \geq 80 \text{ м / с}$$

$$P_d < P_{кр}$$

При виконанні цих умов визначають сумарну площу насадок f_d гідромоніторного долота за формулою

$$f_d = \frac{Q}{V_d}$$

За величиною f_d підбирають діаметри насадок гідромоніторного долота за формулою

$$d_n = \sqrt{\frac{4f_d}{\pi n}}$$

де d_n - діаметр насадки, м;

n - кількість насадок.

Якщо значення швидкості не перевищує 80 м / с, то даний інтервал недоцільно бурити з використанням гідромоніторного ефекту. В цьому випадку необхідно перейти на долото з центральною системою промивання і знайти перепад тиску в долоті за формулою

$$P_d = \frac{\rho_{пр} V^2}{2\mu_d^2} = \frac{\rho_{пр} Q^2}{2\mu_d^2 f_d^2}$$

де V - середня швидкість руху рідини в каналах долота.

У разі якщо сума втрат тиску перевищує тиск, який розвиває насос при заданому діаметрі втулок (з урахуванням коефіцієнта $\nu_r = 0,75-0,8$), то необхідно визначити допустиму глибину буріння при даному витраті Q . Для подальшого буріння необхідно зменшити витрату промивної рідини і провести аналогічний розрахунок при новому витраті.

розрахунок

Втрати тиску в бурильних трубах

$$\eta_{\text{пл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 0,022 = 0,022$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 7 \approx 4; F = 0,785 \cdot 0,094^2 = 0,007\text{м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,007} = 1,9\text{м} / \text{с}$$

$$\text{Re} = \frac{1330 \cdot 1,9 \cdot 0,094}{0,022} = 11476$$

$$\text{He} = \frac{1330 \cdot 4 \cdot 0,094^2}{0,022^2} = 113543$$

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 4 \cdot 113543^{0,58} = 5520$$

Оскільки $\text{Re} > \text{Re}_{\text{кр}}$ - режим руху турбулентний, тоді

$$\lambda_T = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,094} + \frac{110}{5520} \right)^{0,25} = 0,04$$

$$P_T = 0,04 \frac{1,9^2}{2} \frac{1330}{0,094} 2750 = 2,9 \cdot 10^6 \text{Па} = 2,9 \text{МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі

$$\eta_{\text{пл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 0,022 = 0,022$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 7 \approx 4; F = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,114^2) = 0,018\text{м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,018} = 0,7\text{м} / \text{с}$$

$$\text{Re} = \frac{1330 \cdot 0,7 \cdot (0,1905 - 0,114)}{0,02} = 3440$$

$$\text{He} = \frac{1330 \cdot 4 \cdot (0,1905 - 0,114)^2}{0,022^2} = 75201$$

$$Re_{кр} = 2100 + 4 \cdot 75201^{0,58} = 4793$$

Оскільки $Re < Re_{кр}$ - режим руху ламінарний, тоді

$$Sen = \frac{4 \cdot (0,1905 - 0,114)}{0,02 \cdot 0,7} = 22$$

$$P_{кп} = \frac{4 \cdot 4 \cdot 2750}{0,52 \cdot (0,1905 - 0,114)} = 1,2 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,2 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в замках

$$i = \frac{2750}{25} = 110 \text{ шт.} \quad \xi_1 = 1,5 \cdot \left(\frac{0,094^2}{0,07^2} - 1 \right) = 1,2; \quad \xi_2 = 1,5 \cdot \left(\frac{(0,1905^2 - 0,114^2)}{(0,1905^2 - 0,146^2)} - 1 \right) = 0,8$$

$$P_3 = 1330 \cdot 110 \cdot \left[\left(1,2 \cdot \frac{1,9^2}{2} \right) + \left(0,8 \cdot \frac{0,7^2}{2} \right) \right] \approx 0,5 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,5 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в УБТ

$$\eta_{шт} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 0,022 = 0,022$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 7 \approx 4; \quad F = 0,785 \cdot 0,0683^2 = 0,004 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,004} = 3,25 \text{ м / с}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 3,25 \cdot 0,0683}{0,022} = 14262$$

$$He = \frac{1330 \cdot 4 \cdot 0,0683^2}{0,022^2} = 59944$$

$$Re_{кр} = 2100 + 4 \cdot 59944^{0,58} = 4461$$

Оскільки $Re > Re_{кр}$ - режим руху турбулентний, тоді

$$\lambda_T = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,0683} + \frac{110}{14262} \right)^{0,25} = 0,035$$

$$P_{УБТ} = 0,035 \frac{3,25^2}{2} \frac{1330}{0,0683} 350 \approx 1,5 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,5 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі за УБТ

$$\eta_{шт} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 0,022 = 0,022$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 7 \approx 4; \quad F = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,146^2) = 0,012 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,012} = 1,1 \text{ м / с}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 1,1 \cdot (0,1905 - 0,146)}{0,022} = 3145$$

$$He = \frac{1330 \cdot 4 \cdot (0,1905 - 0,146)^2}{0,022^2} = 25446$$

$$Re_{кр} = 2100 + 4 \cdot 25446^{0,58} = 3537$$

Оскільки $Re < Re_{кр}$ - режим руху ламінарний, тоді

$$Sen = \frac{4 \cdot (0,1905 - 0,146)}{0,02 \cdot 1,1} = 8$$

$$P_{кпУБТ} = \frac{4 \cdot 4 \cdot 350}{0,33 \cdot (0,1905 - 0,146)} = 0,4 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,4 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в обв'язці

$$P_{обв} = (3,4 + 0,52 + 0,44 + 1,8) \cdot 10^5 \cdot 1660 \cdot 0,013^2 = 0,15 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,15 \text{ МПа.}$$

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

$$P_d = 0,8 \cdot 32 - (2,9 + 1,2 + 0,5 + 1,5 + 0,4 + 0,15) \approx 19 \text{ МПа}$$

Швидкість руху рідини в проливних отворах долота

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{пр}}}, \text{ м / с}$$

Оскільки швидкість перевищує 80 м / с, то це означає, що розглянутий інтервал можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

