

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 Ільницького Василя Миколайовича
(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 в умовах
Кегичівського газоконденсатного родовища
(назва за наказом ректора)

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

Дніпро
2021

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 63 с., 2 рис., 16 табл., 18 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 в умовах Кегичівського газоконденсатного родовища.

Мета роботи – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах Кегичівського газоконденсатного родовища.

Практичні результати:

- виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини;
- розроблено технологію буріння експлуатаційної свердловини в умовах Кегичівського газоконденсатного родовища;
- 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

1. ВСТУП	5
2. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	6
2.1 Загальні відомості про район бурових робіт	Ошибка! Закладка не определена.
2.2 Стратиграфія і літологічний розріз	Ошибка! Закладка не определена.
2.3 Тектоніка	Ошибка! Закладка не определена.
2.4 Газоводоносність	Ошибка! Закладка не определена.
2.5 Умови проводки свердловини	Ошибка! Закладка не определена.
3 ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	12
3.1 Геолого-технічні умови буріння.....	Ошибка! Закладка не определена.
3.2 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.....	Ошибка! Закладка не определена.
3.3 Спосіб буріння.....	Ошибка! Закладка не определена.
3.4 Вибір породорозрушаючого інструменту	Ошибка! Закладка не определена.
3.5 Бурильная колона	Ошибка! Закладка не определена.
3.6 Вибір режиму буріння.....	Ошибка! Закладка не определена.
3.7 Промивання свердловини	Ошибка! Закладка не определена.
3.8 Вибір бурового верстата, талевого каната і талевої системи.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.1 Навчання та інструктаж робітників.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.2 Підготовка бурової установки до буріння	Ошибка! Закладка не определена.
4.3 Заходи безпеки при виконанні робіт ...	Ошибка! Закладка не определена.
4.4 Промсанітарія	Ошибка! Закладка не определена.
4.4 Пожежна безпека	Ошибка! Закладка не определена.
4.6 Охорона довкілля	Ошибка! Закладка не определена.

Загальні висновки..... **Ошибка! Закладка не определена.**
Література **Ошибка! Закладка не определена.**



Вступ

КЕГІЧІВСЬКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ – поклади газу та конденсату. Знаходиться на території Кегичівського і Красноградського районів Харківської обл., у південно-східній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Виявлене 1953, у експлуатації від 1965. У розрізі палеозою структура є похованим міжкупольним підняттям; по покрівлі світи – брахіантикліналь субширотного простягання, сх. перекліналь якої зруйнована Павлів. соляним штоком. Газ майже сухий, метановий. З родовища від початку розроблення видобуто бл. 10 млрд м³ газу (складає 54 % від початк. запасів) і 72 тис. т конденсату.

Метою кваліфікаційної роботи, є проектування бурових робіт в умовах Кегичівського газоконденсатного родовища. Загальна кількість пошукових свердловин - 1 шт. Проектна глибина типовою свердловини становить – 2680 м.

Для вирішення поставленої мети запроектовано проведення наступних видів робіт.

Аналіз геолого-технічних умов буріння свердловин.

Бурові роботи, для успішного проведення яких будуть обрані способи буріння, конструкція свердловин, бурова установка, бурильні труби, компоновка бурового снаряда, породоруйнуючий інструмент, технологія буріння.

Буде проведено комплекс заходів з охорони праці та навколишнього середовища, з тим, щоб звести до мінімуму потенційні небезпеки запроектованих робіт, обмежити вплив техногенних факторів на екологічну ситуацію, не допускати аварій, які можуть спричинити за собою серйозні соціальні і екологічні наслідки.

РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Загальні відомості про район бурових робіт

Родовище	Кегичівське
Номер свердловини	530
Адміністративне положення:	
-державна	Україна
-область	Харківська
Рік вводу родовища в експлуатацію	1965
Температура повітря, °С:	
-середньорічна	+7
-максимальна літня	+39
-максимальна зимова	-37
Середньорічна кільк. Опадів, мм	540
Максим. глибина промерзання ґрунту, м	1,5
Тривалість опалювального періоду в році, днів	189
Тривалість зимового періоду в році, днів	120
Азімут переважаючого напрямку вітру	східний, північно-західний
Найбільша швидкість вітру, м/с	24
Джерела:	
-водозабезпечення	водяна свердловина
-енергозабезпечення	електромережа Харківобленерго
-зв'язку	радіозв'язок

Геологічна характеристика.

Призначення свердловини	Експлуатаційна: збільшення видобутку газу за рахунок залучення у розробку слабодренованої частини картамишського покладу
Проектний горизонт	Араукаритова свита верхнього карбону (C ₃ ³)
Проектна глибина, м	2680

1.2 Стратиграфія і літологічний розріз

Стратиграфія			Інтервали глибини, м		Коротка літологічна хар-тика	Літологічні різновиди, %	Фізикомеханічні властивості	
Система	Відділ	Горизонт	Від	До			Твердість по штампу, МПа	Абразивність, мг
Kz	Q+N+p		0	90	Глини, піски, прошарки мергелів	Г-30 П-65 МЕ-5		
K	K ₂ , K ₁		90	670	Крейда з прошарками мергелів, в нижній частині пісковики, глини, вапняки	К-70 МЕ-15 Г-11 П-3 В-1	80 420 1200	0,4 0,7 14,0
J	J ₃ , J ₂ , J ₁		670	1270	Глини, пісковики, прошарки вапняків	Г-60 П-30 В-10	120 170 1590	0,4 23,2 1,4
T	T ₂ +3 T ₁ dr		1270	2080	Глини, алевроліти, пісковики, вапняки	Г-55 Ал-20 П-15 В-10	180 460 1240	6,2 26,2 38,5
P	P ₁ ks P ₁ nb P ₁ br P ₁ pb P ₁ tr P ₁ sv	P ₁ ^{nkS} P ₁ ^{kt}	2080	2520	Сіль, аргіліти, алевроліти, пісковики	Ар-40 С-30 Ал-10 П-20	320 520 330	1,3 6,7 28
C	C ₃ kt	C ₃ kt C ₃ З	2520	2680	Аргіліти, алевроліти, пісковики, прошарки вапняків	Ар-37 Ал-30 П-30 В-3	380 520 1220 1580	1,4 22,5 55,62 0,4

1.3 Нафтогазоносність

Характеристика продуктивних горизонтів і флюїдів														
Індекс страти- графічног о горизонту	Глибина залягання		Колекторські властивості					Характеристика флюїду				Пластовий тиск, МПа к гс/см ²		
	пок- рів-лі	підос- шви	Тип колектор а	Еф ект ив. По ту жн іст ь,м	Пор исті ст, %	Га зо на си че ні ст ь, %	Пр они кні сть, мД	На яв ніс ть на бу х.м іне ра лів ,%	Вид флюї ду	Густ ина газу по пові тр.	Вміст агресивних компоненті в		Покрі влі	Підос- шви
			Назва породи								Густ ина наф ти	CO ₂		
P1sl/br+pb + P1nk	2080	2520	Каверно зно- тріщин ий вапняк доломіт	8	8 - 19	65 - 90	Ни жч 0,1	-	Газ- конд ен.	0,61	0,28	-	33,43 341,0	34,34 350,0
C3/3	2520	2680	Каверно зно- тріщин ий вапняк доломіт	5	10 - 18	60 - 90	Ни жч 0,1	-	Газ- конд ен.	0,61	0,28	-	34,90 365,0	34,92 356,0

1.4 Водонасність геологічного розрізу

№ горизонтів	Індекс стратиграфічного горизонту	Глибина підшви стратиг. гориз.	Водонасність		
			Тип води	Мінералізація, г/л	Дебіт, м ³ /добу
1	Q+N+p	90	ГНСН	0-1,6	30,0-200,0
14	K2	610	ГНСН	0,5-1,5	100,0-300,0
21	K1	670	ГНСН	0,5-1,5	-2000
23	J3	1010	ХКХМГНСН	1,0-10,0	-250
29	J2	1240	ХК	30,0-60,0	50,0-600,0
37	J1	1270	ХК	30,0-60,0	50,0-600,0
40	T2+3	1330	ХК	50,0-100,0	500,0-1500,0
49	T1dr	1910	ХК	80,0-100,0	-1500
55	P1sl/ks	1980	ХК	200,0-320,0	0,3-0,5
58	P1sl/nb	2040	ХК	200,0-320,0	0,3-0,5
61	P1sl/br	2190	ХК	200,0-320,0	0,3-0,5
64	P1sl/pb	2450	ХК	200,0-320,0	0,3-0,5
65	C3/3	2680	ХК	200,0-300,0	1,0-45,0

ХК-хлоркальцієва
 ХМ-хлормагнієва
 ГН-гідрокарбонатнатрієва
 СН-сульфатнатрієва

1.5 Умови проводки свердловини

Інтервал, м	Можливі ускладнення під час буріння
0-90	Часткові поглинання, осипи, обвали.
90-610	Часткові поглинання, звуження стовбура свердловини, обвали.
610-1100	Часткові поглинання, звуження стовбура свердловини, обвали.
1100-1240	Часткові поглинання, звуження стовбура свердловини, сальникоутворення.
1240-1330	Часткові поглинання, звуження стовбура свердловини, сальникоутворення, осипи.
1330-1910	Часткові поглинання, звуження стовбура свердловини, осипи.
1910-2040	Жолобоутворення, уступоутворення каверноутворення, скривлення стовбура свердловини.
2080-2520	Газопроявлення.
2520-2680	Газопроявлення.

1.6 Промислово геофізичні дослідження

Види досліджень	Масштаб	Інтервали глибин, м	
		Від	до
Стандартний каротаж(3 устан.), інклінометрія з заміром точок через 25 м.Кавернометрія, профілеметрія.	500	0	100
		100	500
		500	900
		900	1300
		1300	1600
		1600	1910
		1910	2200
		2200	2500
		2500	2680
ГК, НГК.	500	0	1910
БКЗ, БК, МБК, МК, ІК, АК і кавернометрія	200	1910	2200
		2150	2500
		2450	2680
ГК, НГК	500 200	1860	2200
		2150	2500
		2450	2680
ВЦК за 324мм кол. за 245мм кол. За 168/140 мм кол.		0	1890
		0	2740
		0	2680
АКЦ за 324мм кол. за 245мм кол. За 168/140 мм кол.		0	1910
		00	2680
ІННК		1910	2680

3 Технічна частина

3.1. Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.

Конструкція свердловини- сукупність даних про кількість і діаметр обсадних колон, про глибину їх спуску, про діаметр доліт, які необхідні для буріння під колону і про висоту підйому цементного розчину за колонами.

Розробка конструкції базується на геологічних і техніко-економічних факторах:

1. Геологічні особливості залягання порід, їх фізико-механічна характеристика, наявність флюїдовміщуючих горизонтів, значення $R_{пл}$, $t_{пл}$, $R_{гр}$;
2. Призначення і мета буріння свердловини;
3. Рівень організації техніки, технології буріння і геологічна вивченість району бурових робіт;
4. Передбачуваний метод закінчування свердловини;
5. Рівень кваліфікації бурової бригади і організації матеріального забезпечення;
6. Спосіб буріння;
7. Способи і техніка освоєння, експлуатацій і ремонту свердловин.

Техніко-економічні фактори є суб'єктивними.

Не завжди двохколонна конструкція є раціональною. Під раціональною конструкцією розуміється така, яка відповідає геологічним умовам буріння, враховує призначення свердловини і створює умови для буріння інтервалів між кріпленнями в найстисліші строки.

Геологічні умови буріння:

- Характеристика порід з точки зору можливих осипів і обвалів;
- Проникливість порід;
- Наявність зон ГНВП і поглинання промивної рідини;
- Температура порід по стовбуру;

- Кути падіння порід і частоту перешарування їх по твердості.

