

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

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

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра  
(бакалавра, бакалавра)

студента Колотило Дмитра Георгійовича  
(ПІБ)

академічної групи 185-17зск-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 Солохівського газоконденсатного родовища Полтавської області  
(назва за наказом ректора)

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

Дніпро  
2020



## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 60 с., 3 рис., 11 табл., 17 джерел.

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

Сфера застосування – буріння свердловин на нафту та газ.

Об'єкт розроблення – технологія буріння експлуатаційної свердловини в умовах Солохівського газоконденсатного родовища Полтавської області.

Мета роботи – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах Солохівського газоконденсатного родовища Полтавської області.

Практичні результати:

- виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини;
- розроблено технологію буріння експлуатаційної свердловини в умовах Солохівського газоконденсатного родовища Полтавської області;
- здійснено обґрунтування бурового устаткування;
- обґрунтовано породоруйнуючий інструмент;
- розрахована технологія буріння свердловини;
- розрахована технологія кріплення свердловини;
- проведено аналіз потенційних небезпек запроектованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.

## ЗМІСТ

Вступ.....	5
1 Огляд умов буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області.....	6
1.1 Основні положення.....	6
1.2 Геологічні умови.....	9
2 Технологія буріння.....	12
2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.....	12
2.2 Спосіб буріння.....	14
2.3 Вибір породорозрушаючого інструменту.....	14
2.4 Бурильна колона.....	16
2.5 Вибір режиму буріння.....	22
2.6 Промивання свердловини.....	29
3 ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ І ОХОРОНА ДОВКІЛЛЯ.....	38
3.1 Навчання та інструктаж робітників.....	38
3.2 Підготовка бурової установки до буріння.....	41
3.3 Заходи безпеки при виконанні робіт.....	44
3.4 Промсанітарія.....	49
3.4 Пожежна безпека.....	50
3.6 Охорона довкілля.....	54
Загальні висновки.....	58
Література.....	59

## Вступ

### Актуальність проблеми

Бурхливий розвиток нафтової промисловості у 20-му столітті почався коли стали широко застосовувати нафтові і бензинові двигуни внутрішнього згорання, які вимагали різних палив і мастил. Особливо швидко почала розвиватися світова нафтова промисловість з тих пір, коли нафта і її продукти стали використовувати у якості сировини для хімічної промисловості.

Природний газ - дешеве паливо і, крім того, застосовується як сировина для хімічної промисловості. Використовується він для виробництва синтетичного каучука, пластмас, синтетичних волокон, спиртів, добрива, сажі і інших продуктів.

Таким чином, нафта і газ, а також продукти їх переробки дуже впливають на розвиток економіки держави, на підвищення матеріального стану народу. Тому темпами розвитку нафтової і газової промисловості постійно приділяється велика увага.

**Мета кваліфікаційної роботи.** Розробка технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах Солохівського газоконденсатного родовища Полтавської області.

# 1 Огляд умов буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області

## 1.1 Основні положення

Перше нафтогазове родовище на Полтавщині – Радченківське – було відкрито 9 вересня 1950 року, коли свердловина № 2 з глибини 1200 метрів дала потужний фонтан нафти, газу та газового конденсату. В червні 1951 року свердловина №5 цього ж родовища дала промисловий приплив високоякісної нафти з інтервалу 1273-1278м. [2]

Саме із свердловини № 5, яка і на сьогодні у діючому фонді, розпочався промисловий видобуток нафтогазової сировини у регіоні.

Наступним після Радченківського стало Сагайдацьке нафтогазове родовище, яке відкрили в 1952 році. Через три роки на Полтавщині відкрили і перше газоконденсатне родовище – Солохівське. [4]

Породи осадового чохла (верхньопалеозойські, починаючи з середньодевонських; мезозойські й кайнозойські) залягають у вигляді слабо нахилених пластів (на бортах западини) та порушених розломами пологих складок (у грабені). Склад порід досить строкатий (піски, пісковики, аргіліти, глини, вапняки, крейда, мергель). Ускладнює залягання порід так звана соляна тектоніка. Величезні тіла кам'яної солі утворилися в умовах лагун теплих морів девонського та пермського періодів. В епохи стиснення осадового чохла ДДЗ ці тіла пробивали або підіймали пласти гірських порід, що залягають вище. Зараз на Полтавщині відомо 29 соляних куполів, виражених в рельєфі (Висачківський, Солохо-Диканський, Більський, Радченківський тощо). [4]

Паливно - енергетичні ресурси ДДЗ в межах Полтавської області у промислових масштабах представлені горючими природними газами, нафтою, бурим вугіллям, торфом. Вони можуть бути використані як паливо та хімічна сировина у природному стані або після певної обробки.

Першим науково обґрунтований прогноз нафтогазоносності ДДЗ дав академік М.С. Шатський, який ще в 1931 р. припускав наявність тут

7

промислових скупчень вуглеводнів у зв'язку з розвитком соляної тектоніки. Геологічними колекторами нафти і газу у межах ДДЗ здебільшого є пісковики та алеврити в межах локальних піднять (солянокупольних структур), а також зон пересічення розломів Доно-Дніпровського грабену. Родовища входять до складу Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною області Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносною провінції. Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область дає 80% видобутку нафти в Україні. [5]

У 1948 році на території сучасної Полтавщини розпочалися геологорозвідувальні роботи з метою пошуку родовищ нафти й газу. 9 вересня 1950 року перший на Полтавщині промисловий фонтан газу з Радченківського родовища (Миргородський район) отримали з глибини 900 м. Перший промисловий фонтан нафти з названого родовища отримали 17 вересня 1951 року. У наступні роки продовжувалося зростання обсягів видобутку нафти на Полтавщині, досягнувши максимальної величини у 1972 році (1 млн. 433 тис. тонн). У січні 1957 року був організований Радченківський газопромисел, від якого прокладений місцевого значення газопровід Радченки — Миргород — Полтава з метою газифікації обласного центру. Починаючи з 1975 року обсяги видобутку нафти й газу на Полтавщині починають знижуватися, що зумовлено виснаженням їх легкодоступних покладів.[4]

На початок 2008 року на території Полтавщині зареєстровано 68 родовищ вуглеводнів. Більшість родовищ розташовані в північній і східній частині Полтавщини. Причому на північному заході області розповсюджені переважно нафтові родовища, а на південному сході переважають газові і газоконденсатні. Внесок Полтавщини в загальнодержавному видобутку природного газу становить до 35%, нафти — 20–22%. [4]