Необхідно мати на увазі, що перепад тиску, який спрацьовує в насадках гідромоніторного долота, не повинен перевищувати деякого граничного значення РКР, яке обумовлено як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають $R_{кр} \approx 12-13$ МПа. Т.к $P_d = 18 \text{ МПа} > R_{кр}$, то приймаємо $P_d = R_{кр} = 13 \text{ МПа}$.

$$V_d = 0,9 \sqrt{\frac{2 \cdot 13 \cdot 10^6}{1285}} = 128 \text{ м / с}$$

Тому підбирають такі значення V_d і P_d , щоб виконувалися умови:

$$V_d \geq 80 \text{ м / с}$$

Оскільки швидкість перевищує 80 м / с, то це означає, що розглянутий інтервал можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

Сумарна площа насадок f_d гідромоніторного долота

$$f_d = \frac{0,013}{128} = 0,0001 \text{ м}^2$$

Діаметри насадок гідромоніторного долота

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,0001}{3,14 \cdot 3}} = 0,007 \text{ м} = 7 \text{ мм.}$$

8 Вибір бурового верстата, талевого каната і талевої системи

Бурові установки – це комплексні системи, що складаються з наземних споруд, бурового обладнання та механізмів, силового приводу, контрольно-вимірювальних приладів, допоміжних вантажопідйомних механізмів, засобів автоматизації та механізації важких процесів, які необхідні для будівництва свердловини.

При пошуково-розвідувальному бурінні або бурінні свердловин нафтового чи газового родовища велике значення має правильність вибору бурової установки, яка для даного району буде найбільш економічною. Бурові установки повинні відповідати меті буріння, конструкціям свердловини, кліматичним, геологічним та географічним, енергетичним, шляхово-транспортним умовам. Якщо район робіт електрифікований, має лінії електропередач необхідної потужності, то необхідно використовувати бурові установки з електричним приводом; якщо не електрифікований, то з дизельним приводом. Експлуатаційні характеристики бурової установки повинні забезпечувати оптимальні умови при бурінні свердловини проектної глибини установками відповідного класу.

Основними параметрами бурової установки є:

- допустиме навантаження на крюк, яке характеризує можливість бурової установки сприймати всі види вертикальних навантажень від ваги бурильної, обсадної колон; навантажень, які виникають при ліквідації аварій та ускладнень;
- умовна глибина буріння, яка може збільшуватись чи зменшуватись у зв'язку з можливою зміною конструкції свердловини, що визначає вагу бурильних і обсадних колон.

Згідно ЕТП п. 5.3 вибір бурової установки повинен проводитись згідно ГОСТ 16293-82, виходячи з:

- максимально допустимого робочого навантаження на гаку від ваги бурильної колони в повітрі;

- ваги найбільш важкої обсадної колони чи її секції.

Вибір бурової установки і обладнання

Відповідно до проектною глибиною свердловини і необхідної вантажопідйомністю приймаємо бурову установку Уралмаш 3900/225 ЕК-БМ. [8]

Установки цього типу вперше розроблені фірмою "Уралмаш - Бурове обладнання" і не мають аналогів за кордоном. [8]

Призначені для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 4500 метрів в районах з помірним кліматом (при температурах від -45оС до +40оС), при розробці родовищ з вмістом сірководню менше 6%.

Обладнання складається з наступних основних частин: вищечних блоку, лебедочного блоку, блоків переміщення і вирівнювання, приймального механізованого моста зі стелажми, насосного блоку, блоку обладнання циркуляційної системи (ЦС), компресорного блоку, тиристорного блоку, блоку комплектного розподіл-пристрої.

Устаткування бурової установки сертифіковане за стандартами 4F, 7K, 8A, 8C і Q1 інституту API.

Конструктивні особливості та переваги

- Можливість буріння на ґрунтах з низькою несучою здатністю
- Здійснення центрування і вирівнювання вищечних блоку в процесі буріння
- Привід основних механізмів проводиться електродвигунами постійного струму від промислових мереж через комплектне тиристорне пристрій в контейнерному виконанні
- Екологічно чисте буріння за рахунок виключення комор

- Оптимальний режим буріння вибирається за рахунок 100% регульованого приводу основних механізмів і застосування регулятора подачі долота
- Блочно-модульне виконання
- Сучасна чотирехступенчатая циркуляційна система

Технічна характеристика бурової установки

Уралмаш 3900/225 ЕК-БМ [8]

допустиме навантаження на гаку (по ГОСТ 16293), тс	225
максимальна статичне навантаження на гаку (по API), тс	270
умовна глибина буріння (БТ-114 мм), м	3900
довжина бурильної свічки, м	25
тип приводу	електричний
Вишка УМ 45-225Р	
тип	щогла 2-х опорна
висота вишки, м	45,6
підстава	
тип	збірно-модульний
висота підстави (відмітка підлоги бурової), м	8,5
талевого система	
діаметр талевого каната, мм	28
число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6)
Лебідка ЛБУ-750 СНД	
розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	750

Вертлюг УВ-250 МА	
вантажопідйомність, тс (кН)	250 (2500)
динамічна вантажопідйомність (по АРІ), тс	145
Ротор Р-700	
розрахункова потужність приводу ротора, кВт	630
діаметр отвору в столі ротора, мм	700
допускається статичне навантаження, тс	500
Насос УНБТ-950 А2	
потужність насоса, кВт	950
максимальна подача, л / с	46
максимальний тиск (на виході), МПа	32
циркуляційна система	
загальний корисний об'єм, м ³	160
кількість ступенів очищення	4

Технічна характеристика насоса УНБТ-950-А2 [8]