При проектуванні газових і газоконденсатних свердловин необхідно враховувати особливості:

- 1) $P_{уст} \approx P_{ВИБ}$, що потребує найбільшої міцності труб у верхній частині колони;
- 2) внаслідок майже відсутності в'язкості газу, що призводить до його високих проникливих властивостей, підвищуються вимоги до герметичності.

Перед початком проектування свердловини необхідно в проектному геологічному розрізі виділити зони, несумісні по умовах буріння. Їхня кількість і буде визначати, в першу чергу, кількість технологічних колон.

Під несумісністю умов буріння розуміють таке їх поєднання, коли визначенні параметри технологічного процесу розбурювання нижче лежачого інтервалу, можуть викликати ускладнення у вищерозташованому інтервалі, якщо він не перекритий обсадною колоною.

Під параметрами технологічного процесу розуміється тиск, що створює буровий розчин на визначеній глибині. Для визначення зон, несумісних по умовах буріння необхідно знати, як розподіляються по розрізу пластові тиски і тиски гідророзриву.

В бурінні працюють з градієнтами тисків, поділений на глибину виміру:

$$\beta_{ПЛАСТ} = \frac{100 \cdot P_{ПЛАСТ}}{H}; \quad \beta_{ГР} = \frac{100 \cdot P_{ГР}}{H};$$

Значення $P_{пл}$ отримують шляхом заміру під час випробування і досліджень манометрами. Значення $P_{гр}$ здобувають внаслідок виникнення ускладнень або при розбурюванні великої кількості промислових площ або при дослідженні керна матеріалу:

$$P_{гр} = 0,83 \times H + 0,66 \times P_{пл};$$

Конструкція свердловини проектується виходячи з очікуваного геологічного розрізу свердловини з врахуванням можливих ускладнень в процесі буріння.

Розрахунок градієнтів для будівництва суміщеного графіку тисків:

$$\beta_{\text{пл}} = \frac{100 \times P_{\text{пл}}}{H}; \quad \beta_{\text{гр}} = \frac{100 \times P_{\text{гр}}}{H};$$

H=1330м;

H=2040м;

H=2080м

H=2190м ;

H=2450м

H=2520м

H=2600м

H=2680м

3.1.1. Сумісний графік тисків.

Виходячи з очікуваного геологічного розрізу свердловини з врахуванням можливих ускладнень в процесі буріння, виявляємо зони, несумісні по умовах буріння. По отриманим результатам будуюмо сумісний графік тисків.

глиби на, м	горизонт	10	12	14	16	18	20	22	можливі ускладнення	Rпл	Rгр	конструкція свердловини				густина бур. роз-ну	
								426				324	245	168/140	мм		
200	Q+N+p								обвали погл.							1,12 г/см ³	
400	K2								част. поглин., звуження ствола, обвали			100				1,14 г/см ³	
600	K1																
800	J3								част. поглин. звуження ствола, сальникоутворення							1,14 г/см ³	
1000	J2									123	182	1200					
1200	J1								част. поглин., звуження ствола, осипи							1,28 г/см ³	
1400	T2+3																
1600	T1dr																
1800	P1ks								жолобоутвор каверноутв., скрив. сверд	194	284	1910		1810		1,28 г/см ³	
2000	P1nb													2000			
2200	P1br								газопроявл. жолобоутвор уступоутвор скривлення свердлов.	227	328					1,74 г/см ³	
	P1pb																
	P1tr								газопроявл., часткове поглинання, звуження	257	370					1,05 г/см ³	
2400	P1sv								часткове поглинання, звуження ствола, осипи	343	435						
	P1kt									294	419	2400					
	C3kt								газопроявл., часткове поглинання, звуження ствола	350	494					1,05 г/см ³	
2600	C3G										358	505	2660				

3.1.2 Конструкція свердловини

Проектний геологічний розріз свердловини характеризується ускладненими гірничо-геологічними умовами буріння. При бурінні будуть розкриватися відклади антропогену, неогену, палеогену, крейди, юри, тріасу, нижньої пермі та верхнього карбону, в яких можливі осипання та обвали порід, часткові поглинання бурового розчину, звуження та викривлення ствола свердловини,

утворення сальників, жолобів, каверн і вистіпів, а також газопроявлення з глибини 2080 м.

Оскільки, продуктивні горизонти в інтервалі 2080-3300 м вміщують до 0,52 % CO_2 , тому робочим проектом передбачається контроль за вмістом газу та наводиться його коротка характеристика.

Покрівля газоносних горизонтів очікується на глибині 2080м.

Пластові тиски до глибини 2080 м близькі до гідростатичних з градієнтами від 0,0088 до 0,0101 Мпа/м. Пластові тиски в покрівлі продуктивних горизонтів складають:

33,34 Мпа на глибині 2080 м;
 34,90 Мпа на глибині 2740 м;
 10,78 Мпа на глибині 3230 м;
 17,65 Мпа на глибині 2770 м;

Проаналізував суміщений графік тисків, виходячи з пластових тисків, а також тисків гідророзриву порід, зважаючи на різні ускладнення і допустимі величини виходу з-під башмака попередньої обсадної колони, враховуючи досвід буріння на даній площі, проектується така конструкція свердловини:

- Кондуктор \varnothing 426 мм -100 м;
- Проміжна колона \varnothing 324 мм -1910 м;
- Проміжна колона \varnothing 245 мм -2400 м;
- Експлуатаційна колона \varnothing 168/140 мм -2680 м;

Перехідник з діаметра 168 мм на 140 мм передбачено встановити на глибині 2000 м. Підйом цементу за всіма колонами на всю їх довжину.

Дана конструкція свердловини приведена в табл. 3.1.2.1, 3.1.2.2.

Таблиця 3.1.2.1.Обґрунтування вибраної конструкції свердловини.

Найменування колон	Діаметр, мм	Глибина спуску, м	Призначення обсадної колони
1	2	3	4
Кондуктор	426	100	Для перекриття відкладів антропогену, запобігання розмиву устя свердловини при подальшому бурінні та з метою ізоляції горизонтів з прісними водами.
Проміжна	324	1910	Для перекриття відкладів крейди, юри та тріасу, схильних до осипань, звужень ствола свердловини, утворення сальників та часткових поглинань, а також для герметизації устя свердловини противикидним обладнанням та розкритті нижче залягаючих газоносних горизонтів.
Проміжна	245	2400	Для перекриття відкладів нижньої пермі, схильних до утворення жолобів, каверн, виступів, викривлень ствола свердловини, часткових поглинань та газопроявлень, а також для герметизації устя свердловини противикидним обладнанням та створення безпечних умов при розкритті нижче залягаючих продуктивних горизонтів.
Експлуатаційна	168/140	2860	Для перекриття та випробування продуктивних горизонтів.

Таблиця 3.1.2.2. Конструкція свердловини.

Найменування колон	Штангал спуску	Діаметр, м	Глибина для буріння під колоною, мм	Тип різьбового з'єднання	Тип цементу	Інтервал підняття цементного розчину, м	Густина цементного розчину, кг/м ³
Кондуктор	0-100	426	550	Трикутника	ПЦТ І-150	100-0	1850
Проміжна	0-1910	324	393,7	А.ОТТМ			
1 секція	1200-1910				ПЦТ І-100	1910-1200	1850
2 секція	0-1200				ПЦТ І-50	1200-0	1850
Проміжна	0-2400	245	295,3	А.ОТТГ			
1 секція	1810-2400				ПЦТ І-100-75% МДТР-25%	2760-1810	1950
2 секція	0-1810				ПЦТ І-100-90% РДТЦ-65-10%	1810-0	1850

Експлу атаційн а	0-3300	140/ 168	215,9	А.ОТТГ			
1 секція	0-2860	140/ 168			ПЦТ І-100-90% РДТЦ-65- 10%	2860-0	1850

3.2. Бурові розчини.

В процесі буріння свердловини буровий розчин повинен виконувати ряд основних функцій:

- 1) очистка вибою свердловини від уламків вибуреної породи і транспортування їх на поверхню. Чим швидше змиваються уламки гірських порід з вибою, тим ефективніше працює долото. Для цього найбільш частіше підвищують подачу бурових насосів до оптимальної величини, реалізуючи інтенсивну промивку вибою за рахунок максимального перепаду тисків в насадках долота (тобто намагаються забезпечити на долоті максимальну гідравлічну потужність). Статистичні дані про швидкості кошториси буріння показують, що існує мінімальна величина швидкості потоку, при якій даний буровий розчин задовільно транспортує шлам на денну поверхню. Практично намагаються забезпечити гідротранспорт на низьких швидкостях течії розчину у кільцевому просторі свердловини, щоб уникнути розмива стовбура, великих втрат напору і т. ін. Для покращення транспортування шлама необхідно регулювати реологічні показники бурового розчину, але у межах, не обмежувачих очистку від шламу на поверхні. При вірному виборі реологічних властивостей і швидкості вісходячого

- поток бурового розчину можна досягнути мінімальних витрат на очистку стовбура свердловини від шламу;
- 2) утримування часток вибуреної породи у звищеному стані при припиненні циркуляції бурового розчину. Буровий розчин повинен швидко відновлювати властивості, легко руйнуватися під дією зовнішніх сил і забезпечувати легке відокремлення шламу у жолобах, відстійниках, ситах, гідроциклонах і центрифугах. Поряд з його можливістю утримувати вибурену породу при русі і спокої у свердловині, суттєво важливою є властивість легко відокремлювати шлам на поверні. Ці протиречні функції можна узгодити регулюванням реологічних властивостей бурового розчину;
 - 3) руйнування вибою свердловини. Якщо струмінь бурового розчину напрямлен на вибій, то виникає гідромоніторний ефект руйнування гірської породи, тим більший, чим вища швидкість струменя, що виходить з насадок долота рідини. Крім того, бурові розчини в залежності від вмісту в них спеціальних хімічних домішок, впливають на ефективність руйнування гірських порід, знижуючи їх твердість. Чим вище показник фільтрації і менша густина і структурна в'язкість, тим легше долото руйнує гірські породи на вибої свердловини;
 - 4) охолодження долота і бурильного інструменту. При руйнуванні породи і обертанні бурильного інструменту механічна енергія перетворюється в теплову. Без відводу тепла породоруйнівний інструмент швидко виходив би з ладу внаслідок інтенсивного зносу. Тому однією з важливих функцій бурового розчину є його охолодження;
 - 5) створення протитиску на стінки свердловини. У процесі буріння пластовий тиск повинен бути обов'язково скомпенсований на межі пласт-свердловина. Якщо цього не буде досягнуто, то можлива аварія-викид пластового флюїда через стовбур свердловини на денну поверхню з послідуочим регульованим або нерегульованим фонтаном.

Скомпенсувати пластовий тиск на границі свердловина- пласт можна тиском стовпа бурового розчину;

- б) передача енергії від насосів до вибійних двигунів. Буровий розчин є середовищем , за допомогою якого гідравлична енергія бурових насосів передається вибійним двигунам (турбобуру, гвинтовому двигуну). Буровий розчин, що подається у порожнини вибійного двигуна, приводить до обертання їх вали, які в свою чергу обертають долото;
- 7) фізико-хімічна дія на гірські породи, що складають стінки свердловини. При тривалому бурінні з необсаженим стовбуром свердловини буровий розчин постійно контактує з гірськими породами, що складають стінки свердловини. При цьому окремі породи, а особливо глинисті, вступають у взаємодію з фільтратами бурових розчинів на водній основі. До бурових розчинів на водній основі пред'являються вимоги активної взаємодії на глинисті породи з метою збереження їх стійкості;
- 8) забезпечення збереження колекторських властивостей продуктивних відкладів. Одною з вимог до бурового розчину є збереження природньої проникливості продуктивних колекторів, що визначається часом освоєння свердловини, тобто часом виклику притоку нафти або газу з пласта у свердловину і дебітом свердловини. Це в значній мірі залежить від показника фільтрації бурового розчину і склада фільтрата. Чим менший показник фільтрації, тим вища його якість і менше негативний вплив на гірські породи, що складають стінки свердловини. При високому показникові фільтрації відфільтрована з бурового розчину рідина, проникаючи в пори продуктивного колектора, витісняє нафту і газ від стінок свердловини іноді на таку велику відстань, що виявити їх відомими геофізичними методами неможливо. Крім того, під дією фільтрата глинисті породи, що вміщуються у колекторі, набрякають, закриваючи канали і пори і не даючи тим самим рухатись нафті і газу у свердловину.

