

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

Геологорозвідувальний факультет  
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння

## ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА кваліфікаційної роботи ступеню магістра

студента Крилов Валерій Юрійович  
академічної групи 185М-19-1 ГРФ  
спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології  
спеціалізації \_\_\_\_\_  
за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»  
на тему: «Технічний проект буріння експлуатаційної свердловини на газ в  
Полтавської області з вдосконаленням технології приготування бурових  
розчинів».

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Давиденко О.М.			
розділів:				
Технологічний	Давиденко О.М.			
Економічний	Давиденко О.М.			
Охорона праці	Савельєв Д.В.			
<b>Рецензент</b>	Сокурєнко М.В.			
<b>Нормоконтролер</b>	Расцветаєв В.О.			

Дніпро  
2020

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**  
завідувач кафедри  
нафтогазової інженерії та буріння  
к.т.н. Коровяка Є.А.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 року

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу**  
**ступеню магістра**

студенту Крилову Валерію Юрійовичу академічної групи 185М-19-1 ГРФ спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології спеціалізації \_\_\_\_\_  
за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»  
на тему: «Технічний проект буріння експлуатаційної свердловини на газ в Полтавській області з вдосконаленням технології приготування бурових розчинів»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від \_\_\_\_\_ 2020 р. № \_\_\_\_\_ -л

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Аналітичний огляд умов буріння свердловини в умовах родовищ Полтавської області	31.10.2020
	Розробка технології буріння експлуатаційної свердловини на газ в Полтавській області з вдосконаленням технології приготування бурових розчинів	10.12.2020
Економічний	Обґрунтування економічної ефективності запропонованої технології	10.12.2020
Охорона праці	Розробка заходів по безпечним умовам роботи	10.12.2020

Завдання видано \_\_\_\_\_

(підпис керівника)

Давиденко О.М.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 02.09.2020

Дата подання до екзаменаційної комісії 14.12.2020р.

Прийнято до виконання \_\_\_\_\_

(підпис студента)

Крилов В.Ю.

(прізвище, ініціали)

(підпис студента)

(прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 70 с., 3 рис., 11 табл., 15 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 газоконденсатного родовища Полтавської області.

Мета роботи – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах газоконденсатного родовища Полтавської області з вдосконаленням технології приготування бурових розчинів.

Практичні результати:

- виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини;
- розроблено технологію буріння експлуатаційної свердловини в умовах 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.....	3
1 Аналітичний огляд умов буріння .....	4
1.1 Загальні відомості .....	4
1.2 Геологічні умови .....	7
2 Технологія буріння.....	9
2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.....	9
2.2 Спосіб буріння.....	11
2.3 Вибір породоруйнуючого інструменту.....	11
2.4 Бурильна колона.....	13
2.5 Вибір режиму буріння .....	19
2.6 Промивання свердловини.....	25
3 Вдосконаленням технології приготування бурових розчинів.....	34
3.1 Кавітація в приготуванні бурових розчинів .....	34
3.2 Вдосконалення технології приготування бурових розчинів за рахунок комбінації гідродинамічної кавітації .....	37
4 Очікувані техніко-економічні показники .....	45
5 Техніка безпеки і охорона довкілля .....	47
5.1 Навчання та інструктаж робітників.....	47
5.2 Підготовка бурової установки до буріння.....	50
5.3 Заходи безпеки при виконанні робіт.....	53
5.4 Промсанітарія.....	58
5.4 Пожежна безпека.....	59
5.6 Охорона довкілля .....	63
Висновки .....	67
Література .....	68

## 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 газоконденсатного родовища Полтавської області з вдосконаленням технології приготування бурових розчинів.

## 1 Аналітичний огляд умов буріння

### 1.1 Загальні відомості

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.

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 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, а також зон пересічення розломів Доно-Дніпровського грабену. Родовища входять до складу Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносної 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. тон). 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]

Природний 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 нижньокарбоновий. 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

Таблиця 1.1

### Стратиграфічний розріз

Стратиграфічний індекс	Глибина залягання підосви, 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