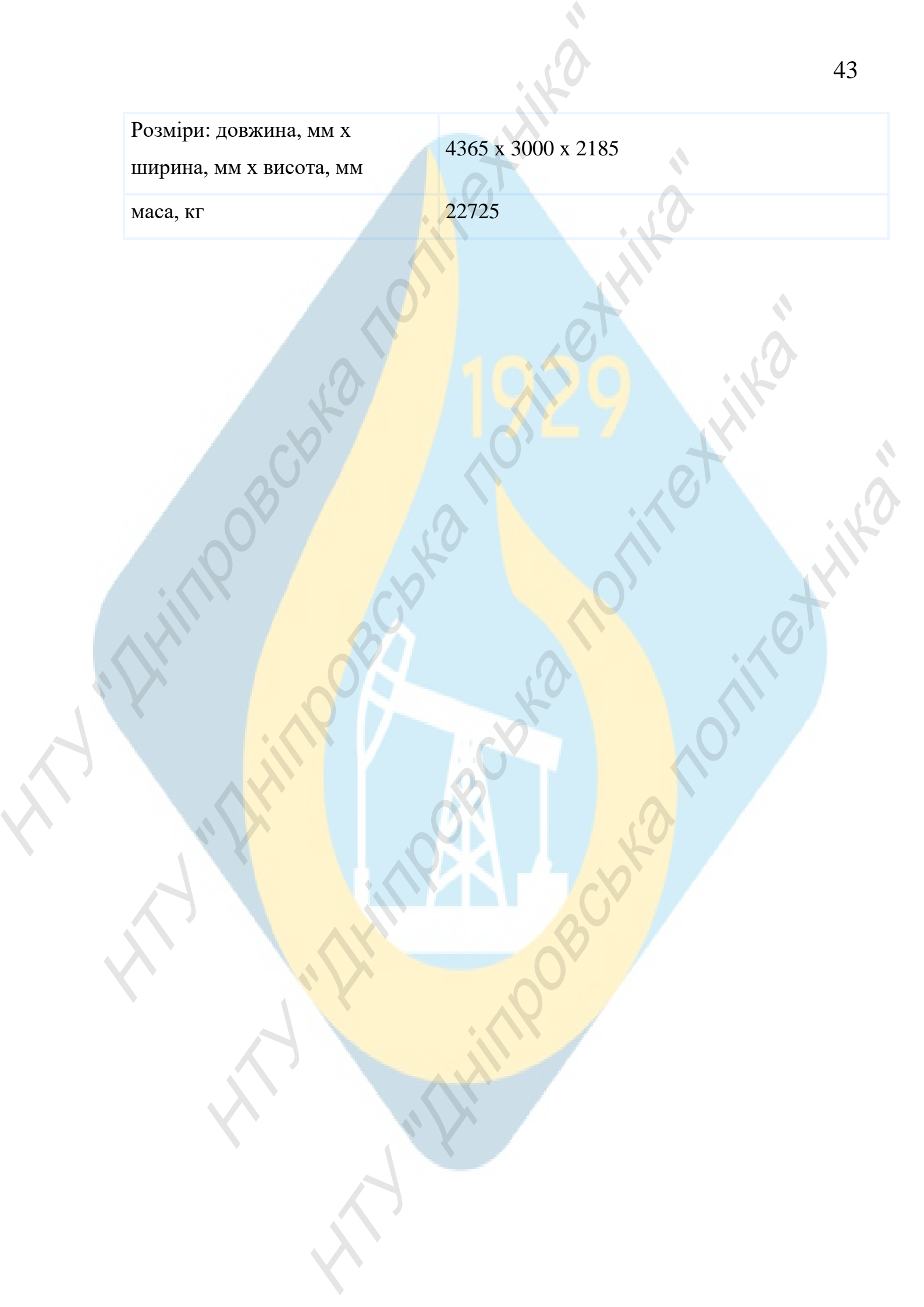
Параметри / Модель	УНБТ-950-А2
Потужність насоса, кВт	950
Число циліндрів, шт.	3
Номинальна частота ходів поршня в хв	125
Подача насоса (max), дм ³ / с	46
Тиск на виході насоса (max), МПа	32
Виконання гідравлічної частини	прямоточне
пневмокомпенсаторів	ПК70-320

Ступінь нерівномірності тиску на виході з насоса,%, не більше	5
Маса насоса без шківів, пневмокомпенсаторів і крана, кг	22070
Маса зі шківом, пневмокомпенсаторів і краном, кг	24261

Технічна характеристика лебідки ЛБУ 900 ЕТ-3 [8]

Параметри / Модель	ЛБУ 900 ЕТ-3
Максимальна вантажопідйомність, т	250 270 320
Розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	900
Діаметр талевого каната, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6) 12 (6x7)
Число швидкостей обертання підйомного вала	2
Розміри підйомного барабана (діаметр / довжина), мм	600/1243
Діаметр гальмівного диска, мм	730
Гальмівна система (основна)	приводний електродвигун
Гальмівна система (додаткова)	гальмо дисково-колодкове пневматичний для аварійної зупинки і фіксації
привід додатковий	підйом і опускання вишки, аварійний підйом труб привід від електродвигуна постійного струму з функціями РПД

Розміри: довжина, мм x ширина, мм x висота, мм	4365 x 3000 x 2185
маса, кг	22725



Технічна характеристика ротора P-700 [8]

Параметри / Модель	P-700
Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Допустима статичне навантаження на стіл ротора, тс	500
Статичний крутний момент на столі ротора, кНм	80
Частота обертання стола ротора, об / хв (не більше)	350
Передавальне число від приводного вала до столу ротора	3,61
Маса (без вкладиша), кг	4790
Розміри, мм	
A	2270
B	680
C	740
C1	665
D	+194
	5
E	1
	545
F	305
G	1200
H	775
I	2010

J	1270
---	------

Технічна характеристика вертлюга УВ-270МА [8]

Параметри / Модель	УВ-270МА
Вантажопідйомність, тс	270
Динамічна вантажопідйомність (за нормами API), тс	145
Найбільший робочий тиск, МПа	25
Діаметр прохідного отвору, мм	75
Різьба переводника для з'єднання з провідною трубою (ліва)	3-152Л
Приєднувальна різьба стовбура (ліва)	3-152Л
Висота (без переводника), мм	2411
Ширина по пальцях штропа, мм	1090
маса, кг	2200

Вибір талевого каната і талевої системи

Вибір талевого каната: до складу прийнятої бурової установки входить канат ЛК - РВ (6 x 31) діаметром 32 мм. Маса 1 м каната - 3,8 кг, максимальне розривне зусилля каната - 632,3 кН [9].

Вибір талевої системи виконується згідно з розрахунком кількості роликів лівого блоку [7]:

$$T = \frac{K_1 Q_{\Gamma}}{2P_k}$$

де T - кількість роликів талевого блоку;

Q_{Γ} - статичне навантаження на гак від ваги найбільш важкої бурильної колони;

P_k - розривна навантаження для обраного талевого каната;

K1 - запас міцності талевого каната на розрив (K1 = 4).