9) Важливою властивістю є коркоутворююча здатність бурового розчину. Корка повинна бути тонкою, що досягається за рахунок дисперсної фази бурового розчину при його фільтрації в колекторі;

10)

меншення тертя бурильних труб об стінки свердловини і змащування долота. З покращенням змащувальної здібності розчинів, що досягається введенням в нього спеціальних змащувальних добавок, знижуються енергетичні витрати на буріння, скорочуються аварії з бурильними трубами і долотами, що особливо проявляється при роторному бурінні.

3.2.1. Вибір і обґрунтування типів і параметрів бурового розчину.

В інтервалі від 0 до 100 метрів використовується глинистий буровий розчин. Ці розчини являють собою суспензії глин, виготовлені з глинопорошків або суспензії, утворені в процесі буріння шляхом «самозамішування» із розбурюємих порід. Вони використовуються на початку буріння свердловини, у порівняно стійкому розрізі, який складається з малопроникливих порід, для розбурювання порід, що не складаються з соленосних відкладів. В процесі буріння властивості нестабілізованих глинистих суспензій і суспензій із вибурених порід регулюються простим розбавленням водою;

$$\rho_{р - ну} = \frac{100 \cdot P_{пл}}{H};$$

В зв'язку з можливими обвалами стінок свердловини і поглинаннями бурового розчину, приймаємо густину бурового розчину 1,12 г/см³.

В інтервалі від 100 до 1910 м використовується гуматно-акриловий буровий розчин.

У зв'язку з частковим поглинанням бурового розчину, а також з метою створення протитиску на стінки свердловини приймаємо густину бурового розчину 1,14 г/см³.

В інтервалі від 1910-2030 буріння здійснюється на мінералізованому вапняному буровому розчині.

З метою запобігання ускладнень у вигляді утворення жолобів, каверн, виступів, викривлень ствола свердловини та осипань приймаємо густину бурового розчину 1,28 г/см³.

В інтервалі від 2030-2760 м буріння здійснюється на мінералізованому вапняному буровому розчині.

В зв'язку з можливими газопроявленнями внаслідок аномально високого пластового тиску, для запобігання осипів стінок свердловини, приймаємо густину бурового розчину $1,74 \text{ г/см}^3$.

В інтервалі від 2760-3300 м буріння здійснюється на гуматно-біополімерному буровому розчині.

В зв'язку з можливими газопроявленнями, для запобігання осипів стінок свердловини, приймаємо густину бурового розчину $1,05 \text{ г/см}^3$.

Обґрунтування і розрахунок густини бурового розчину проводиться згідно з вимогами ЄТП з врахуванням досвіду буріння бурової організації. Розрахунок і прийняті для проектування величини густини бурового розчину, які задовільняють вимоги правил та інструкцій, приведені в табл.4.1.1.

Табл. 3.2.1. Обґрунтування і розрахунок густини бурового розчину.

Інтервал буріння, м	Рпл, МПА	Рпл /Рггдр.	Густина бурового розчину, кг/м^3					прийнята
			З врахуванням коефіцієнтів					
			1,04	1,05	1,07	1,10	1,15	
0-90	≈гідро- стат	0,900	-	-	-	990	1035	1120*
90-100		0,970	-	-	-	1067	1116	1120
100-670	-//-	0,98	-	-	-	1078	1127	1140*
670-1200	-//-	0,99	-	-	-	1089	1139	1140
1200-1330	-//-	0,99	-	1040	-	1089	-	1140
1330-1910	-//-	1,02	-	1071	-	1122	-	1140
1910-1980	-//-	1,02	-	1071	-	1122	-	1280**
1980-2030	-//-	1,03	-	1082	-	1133	-	1280

2030-2080	-//-	1,03	-	1092	-	1133	-	1740
2080-2400	33,43	1,64	-	1722	-	1804	-	1740
2400-2680		1,08	1123		1156	-	-	1050

Примітка:

*-густина промивальної рідини прийнята, виходячи з досвіду буріння в аналогічних умовах та враховуючи технічні можливості ведення бурових робіт;

**-густина промивальної рідини прийнята з метою повного її засолонення.

3.2.2.Методика приготування і обробки бурових розчинів.

Промивну рідину можна готувати безпосередньо на буровій або централізовано на глинозаводі, який обслуговує дільницю чи район.

Для приготування промивної рідини з порошкообразних матеріалів використовують спеціальний блок обладнання. Такий блок вимагає два суцільнометалевих бункери об'ємом від 20 до 50 м³ кожен, встановлених за допомогою стійок на металевій рамі, розвантажувальний пневматичний пристрій, гумотканеві гофровані рукава, повітряні фільтри, дравлічний ежекторний змішувач і ємкість, іноді- гідро- або ультразвуковий диспергатор.

Бункери призначені для зберігання і подачі в камеру змішувача а порошкоподібних матеріалів. Порошкоподібні матеріали в них завантажують з бункерів автоцементовозів.

Для приготування промивної рідини насосам подають дисперсне середовище в ежекторний гідрозмішувач через штуцер.

Так як рідке середовище витікає із штуцера з високою швидкістю, то в камері змішувача виникає вакуум. Під дією вакуума порошкоподібний матеріал з бункера по рукаву поступає в камеру змішувача, де змішується з рідиною і по зливній трубі направляється в ємкість. Для рівномірного розподілу

компонентів промивної рідини по всьому об'єму в ємності встановлені металеві механічні лопатеві перемішувачі, які приводяться в дію за допомогою електродвигунів. Приготована таким чином промивна рідина нестабільна і містить значну кількість часток твердої фази. Тому її прокачують у замкнутій системі протягом декількох циклів. При необхідності в промивну рідину додають дисперсне середовище, для зниження умовної в'язкості.

Якщо необхідно приготувати обважену промивну рідину, то використовують цей же блок обладнання, але в бункер завантажують порошкообразний обважувач, а у змішувач насосом подають промивну рідину, яку необхідно обважити.

Якщо промивну рідину під час приготування необхідно обробити хімічними реагентами, то реагенти спочатку розчиняють у воді. Для цього ємність заповнюють розрахунковим об'ємом води, додають реагенти і ретельно перемішують за допомогою механічних перемішувачів або прокачують по замкнутій системі: ємність-насос-ємність. Після цього оброблену рідину подають в змішувач одночасно з подачею порошкоподібного матеріалу з бункера.

Для приготування промивних рідин з порошкоподібних глин використовують ежекторну мішалку ГДМ-1.

Ефективнішими ніж глиномішалки є фрезерно-струйні млини ФСМ-3. Вони використовуються для приготування промивних рідин, а також для їх обваження.

3.2.2 Очищення бурових розчинів

Промивну рідину необхідно очищати від вибуреної породи, абразивних частинок, що містяться у вихідному матеріалі, а деколи і від надлишкової твердої фази. Це пов'язано з тим, що частинки вибуреної породи негативно впливають на технологічні властивості промивної рідини.

Крім того, наявність в рідині абразивних часток значно погіршує показники роботи доліт і забійних гідравлічних двигунів, умови руйнування породи на вибої.

Очищення промивної рідини проводиться двома способами:

- 1) гідравлічними;
- 2) примусовими.

Гідравлічний спосіб очищення заснований на природньому осіданні уламків вибуреної породи під дією сил тяжіння. При цьому способі рідина самостійно звільняється від уламків вибуреної породи, протікаючи по жолобній системі. Однак жолобна система не забезпечує достатнього ступеня очищення промивної рідини.

При примусовому способі промивна рідина очищується за допомогою спеціальних механізмів. Механізми, що застосовуються при очистці за принципом дії поділяються на пристрої, в яких:

- уламки вибуреної породи відділяються під дією сили тяжіння (вібраційні сита, сепаратори);
- уламки вибуреної породи відділяються під дією відцентрованої сили.

Основним механізмом в очисній системі для видалення з промивної рідини великих фракцій частинок вибуреної породи є вібраційне сито.

Вібрації сприяють руйнуванню тиксотропної структури і зменшенню умовної в'язкості промивної рідини, полегшують проціджування її через сітку і забезпечують переміщення великих частинок розбурюваної породи вздовж сітки.

Широке застосування знайшли вібросита, в яких є дві-три сітки, розміщені одна за одною, а також сита з двома сітками, розміщеними одна під одною.

Ефективність очищення на віброситі залежить від розміру отворів в сітці і зростає зі збільшенням тривалості перебування на ній часток вибуреної породи. Збільшення кількості сіток, зменшення кута їх нахилу, амплітуди

коливань, використання послідовного або паралельного їх розміщення сприяє підвищенню ефективності очищення.

Гідроциклон складається з вертикального циліндра з тангенціальним ввідним патрубком, конуса, зливної труби і регульованого пристрою з насадкою. Промивну рідину з відстійника подають спеціальними відцентровим насосом через патрбок в циліндр під надлишковим тиском 0,2-0,3 Мпа. Оскільки патрубок приварений до циліндра тангенціально, то промивна рідина набуває в циліндрі обертового руху.

Під дією відцентрової сили рідина розшарується і найважчі частинки відкидаються до периферії, найлегші- концентруються ближче до центра, в середніх ділянках гідроциклону.

Продуктивність гідроциклону залежить від його діаметра і надлишкового тиску на вході. Для нормальної роботи очисної системи продуктивність пісковідділювача повинна приблизно на 25 %, а муловідділювача- на 50 % перевищувати найбільшу втрату бурових насосів при бурінні свердловини.

Для очищення необважених промивних рідин застосовується триступенева система очистки: грубе очищення провидиться на віброситі, тонке- на піско-і муловідділювачах. При цій системі з промивної рідини вилучається до 80-90% частинок розбурених порід, а деколи і більше.

Технологія очищення необваженого бурового розчину за триступеневою системою являє собою ряд послідовних операцій. Буровий розчин зі шламом після виходу зі свердловини подається на першому ступеню грубому очищенню на віброситі і збирається в ємності. Із ємностей відцентрованим насосом розчин подається в батарею гідроциклонів пісковідділювачів, де з розчину видаляються частки піску. Очищений від піску розчин поступає через верхню зливну трубу в ємність, а пісок — скидається у відвал. З ємності відцентровим насосом розчин подається для остаточного очищення в батарею гідроциклонів муловідділювачів. Після відділення часток мулу

очищений розчин направляється в приймальну ємність бурових насосів, а мул скидається у відвал.

3.3 Вибір і обґрунтування способів буріння

Вибір найбільш ефективного способу буріння обумовлений задачами, які повинні бути вирішені при розробці або вдосконаленні технології буріння в конкретних геологічних умовах.

На основі даних, отриманих при дослідницькому бурінні, зрівнюють способи буріння і виявляють найбільш ефективні для даних геолого-технічних умов.

В якості критерія оцінки ефективності способу буріння потрібно прийняти вартість витрат на 1 м проходки. Але це не включає можливості використання при порівнянні способів буріння таких критеріїв, як проходка за рейс, а також рейсова і комерційна швидкість буріння.

Спосіб буріння можна вибрати в залежності від встановленої оптимальної частоти обертання долота.