Газововидобувна баштаПриродний горючий газ і нафта часто залягають у межах однієї площі. Різні глибини залягання вуглеводнів, а значить різний тиск, температура та інші геологічні умови сприяли утворенню газоконденсатних, газових, нафтових, нафтогазових,

газонафтових, нафтогазоконденсатних родовищ. Серед родовищ вуглеводнів переважають газоконденсатні. Менше поширені нафтогазоконденсатні і нафтогазові. Нафта мало парафініста, але іноді високо смолиста, найбільш придатна для отримання напівпродуктів сучасного органічного синтезу. У нафті родовищ Полтавщини мало сірки, а в природному газі – сірководню, як шкідливих домішок. Вік родовищ переважно нижньокарбовий. Але невеликі запаси є і в інших горизонтах (всього їх 6 – з девону та тріасу). Відкриті родовища приурочені переважно до глибин 3200-4000м. Дальші перспективи пошуків нафти і газу пов'язані з відкладами нижнього карбону і девону (глибше 5500-6000м). Нині найглибшою є Східно-Полтавська свердловина глибиною 6750м (проектна глибина свердловини в Гадяцькому районі становить 8500м).

Найбільші з нафтогазоконденсатних родовищ: Яблунівське (Лохвицький район), Опішнянське (Зіньківський район), Тимофіївське родовище (Гадяцький район). Із газоконденсатних до найбільших належить Абазівське (Полтавський район), Ковердинське, Котелевське, Розпашнівське (Чутівський район), а також Гадяцьке, Матвіївське, Солохівське, Машівське газоконденсатні родовища; з газових – Руденківське родовище (Новосанжарський район). Полтавщина займає перше місце серед областей України за запасами і видобутком природного газу й газового конденсату.

Запаси нафти в області менш значні. Найбільше по запасах і видобутку нафти – Глинсько-Розбишівське газонафтове родовище (Лохвицький та Гадяцький райони), яке експлуатується з 1959 року (нафта видобувається з 1959 р., газ – із 1970 р.). Промислові поклади знаходяться в пісковиках кам'яновугільної та пермської систем. Це родовище має 23 нафтогазоносних горизонти, що знаходяться у межах склепінь Глинсько-Розбишівського локального тектонічного валу. Нафта родовища містить до 55% світлих фракцій, з яких можна отримувати якісний бензин.



## 1.2 Геологічні умови

### Геофізичні дослідження

Ст.кар., ПС, профілометрія (в кожному комплексі від вибою до башмака колони), інклінометрія, ТК, ГК, 2ННК, НГК, АКЦ, ВЦК, АК, по всьому інтервалу; БКЗ, БК (багатозондовий), ІК, АКШ, ГГК-щ, МК, ІННК, МБК в інтервалі: 860-1200 м.

При можливості проведення геофізичних досліджень міжнародного стандарту рекомендовано виконати наступний комплекс: Gamma Ray, Neutron Log, Photo Density Log, Micro Laterolog, Dual Laterolog, Berehole Nawigation, Sonic Log, Array Induction Log, Dual Axis Caliper в інтервалі 860-1200 м.

Чергування станції ГТД: технологічні дослідження (100-860 м), геологічні+технологічні+геохімічні дослідження (860-3400 м).

Таблиця 1.1

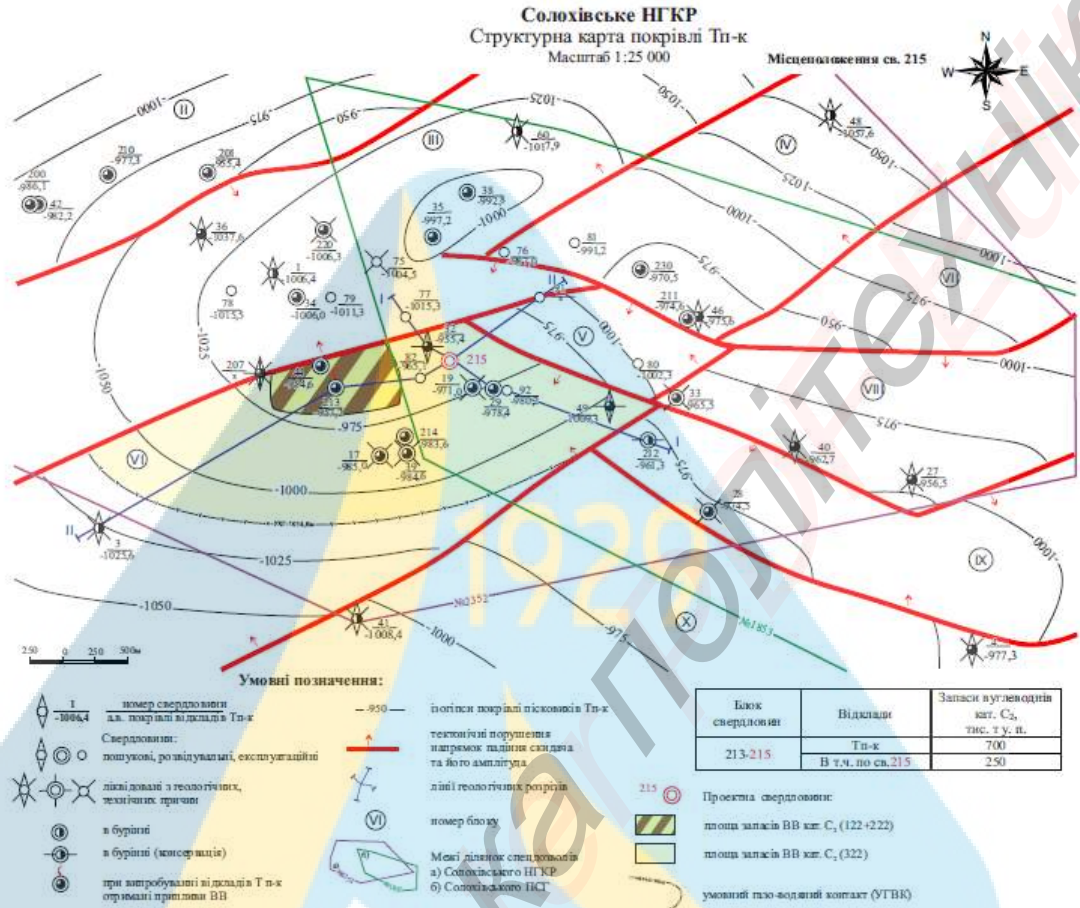
#### Стратиграфічний розріз

Стратиграфічний індекс	Глибина залягання підошви, м
Q+N+P	210
K	510
J	940
T <sub>гл</sub>	1150
T <sub>пк</sub>	1200
T <sub>п</sub>	3400

Таблиця 1.2

#### Газоносність

J	860-930	газ-конд.	8,04 ( 82 )	0,95
T <sub>гл</sub>	960-970	газ-конд.	9,41 ( 96 )	1,00
T <sub>пк</sub>	1150-3400	нафта	11,27 ( 115 )	1,00



**Рис.1.1 – Структурна карта**

Геологічний розріз наведено на рис. 1.2.