Порівняльна таблиця ваги бурільної и обсадних колон

Показники	бурільної колони	Проміжна колона	Проміжна колона	експлуатаційн а колона
Довжина колони, м	3100	800	2600	3100
Вага 1 м, Н		1 069	715	307
Вага колони, кН	1100	856	1860	952

$$T = \frac{4 \cdot 1860}{2 \cdot 632,3} = 5,8$$

Приймаємо кількість роликів лівого блоку T = 6 шт. Тоді оснащення талевої системи - 12-ти струнна (6x7).

9 ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ, ПРОМСАНІТАРІЯ, ПРОТИПОЖЕЖНІ ЗАХОДИ І ОХОРОНА ДОВКІЛЛЯ

9.1 Навчання та інструктаж робітників

Нафтогазовидобувне підприємство постійно впроваджує нову техніку, нові технологічні та трудові процеси, прогресивні методи праці. Тому необхідно постійно навчати робітників вмінню працювати з новим виробничим обладнанням, правильно і безпечно вести технологічні процеси.

Навчання робітничим професіям в бурінні проходить в навчально-курсних комбінатах. Для отримання кваліфікації помічника бурильника III розряду необхідно пройти 1,5-місячний курс теоретичного та 2-місячний курс практичного навчання, для підвищення кваліфікації помічника бурильника чи отримання кваліфікації бурильника – 1,5-2-місячний курс теоретичного і практичного навчання.

Незалежно від форм попереднього навчання кожний робітник при прийомі на роботу проходить ввідний інструктаж тривалістю не менше двох годин, індивідуально або в групі (до 10 чоловік), інструктаж на робочому місці (первинний), стажування на робочому місці та контроль знань по безпечному проведенню робіт. Первинний інструктаж робітник проходить також при переводі на роботу з іншим характером діяльності. Крім того, кожні 3 місяці проводиться повторний інструктаж і не рідше, чим один раз на рік – періодична перевірка знань. Передбачений також і позачерговий інструктаж, який проводиться в таких випадках:

- при зміні виробничого процесу, заміні обладнання, в результаті чого змінюються умови праці;
- якщо в цеху, на дільниці, в бригаді стався нещасний випадок, аварія;

- при введенні нових правил, інструкцій по безпечному проведенню робіт, в яких передбачені додаткові вимоги;
- якщо виявлені порушення правил, інструкцій, виробничої дисципліни, незалежно від проведених заходів впливу.

Програми всіх видів навчання та контролю знань складаються відповідно до вимог нормативних документів, затверджуються головним інженером. Ввідний інструктаж проводить служба охорони праці, первинний інструктаж робітників – майстер, стажування на робочому місці – досвідчений кваліфікований робітник, перевірка знань здійснюється спеціальною комісією в складі представника служби охорони праці, головних спеціалістів підприємства.

Робітники, які при перевірці знань, показали незадовільний результат, до роботи не допускаються. Вони повинні на протязі двох тижнів пройти повторну перевірку знань по безпечному проведенню робіт.

Проведення всіх видів інструктажів реєструється в “Журналі реєстрації інструктажів”, проведення перевірки знань – в “Журналі реєстрації перевірки знань” встановленої форми.

Ввідний інструктаж включає в себе такий перелік питань:

- 1) основні положення трудового законодавства;
- 2) правила внутрішнього розпорядку та поведінки на території підприємства, у виробничих, допоміжних приміщеннях; значення попереджувальних написів, плакатів, знаків, звукової та світлової сигналізації;
- 3) правила перевезення робітників різними видами транспорту, правила при проведенні завантажувально-розвантажувальних робіт, транспортуванні вантажів;
- 4) вимоги пожежної безпеки;

- 5) вимоги техніки безпеки при застосуванні кислот, лугів, легкозаймистих та горючих рідин, зрідженого повітря, газів, кисневих та ацетиленових балонів;
- 6) обставини та причини найбільш характерних нещасних випадків, аварій, які сталися на підприємстві внаслідок порушення правил та інструкцій по техніці безпеки та виробничій дисципліні;
- 7) методи та способи надання першої (долікарняної) допомоги при нещасних випадках, отруєннях, дії електричного струму високої напруги;
- 8) призначення та порядок використання спецодягу, спецвзуття, засобів індивідуального захисту;
- 9) основні вимоги особистої та виробничої гігієни, санітарії, порядок користування санітарно-побутовими приладами та приміщеннями;
- 10) значення вентиляції на виробництві та правила користування вентиляційними установками;
- 11) значення раціонального освітлення виробничих приміщень, робочих місць для безпечної та безаварійної роботи.

В залежності від професії та характеру роботи, робітнику пояснюють специфіку умов праці на окремих дільницях, в цехах, установках, відповідні заходи безпеки при організації робочого місця, заходи по попередженню аварій, нещасних випадків, вимоги техніки безпеки при обслуговуванні машин, агрегатів, котлів, які працюють під тиском, вантажопідйомних кранів, електроустановок та іншого небезпечного обладнання.

Первинний інструктаж містить аналогічний перелік питань.

Якщо робітник підтверджує свої знання після ввідного інструктажу, йому видають посвідчення по техніці безпеки, в якому

відмічають проходження ввідного інструктажу. Робітників, які мають посвідчення про проходження навчання і які підтвердили свої знання на даному підприємстві, звільняють від проходження стажування на робочому місці.

9.2 Підготовка бурової установки до буріння

Перед початком робіт на новій свердловині буровий майстер в присутності бурової бригади приймає від вишкомонтажної бригади наземні будівлі і обладнання бурової, проводить підготовчі роботи до буріння, до яких входять оснастка талевої системи, установка механізмів для спуско-підйомних операцій, підвіска ключів, регулювання індикатора ваги, установка і перевірка роботи об'єктів малої механізації, опресовка ліній обв'язок бурових насосів, буріння шурфу у заданому напрямку та кріплення шурфу, складання бурильних труб у свічки, спуск спрямовуючих клинів, розміщення інструменту та засобів, які забезпечують безпеку праці, та інші роботи.