Способи буріння можна використовувати або класифікувати по характеру дії на гірські породи і механічну, термічну, фізико-хімічну та інші дії.

Широко застосовуються тільки способи, пов'язані з механічною дією на гірські породи; механічне буріння виконується ударним, обертовим та ударно-обертовим способами. На даній площі, в даному геологічному розрізі, виходячи із літолого-стратиграфічної характеристики розрізу свердловини та фізико-механічних властивостей гірських порід, пропонується вибрати в даних інтервалах такі способи буріння, які відповідають нашим умовам і найбільш підходять.

У нашому випадку по всьому розрізу свердловини застосовується роторний спосіб буріння. Це обґрунтовано тим, що у всіх інтервалах спостерігаються такі ускладнення, як осипи і обвали стінок свердловини та поглинання

бурового розчину, можливі затяжки і прихвати бурильного інструменту, а також для зменшення гідравлічного опору пропоновано цей спосіб буріння.

3.4 Вибір та обґрунтування типорозмірів доліт

Вибір типів породоруйнівного інструмента проводиться, виходячи із фізико-механічних властивостей гірських порід розрізу проектуємої свердловини, з урахуванням досвіду буріння свердловин на даній площі.

Згідно норм часу на механічне буріння і проходки на буріння до глибини 3300 м, більш ефективно застосувати шарошкові долота з роторним способом буріння по порівнянню до ІСМ та турбінного способу буріння.

Розміри доліт визначені виходячи із дійсних відношень між діаметрами доліт і обсадних труб, а також умов проходження доліт через попередню обсадну колону.

Діаметр долота при бурінні під експлуатаційну колону визначаємо за формулою $D_{\text{дол}} = D_{\text{м}} + 2\Delta k$, де $D_{\text{м}}$ - зовнішній діаметр муфти, завдяки якій труби з'єднуються одна з одною; Δk - радіальний зазор між муфтою і стінкою свердловини, який для даної експлуатаційної колони становить $\Delta k = 10-20$ мм.

$D_{\text{дол}} = 153,7 + 2 * 20 = 193,7$ мм; у зв'язку з тим, що розбурюємі в даному інтервалі зони мають ускладнення - осипи, обвали, обираємо долото $\varnothing 215,9$ мм

Діаметр другої проміжної колони і долота при бурінні під неї, знаходимо:

$D_{\text{ПК2}}^{\text{ВН}} = 215,9 * 4 = 219,9$ мм; таким прохідним отвором відповідають обсадні труби з зовнішнім діаметром $\varnothing 245$ мм.

$D_{\text{дол}} = 269,9 + 2 * 10 = 289,9$ мм; приймаємо долото $\varnothing 295,3$ мм.

Діаметр першої проміжної колони і долота при бурінні під неї, знаходимо:

$D_{\text{ПК1}}^{\text{ВН}} = 295,3 + 4 = 299,3$ мм; таким прохідним отвором відповідають обсадні труби з зовнішнім діаметром $\varnothing 324$ мм.

$D_{\text{дол}} = 351 + 2 * 20 = 391$ мм; приймаємо долото $\varnothing 393,7$ мм;

Діаметр кондуктора і долота під нього знаходимо:

$$D_{\text{ВН}}^{\text{К}} = 393,7 + 6 = 399,7 \text{ мм};$$

даному діаметру відповідають обсадні труби $\varnothing 426$ мм;

$D_{\text{ДОЛ}} = 451 + 2 * 19 = 489$ мм; приймаємо долото $\varnothing 393,7$ мм з розширювачем $\varnothing 550$ мм.

Найменування колони	Інтервал встановлення	Тип долота для суцільного буріння	Для розбурювання цементних стаканів
$\varnothing 426$ мм кондуктор	0-100	Ш 393,7 М-ЦГВ D31 РШ 550	ФЗ-390
$\varnothing 324$ мм проміжна	100-1910	Ш 393,7 М-ЦГВУ R370 Ш 393,7 С-ЦГВУ R357	ФЗ-295
$\varnothing 245$ мм проміжна	1910-2400	Ш 295,3 МСЗ-ГАУ R404 Ш 295,3 СЗ-ГАУ R419	ФЗ-210
$\varnothing 168/140$ мм експлуатаційна	2400-2680	Ш 215,9 СЗ-ГАУ R439 Ш 215,9 СЗ-ГВ R162	ФЗ-113 ФЗ-135

3.5 Вибір і розрахунок бурильних труб

Вихідні дані:

1. Свердловина вертикальна, буріння ведеться під експлуатаційну колону.
2. Умови буріння - ускладнені.
3. Спосіб буріння - роторний.
4. Інтервал буріння, м: від 2400 до 2680.
5. Навантаження на долото, тс — 18.
6. Перепад тиску на долоті, кгс/мм² -1.
7. Діаметр долота, мм — 215,9.
8. Густина бур-го розчину, г/см³ — 1,05.
9. Тиск бур-го розчину, кг/см² — 2.

10. Параметри клина — 400/4.

11. Частота обертання колони, об/хв — 100.

12. Лінійний коефіцієнт кавернозності — 1,1.

1). Вибір типу, діаметра і довжини ОБТ.

При використанні роторного способу буріння застосовуємо обважені бур-ні труби ОБТС-2.

Діаметр ОБТ: $d_{\text{ОБТ}} = d_{\text{ДОЛ}}(0,75 \dots 0,85)$;

$$d_{\text{ОБТ}} = 215,9_{\text{л}}(0,75 \dots 0,85) = 161,9 \dots 183,5 \text{ (мм)}$$

Приймаємо \varnothing ОБТ=178 (мм); $q=156$ (кг/м);

Довжина ОБТ: $l_{\text{ОБТ}} = (1,25 * P_{\text{ДОЛ}}) : q_{\text{ОБТ}}$;

$$l_{\text{ОБТ}} = (1,25 * 18) : 0,156 = 144,23 \text{ (м)};$$

Приймаємо довжину ОБТ 150 (м) — 6 свічок по 25 (м);

Вага ОБТ: $Q_{\text{ОБТ}} = l_{\text{ОБТ}} * q_{\text{ОБТ}}$;

$$Q_{\text{ОБТ}} = 150 * 156 = 23400 = 23,4 \text{ (МН)};$$

2). Розрахунок на витривалість.

Для згашення вібраційних навантажень, які генеруються долотом, над ОБТ встановлюємо 200 м труб ТИП-3-127*10D. За розрахунковий приймаємо переріз, розташований безпосередньо над ОБТ.

- Довжина півхвилі згину: $L = \frac{10}{\omega} \times \sqrt[4]{\frac{0,2 \times J \times \omega^2}{q}}$;

$$\omega = \frac{\pi \times n}{30}; J = \frac{\pi}{64} \times (D^4 - d^4) = 633,5 \text{ см}^4; \omega = \frac{3,14 \times 100}{30} = 10,5 \text{ рад/с};$$

$$L = \frac{10}{10,5} \times \sqrt[4]{\frac{0,2 \times 633,5 \times 10,5^2}{0,32}} = 0,95 \times \sqrt[4]{43652} = 13,8 \text{ (м)}; \text{ де } q=32 \text{ кг/м — вага погонного}$$

метру труби довжиною 11,5 м;

$$L=13,8 \text{ (м)};$$

- Стріла прогину колони:

$$f=0,5(D_{\text{СВ.}} - D_{\text{ЗАМ.}}) = 0,5(237,49 - 155) = 41,245 \text{ (мм)};$$

$$D_{\text{СВ.}} = k * D_{\text{ДОЛ}} = 1,1 * 215,9 = 237,49;$$

$D_{ЗАМ.}=155$ мм (ТБВК \varnothing 127); $f=4,1$ см;

- **Перемінні напруги згину:**

$$G_a = \frac{\pi^2 \times E \times J \times f}{2 \times 10^6 \times L \times W_{згин.}}; \quad G_a = \frac{3,14^2 \times 21 \cdot 10^6 \times 633,5 \times 4,1}{2 \cdot 10^6 \times 13,8^2 \times 146,2} = 9,65 \text{ МПа};$$

- **Постійні напруги згину:**

$$G_m = 2 \times \tau_a; \quad G_m = 2 \times 9,65 = 19,3 \text{ МПа};$$

- **Коефіцієнт запасу міцності на витривалість:**

$$n = \frac{G_{-1}}{G_a + \frac{G_{-1}}{G_B} \times G_m} \geq 1,5; \quad n = \frac{132}{9,65 + \frac{132}{637} \times 19,3} = \frac{132}{13,65} = 9,67 \text{ МПа}; \quad 9,67 > 1,5;$$

3) Розрахунок на міцність від сумісної дії осьових розтягуючих і дотичних скручуючих навантажень.

- Першу секцію комплектуємо з труб ТБВК 127*7D. Приймаємо довжину секції 1500 м. Вага секції: $Q_1 = l_1 \cdot q_1 = 1500 \cdot 23,9 = 35850$ (кг);

Вага наддолотного комплекту (200*{127*10D});

$$Q_{НК} = l_{НК} \cdot q_{НК} = 200 \cdot 32 = 6400 \text{ (кг)} = 0,064 \text{ (МН)};$$

Вага ОБТ: $Q_{ОБТ} = l_{ОБТ} \cdot q_{ОБТ} = 23400 \text{ (кг)} = 0,234 \text{ (МН)};$

Вага на гаку: $Q_{Г1} = Q_1 + Q_{НК}$

$$+ Q_{ОБТ} = 35850 + 6400 + 23400 = 65650 \text{ (кг)} = 0,6565 \text{ (МН)};$$

- **Розтягуюче навантаження.**

$$G_{РОЗТ} = \frac{k \cdot Q_{Г1} \left(1 - \frac{\rho_P - \rho_A}{\rho_M - \rho_A}\right) + \Delta P \cdot F_k \cdot (10^{-4})}{F_{ТР} \cdot 10^{-4}};$$

$$G_{РОЗТ} = \frac{1,15 \cdot 0,6565 \cdot \left(1 - \frac{1,05}{7,85}\right) + 1 \cdot 100,2 \cdot (10^{-4})}{26,4 \cdot 10^{-4}} = \frac{0,6538 + 10^{-4}}{0,00264} = 251,4 \text{ МПа};$$

- **Потужність на обертання бурової колони.**

$$\begin{aligned} N_B &= 13,5 \cdot 10^{-4} \cdot L \cdot D_{БТ}^2 \cdot n^{1,5} \cdot D_{ДОЛ}^{0,5} \cdot \rho_{Б.Р.} = \\ &= 13,5 \cdot 10^{-4} \cdot 1500 \cdot 0,127^2 \cdot 100^{1,5} \cdot 0,2159^{0,5} \cdot 1,5 = 2,025 \cdot 0,0161 \cdot 1000 \cdot 0,492 = \\ &= 16,04 \text{ (кВт)}; \end{aligned}$$

- **Потужність на обертання долота.**

$$N_{ДОЛ} = C \cdot 398 \cdot 10^{-4} \cdot n \cdot D_{ДОЛ}^{0,4} \cdot P_{ДОЛ}^{1,3} = 6,95 \cdot 398 \cdot 10^{-4} \cdot 100 \cdot 215,9^{0,4} \cdot 0,18^{1,3} =$$

$$=9,25 \cdot 0,103 \cdot 27,66 = 26,35 \text{ (кВт)};$$

- Крутний момент для обертання бурової колони.

$$M_{\text{кр}} = \frac{974000 \cdot (N_B + N_{\text{дол}})}{n} = \frac{974000 \cdot 16,04 + 26,35}{100} = 412878,6 \text{ (Н} \cdot \text{см}^2);$$

- Дотичні напруги кручення.

$$\tau = \frac{M_{\text{кр}}}{W_{\text{кр}}} = \frac{412878,6}{75} = 5505 \text{ (Н} \cdot \text{см}^2) = 55,05 \text{ МПа};$$

- Коефіцієнт запасу міцності.