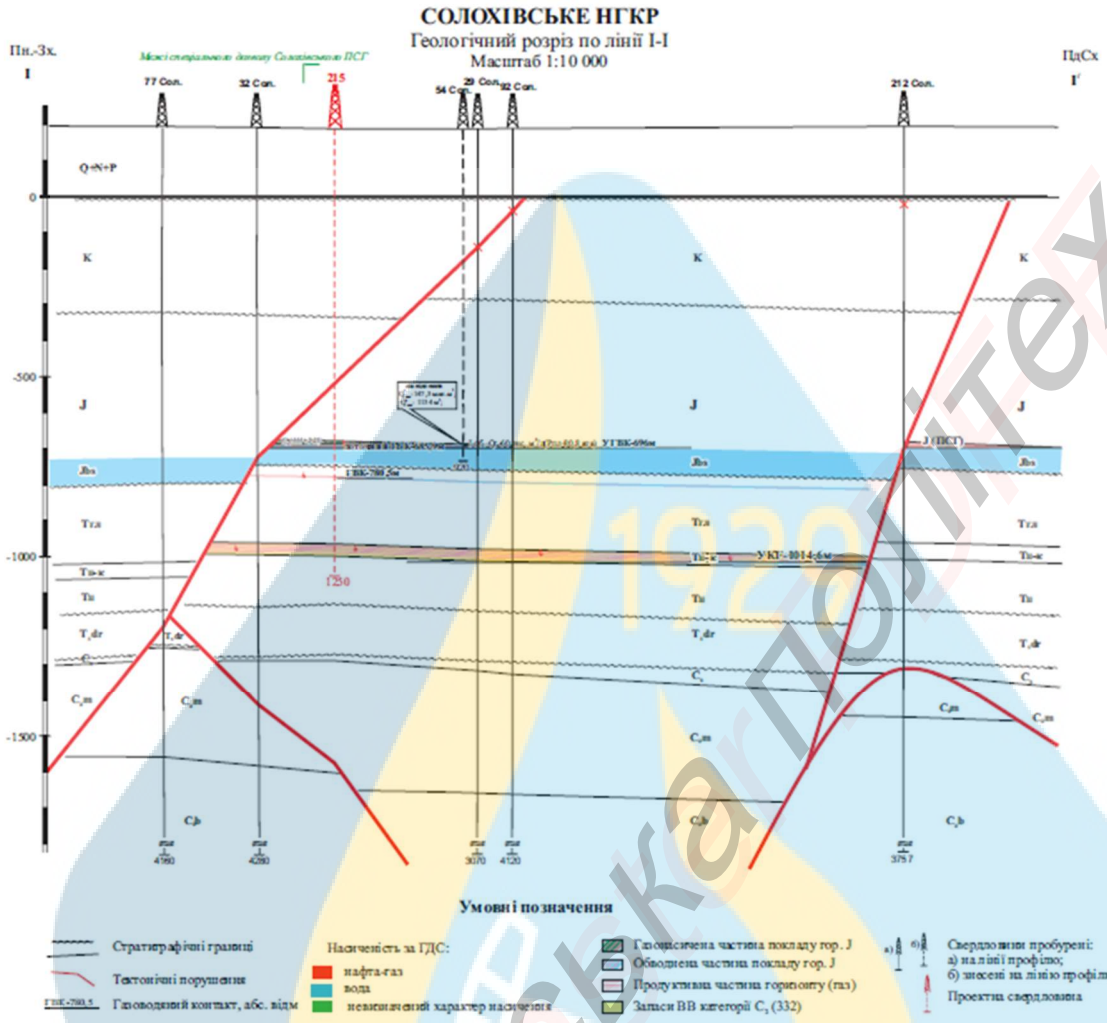


Рис.1.2 – Геологічний розріз

## 2 Технологія буріння

### 2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

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

Проектувати діаметри обсадних колон і доліт починають від низу до верху [11]. Діаметр експлуатаційної колони обумовлений завданням складає - 114 мм.

Відповідно до графіку і геолого-технічними умовами буріння будуть встановлені наступні обсадні колони:

- на інтервалі 0-10 м - напрям, з повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 0-140 м - кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до обвалів), з повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 0-2500 м - проміжна колона, з повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 0-3400 м - експлуатаційна колона, з повною цементациєю затрубного простору.

#### ***Визначення діаметрів обсадних колон і доліт.***

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

$D_o = D_m + 2 \cdot \delta$ , де  $D_m$  - діаметр муфти експлуатаційної колони,  $\delta$  - проміжок між експлуатаційною колоною і стінками свердловини.

$$D_{\delta}^{\circ} = 133 + 2 \cdot 5 = 143 \text{ мм}$$

відповідно до ДСТУ на шарошечные долота приймаємо  $D_{\delta}^{\circ} = 146 \text{ мм}$ .

2) визначуваний внутрішній діаметр проміжної колони :

$$D_{\text{вн}}^{\text{np}} = D_{\delta}^{\circ} + 6 = 146 + 6 = 152 \text{ мм}$$

відповідно до ДСТУ на обсадні труби приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони :  $D_{\text{н}}^{\text{np}} = 178 \text{ мм}$ , з діаметром муфти -  $D_{\text{м}}^{\text{np}} = 198 \text{ мм}$ .

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

$$D_{\delta}^{\text{np}} = D_{\text{м}}^{\text{np}} + 2 \cdot \delta = 198 + 2 \cdot 10 = 218 \text{ мм}$$

відповідно до ДСТУ на шарошечные долота приймаємо  $D_{\delta}^{\text{np}} = 244,5 \text{ мм}$ .