Змонтовану бурову установку здають в експлуатацію тільки після прийому її комісією, яка перевіряє комплектність обладнання даної свердловини, його відповідність вимогам нормативних документів, специфіці робіт, а саме:

- 1) стан під'їзних доріг і території біля бурової, розміщення обладнання на буровій площадці;
- 2) вантажопідйомність вишки і талевої системи (повинна перевищувати максимально очікуване навантаження);
- 3) працездатність і міцність прийомного мосту, стелажів, підлоги бурової, прибудов і насосної, проходів вздовж жолобів, фундаменту вишки, основ блоків;
- 4) надійність драбин і майданчиків вишки;

- 5) працездатність контрольно-вимірювальних приладів і пускової апаратури (манометрів, індикаторів ваги, кнопок “Стоп”);
- 6) працездатність і міцність всіх щитків і огорожень частин і механізмів, які рухаються, станції управління, ланцюгових передач;
- 7) працездатність протизатягувача підйому гако-блоку під кронблок;
- 8) присутність об’єктів малої механізації та їх працездатність;
- 9) працездатність страхуючого поясу для робітника, який працює на висоті;
- 10) наявність аптечки та її укомплектованість необхідним набором перев’язувальних засобів, медикаментів для надання першої медичної допомоги при нещасних випадках;
- 11) працездатність заземлення та освітлення бурової;
- 12) працездатність ручного інструменту;
- 13) працездатність засобів зв’язку з буровою;
- 14) укомплектованість буровим і ловильним інструментом, запасними ємностями, які забезпечують подвійний (для газових свердловин – потрійний) запас промивальної рідини;
- 15) готовність бурової до роботи у зимових і літніх умовах; наявність повного комплекту пожежного інвентарю, індивідуальних засобів захисту, обладнання необхідними інструментами, плакатами по техніці безпеки і безаварійних умовах проводки свердловини.

Безпосередньо бурові роботи можна розпочинати лише тоді, коли буде складений і підписаний всіма членами приймальної комісії акт приймання повністю змонтованої бурової установки, який підтверджує працездатність бурової і обладнання, його відповідність технічній

документації. До складу комісії входять представники адміністрації, Держгіртехнагляду, пожежної інспекції, органу, який займається питаннями охорони навколишнього природного середовища.

Перед початком буріння свердловини проводять пускову конференцію, на якій присутні члени бригади, буровий майстер, а також головний інженер, головний механік, геолог, інженер по техніці безпеки, робітники технічного, технологічного, планового відділів, відділу праці і зарплати. Бутова бригада отримує геолого-технічний наряд, наряд на проведення бурових робіт і інструктивно-технологічну карту. Члени бурової бригади під час пускової конференції знайомляться з геолого-технічним нарядом, з особливостями геологічного розрізу, вивчають проектний режим буріння, отримують інструктаж по технології проходки свердловини, експлуатації обладнання та безпечним методам роботи.

Всі члени бурової бригади, які будуть брати участь у будівництві свердловини, повинні бути навчені безпечних методів роботи за своїми професіями і до початку роботи проінструктовані з загальних правил безпеки та спеціальних питань техніки безпеки та протипожежної безпеки при виконанні конкретних видів робіт. Кожному робітникові необхідно мати інструкцію про безпечні прийоми роботи за його професією, бутова бригада повинна мати інструкції з попередження відкритих фонтанів та інструкцію про дії у випадку нафтогазопроявлень.

Перед початком роботи кожний робітник повинен перевірити своє робоче місце, справність механізмів, інструментів, приладів. При виявленні несправностей вжити заходів до їх усунення. Заборонено експлуатувати несправне обладнання, інструменти, прилади і пристосування, обладнання з несправними пристроями безпеки, користуватися несправними засобами індивідуального захисту. Якщо несправні електрообладнання, лінія електропередач, необхідно відключити електропостачання та викликати електрика.

Заборонено експлуатувати обладнання, інструменти, прилади при навантаженнях, тисках, температурах, які виходять за межі, вказані у паспорті.

9.3 Заходи безпеки при виконанні робіт

Основні джерела підвищеної небезпеки у процесі буріння свердловини можна поділити на такі групи:

- 1) роботи пов'язані з переміщенням вантажів, які мають велику вагу і можуть спричинити у випадку падіння важкі травми робітникам (труби, долота, вибійні двигуни та інші інструменти, недостатньо або неправильно закріплена вишка);
- 2) експлуатація механізмів, що обертаються (ротор, лебідка, насоси);
- 3) можливість руйнування вузлів обладнання, які працюють під тиском, в умовах вібрації (бурові, цементувальні насоси, компресори, бурильні, обсадні колони, вертлюг, бурові шланги);
можливість виникнення заколонних газонафтоводопроявлень та грифонів;
- 4) використання цементів, глинопорошків, хімічних реагентів, наявність у вибуреній породі, промивальній рідині сірководню, вуглекислого газу, газоподібних вуглеводнів, які мають токсичні властивості;
- 5) прояви нафти та газу, які можуть стати причиною вибухів, пожеж, отруєнь;
- б) експлуатація електроустановок (відсутність заземлення, несправність);

Значну роль у виникненні аварій, травматизму відіграє порушення робітниками правил техніки безпеки, недотримання правил протипожежної безпеки, низька трудова дисципліна та низька кваліфікація робітників.

При проектуванні свердловини розробляється цілий комплекс заходів з техніки безпеки та протипожежної безпеки.

Після закінчення монтування бурової установки все обладнання повинно бути перевірене і випробуване без навантаження. Всі вузли, які будуть працювати під тиском, необхідно опресувати тиском, що перевищує в півтора рази максимальний очікуваний тиск в період буріння або закінчування свердловини.

В період експлуатації буровий майстер і механік повинні детально перевіряти стан бурового обладнання не рідше одного разу на два місяці, а також перед спуском кожної обсадної колони, перед початком і закінченням ловильних робіт, пов'язаних з розходженням колони труб, після викидів і відкритих фонтанів, після сильного вітру. Не рідше одного разу на шість років вишку повинні випробовувати за затвердженою методикою за участю спеціальної комісії.

Бурова установка повинна мати щит з приладами контролю за роботою механізмів, веденням технологічних процесів і станом свердловини. Прилади повинні бути встановлені на видному місці і захищені від вібрацій.