Умови буріння ускладнені — тому $[n]=1,45$;

$$n = \frac{G_T}{\sqrt{G_P^2 + 3\tau^2}} \geq [n]; n = \frac{373}{\sqrt{251,4^2 + 3 \cdot 55,05^2}} = \frac{373}{268} = 1,47; 1,47 > 1,45$$

- Перевіряємо секцію на зминання в клиновому охопленні (ПКР).

$$n_{\text{к.о.}} = \frac{Q_0 \cdot C}{Q_{Г1} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{Р-НУ}}}{\rho_{\text{М-ЛУ}}}\right)} \geq 1,1; Q_0 = 850 \text{ кН} = 0,85 \text{ МНс} = 0,7 \dots 0,9;$$

$$n_{\text{к.о.}} = \frac{0,85 \cdot 0,9}{0,6565 \cdot 0,866} = \frac{0,765}{0,568} = 1,34; 1,34 > 1,1;$$

4) Розрахунок другої секції.

Загальна розрахункова довжина бурильної колони становить:

150м(ОБТ)+200м(Н.К.)+1500(1 сек.)=1850 м. Другу секцію комплектуємо з труб ТБВК 127*8К.

- Визначаємо допустиму глибину спуску другої секції:

$$l_2 = \frac{\frac{Q_{\text{СТР2}}}{1,04 \cdot [n]} - \frac{Q_{\text{СТР1}}}{1,04 \cdot [n]}}{k \cdot q_2 \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{Р-НУ}}}{\rho_{\text{М-ЛУ}}}\right)}; \quad q_2 = 26,6 \text{ кг/м} = 266 \cdot 10^{-6}; [n] = 1,45;$$

$$Q_{\text{СТР2}} = 150; \quad Q_{\text{СТР1}} = 100;$$

$$l_2 = \frac{\left(\frac{1,5}{1,04} \cdot 1,45 - \frac{1}{1,04} \cdot 1,45\right)}{1,15 \cdot 266 \cdot 10^{-6} \cdot (0,866)} = \frac{0,994 - 0,66}{0,0002649} = 1260 \text{ (М)};$$

- Перевіряємо другу секцію в клиновому охопленні, визначаємо вагу секції і вагу на гаку.

$$Q_2 = l_2 \cdot q_2 = 1260 \cdot 26,6 = 33516 \text{ (кг)} = 0,335 \text{ (МН)};$$

Вага на гаку: $Q_{Г2} = Q_{Г1} + Q_2 = 0,6565 + 0,355 = 0,9915 \text{ (МН)};$

$$n_{\text{к.о.}} = \frac{Q_0 \cdot C}{Q_{Г2} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{Р-НУ}}}{\rho_{\text{М-ЛУ}}}\right)} = \frac{1,26 \cdot 0,9}{0,9915 \cdot 0,866} = 1,32; 1,32 > 1,1;$$

Загальна довжина бурильної колони становить 3110 м.

5) Розрахунок третьої секції.

Третью секцію комплектуємо з труб ТБВК більшого діаметру: Ø 140*9К.

- Визначаємо допустиму глибину спуску третьої секції:

$$l_3 = \frac{\left(\left(\frac{Q_{СТР2.}}{1,04 \cdot [n]} - \frac{Q_{СТР1.}}{1,04 \cdot [n]} \right) - \Delta P \cdot (F_{K3} - F_{K2}) \right)}{k \cdot q_2 \cdot \left(1 - \frac{\rho_{P-HY}}{\rho_{M-LY}} \right)};$$

$$l_3 = \frac{\left(\left(\frac{1,84}{1,04 \cdot 1,62} - \frac{1,5}{1,04 \cdot 1,62} \right) - 1 \cdot (116,3 - 96,7) \right)}{1,15 \cdot 0,000338 \cdot 0,866} = \frac{0,20304}{0,0003366} = 603,2(\text{м});$$

До проектної глибини достатньо 190 м. $l_3=190$ (м);

- Перевіряємо третю секцію в клиновому охопленні, визначаємо вагу секції і вагу на гаку.

$$Q_3 = l_3 \cdot q_3 = 190 \cdot 33,8 = 6422(\text{кг}) = 0,0642(\text{МН});$$

Вага на гаку: $Q_{Г3} = Q_{Г2} + Q_3 = 0,9915 + 0,0642 = 1,0557(\text{МН});$ 105 тон;

$$n_{\text{к.о.}} = \frac{Q_0 \cdot C}{Q_{Г3} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{P-HY}}{\rho_{M-LY}} \right)} = \frac{1,54 \cdot 0,9}{1,0557 \cdot 0,866} = 1,53; 1,53 > 1,1;$$

- Загальна розрахункова довжина бурильної колони дорівнює:

ОБТ(Ø 178)+Н.К.(Ø 127)+1сек.(Ø 127)+2сек.(Ø 127)+3сек.(Ø 140)=3300м;

$$150\text{м} + 200\text{м} + 1500\text{м} + 1260\text{м} + 190\text{м} = 3300\text{м};$$

- Результати розрахунків зводимо у таблицю.

№ п/п	Типорозмір труб	Інтервал встановлення, м	Довжина секції, м	Вага секції, т	Вага на гакові, т
1	УБТС-2 Ø178	0 — 150	150	23,4	23,4
2	ТБВК Ø127*10D	150 – 350	200	6,4	29,8
3	ТБВК Ø127*7D	350 — 1850	1500	35,85	65,65
4	ТБВК Ø127*8К	1850 — 3110	1260	33,51	99,16
5	ТБВК Ø140*9К	2400 — 2680	280	6,42	105,58

3.6 Режим буріння

Під режимом буріння розуміють відповідне сполучення регулюємих параметрів, що впливають на показники буріння. До числа таких параметрів відносяться:

Вісьове навантаження на долото $R_{\text{дол}}$ (кН);

Частота обертання долота n (об/хв);

Кількість прокачуємої рідини Q (л/сек);

Якість бурового розчину ρ , V , T , CH_3 , та інші показники.

Режим буріння, що забезпечує отримання найкращих техніко-економічних показників при даних умовах буріння, називається оптимальними.

При виборі оптимальних параметрів режимів буріння необхідно використовувати накоплений фактичний матеріал про роботу долота, по стратиграфічним комплексам і інтервалам глибин. При відсутності таких даних можна використовувати метод математичної статистики, якщо маєтся достатня інформація, а якщо даних немає взагалі або їх небагато, то параметри режима буріння можна визначити аналітичним шляхом або по номограмам.

У всіх випадках знання фізико-механічних властивостей гірських порід дозволить обгрунтовано вести пошук найбільш ефективних сполучень долото-режимних параметрів, забезпечуючих отримання максимальних показників механічного буріння.

Вісьове навантаження визначають по твердості гірських порід $R_{\text{ТВ}}$ (Мпа) і контактної площі долота $F_{\text{К}}$ (мм²) використовуючи формулу:

$$R_{\text{дол}} = \alpha * R_{\text{ТВ}} * F_{\text{К}} ;$$

де $\alpha = 0,3 \dots 1,6$ — коефіцієнт, що враховує зміну твердості гірських порід у вибійних умовах;

Контактну площу долота визначають:

$$F_{\text{К}} = 0,5 D_{\text{дол}} * \eta * \delta ;$$

де $D_{\text{дол}}$ — діаметр долота в мм;

η — коефіцієнт перекриття вибою зубами долота, яке приймається в межах від 0,7 до 1,3;

δ — притуплення зубів, приймається від 1 до 3,5;

Інтервал 0 -100 м:

$$P_{\text{дол}} = 0,4 \cdot 14 \cdot 393 = 2132 \text{ кгс};$$

$$P_{\text{дол}} = 0,4 \cdot 30 \cdot 393 = 4825 \text{ кгс};$$

Буріння цього інтервалу ведеться з навантаженням 0 — 50 кН;

Інтервал 100 - 1910 м:

$$P_{\text{дол}} = 0,6 \cdot 42 \cdot 393 = 9875 \text{ кгс};$$

$$P_{\text{дол}} = 0,6 \cdot 101 \cdot 393 = 23910 \text{ кгс};$$

Буріння цього інтервалу ведеться з навантаженням 100 — 240 кН;

Інтервал 1910 — 3300 м:

$$P_{\text{дол}} = 0,3 \cdot 223 \cdot 220 = 14750 \text{ кгс};$$

$$P_{\text{дол}} = 0,3 \cdot 301 \cdot 220 = 19890 \text{ кгс};$$

Буріння цього інтервалу ведеться з навантаженням 150 — 200 кН;

Кількість прокачуємої рідини при бурінні свердловини визначаємо за формулою:

$$Q = 0,785 \cdot (D^2 - d^2) \cdot V_{\text{кп}};$$

Інтервал 0 -100 м:

$$Q = 0,785 \cdot (4,9^2 - 1,4^2) \cdot 2,3 = 40 \text{ л/с};$$

Інтервал 100 - 1910 м:

$$Q = 0,785 \cdot 31,9^2 \cdot 0,05 = 40 \text{ л/с};$$

Інтервал 1910 — 2680 м:

$$Q=0,785*35,1^2*0,035=34 \text{ л/с};$$

Оптимальну частоту обертання долота визначаємо, виходячи із вибраного способу буріння, використовуваних типорозмірів доліт, механічних властивостей гірських порід і досвіду буріння на даній площі.

№ п/п	Інтервал	Спосіб буріння	Навантаження на долото, т	Швидкість обертання долота, об/хв	Продуктивність насоса, л/с	Діаметр втулок, мм	Кількість двійних ходів за хв.	Тиск на стояку, кгс/см ²
1	0 -100	ротор	До 5 т	80-120	40	180	65	25
2	100 - 1910	ротор	10...24	80-100	40	180	65	90
3	1910 — 2680	ротор	15...20	60-80	34	170	65	110

3.7 Обладнання гирла свердловини

Інтервали газопроявлення, які переходять в газові фонтани, є найбільш небезпечними ускладненнями і аваріями, які виникають в процесі буріння свердловини на газових родовищах і вимагають значних коштів і часу на їх ліквідацію.

Основними причинами таких ускладнень, як показує багаторічний досвід буріння свердловин можуть бути:

- 1) Невідповідна геологічним умовам конструкція свердловин;
- 2) Невірний вибір густини бурового розчину на розкриття горизонтів;

- 3) Відсутність противикідного обладнання на гирлі свердловини;
- 4) Зростання вмісту газу в буровому розчині в процесі буріння із-за незадовільної дегазації;
- 5) Не прийняття своєчасних заходів газопроявлення для попередження викідів і відкритого фонтанування та інше.

Вибір противикідного обладнання, маніфольда (лінії дроселювання і глушіння), гідрокерування превентерами, пульта керування дроселем, сепаратора чи трапно-факельної установки здійснюється залежно від конкретних гірничо-геологічних характеристик розрізу та з врахуванням можливості для виконання наступних технологічних операцій:

1. Герметизації гирла свердловини при спущених бурильних трубах і без них;
2. Вимивання флюїду з свердловини за прийнятою технологією;
3. Підвіски колони бурильних труб на плашках превентера після його закриття;
4. Зрізання бурильної колони;
5. Контролю за станом свердловини під час глушіння;
6. Спуску або підйому частини чи всієї бурильної колони при герметично закритому гирлі.
7. Розходжування бурильної колони для запобігання її прихвату;

При виборі обсадних труб (марка сталі, товщина стінки) для кондукторів і проміжних колон, на яких буде змонтоване противикідне обладнання, потрібно робити перевірочний розрахунок на максимально можливий внутрішній тиск, який може виникнути при закритті превентерів у випадку ГНВП.