4) визначуваний внутрішній діаметр кондуктора :

$$D_{\text{вн}}^{\text{к}} = D_{\delta}^{\text{np}} + 6 = 244,5 + 6 = 250,5 \text{ мм}$$

відповідно до Госту на обсадні труби приймаємо зовнішній діаметр:

$$D_{\text{н}}^{\text{np}} = 273 \text{ мм}, \text{ з діаметром муфти - } D_{\text{м}}^{\text{np}} = 298 \text{ мм}.$$

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_{\delta}^{\text{к}} = D_{\text{м}}^{\text{к}} + 2 \cdot \delta = 298 + 2 \cdot 15 = 328 \text{ мм}$$

відповідно до ДСТУ на шарошечные долота приймаємо  $D_{\delta}^{\text{к}} = 349,2 \text{ мм}$ .

6) діаметр напряму рівний:  $D_{\text{вн}}^{\text{н}} = D_{\delta}^{\text{к}} + 50 = 349,2 + 50 = 399,2 \text{ мм}$ ,  
приймаємо  $D_{\text{н}}^{\text{н}} = 444,5 \text{ мм}$ .

## 2.2 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.

## 2.3 Вибір породорозрушаючого інструменту

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться двома способами:

- 1) за механічними і абразивними властивостями гірських порід;
- 2) за промисловими даними.

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

При використанні другого способу необхідно мати промислову інформацію (картки відробітку доліт) по бурінню не менше 5-6 свердловин на цій 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 залежно від механічних і абразивних властивостей скористаємося таблицею 1 [1].

Прийняті типи доліт приведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Інтервал буріння	Характеристика порід		Тип долота	Допустиме навантаження, кН
	категорія по буримості	категорія по абразивності		
0-140	I	I	Ш349, 2М - ГВ	450
140-1000	II IV	III, V - VI	Ш244,5МСЗ - ГНУ	320
1000-2500	V - VI	VI - VII	Ш244,5ТК - ЦВ	320
2500-3400	V - VI	VI	Ш 146ОК - ЦВ	120

## 2.4 Бурильна 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. 2.2)[7].

Окрім цього, вибирають діаметри бурильних бурильних труб, що об'єднують, так, щоб витримувалися такого співвідношення:

для  $D_d \leq 295,3$  мм:

$$\frac{d_{УБТ}}{D_o} = 0,75 - 0,85 ; d_{УБТ} = 0,75 \cdot 146 \approx 109,5 \text{ мм, приймаємо } d_{УБТ} = 120 \text{ мм;}$$

$$\frac{d_{от}}{d_{УБТ}} = 0,75 - 0,80 ; d_{от} = 0,75 \cdot 120 \approx 90 \text{ мм, приймаємо } d_{от} = 89 \text{ мм.}$$

Таблиця 2.2

### Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ ø 89 мм [2]

Діаметр, мм		Товщи на стінки, мм	Замок			Розтягуюче навантаження до межі плинності					Мас а 1 м, кг
зовнішн ий	мінімальн ий		Ти п	внутр. діамет р, мм	Різьблен ня	Д	К	Е	Л	М	
89	60	7	ЗШ - 118	62	3-101	68	883	981	112	132	16
		7				8			4		
	49	9				83	112	122	142	166	19,5
						4	8	6	2	8	
	45	11				98	132	147	171	196	22,9
						1	4	1	7	2	



## Вибір КНБК

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

### Довжина і компонування УБТ

Для одноступінчатого компонування необхідну довжину УБТ визначають за формулою

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

де  $l_{УБТ}$  - довжина УБТ, м;

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

$G_{\delta}$  - осьове навантаження, Н;

$\rho_{пр}$  - щільність промивальної рідини,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\rho_{м}$  - щільність металу,  $\text{кг/м}^3$ ;

$q_{УБТ}$  - вага 1 м УБТ, Н/м;  $q_{УБТ} = 63,5 \text{ кг}$  [2, с. 50].

$$l_{УБТ} = \frac{1,2 \cdot 12000}{63,5 \left( 1 - \frac{1,6}{7,85} \right)} \approx 283 \text{ м}$$

Отриману довжину УБТ округлюють у велику сторону до величини, яка кратна довжині свічки, з обліком довгі свічки (25 м) приймаємо  $l_{УБТ} = 275$

м.

Довжину УБТ необхідно перевірити на стійкість від дії власної ваги.

Для цього визначають критичну довжину УБТ по формулі:

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

де  $E$  - модуль пружності матеріалу (стали), Н/м<sup>2</sup>;

$I$  - момент інерції при вигині, м<sup>4</sup>.

$$I = \frac{\pi}{64} (d_n^4 - d_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} (0,120^4 - 0,064^4) = 0,0000094 \text{ м}^4$$

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

$$l_{УБТ}^{кр} = 1,94 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,0000094}{635}} = 108 \text{ м.}$$

Якщо  $l_{УБТ} \geq l_{УБТ}^{кр}$  то для попередження можливого викривлення ствола свердловини необхідно передбачити включення в компонування УБТ центруючих пристроїв. Місце встановлення центраторів, відстань між ними і їх діаметр визначають згідно рекомендацій [1, таблиця. 4.29, 4.30]. Центратори будуть встановлені через кожні 100 м (2 центратора).

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

Приймаємо довжину наддолотного комплекту - 300 м (12 свічок) з труб ТБВ - 89 із сталі групи міцності "Д" з товщиною стінки - 11 мм.

#### Конструкція бурильної колони

При визначенні конструкції бурильної колони приймаємо, що бурильний колона має одноступінчасту конструкцію, тобто при однаковому зовнішньому діаметрі складається з декількох секцій, які відрізняються одна від одної завдовжки, завтовшки стінки і групою міцності. Для першої секції

приймають бурильні труби групи міцності "Д" з мінімальною товщиною стінки.