Всі машини і механізми повинні мати міцні металеві огорожі, що надійно закривають доступ з усіх сторін до рухомих частин, виконані у відповідності з нормативними вимогами.

Якщо при бурінні можливі нафтогазопроявлення, необхідно обов'язково встановлювати противикидне обладнання, робочий тиск якого більший максимально очікуваного. Кількість і типи превенторів

погоджують з органом Держтехнагляду. Працездатність превенторів повинна перевіряти кожна вахта.

До роботи з токсичними речовинами допускаються лише робітники, які знають правила роботи з ними, та забезпечені засобами індивідуального захисту. Горючі гази необхідно відводити трубопроводом до спеціального факела не ближче 100 м від свердловини і спалювати. Нафту і нафтопродукти зберігають в герметичних резервуарах із заземленням, не ближче 40 м від свердловини.

Підлогу в буровій, насосному сараї, настили вздовж жолобів, площадку біля устя свердловини під підлогою бурової і підхід до неї у випадку забруднення слід промити струменем води, при забрудненні мастильними матеріалами – засипати піском або землею. Навколо території бурової, де розміщені вишка, бурові насоси, очисна система, обладнання для приготування промивальної рідини, ємності для її зберігання та зберігання нафтопродуктів, повинні бути споруджені дренажні рівчаки для відводу стічних і зливних вод і земляне відвалування.

Об'єкти, для обслуговування яких потрібен підйом на висоту більше 0,75 м, повинні бути обладнані сходами з поруччям.

Промислово-геофізичні, вибухові і прострілочні роботи в свердловині повинні проводитись у присутності представника замовника під керівництвом начальника партії або іншого відповідального інженерно-технічного працівника, призначеного наказом по підприємству.

Газові свердловини з високими та аномальними тисками та свердловини з складними геологічними умовами повинні бурити кваліфіковані бригади під керівництвом спеціалістів, які мають достатній практичний досвід, та у відповідності з ГТН. При бурінні свердловин на

газових та газоконденсатних родовищах необхідно особливу увагу приділяти підйому колони. Промивання газової свердловини перед підйомом долота потрібно проводити при максимальній витраті розчину та обертанні колони на протязі одного циклу промивання. На майданчиках повинна бути вода в достатній кількості. При бурінні газових свердловин в колоні бурильних труб необхідно встановлювати зворотній клапан. Випробування та дослідження таких свердловин допускається лише при умові спуску в них насосно-компресорних труб.

Роботи, пов'язані з використанням вибухонебезпечних, радіоактивних, їдких, токсичних, пилоподібних матеріалів потрібно проводити у відповідності з правилами техніки безпеки для даних робіт.

Всі виявлені недоліки по техніці безпеки та заходи, які були проведені для їх усунення, повинні бути зафіксовані у журналі, що знаходиться на кожній буровій.

Всі роботи по будівництву свердловини необхідно виконувати у повній відповідності з вимогами таких директивних документів з техніки безпеки:

- “Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности”, затверджених Держгіртехнаглядом СРСР 31.01.74, М.: Надра, 1974;
- “Единых технических правил ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях”, затверджених Міннафтопромом, Мінгазпромом і Мінгеології СРСР 08-09.09.1982, М.: Типографія Міннафтопрому, 1983;
- “Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей”, затверджених начальником Головенергонагляду 21.12.1984;

- “Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов”, Государственный комитет Украины по надзору за охраной труда, г. Киев, 1994;
- “Правил устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением”, затверджених наказом Держкомітету України по нагляду за охороною праці, 18.10.94, № 104;
- “Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов”, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці України, 26.05.1994, № 51;
- “Приказов и директивных писем Миннефтепрома и Госгортехнадзора по безопасному и безаварийному ведению работ”;
- “Будівельних норм і правил”;
- “Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности”, ППБО-85, затверджені першим заступником міністра НП, 25.11.1985.;
- “Типовая инструкция о порядке ведения сварочных и других огневых работ во взрывоопасных, взрывопожарных объектах нефтяной промышленности”, 1977 р.;
- “Инструкция по обеспечению пожарной безопасности при сварке обсадных колонн над устьем нефтяных и газовых скважин”, 1975. ;
- Санітарних норм і правил;
- “Нормативов оснащения объектов промышленности механизмами, приспособлениями и приборами, повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации”, затверджених Міннафтопромом, Держгіртехнаглядом СРСР по узгодженню з ЦК Профспілок (п.1.1.9 ПБ);

- Правил безопасности в газовом хозяйстве (с изменениями и дополнениями, утв. Постановлением Коллегии Госгортехнадзора Украины от 13.05.1992, № 5, Управление Харьковского округа Госгортехнадзора Украины ИКЦ “Техсервис”, г. Харьков, 1992.

На основі цих норм і правил на кожному буровому підприємстві розробляють виробничі інструкції та заходи з техніки безпеки і протипожежної безпеки з урахуванням місцевих норм для кожної професії та кожного виду робіт, які періодично переглядають та перезатверджують.

9.4 Промсанітарія

Для створення безпечних умов праці при будівництві свердловини і виконання умов з промислової санітарії і гігієни праці робочий персонал повинен бути забезпечений засобами захисту працюючих: засобами індивідуального захисту – спецодягом, спецвзуттям, засобами захисту від шуму і вібрації, санітарно-побутовими приміщеннями, засобами захисту органів дихання, а також засобами контролю повітряного середовища і необхідного рівня освітленості.

Виробничі приміщення повинні бути виконані у відповідності з СНіП, санітарними нормами проектування підприємств, вказівками по будівельному проектуванню споруд нафтової промисловості і протипожежними технічними умовами будівельного проектування.

Враховуючи, що у процесі буріння працюючі піддаються дії підвищених рівнів шуму та вібрації і у відповідності з вимогами ГОСТ 12.1.003-83 / Ст. СЭВ 1930-79 / і ГОСТ 12.1.012-78 / Ст. СЭВ 1932-79 і Ст. СЭВ 2602-80 / по обмеженню рівнів шуму і вібрації бурова установка

повинна бути обладнана колективними засобами зниження рівня шуму і вібрації.