При подальшому бурінні після спуску кондуктора або проміжної колони, нижче яких очікується розкриття газових, газоконденсатних, напірних нафтових і водоносних горизонтів, при бурінні розвідувальної або не вивченої

частини розрізу будь-якої свердловини, а також після спуску експлуатаційної колони, в якій передбачається проведення робіт з розкриття продуктивних пластів, гирло потрібно обладнати противикидним обладнанням (ОП). Робочий тиск колонної головки, блоку превентерів і маніфольда повинен бути не нижчий за тиск опресування обсадної колони на герметичність, що розраховується на кожному етапі буріння свердловини за умови повної заміни в свердловині бурового розчину пластовим флюїдом або газорідиною сумішшю при загерметизованому гирлі.

Тип противикидного обладнання та схеми його обв'язки вказуються в проектній документації на будівництво свердловини і вибираються на підставі типових схем узгоджених з протифонтанною службою та Держнаглядодохоронпраці України. При цьому потрібно керуватися наступними вимогами:

При розкритті свердловиною вивченого розрізу, представленого нафтовими пластами, а також водяними (в т. ч. з розчиненим газом) пластами з тиском, що дорівнює або вище гідростатичного, після спуску кондуктора або проміжної колони на гирлі встановлюються два превентери. Тип превентерів і розмір плашок повинні бути передбачені технічним проектом.

Три превентери, у тому числі один універсальний, встановлюються на свердловині при розкритті всіх газових і газоконденсатних горизонтів, а також нафтових і водяних горизонтів з аномально високим тиском.

Плашки превентерів, встановлених на гирлі свердловини, повинні відповідати діаметру бурильних труб, що використовуються. Глухі плашки встановлюються у нижньому превентері, якщо в комплекті обладнання відсутній превентер зі зрізючими плашками.

3.8 Вибір бурової установки

При проектуванні вишок допустиме навантаження встановлюють по найбільшому навантаженню, яке очікується в за-даному діапазоні глибин

буріння. Величина цього навантаження повинна відповідати допустимому навантаженню на гаку, регламентованому ГОСТ 16293-82. При цьому враховується натяг ходової та нерухомої струн канату при заданій кратності оснастки талевого механізму.

При проектуванні бурових вишок користуються методом розрахунку по граничних станах, прийнятих для будівельних конструкцій (СНіП 11-В-3-72). Розрахунки по граничних станах базуються на статичних даних дійсної завантаженості конструкцій в умовах експлуатації, а також зміни механічних властивостей матеріалів, що дає змогу підвищити надійність, міцність і економічність проєктованих конструкцій.

Для розрахунку бурових вишок діючі навантаження доцільно розділити на постійні, експлуатаційні та вітрові. Така класифікація більш проста та зручна в порівнянні з прийнятим діленням діючих навантажень на основні та додаткові, які, в свою чергу, поділяються на постійні, тимчасові, тривалі та короткочасні. До постійних навантажень, користуючись принципом класифікації навантажень, запропонованої Н.С.Стрілецьким, відносять власну вагу бурової вишки та встановленого на ній обладнання, яка зберігає своє значення протягом всього періоду експлуатації.

До експлуатаційних навантажень відносять навантаження на гаку, натяг ходової та нерухомої віток талевого канату, навантаження від комплекту бурильних труб, встановлених на підсвічниках.

Вітрові навантаження залежать від природно-кліматичних умов експлуатації бурових вишок.

При виконанні проектних розрахунків вагу бурової вишки та встановленого на ній обладнання визначають по вагових характеристиках раніше спроектованих аналогічних бурових вишках. Поряд з цим вагові характеристики бурових вишок з достатньою точністю можна обчислити за імперичними формулами:

$$\text{вага вишки } G(\text{виш})=0,15 \cdot P(\text{доп});$$

вага кронблоку $G(к.б)=0,015*P(доп)$;

вага рухомих частин талевого механізму $G(тс)доп$);

вага балконів, сходів, козлів і інших споруджень, встановлених на вищці,
 $G(об)=0,03*P(доп)$.

В цих формулах P -допустиме навантаження на крюку.

Вибір типа бурової установки повинен проводитись за ГОСТ-162-93,
 виходячи:

- з максимально допустимого робочого навантаження на гаку від ваги бурильної колони у повітрі;
- з ваги найбільш важкої обсадної колони, або її секції.

Максимально допустиме робоче навантаження на гаку виникає при ліквідації ускладнень або аварій, які бувають в процесі будівництва свердловини. Його визначають по формулам:

- для бурильної колони :

$$P_{МАКС}=n_{СТР}*G_{БК} \text{ (кН);}$$

- для обсадної колони:

$$P'_{МАКС}=n'_{СТР}*G_{ОК} \text{ (кН);}$$

Де $n_{СТР}$ — коефіцієнт запасу міцності на страгування, величина якого для бурильної колони залежить від умов і способу буріння, а для обсадної від діаметра обсадних труб і глибини свердловини;

$G_{БК}$ і $G_{ОК}$ - відповідно вага найбільш важкої бурильної і обсадної колони.

У нашому випадку:

- ☞ Вага найбільш важкої бурильної колони у повітрі за допомогою якої ведеться буріння під 245 мм колону дорівнює:

$$G_{БК} = 1155,1 \text{ (кН);}$$

- ☞ Вага найбільш важкої 245 мм обсадної колони з допускними бурильним інструментом дорівнює:

$$G_{ОК} = 1230,8 \text{ (кН);}$$

Визначаємо максимально допустимі навантаження, які можуть виникнути в процесі будівництва свердловини при роботі з кожною колоною:

$$P_{\text{МАКС}} = n_{\text{СТР}} * G_{\text{БК}} = 1,3 * 1155,1 = 1502 \text{ (кН)};$$

$$P'_{\text{МАКС}} = n'_{\text{СТР}} * G_{\text{ОК}} = 1,25 * 1230,8 = 1539 \text{ (кН)};$$

Розрахунки показують, що найбільше навантаження виникає при спуску 245 мм обсадної колони з допускними бурильним інструментом.

За стандартами, які встановлені ГОСТ 16293-89, і розраховані за ними параметри комплектних бурових установок російського виробництва, вибираємо бурову установку 7-го класу, а враховуючи, що район електрофікован, то підходить бурова установка: Уралмаш 4Е-76.

Характеристики бур-ої установки Уралмаш 4Е-76.	
Параметри	Величина
Допустиме навантаження, кН	2250
Умовна глибина буріння, м	4000
Оснастка талевої системи	5x6
Лебідка	У2-5-5
Буровий насос	У8-6 МА2 600
Ротор	УР-560
Потужність головного приводу, кВт	1900
Потужність насоса , кВт	600
Двигуни в приводі лебідки	СДЗБ-13-52-8
Двигуни в приводі насоса	АКБ-114-6-У2

4 Техніка безпеки

4.1. Навчання та інструктаж робітників.

Посадові особи згідно з переліком, затвердженим держнаглядом з ОП до початку виконання своїх обов'язків і періодично, 1 раз на 3 роки проходять у встановленому порядку навчання та перевірку знань з ОП в органах галузевого або регіонального управління ОП за участю представників органу держнагляду та профспілки.

Допуск до роботи осіб, які не пройшли навчання, інструктаж та перевірку знань з ОП забороняється.

Позачергова перевірка знань посадових осіб і спеціалістів з питань ОП проводиться:

- 1) При введенні в дію нових або переглянутих нормативних актів з ОП;
- 2) При введенні в експлуатацію нового устаткування або впровадженні нових технологічних процесів;
- 3) При переведенні працівника на іншу роботу або призначені його на іншу посаду, що потребує додаткових знань з питань ОП;
- 4) За розпорядженням працівника органу держнагляду за ОП, вище стоячої господарської організації, а також місцевого органу державної виконавчої влади, якщо виявлено незнання посадовою особою, спеціалістом нормативних актів про ОП.

Навчання проводиться у визначених держнаглядом з ОП навчальних закладах або за місцем роботи.

Допуск прийнятого на підприємство робітника до самостійної роботи дозволяється тільки після проходження ним вступного інструктажу з ОП та інструктажу з техніки безпеки на робочому місці, цільового навчання з техніки безпеки і промсанітарії, згідно із затвердженими програмами і перевірки знань. Робітники, службовці, посадові особи, які обслуговують об'єкти з підвищеною небезпекою, згідно з переліком робіт з підвищеною

небезпекою, проходять спеціалізоване навчання і перевірку знань з наступною видачею відповідного документа.

Навчання з ОП робітників і службовців здійснюється поетапно:

- 1) вступний інструктаж;
- 2) інструктаж на робочому місці;
- 3) цільове навчання з ОП;
- 4) перевірка знань і допуск до самостійної роботи;
- 5) повторний інструктаж;
- 6) разовий інструктаж;
- 7) позаплановий інструктаж.

Вступний інструктаж проходять всі прийняті на підприємство робітники і службовці, відряджені на підприємство робітники, а також учні і практиканти.

До проведення інструктажу на робочому місці всі робітники повинні пройти цільове навчання, тривалість якого залежить від складності і специфіки роботи.

Цільове навчання проводиться, як правило, на учкомбінаті або під керівництвом досвідченого працівника. Мета інструктажу на робочому місці — навчання вірним і безпечним прийомам праці. Перед допуском до самостійної роботи проводиться перевірка знань з ОП комісією, призначеною наказом по підприємству. Перевірка знань з ОП робітників, службовців проводиться щорічно.

Позачергова перевірка знань проводиться:

- 1) при зміні технологічного процесу;
- 2) впровадженні нового обладнання, та інструктаж з ОП;
- 3) при порушенні працівниками правил і інструкцій з ОП;
- 4) за розпорядженням керівництва;
- 5) за вимогою органів нагляду.

Всі робітники, незалежно від стажу і кваліфікації повинні не рідше 1 разу на 6 місяців проходити повторний інструктаж, а на роботах з підвищеною небезпекою — 1 раз на 3 місяці; раніше він проводиться при:

- 1) зміні технологічного процесу, обладнання, пристроїв;
- 2) при переведенні на нове робоче місце;
- 3) при порушенні працівниками інструкцій з ОП;
- 4) перерві в роботі 60 днів і більше, а на роботах з підвищеною небезпекою — 30 днів і більше.

Разовий інструктаж проводиться при зміні вахти, а також коли виникає потреба у виконанні робіт не специфічних для даної професії, а також перед проведенням робіт підвищеної небезпечності.

Позаплановий інструктаж проводиться у випадках, коли на спорядненому підприємстві або підрозділі мав місце нещасний випадок; аварія або аварійна ситуація і згідно із матеріалами розслідування необхідно провести такий інструктаж.

4.2. Підготовка бурової установки до буріння.

Введення змонтованої бурової установки в роботу здійснюється за рішенням

комісії з прийому бурової установки після повної готовності, випробування, обкатування всього обладнання та за наявності укомплектованої бурової бригади.

Готовність до пуску оформлюється актом (форма акта наведена в додатку). Склад комісії визначається наказом по підприємству. В роботі комісії бере участь представник Держгірпромнагляду.

Бурові установки повинні відповідати вимогам ГОСТ 12.2.003-91, технічній документації заводів-виготовлювачів та повинні бути оснащені наступними системами безпеки :

- а) обмежувачем висоти підйому талевого блоку;
- б) блокувальними пристроями включення бурової лебідки при знятих задніх щитах огороження;
- в) автозатягувачем квадрату в шурф;
- г) блокувальним пристроєм з відключення ротора при піднятих клинах ПКР;
- д) запобіжними пристроями на випадок перевищення тиску в трубопроводах господарської лінії очисно-циркуляційної системи і нагнітальній лінії блоку хімреагентних місткостей на 10-15% вище допустимого тиску.
- е) системою циркуляційних місткостей, кожна з яких повинна мати справну засувку для відокремлення її від інших місткостей та люк для зручного видалення з неї шламу або осаду. Кожна з цих місткостей повинна бути обладнана механічним рівнеміром. Механічними рівнемірами необхідно обладнати дві прийомні місткості, з яких здійснюється циркуляція бурового розчину;
- ж) місткостями для запасу бурового розчину у відповідних проекту об'ємах;

з) механізмами для приготування, оброблення, обважнення, очищення, дегазації і перемішування розчину, збору шламу та відпрацьованої рідини при безамбарному бурінні;

- и) пристроєм для осушення повітря пневмосистеми бурової установки;
- к) заспокоювачем ходового кінця талевого каната;
- л) системою обігріву підсвічника та робочого місця бурильника;
- м) системою оперативного зв'язку бурильника з верховим робітником;
- н) первинними засобами пожежогасіння.