Довжину першої секції визначають з умов допустимої напруги на рстяжение по формулі:

$$l_1 = \frac{Q_{pl} - K_m (G_{УБТ} + G + G_{нк}) \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right) - P_n F_n}{Kq_1 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)},$$

$$Q_{pl} = \frac{Q_T}{K_1 n},$$

де  $Q_{pl}$  - 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 забійному двигуні і долоті, Па;

$F_n$  - площа прохідного перерізу бурильної труби, м<sup>2</sup>;

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

$Q_T$  - розтягуюче навантаження до межі плинності матеріалу труб, Н ;

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

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

Перша секція: сталь групи міцності Д, товщина стінки - 7 мм

$$Q_{p1} = \frac{687}{1,04 \cdot 1,4} = 472 \text{ кН};$$

$$l_1 = \frac{472000 - 1,15(275 \cdot 635 + 300 \cdot 229 + 260) \left(1 - \frac{1,6}{7,85}\right) - 12000000 \cdot 0,785 \cdot 0,075^2}{1,15 \cdot 160 \left(1 - \frac{1,6}{7,85}\right)} = 1324 \text{ м}$$

З обліком довгі свічки, приймаємо  $l_1 = 1300 \text{ м}$ .

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

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{kq_2 \left(1 - \frac{\rho_{пр}}{\rho_m}\right)}; \quad l_3 = \frac{Q_{p3} - Q_{p2}}{kq_3 \left(1 - \frac{\rho_{пр}}{\rho_m}\right)},$$

де  $l_2, l_3$  - довжина другої і третьої секції;

$Q_{p2}, Q_{p3}$  - допустиме розтягуюче 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

$$Q_{p2} = \frac{834}{1,04 \cdot 1,4} = 573 \text{ кН}; \quad l_2 = \frac{573 - 472}{1,15 \cdot 0,195 \left(1 - \frac{1,6}{7,85}\right)} = 563 \text{ м}$$

З обліком довгі свічки, приймаємо  $l_2 = 550 \text{ м}$ .

Третя секція: сталь групи міцності Д, товщина стінки - 11 мм

$$Q_{p3} = \frac{981}{1,04 \cdot 1,4} = 674 \text{ кН}; l_3 = \frac{674 - 573}{1,15 \cdot 0,229 \left(1 - \frac{1,6}{7,85}\right)} = 479 \text{ м}$$

З обліком довгі свічки, приймаємо  $l_3 = 475 \text{ м}$ .

Четверта секція: сталь групи міцності До, товщина стінки - 9 мм

$$Q_{p4} = \frac{1128}{1,04 \cdot 1,4} = 774 \text{ кН}; l_4 = \frac{774 - 674}{1,15 \cdot 0,195 \left(1 - \frac{1,6}{7,85}\right)} = 557 \text{ м}$$

Враховуючи проектну глибину свердловини :

$$L_4 = L_{\text{скв}} - (l_1 + l_2 + l_{\text{УБТ}} + l_{\text{ІНК}})$$

$$L_4 = 3400 - (1300 + 550 + 475 + 275 + 300) = 500$$

З обліком довгі свічки, приймаємо  $l_4 = 500 \text{ м}$ .

Таблиця 2.3

**Зведена таблиця конструкції бурильної колони**

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності стали	Глибина спуску, м		Довжина секції, м	Вес 1 м труби, кН	Вес секції, кН
			від	до			
4	9	К	0	500	500	0,195	97,50
3	11	Д	500	975	475	0,229	108,78
2	9	Д	975	1525	550	0,195	107,25
1	7	Д	1525	2825	1300	0,160	208,00
ПК	11	Д	2825	3125	300	0,229	68,70
УБТ	28	Д	3125	3400	275	0,635	174,63
РАЗОМ							765

## 2.5 Вибір режиму буріння

### 1. Осьове навантаження

1.1. Визначають необхідне осьове навантаження на долото  $S_d$ .

$$C_d = k_p p_{ш} F_k$$

де  $k_p$  - коефіцієнт, який враховує вплив забійних умов на твердість гірських порід;

$p_{ш}$  - твердість породи за штампом при атмосферному тиску, Па;

$F_k$  - площа контакту зубів долота з породою, м<sup>2</sup>.

Значення коефіцієнта  $k_p$  набуває 0,7-0,8 для пористих порід (піщаники, тріщинуватий вапняк, алеврити) і 1,0-1,2 - для суцільних сильно метаморфизованих і хомогенних порід.

Значення контактної площі  $F_k$  для найпоширеніших трешарошечних доліт приведені в [7 табл. 4]. Розраховану величину осьового навантаження на долото порівнюємо з допустимим (паспортним) для цього типорозмера долота [ $S_d$ ].

Ш349, 2М - ГВ  $C_o = 0,7 \cdot 100 \cdot 10^6 \cdot 380 \cdot 10^{-6} = 26600 \text{ Н} \approx 27 \text{ кН} \langle [S_d] = 450 \text{ кН}.$

Ш244, 5МСЗ - ГНУ  $C_o = 0,7 \cdot 800 \cdot 10^6 \cdot 255 \cdot 10^{-6} = 138600 \text{ Н} \approx 140 \text{ кН} \langle [S_d] = 450 \text{ кН}.$

Ш244, 5ТК - ЦВ  $C_o = 0,7 \cdot 1500 \cdot 10^6 \cdot 300 \cdot 10^{-6} = 315000 \text{ Н} \approx 315 \text{ кН} \langle [S_d] = 470 \text{ кН}.$

Ш 146ОК - ЦВ  $C_o = 0,7 \cdot 2000 \cdot 10^6 \cdot 153 \cdot 10^{-6} \approx 215000 \text{ Н} \approx 215 \text{ кН} \langle [S_d] = 250 \text{ кН}.$

1.2 Визначають необхідне осьове навантаження на долото  $S_d$ .

$$C_o = c_n D_o$$

де  $c_n$  - питоме навантаження на 1 м діаметру долота [7 табл. 7];

$D_o$  - діаметру долота, м;

Розраховану величину осьового навантаження на долото порівнюємо з допустимим (паспортним) для цього типорозмера долота [Сд].

$$\text{Ш349, 2М - ГВ } C_o = 1,3 \cdot 10^5 \cdot 0,3492 = 45396 \text{ Н} \approx 46 \text{ кН} < [C_d] = 450 \text{ кН.}$$

$$\text{Ш244, 5МСЗ - ГНУ } C_o = 5 \cdot 10^5 \cdot 0,2445 = 122250 \text{ Н} \approx 123 \text{ кН} < [C_d] = 320 \text{ кН.}$$

$$\text{Ш244, 5ТК - ЦВ } C_o = 15 \cdot 10^5 \cdot 0,2445 = 366750 \text{ Н} \approx 357 \text{ кН} > [C_d] = 320 \text{ кН}$$

тому приймаємо 320 кН.

$$\text{Ш 146ОК - ЦВ } C_o = 20 \cdot 10^5 \cdot 0,146 \approx 300000 \text{ Н} \approx 300 \text{ кН} > [C_d] = 120 \text{ кН,}$$

тому приймаємо  $C_o = 120$  кН.