Розміщення апаратури, обладнання у виробничих приміщеннях, а також трубопроводів повинно забезпечувати зручність їх обслуговування, ремонту і огляду.

Виробничі приміщення і робочі місця слід утримувати у чистоті. Підлога повинна бути рівною і зручною для очищення і ремонту. Для збору відходів і сміття повинні бути встановлені ящики і урни.

У виробничих приміщеннях повинні бути застосовані заходи для максимального використання природного освітлення. Вікна повинні бути повністю засклені і утримуватись в чистоті.

Бурова, згідно проекту, повинна бути обладнана обвалуванням, збірною (відвідною) канавою, амбарами для збору стоків і виробничих відходів. Відходи буріння необхідно регулярно вивозити або відповідним чином захороняти.

Влаштування санвузлів повинно відповідати санітарним нормам. Зовнішні санвузли стаціонарного типу, які влаштовуються на ділянках без каналізації, не повинні забруднювати ґрунт, колодязі і свердловини питного водопостачання.

Виробничі приміщення повинні бути обладнані природною, механічною або змішаною вентиляцією, що забезпечує необхідні умови повітряного середовища у відповідності з діючими СН.

9.5 Пожежна безпека

Головне завдання протипожежних заходів – це попередження виникнення пожеж або обмеження їх поширення у випадку виникнення.

Пожежна профілактика промислових об'єктів забезпечується цілим комплексом заходів:

- суворе дотримання норм пожежної безпеки;

- навчання, інструктаж персоналу та пропаганда основ пожежної безпеки;
- правильне планування підприємств, цехів;
- організаційно-технічні заходи з пожежної безпеки;
- застосування вогнестійких матеріалів для будівельних конструкцій;
- обмеження використання пожежонебезпечних речовин;
- автоматизація та механізація пожежонебезпечних виробничих процесів;
- герметизація обладнання та технологічних ліній та інше.

На стадії проектування підприємств обов'язковим є дотримання вимог відповідних нормативних документів, що регламентують пожежну профілактику: СНіП “Протипожежні вимоги. Основні положення проектування”, “Виробничі приміщення промислових підприємств. Норми проектування”, ПТУБП (“Протипожежні технічні умови будівельного проектування”) підприємств нафтогазовидобувної промисловості, “Правила пожежної безпеки в нафтовій промисловості”, норми та правила влаштування виробничої вентиляції, опалення, електричного освітлення.

Відповідно нормативних документів виділяють шість категорій підприємств за вибухопожежонебезпечністю.

На бурових основними причинами виникнення пожеж є:

- 1) необачне поводження з вогнем під час зварювальних робіт та паління;
- 2) робота з несправним електричним, газозварювальним обладнанням;
- 3) порушення правил пожежної безпеки при монтажу пожежонебезпечного технологічного обладнання;

- 4) неправильне зберігання горюче-мастильних матеріалів, горючих речовин;
- 5) забрудненість мазутом території бурової, накопичення на ній будівельних матеріалів;
- 6) виділення газу з промивальної рідини, яка поступає із свердловини.

Тому для попередження виникнення пожеж необхідно дотримуватись правил та інструкцій пожежної безпеки, виконувати заходи пожежної безпеки.

Для паління повинні бути відведені спеціальні місця. Вихлопні труби двигунів внутрішнього згорання виводять на відстань не менше 15 м від устя свердловини, на 5 м від зовнішньої стіни машинного укриття та обладнують глушниками та іскрогасниками. Іскрогасники виводять на 1,5 м вище даху машинного укриття. Склад горюче-мастильних матеріалів розташовують не ближче 40 м від бурової, а паливопровід обладнують задвижкою чи запірним вентилям, який встановлюють на відстані 5 м від стіни машинного приміщення.

Не дозволяється зберігати паливо всередині машинного приміщення. В зимовий період необхідно попереджувати замерзання палива. Між вихлопними лініями та стіною укриттів передбачений проміжок не менше 15 см, а труби вихлопних ліній в цьому місці покривають азбестом. В машинних приміщеннях повинні бути ящики з піском, вогнегасники та інші засоби пожежегасіння.

Зварювальні роботи слід виконувати лише на працездатному обладнанні з дотриманням відповідних правил пожежної безпеки.

Бурові бригади повинні бути забезпечені пожежним інвентарем, який повинен зберігатися на пожежному щиті та підручними засобами для гасіння пожежі (таблиця 4.1). Пожежний інвентар фарбують

червоним кольором. Використання пожежного інвентарю та підручних засобів з іншою метою не дозволяється.

Таблиця 9.1

Первинні засоби пожежегасіння

Найменування	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ і т. д. на виготовлення	Кількість, шт.	Примітки
Вогнегасники пінні ОХП-10	ГОСТ 3620-76	6	Допускається застосовувати вогнегасники порошкові ОП-5, ТУ 22-3952-77 на центральному пожежному щиті
Ящики з піском:			
0,5 м ³		4	
1,0 м ¹		1	
Лопати	ГОСТ 16714-71	4	
Лом пожежний легкий ЛПЛ	ГОСТ 16714-71	2	
Сокира пожежна поясна СПП	ГОСТ 16714-71	2	
Багор пожежний БМП	ГОСТ 16714-71	2	
Відро пожежне ВП	ТУ 220 РСФСР	4	
Щит пожежний дерев'яний ЩПД	ТУ 220 РСФСР	2	

Не можна використовувати воду для гасіння легкозаймистих речовин (керосин, бензин) та електричного обладнання під напругою, щоб запобігти ураження електричним струмом. Найбільш ефективним засобом гасіння пожеж є пінні вогнегасники типу ОП. Обладнання, яке загорілось, електроустановки та апаратуру гасять вуглекислотними вогнегасниками типу ОУ, в яких використовується вуглекислий газ, що не має електропровідності. Працездатність вогнегасників необхідно періодично перевіряти.