Пересувна люлька верхового робітника повинна бути оснащена системами безпеки та блокування згідно з технічною документацією заводу-виготовлювача.

Оснащеність бурових установок світильниками повинна забезпечити освітленість відповідно до СНіП II-4-79 і складати :

- а) для роторного столу - 100 лк;
- б) для шляху руху талевого блоку - 30 лк;
- в) для приміщення лебідкового і насосного блоків, превентора - 75 лк;
- г) для сходів, маршів, спусків, приймального моста - 30 лк.

На буровій повинна бути доливна місткість циліндричної або прямокутної форми з відкритою поверхнею мінімальної площі. Використання деформованих місткостей як доливних не дозволяється, якщо деформація ускладнює користування місткістю за призначенням.

Об'єм доливної місткості повинен бути на 20% більше максимального об'єму бурильного інструменту, що повинен знаходитись у свердловині.

Місткість повинна мати люк для зручного очищення від осаду, обладнана рівнеміром, проградуєрована з ціною поділки не більше 200 літрів. Шкала рівня та рівнемір повинні бути освітлені в темну пору доби. Для контролю за її станом та приведення до ладу рівнеміра місткість повинна мати сходи тунельного типу. Нормальний стан місткості – порожня, очищена від осаду.

Її необхідно заповнювати лише перед підйомом та негайно після його завершення звільняти від залишків розчину.

У системі керування автоматичним ключем повинна бути передбачена можливість повного його відключення від систем живлення, а також блокування з метою запобігання випадковому включенню.

Порядок організації і проведення планово-запобіжного ремонту бурового і енергетичного обладнання встановлюється Положенням, яке розроблює підприємство, що експлуатує обладнання.

Бурове обладнання та інструмент повинні мати паспорт або формуляри встановленого зразка, в які вносяться дані про його експлуатацію, ремонт і дефектоскопію.

На кожній буровій установці повинен бути комплект інструкцій з експлуатації всього обладнання та механізмів. Перелік інструкцій з охорони праці затверджується керівником підприємства.

Пневматичну систему бурової установки (трубопроводи, крани) після монтажу і ремонту необхідно випробовувати на тиск, що перевищує робочий в 1,25 рази.

Буровий насос повинен мати запобіжний пристрій заводського виготовлення, що спрацьовує при тиску, який перевищує на 3,5% номінальний тиск насоса при встановлених втулках відповідного діаметру.

Конструкція запобіжного пристрою повинна забезпечувати надійне його спрацьовування при встановленому тиску незалежно від тривалості контакту з хімічно обробленим буровим розчином з високим вмістом твердої фази, тривалості впливу негативних температур повітря, а також виключати травмування людей, забруднення обладнання і приміщення при спрацьовуванні.

Обв'язка бурових насосів повинна забезпечувати:

- можливість приготування, обробки і обважнення бурового розчину з одночасним промиванням свердловини;

- повне зливання рідини та продувку нагнітального трубопроводу стисненим повітрям.

Якщо горизонти з можливим газонафтоводопроямом розкриваються при роботі двох насосів, то необхідно передбачити можливість одночасної їх

роботи з однієї місткості. В обв'язці між місткостями циркуляційної системи повинні бути запірні пристрої.

На нагнітальному трубопроводі насосів встановлюється пристрій з дистанційним управлінням, що дозволяє пускати бурові насоси без навантаження з поступовим виведенням їх на робочий режим (при контролі за тиском). Викид від пускової засувки повинен бути прямолінійним та надійно закріпленим з нахилом у бік зливу в приймальну місткість. На бурових установках з регульованим приводом насоса встановлення пускових засувок не обов'язкове, але повинна бути встановлена засувка для скидання тиску в нагнітальному трубопроводі.

Нагнітальний трубопровід бурових насосів і стояк після їх монтажу чи ремонту підлягають гідравлічним випробуванням на тиск, який в 1,5 рази вищий максимального робочого тиску згідно з проектом на будівництво свердловини, з оформленням відповідного акта наведеного в додатку.

Бурові насоси комплектуються компенсаторами, що заповнюються повітрям або інертним газом, при цьому тиск у компенсаторах повинен відповідати паспортній характеристиці відповідно до тиску в напірній лінії маніфольда.

Бурові насоси прикріплюються до фундаментів чи до основи насосного блока,

а нагнітальний трубопровід - до блокових основ і проміжних стійок. Повороти трубопроводів виконуються плавно або робляться прямокутними з відбійними елементами для запобігання ерозійному зношенню. Повинна бути забезпечена

можливість подачі цементувальним агрегатом рідини в нагнітальний маніфольд як через стояк, так і від місткостей циркуляційної системи.

Буровий шланг обмотується м'яким сталевим канатом діаметром не менше ніж

12,5 мм із петлями через кожні 1,0-1,5 м по всій довжині. Кінці каната кріпляться до бурової вишки і кришки вертлюга.

Оснащення талевої системи повинне відповідати вимогам проекту і технічним умовам експлуатації бурової установки.

Ходовий і нерухомий кінці талевого каната під навантаженням не повинні торкатися елементів бурової вишки.

Відповідно до вимог технічної експлуатації бурових вишок, в процесі експлуатації бурова вишка кожних два місяці повинна оглядатися буровим майстром і механіком, і один раз на рік – спеціальною бригадою з обстеження бурових вишок у порядку, визначеному підприємством. Результати огляду за їх підписами заносяться в журнал перевірки технічного стану обладнання.

Крім того, стан бурової вишки повинен перевірятись за участю представника вишкомонтажного цеху або особи, що відповідає за монтаж, в наступних випадках:

- а) перед спуском обсадної колони;
- б) перед початком та після закінчення аварійних робіт, які вимагають

розходження прихопленої колони труб;

- в) після сильного вітру зі швидкостями для відкритої місцевості - 15м/с, лісів або коли бурова вишка змонтована в котловині - 21м/с;
- г) до початку та після закінчення перетягування бурової вишки;
- д) після відкритих фонтанів і викидів.

Результати перевірки технічного стану бурової вишки оформлюються актом підписом спеціалістів, що проводили огляд. Форма акта наведена в додатку.

Дефектні елементи бурової вишки повинні бути відновлені або замінені початку робіт. Основні ремонтні роботи повинні фіксуватися в технічному паспорті бурової вишки.

Кронблоки, рами кронблоків та підкронблочні балки бурових вишок і щогл повинні оглядатися з перевіркою усіх вузлів кріплення не рідше одного разу на місяці.

Головний механік і інженер бурової організації або представники їх служб спільно з буровим майстром на пусковій конференції до початку буріння зобов'язані ознайомити весь склад бригади з правилами і інструкціями нових видів обладнання і інструменту і провести додатковий інструктаж робітників по технічній безпеці при експлуатації цього обладнання.

Свердловину можна почати бурити при наявності слідуєчих документів:

- 1) геолого-технічного наряду (ГТН);
- 2) режимно-технологічної карти, а при бурінні свердловин глибиною 3000 м і більше, крім того, проекту технології буріння;
- 3) акта про ввід у експлуатацію установки з дозволом на початок буріння органів Держтехнагляду;
- 4) наряду (нормативної карти) на виробництво бурових робіт.

4.3. Заходи безпеки при виконанні робіт.

Основними вимогами, що висовуються до проектувань машин і механізмів є :

- 1) безпечність для здоров'я і життя людини;
- 2) надійність;
- 3) зручність;

Безпечність технологічного обладнання забезпечується вірним вибором його дії, кінематичних схем, конструктивних рішень, робочих тіл, параметрів робочих процесів, використання різних захисних заходів.

При наявності у агрегатів електроприводу, останній повинен відповідати вимогам ПУЕ. Огородження повинні бути достатньо міцними і надійними і вписуватись у корпусі бурового обладнання.

При використанні тіл під тиском, що більший за атмосферний, при конструюванні повинні виконуватись відповідні вимоги котлонагляду.

Для безпечного піднімання і переміщення вузлів і агрегатів, при монтажі, демонтажі і ремонті, окремі великогабарітні частини машин або самі машини, необхідно обладнати спеціальними пристроями (пітлями, гаками). Останні слід розміщувати із урахуванням положення центру ваги вантажу. Повинні забезпечуватись міри захисту від іонізуючих електромагнітних випромінювань, забруднення атмосфери, дії променистого тепла.

Надійність визначається вірогідністю порушення норм роботи обладнання. Такі порушення можуть стати причиною аварій, а звідси — і травм.

Особливо важливе значення у забезпеченні надійності, має міцність конструктивних елементів, що визначається як міцнісними характеристиками матеріалу, так і його кріпильних з'єднань (зварні шви, заклепки, шпонки, штіфти, різбові з'єднання), а також умовами їх експлуатації (наявність мастила, корозії, значний знос). Велике значення у забезпеченні надійності має

наявність відповідних КВП і пристроїв автоматичного керування і регулювання.

Виробниче обладнання повинне конструюватись з урахуванням фізіологічних і психологічних можливостей людини, а також з урахуванням її антропометричних даних. Всі види технологічного обладнання повинні бути зручними для огляду, змащування, розборки, наладки, прибирання, транспортування, встановлення і керування ними в роботі. Розташування органів управління повинно бути таким, щоб забезпечити економію рухів, виключити незручні, вимушені, напруженні положення тіла. Повинні виконуватись вимоги ергономіки і техніки естетики.

ОСНОВНІ ВИМОГИ ПО БЕЗАВАРІЙНОМУ ВЕДЕННЮ РОБІТ.

- 1) При бурінні свердловини суворо керуватись вимогами і вказівками ЄТП. Інструкції по запобіганню аварій при бурінні свердловин на нафту і газ, правилами та нормативними документами.
- 2) Бурова установка забезпечується ловильним інструментом, який повинен бути повністю підготовлений до роботи із складеним ескізом на компановку низу бурильної колони.
- 3) Виділяти по даних геологічних досліджень (профілемір, каверномір, та ін.) і видавати буровій бригаді інтервали утворення жолобів.
- 4) За 200 м до розкриття покрівлі продуктивного горизонту з глибини 2760 мати однократний запас бурового розчину, а також передбачити постійний запас хімреагентів в кількості із розрахунку половини об'єму свердловини.
- 5) При підйомі бурильного інструменту забезпечити постійний долив свердловини, не допускаючи зниження рівня.
- 6) Устя свердловини повинно бути обов'язаним противикидним обладнанням у відповідності до схеми по ГОСТ 13862-90. Для підвищення готовності бурових бригад по ліквідації нафтогазопроявів і

попередженню відкритих нафтових і газових фонтанів необхідно систематично проводити учбово-тренувальні заняття з притягненням до цієї мети кваліфікованих робітників воєнізованих частин по попередженню і ліквідації відкритих фонтанів.

4.4.Промислова санітарія.