## 2. Частота обертання долота.

$$n_d = \frac{d_{ш}}{t_{\min} D_d Z},$$

де  $n_d$  - частота обертання долота, с<sup>-1</sup>;

$d_{ш}$  - діаметр шарошки, м;

$t_{\min}$  - мінімальний необхідний час контакту зуба долота з породою, з

$$t_{\min} = (3-8)10^{-3} \text{ с;}$$

$Z$  - максимальна кількість зубів на периферійному вінці шарошки

Для лопатевих доліт:  $n = \frac{60V_d}{\pi D_d}$ , де  $V_d$  - допустима швидкість

обертання,  $V_d = 3-5$  м/с.

$$\text{Ш349, 2М - ГВ } n_o = \frac{0,118}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3492 \cdot 17} = 2,5 \text{ с}^{-1} = 150 \text{ об/хв}$$

$$\text{Ш244, 5МСЗ - ГНУ } n_o = \frac{0,173}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2445 \cdot 23} = 3,8c^{-1} = 230 \text{ об/хв}$$

$$\text{Ш244, 5ТК - ЦВ } n_o = \frac{0,173}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2445 \cdot 21} = 4,2c^{-1} \approx 250 \text{ об/хв}$$

$$\text{Ш 146ОК - ЦВ } n_o = \frac{0,103}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,146 \cdot 15} = 5,8c^{-1} \approx 350 \text{ об/хв}$$

3. Витрата промивальної рідини вибирають з двох умов

а) з умови очищення забою від вибуреної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{заб}}$$

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

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

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

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

$$\text{Ш349, 2М - ГВ } Q_1 = 0,785 \cdot 0,3492^2 \cdot 0,4 = 0,038 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш244, 5МСЗ - ГНУ } Q_1 = 0,785 \cdot 0,2445^2 \cdot 0,4 = 0,019 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш244, 5ТК - ЦВ } Q_1 = 0,785 \cdot 0,2445^2 \cdot 0,4 = 0,019 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш 146ОК - ЦВ } Q_1 = 0,785 \cdot 0,146^2 \cdot 0,4 = 0,007 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) з умови транспортування шламів в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\text{мін}} F_{\text{кп}}$$

де  $V_{\text{мін}}$  - мінімально допустима швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі,  $\text{м}/\text{с}$

у скельних породах приймають  $V_{\text{мін}}=0,7-1,0 \text{ м}/\text{с}$ ;

у м'яких  $V_{\text{мін}}=1,0-1,4 \text{ м}/\text{с}$ ;

при бурінні долотами великого діаметру  $V_{\text{мін}}=0,3-0,5 \text{ м}/\text{с}$ .



$$\text{Ш349, 2М - ГВ } Q_2 = 0,785 \cdot (0,3492^2 - 0,089^2) \cdot 0,5 = 0,045 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш244, 5МСЗ - ГНУ } Q_2 = 0,785 \cdot (0,2445^2 - 0,089^2) \cdot 1,0 = 0,041 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш244, 5ТК - ЦВ } Q_2 = 0,785 \cdot (0,2445^2 - 0,089^2) \cdot 0,7 = 0,029 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш 146ОК - ЦВ } Q_2 = 0,785 \cdot (0,146^2 - 0,089^2) \cdot 0,7 = 0,005 \text{ м}^3/\text{с};$$

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

Таблиця 2.4

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		С, даН	п, об/хв	Q, дм <sup>3</sup> /с
Ш349, 2М - ГВ	0-140	4600	150	45
Ш244, 5МСЗ - ГНУ	140-1000	14000	230	41
Ш244, 5ТК - ЦВ	1000-2500	32000	250	29
Ш 146ОК - ЦВ	2500-3500	12000	350	7

Порівняльна таблиця ваги бурильної і обсадної колон

Показники	Бурильна колона	Проміжна колона	Експлуатаційна колона
Довжина колони	3400	2500	3400
Вес 1 м, Н		515	223
Вес колони, Н	765000	1287500	758200

Відповідно до проектної глибини свердловини і необхідної вантажопідйомності приймаємо бурову установку УРАЛМАШ 4500/270 ЭК-БМ. [8]

Устаткування складається з наступних основних частин: блоку вишки, лебідкового блоку, блоків переміщення і вирівнювання, приймального механізованого моста із стелажми, насосного блоку, блоку устаткування циркуляційної системи (ЦС), компресорного блоку, блоку тиристора, блоку комплектного распред-устройства.

Технічна характеристика бурової установки  
УРАЛМАШ 4500/270 ЭК-БМ [8]

навантаження, що допускається, на кріюку (по ГОСТ 16293), тс	270
максимальне статичне навантаження на кріюку (по А.Р.І.), тс	325
умовна глибина буріння (БТ-114 мм), м	4500
довжина бурильної свічки, м	25
тип приводу	електричний
Вишка РОЗУМ 45-270Р	
тип	щогла 2-х опорная
висота вишки, м	45,3
Основа	

тип	збірно-модульне
висота основи (відмітка підлоги бурової), м	9,9
Лебідка ЛОБУ-900 ЭТ-3А	
розрахункова потужність на входному валу, кВт	900
Вертлюг УВ-270 МА	
вантажопідйомність, тс (кН)	270 (2700)
динамічна вантажопідйомність (по А.Р.І.), тс	160
Ротор Р-700	
розрахункова потужність приводу ротора, кВт	370
діаметр отвору в столі ротора, мм	700
статичне навантаження, що допускається, тс	500
Насос УНБТ-950 А2	
потужність насоса, кВт	950
максимальне подання, л/з	46
максимальний тиск (на виході), МПа	32
Циркуляційна система	
загальний корисний об'єм, м <sup>3</sup>	180
кількість східців очищення	4

### Вибір талевого каната і талевої системи

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

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

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

де  $T$  - кількість роликів талевого блоку;

$Q_{\Gamma}$  - статичне навантаження на крюк від ваги найбільш важкої бурильної колони;

$P_k$  - розривне навантаження для вибраного талевого каната;

$K_1$  - запас міцності талевого каната на розрив ( $K_1=4$ ).

$$T = \frac{4 \cdot 1287,5}{2 \cdot 615} = 4,2$$

Приймаємо кількість роликів талевого блоку  $T=5$  шт. Тоді оснащення талевої системи - (5 х 6).