9.6 Охорона довкілля

Основними джерелами забруднення навколишнього середовища при бурінні є: промивальна рідина і реагенти для регулювання її властивостей; частинки гірських порід, що виносяться потоком промивальної рідини із свердловини, пластові рідини, залишки тампонажних розчинів. Охорона прісних вод, особливо в зоні активного водообміну (верхня частина розрізу), має велике економічне, соціальне значення. Природоохоронні заходи при розробці нафтових та газових родовищ направлені на:

- попередження забруднення поверхневих та підземних прісних вод нафтою, солоними водами, поверхнево-активними речовинами, нафтовими газами, сірководнем;
- припинення скидання промислових стічних вод у поверхневі води;
- ліквідацію земляних комор, де зберігаються забруднені води і відпрацьований буровий розчин;
- своєчасне усунення проривів та витоків з нафтопромислових споруд, систем зберігання, підготовки і транспортування нафти та промислових вод, які використовують для заводнення.

Одним із заходів, направлених на збереження оточуючого навколишнього середовища є спорудження на відстані 100 – 200 м від свердловини з підвітряного боку до початку робіт по розкриттю продуктивних пластів земляної комори для збору і тимчасового зберігання всієї вибуреної породи, пластових і бурових стічних вод, нафти, що виливається із свердловини під час її освоєння, випробування, нафтогазових викидах і відкритих фонтанах. Дно і стінки земляних комор повинні мати надійну гідроізоляцію для захисту горизонтів ґрунтових вод

та природних водоймищ, обвалування земляних комор повинно бути достатньо високим і надійним, стійким до руйнування зливними водами. Навколо бурової установки повинні бути споруджені стічні канали для видалення бурових стічних вод і пролітої промивальної рідини в збірну комору.

Якщо виникло некероване фонтанування (при відсутності противикидного обладнання, його несправності, руйнуванні устя), необхідно терміново спорудити земляний вал для обмеження розтікання пластового флюїду по великій території.

Ефективним в природоохоронному плані є використання герметизованої системи збору і транспортування нафти, промислових стічних вод та замкненого циклу водоспоживання, коли вся пластова вода після її очистки повторно використовується.

Горючі гази, що виділяються при дегазації промивальної рідини або виходять із свердловини при її освоєнні, дослідженні, фонтануванні, потрібно спалювати у спеціальному факелі, який встановлюють не ближче 100 м від свердловини. Якщо гази містять сірководень, то спалювання недостатньо через утворення при цьому важчих за повітря оксидів сірки, які скупчуються в низинах і утворюють з вологою отруйну сірчану кислоту. Тому сірководень, інші токсичні компоненти пластових рідин необхідно нейтралізувати в свердловині чи очисній системі.

Радіоактивні ізотопи не можна використовувати в свердловині, якщо попередньо не були надійно ізольовані горизонти артезіанських вод, проникні пласти, що мають сполучення з поверхнею поблизу бурової, щоб не допустити виходу активованої рідини на поверхню. Після закінчення роботи територію свердловини та одяг робітників необхідно перевірити, впевнитись у відсутності небезпечних концентрацій радіоактивних речовин. Залишки невикористаних ізотопів, рідину після

промивання ємностей та насосів, які зазнали впливу таких речовин, потрібно розвести водою до безпечної концентрації та поховати в спеціально відведеному місці.

Охорона земельних ресурсів передбачає перед початком робіт по будівництву свердловини зняття родючого шару і закагатування його на окремій площадці. Після завершення робіт знятий ґрунт використовують для відновлення родючості поверненої ділянки. Територію, що підлягає рекультивації, необхідно звільнити від залишків промивальної рідини та шламу гірських порід одним із способів:

- транспортувати промивальну рідину на інші бурові для використання;
- закачувати промивальну рідину і шлам в зони катастрофічного поглинання сусідніх свердловин, якщо ці зони не сполучаються з прісних і лікувальних вод;
- збір у спеціальні шламосховища;
- отвердіння промивальної рідини на водній основі домішками мінеральних в'язучих і полімерних матеріалів з наступним використанням її як будівельного матеріалу або іншими домішками для використання її як добрива;
- обезводнення відходів підсушуванням їх у земляних коморах з подальшим засипанням родючою землею.

Зберігати нафту, нафтопродукти, промивальні рідини, реагенти необхідно в металевих або бетонних ємностях; промивальні рідини на вуглеводневій основі – в закритих металевих ємностях в спеціальних складах, а вибурену з використанням такої рідини породу збирати в металеві ємності і перед похованням промивати у водному розчині ПАР з

метою видалення адсорбованих нафтопродуктів або піддавати термічній обробці.

Охорона навколишнього середовища на родовищі нафти чи газу на протязі всього терміну його розробки повинна супроводжуватись постійними спостереженнями за зміною гідрогеологічних умов поверхневих та підземних прісних вод по контрольних пунктах на річках, водоймищах, в криницях, артезіанських свердловинах.

Загальні висновки

Мета роботи – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини на газ глибиною 3100 м в Харківській області повністю досягнута в роботі.

Основні завдання роботи, що виконано:

- виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини;
- розроблено технологію буріння експлуатаційної свердловини на газ глибиною 3100 м в Харківській області;
- здійснено обґрунтування бурового устаткування;
- обґрунтовано породоруйнуючий інструмент;
- розрахована технологія буріння свердловини;
- розрахована технологія кріплення свердловини;
- проведено аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.

Література

1. Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин. У 5-ти томах. Том. 1 Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 366 с.
2. Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин. У 5-ти томах. Том. 5 Київ: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 373 с.
3. Вайсберг Г. А., Римчук Д. В. Фонтанна безпека (запитання і відповіді), Харків, 2002. – 474 с.
4. Інструкції ДК "Укргазвидобування" "Попередження та ліквідація проявів при бурінні" від 02 вересня 1998 р.
5. Куксов А. К., Бабаян Э. В., Шевцов В. Д. Предупреждение и ликвидация газонефтепроявлений при бурении. - М.: Недра, 1992. – 251 с.
6. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. – Г., Недра, 1985.
7. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. – Г., Недра, 1990.
8. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник. – Коломыя ВПТ, "Возраст", 1999.
9. Калинин А.Г., Левицкий А.З. Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. – Г., Недра, 1988.
10. Серета Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – Г.: Недра, 1988. – 360 с.
11. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – Г.: Недра, 1987. – 304 с.
12. Методические указания к курсовому проектированию по курсу «БНГС», Бражененко А.М. Хоменко В.Л., Днепропетровск НГУ, 2003.