- 1) На промислових об'єктах і установах з виділенням сірководню та інших газів повинні передбачатись заходи по попередженню впливу газів на працюючих (герметизація установок і устєвого обладнання свердловин, газоуловлювання, очищення від сірки, відвід газу для утилізації).
- 2) При наявності виробничого шуму, який перевищує допустимі санітарні норми, вібрації обладнання повинні проводитись технічні заходи по обмеженню дій цих явищ.
- 3) Виробничі приміщення повинні бути виконані у відповідності з СніП, санітарними нормами проектування промислових підприємств, вказівками по будівельному проектуванні будівель і споруд нафтової промисловості і протипожежних технічним умовам будівельного проектування.
- 4) Виробничі приміщення повинні мати пристрої для провітрювання.
- 5) Виробничі приміщення і робочі місця потрібно утримувати у чистоті. Підлога повинна бути рівною та зручною для очищення і ремонту.Для зливу бруду з підлоги повинні бути стоки води.
- 6) У виробничих і підсобних приміщеннях повинні бути прийняті міри для максимального використання природного освітлення. Вікна мають бути повністю зашклені та утримуватись в чистоті.
- 7) На виробничих об'єктах повинні бути санітарно-побутові приміщення для обслуговування персоналу згідно до санітарних норм.

- 8) Санітарно-побутові приміщення потрібно кожний день прибирати і провітрювати. Періодично проводити дезінфекцію.
- 9) На буровій необхідно встановити приміщення для обігріву та відпочинку робочих(культбудка). Відстань між вказаними приміщеннями і вишкою повинна перевищувати висоту цих споруд не менше ніж на 10 м (53+10). В приміщенні слід мати бачок з питною водою, аптечку з повним набором медикаментів першої допомоги, носилки.
- 10) виробничі приміщення, в яких постійно або тривалий час знаходяться люди, повинні обладнуватись опалювальними пристроями, які відповідають вимогам санітарних і протипожежних норм, а електричні нагрівальні прилади також “Правилам улаштування електроустановок”.
- 11) обов'язкове забезпечення всіх робітників питною водою, яка відповідає санітарним нормам.
- 12) пецодяг та спецвзуття повинні відповідати діючому ГОСТу і видаватись для кожної професії робітників в межах встановлених норм.
- 13) роботу, пов'язану з падінням працюючого з висоти, слід виконувати із застосуванням запобіжного поясу.
- 14) всі члени бурової бригади повинні бути навчені прийомам надання першої медичної допомоги потерпілим.

4.5. Пожежна безпека.

Правила пожежної безпеки для геологорозвідувальних організацій і підприємств.

- 1) Територія навколо бурової установки має бути очищена від сухої трави, хмизу, чагарників і дерев в радіусі 50 м.
- 2) Використані і промаслені обтиральні матеріали повинні знищуватись.
- 3) Забороняється на буровій:
 - Розпалювати відкритий вогонь і застосовувати факели та інші джерела відкритого вогню для освітлення та з метою іншого призначення;
 - Утепляти бурову вишку і бурову будівлю легкозаймистими матеріалами.
- 4) Розпалювання вогнищ на відстані ближче 15 м від бурової установки забороняється.
- 5) При раптовому виділенні газу необхідно:
 - Відключити подачу електроенергії на бурову;
 - Зупинити двигуни внутрішнього згорання;
 - Погасити технічні і побутові точки, які знаходяться поблизу свердловини, заборонити паління;
 - Поставити до відома керівника робіт, викликати пожежну охорону, воєнізовані спецчастини, медичний персонал;
 - Припинити будь-які роботи на буровій і віддалитись на безпечну відстань;
 - Закрити рух на прилеглих роботах.
- 6) При бурінні свердловини біля превентора повинні встановлюватись світильники вибухозахисного виконання. Аварійні переносні напругою 12 В також повинні бути вибухозахисного виконання.
- 7) Паливні резервуари мають бути розташовані на відстані не менше 40 метрів від зовнішніх стін будівель і споруд бурової. Паливопривід повинен мати 2 закривальні пристрої : - один біля паливного резервуара, а другий — біля машинного приміщення на відстані не менше 5 м від його покриття з зовнішнього боку. Паливна ємність обвалується.

- 8) Вихлопні гази двигунів внутрішнього згорання бурових установок повинні виводитись на відстань не менше 15 м від устя свердловини і 5 метрів від стіни машинного сараю, і 15 м вище конька даху. Вихлопні трубопроводи мають бути обладнані іскровловлювачами.
- 9) Протипожежні заходи при ліквідації викидів і відкритого фонтану при бурінні нафтових і газових свердловин проводити згідно “Інструкції по організації і безпечному веденню робіт по ліквідації відкритих газових та нафтових фонтанів”.
- 10) а буровій мають бути засоби пожежогасіння по переліку погодженому з місцевими органами Держпожнагляду і запас води відповідно до протипожежних норм.
- 11) орма первинних засобів пожежогасіння приймається згідно вимог ППБО-85, ППБВ-85.
- 12) огневі роботи на буровій повинні виконуватись у відповідності з “Правилами пожежної безпеки при проведенні зварних робіт на об'єктах народного господарства”. На буровій, як на вибухонебезпечному об'єкті, повинен бути план ліквідації аварій з чітким визначенням обов'язків (дій) робітників на випадок аварії.
- 13) а вивідному трубопроводі з водонапірної башти передбачається пристрій для відбору води пожежними.

4.6.Охорона довкілля.

При бурінні свердловини тимчасово з'єднуються водонафтогазоносні пласти, відбувається руйнування денної поверхні земної кори, що в тій чи іншій мірі негативно впливає на стан як надр, так і поверхні землі та атмосфери. Тому головною метою охорони надр і довкілля є зниження негативного впливу на їх стан при бурінні свердловин.

До задач охорони надр і довкілля при закінчуванні свердловин поряд з іншими належать:

- запобігання проникнення промивальної рідини або її фільтрату в пори і тріщини продуктивних пластів. Особливо небезпечні гідророзриви пластів з наступним поглинанням рідини або цементного розчину;
- попередження відкритих нерегульованих газонафтоводопроявлень;
- надійне кріплення свердловин та розмежування пластів.

Деякі технологічні причини ускладнюють розв'язання задач охорони надр і довкілля. Зокрема до них належать:

- закачування значних об'ємів різних розчинів і матеріалів у пласти при бурінні в умовах поглинань;
- дія хімічними, силовими та іншими методами на продуктивні пласти з метою підвищення дебіту свердловин та коефіцієнта нафтогазовилучення;
- виділення попутного газу з пластової та промивальної рідин та ін.

Забруднення довкілля (атмосфери, ґрунту, джерел питної води) може статися при фонтануванні або перетіканні через заклонний простір пластових флюїдів, які вміщують сірководень, вуглеводні, солі натрію, кальцію, магнію та інших елементів, а також при викиді промивальної рідини.

Щоб уникнути забруднення території бурової до початку робіт по розкриттю продуктивних пластів на відстані 100–200 м від бурової обладнують земляний амбар для збору пластової рідини, що надходить із свердловини при випробуванні або при скерованому фонтануванні. При

виникненні фонтанування необхідно терміново обладнати земляний вал для обмеження можливості розтікання пластового флюїду на великій площі.

Гази, що виходять з пластових флюїдів або промивальної рідини, слід спалювати у факелі, змонтованому за відповідними правилами, або направляти до промислової газозбірної мережі. Якщо в газі міститься сірководень, то при спалюванні газу в факелі утворюються дуже отруйні сірчистий і сірчаний гази. Для нейтралізації газу у викидну лінію ПВО слід вводити водорозчинні гідроксиди двовалентних металів. Для нейтралізації сірководню, що знаходиться у промивальній рідині, додають водний розчин мідного або залізного купоросу.

Якщо сірководень знаходиться у пластовій воді, то одночасно з його нейтралізацією проводять кольматацію пластів. Для кольматації гранулярних колекторів з сірководневою водою встановлюють ванни, які вміщують 5–10% водорозчинних Cu, Fe, Mg, Ni або Pb, стабілізатор (КМЦ-600, карбофен, крохмаль), а для тріщинних колекторів – ванни з водорозчинних силікатів.

Перед початком будівництва свердловини всю територію потрібно відгородити водовідвідною напірно- канавою та обваловкою, що попереджає попадання талих та ливневих вод на територію бурової та в очисні споруди. Майданчики під блоком бурової вишки бетонуватися та окаймлятися лотками, як зв'язані в єдину систему стоку.

При приготування бурового розчину використовувати стічні води з метою попередження забруднення водоносних горизонтів. Буріння під кондуктор вести з використанням бурового розчину обробленого нетоксичними хімічними реагентами. Після закінчення буріння, зібраний вибурений шлак та відпрацьовані бурові рідини вивести в місця захоронення. Оброблені хімреагентами бурові розчини повторно використовувати для нових бурових. При випробування свердловин під час визову притоку притоку не допускати попадання нафти в амбари. Продувку свердловини та демонтажу обладнання

провести розбивку бетонних фундаментів, майданчиків і вивезти в спеціально відведені місця.

При демонтажі обладнання провести прибирання території від металу, металоконструкцій, сталевих канатів і сміття. Здійснити збір гравію з майданчика закінченого будівництва бурової і вивести його на чергову бурову, що будується.

Промивальну рідину, що залишилася, перевозять на іншу бурову для використання або після нейтралізації шкідливих хімічних реагентів захоронюють у спеціально відведеному місці. Вуглеводні збирають для повторного використання або спалюють.

Територія, яка була відведена під будівництво свердловини, має бути рекультивована для подальшого використання, а її частина довкола свердловини обноситься ґрунтовим валом і упорядковується.

Література

1. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы. - М.: «Недра», 1998
2. Ильский А.Л., Касьянов В.М., Порошин В.Г. Буровые машины, механизмы и сооружения. - М.: «Недра», 1967.
3. Войтович Л.Ф. Основи технології буріння та експлуатації нафтових та газових свердловин. Полтава, 2002.
4. Калинин А.Г., Б.А.Никитин, К.М.Солодкий, Б.З.Султанов. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. - М.: Недра, 1997.
5. Сыромятников Е.С., А.Ф.Андреев. Научно-технический прогресс в бурении нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 1991
6. Булатов А.И., А.И.Пеньков, Ю.М.Проселков. Справочник по промывке скважин. - М.: Недра, 1984.
7. Буріння свердловин: довідник / Акціонерне товариство „Агронафта”.- У 5 т.: т. 1. - К.: Інтерпрес ЛТД, 2002.
8. Буріння свердловин: довідник / Акціонерне товариство „Агронафта”.- У 5 т.: т. 2. - К.: Інтерпрес ЛТД, 2002.
9. Булатов А.И., Ю.М.Проселков, В.И.Рябченко. Технология промывки скважин. - М.: Недра, 1981.
10. Алексеев Ю.Ф., Махмутов И.Х., Немировский Е.Я. Опыт создания и внедрения АСУ от бурения Уфимского УБР. - УФА. Башкирское книжное издательство,1990.
11. Г.С. Лутошкин Сбор и подготовка нефти, газа и воды. - М.: Недра, 1979
12. Дьогтев Г.Ф. Матеріалознавство: Посібник для студентів механічних спеціальностей вузів. - К.: Вища школа, 1975

13. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин.-М.: Недра,2001.
14. Инструкция по расчету бурильных колонн./В.М.Валов, О.Д.Даниленко, К.М.Джафаров и др..-М:Недра,1997. Взамен РД -39-0147014-502-85.
15. Инструкция по эксплуатации, ремонту и учету бурильных труб./С.М.Данелянц, В.Ф.Кузнецов, А.И.Загриценко и др..-Куйбышев,1979.
16. Иогансен К.В. Спутник буровика. Справочник. Изд.2-ое, пер. и доп.-М. Недра, 1990.
17. Конесев Г..В, Мавлютов, М.Р. Спивак А.И. и др.. Смазочное действие сред в буровой технологии -М.:Недра,1993.
18. Трубы нефтяного сортамента. Справ. рук-во под ред. А.Е.Сарояна, М.: Недра, 1987.