## 2.6 Промивання свердловини

### 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  $\square_{\text{пр}}$ ;

$g$  - прискорення земного тяжіння, м / с<sup>2</sup>;

$H$  - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

$\alpha$  - нормативний коефіцієнт, який згідно з вимогами правил ведення бурових робіт, визначає запас тиску в свердловині над пластовим [7] (табл. 5).

- інтервал буріння 0-140 м:  $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,1 \cdot (10000 \cdot 140)}{9,81 \cdot 140} \approx 1118 \text{ кг/м}^3$ ; приймаємо 1120 кг/м<sup>3</sup>

- інтервал буріння 140-2500 м:  $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (14000 \cdot 2500)}{9,81 \cdot 2500} \approx 1498 \text{ кг/м}^3$ ; приймаємо 1500 кг/м<sup>3</sup>

- інтервал буріння 2500-3400 м:  $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (14800 \cdot 3400)}{9,81 \cdot 3400} \approx 1592 \text{ кг/м}^3$ ; приймаємо 1600 кг/м<sup>3</sup>

### Методика гідравлічного розрахунку

Визначають гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи [6]

$$P = P_m + P_{\text{кп}} + P_z + P_{\text{УБТ}} + P_{\text{кпУБТ}} + P_{\text{обв}} + P_o$$

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

$P_m$  - втрати тиску в бурильних трубах, Па;

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

$P_z$  - втрати тиску в замках і муфтах, Па;

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

$R_{кпУБТ}$  - втрати тиску в кільцевому просторі за УБТ, Па;

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

$R_{д}$  - 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  $Re_{кр}$ .

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

де  $\rho_{пр}$  - щільність промивної рідини, кг / м<sup>3</sup>;

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

$d_{г}$  - гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметр труби  $d$  в або різниці діаметрів  $d_z = D_c - d_n$  - для кільцевого простору, м;

$D_c$  - діаметр свердловини, м;

$d_n$  - зовнішній діаметр бурильної колони, м;

$\eta_{пл}$  - динамічна в'язкість промивної рідини, Па·с;

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 Ne^{0,58}$$

де  $Ne$  - критерій Хелстрема;

$$Ne = \frac{\rho_{пр} \tau_0 d_z^2}{\eta_{пр}^2}$$

де  $\tau_0$  - динамічна напруга зсуву, Па.

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

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

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

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

де  $F$  - площа поперечного перерізу, м<sup>2</sup>;

для труб  $F = \frac{\pi}{4} d_e^2$

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;

$\square_T$ ,  $\square_{кп}$  - відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком [5] попередньо знайшовши параметр Сен-Венана  $Sen$  для труб і кільцевого простору

$$Sen = \frac{\tau_0 d_r}{\eta_{пл} V}$$

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

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{пр}}{d_r} l,$$

де  $\lambda$  - коефіцієнт гідравлічного опору для труб

$$\lambda_m = 0,1 \left( 1,46 \frac{\Delta}{d_2} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25}$$

для кільцевого простору

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

де  $\square$  - шорсткість труб.

$\square = 3 \square 10^{-4}$  м - для стінок трубного і обсаджених ділянок затрубного простору,

$\square = 3 \square 10^{-3}$  м - для необсаджених ділянок затрубного простору.

Аналогічно знаходять втрати тиску в УБТ (РУБТ) і кільцевому просторі за УБТ ( $P_{\text{кпУБТ}}$ ).

Втрати тиску в замках визначають за формулою Борда-Карно

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

де  $\xi$  - коефіцієнт місцевого опору;

$V$  - середня швидкість руху рідини в трубах або несуженної 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 несуженної частини кільцевого простору, м<sup>2</sup>;

$F_{\text{пк}}$  - найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м<sup>2</sup>.

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

де  $l$  - довжина бурильних труб однакового діаметра;

$l_m$  - довжина однієї труби.

Втрати тиску в наземні об'язки знаходимо за формулою

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

де  $\lambda_c, \lambda_{\text{бш}}, \lambda_v, \lambda_{\text{вт}}$  - відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів в стояку, буровому шлангу, вертлюге, і провідній трубі, значення яких наведено в [7].

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 циркуляційної системі.

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

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



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

$P_H$  - тиск, який розвиває насос, Па;

$\square P_i$  - втрати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, УБТ, кільцевому просторі за УБТ, обв'язки.

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

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

де  $\square \mu_d$  - коефіцієнт витрати, значення якого наведені в табл. 7 [7].

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  $\square \text{РКР} \square 12-13$  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

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

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  $\nu_p = 0,75-0,8$ ), 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

$$\eta_{\text{пл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1600 - 0,022 = 0,03$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1600 - 7 \approx 7; F = 0,785 \cdot 0,071^2 = 0,004 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,007}{0,004} = 1,8 \text{ м/с}$$

$$\text{Re} = \frac{1600 \cdot 1,8 \cdot 0,071}{0,03} = 6816$$

$$\text{He} = \frac{1600 \cdot 7 \cdot 0,071^2}{0,03^2} = 62732$$

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 62732^{0,58} = 6525$$

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

$$\lambda_m = 0,1 \left( 1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,071} + \frac{110}{6816} \right)^{0,25} = 0,038$$

$$P_m = 0,038 \frac{1,8^2}{2} \frac{1600}{0,071} 3125 = 4,3 \cdot 10^6 \text{ Па} = 4,3 \text{ МПа.}$$

#### Втрати тиску в кільцевому просторі

$$\eta_{нл} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1600 - 0,022 = 0,03$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1600 - 7 \approx 7; F = 0,785 \cdot (0,146^2 - 0,089^2) = 0,011 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,007}{0,011} = 0,64 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1600 \cdot 0,64 \cdot (0,146 - 0,089)}{0,03} = 2205$$

$$He = \frac{1600 \cdot 7 \cdot (0,146 - 0,089)^2}{0,03^2} = 38390$$

$$Re_{сп} = 2100 + 7,3 \cdot 38390^{0,58} = 5428$$

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

$$Sen = \frac{7 \cdot (0,146 - 0,089)}{0,03 \cdot 0,64} = 17$$

$$P_{кн} = \frac{4 \cdot 7 \cdot 3125}{0,48 \cdot (0,146 - 0,089)} = 2,3 \cdot 10^6 \text{ Па} = 2,3 \text{ МПа.}$$

#### Втрати тиску в замках

$$i = \frac{3125}{25} = 125 \text{ шт. } \zeta_1 = 1,5 \cdot \left( \frac{0,071^2}{0,049^2} - 1 \right) = 1,6; \zeta_2 = 1,5 \cdot \left( \frac{(0,146^2 - 0,089^2)}{(0,146^2 - 0,118^2)} - 1 \right) = 1,2$$

$$P_3 = 1600 \cdot 125 \cdot \left[ \left( 1,6 \cdot \frac{1,8^2}{2} \right) + \left( 1,2 \cdot \frac{0,64^2}{2} \right) \right] = 0,6 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,6 \text{ МПа.}$$

#### Втрати тиску в УБТ

$$\eta_{нл} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1600 - 0,022 = 0,03$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1600 - 7 \approx 7; F = 0,785 \cdot 0,064^2 = 0,003 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,007}{0,003} = 2,3 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1600 \cdot 2,3 \cdot 0,064}{0,03} = 8899$$

$$He = \frac{1600 \cdot 7 \cdot 0,064^2}{0,03^2} = 48399$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 48399^{0,58} = 5907$$

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

$$\lambda_m = 0,1 \left( 1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,064} + \frac{110}{8899} \right)^{0,25} = 0,037$$

$$P_{УБТ} = 0,037 \frac{2,3^2}{2} \frac{1600}{0,064} 275 = 0,6 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,6 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі за УБТ

$$\eta_{нл} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1600 - 0,022 = 0,03$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1600 - 7 \approx 7; F = 0,785 \cdot (0,146^2 - 0,120^2) = 0,005 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,007}{0,005} = 1,4 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1600 \cdot 1,4 \cdot (0,146 - 0,120)}{0,030} = 2200$$

$$He = \frac{1600 \cdot 7 \cdot (0,146 - 0,120)^2}{0,03^2} = 7988$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 7988^{0,58} = 3439$$

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

$$Sen = \frac{7 \cdot (0,146 - 0,120)}{0,03 \cdot 1,4} = 4$$

$$P_{кнУБТ} = \frac{4 \cdot 7 \cdot 275}{0,32 \cdot (0,146 - 0,120)} = 0,8 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,8 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в обв'язці

$$P_{обв} = (3,4 + 0,52 + 0,44 + 1,8) \cdot 10^5 \cdot 1600 \cdot 0,007^2 = 0,04 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,04 \text{ МПа.}$$

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

$$P_0 = 0,8 \cdot 32 - (4,3 + 2,5 + 0,6 + 0,6 + 0,8 + 0,05) = 16 \text{ МПа}$$

Швидкість руху рідини в промивних 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  $R_{KR} \leq 12-13$  МПа. Т.к  $R_d = 18$  МПа  $>$  РКР, то приймаємо  $R_d = R_{KR} = 12$  МПа.

$$V_o = 0,9 \sqrt{\frac{2 \cdot 12 \cdot 10^6}{1600}} \approx 120 \text{ м / с}$$

Тому підбирають такі значення  $V_d$  і  $R_d$ , щоб виконувалися умови:

$$V_o \geq 80 \text{ м / с}$$

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

$$f_o = \frac{0,007}{120} \approx 0,00006 \text{ м}^2$$

Діаметри насадок гідромоніторного долота

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,00006}{3,14 \cdot 3}} = 0,005 \text{ м} = 5 \text{ мм.}$$

## 3 ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ І ОХОРОНА ДОВКІЛЛЯ

### 3.1 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.

### 3.2 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. Бурова 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, бурова 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.

### 3.3 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 безпеки в газовому господарстві (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.

### **3.4 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 зашклені 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.

### **3.4 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 34.1

### 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 <sup>3</sup> 1,0 м <sup>1</sup>		4 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.

### 3.6 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 закачування 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 ПАВ



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 проекту – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах Солохівського газоконденсатного родовища Полтавської області повністю досягнута в проекті.

Основні завдання роботи, що виконано:

- виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини;
- розроблено технологію буріння експлуатаційної свердловини в умовах Солохівського газоконденсатного родовища Полтавської області;
- здійснено обґрунтування бурового устаткування;
- обґрунтовано породоруйнуючий інструмент;
- розрахована технологія буріння свердловини;
- розрахована технологія кріплення свердловини;
- проведено аналіз потенційних небезпек запроектованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.

## Література

1. Спутник нефтегазопромислового геолога/Под ред. И.П. Чоколовского. – Москва: Недра, 1989. - 376 с.
2. Довідник з нафтогазової справи/ За заг.ред.докторів технічних наук Бойка В.С., Кондрата Р.М., Яремійчука Р.С. – К.: Львів, 1996. – с.620.
3. Матюшов В.Г. и др. Вскрытие продуктивных пластов растворами на углеводородной основе. Доклад на конф.по бурения сверхглубоких скважин. - Ярославль, 2001
4. Иванова М.М., Чоколовский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромисловая геология: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 2000. – 414 с.
5. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. - М.: Недра, 1977.
6. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1992.
7. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. - М.: Недра, 1989.
8. Медведев Ю.А. Лабораторный практикум по физике пласта: Учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 1999.
9. Гуревич Г.Р., Ширковский А.И. Аналитические методы исследования парожидкостного состояния природных углеводородных газов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1975.
10. Булатів А.И., Аветисов А.Г. Довідник інженера по бурінню. У 2-х томах. - Г., Надра, 1985.
11. Иогансен К.В. Спутник бурильщика : Довідник. - Г., Надра, 1990.
12. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Буріння нафтових і газових свердловин : Підручник. - Коломия ВПТ, "Вік", 1999.
13. Калинин А.Г., Левицкий А.З. Технологія буріння розвідувальних свердловин на рідкі і газоподібні корисні копалини. - Г., Надра, 1988.
14. Серета Н.Г., Соловйов Е.М. Буріння нафтових і газових свердловин.

- Г.: Надра, 1988. - 360 с.
15. Леонов Е.Г., Ісаєв В. І. Гідроаеромеханіка у бурінні. - Г.: Надра, 1987. - 304 с.
16. Методичні вказівки до курсового проектування по курсу «БНГС», Бражененко А.М. Хоменко В. Л., Дніпропетровськ НГУ, 2003.
17. Северинчик Н.А. Машини і устаткування для буріння свердловин. - М.: Надра, 1986.