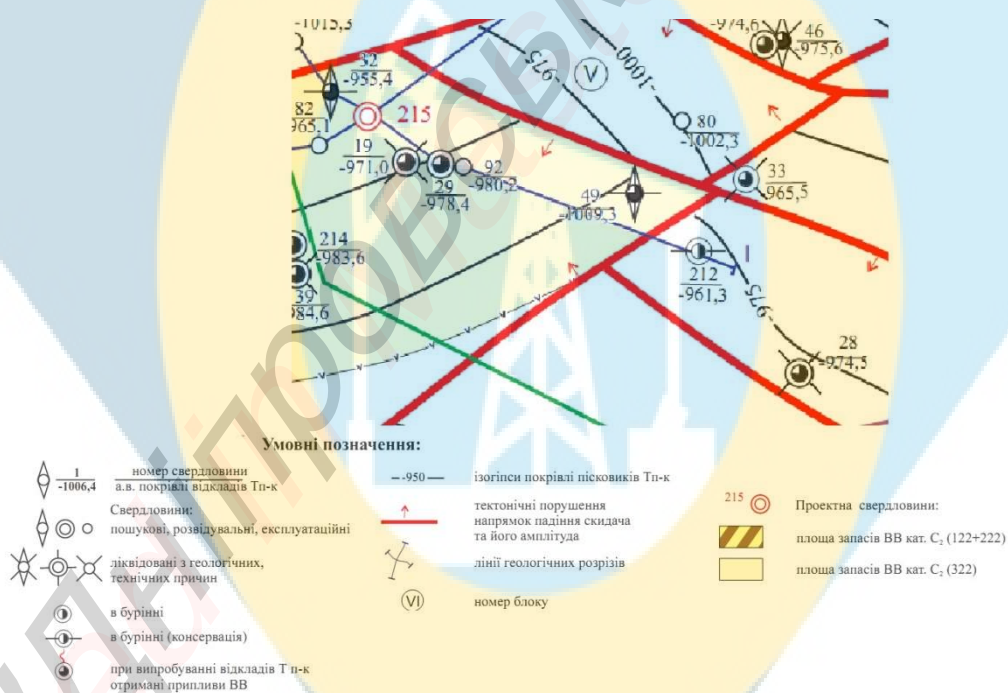


Рисунок 1.1 – Структурна карта

Геологічний розріз наведено на рис. 1.2.

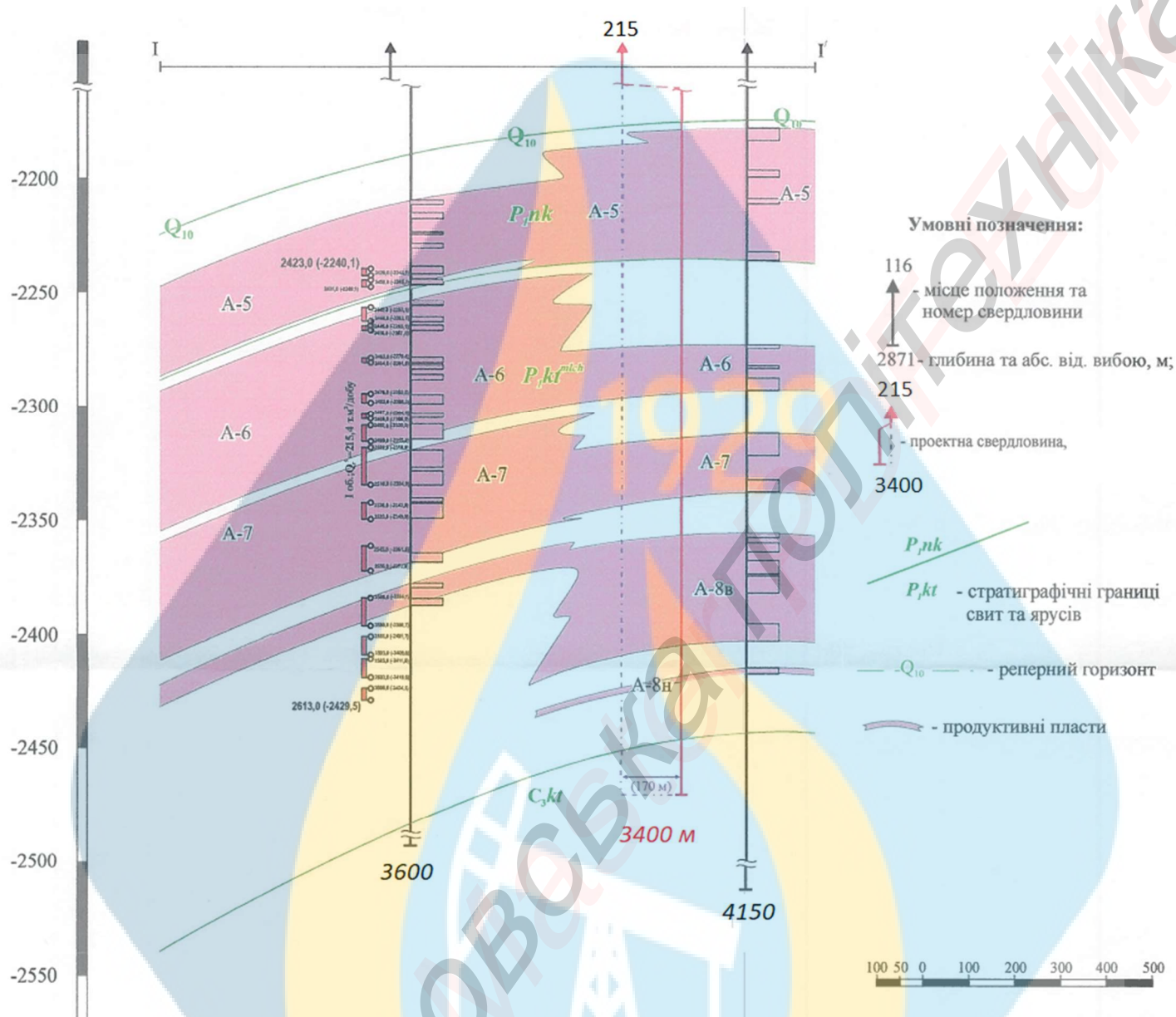


Рисунок 1.2 – Геологічний розріз

## 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 шарошечні 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 шарошечні 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:

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

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 шарошечні 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 породоруйнуючого 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 прошарки з різними механічними властивостями, необхідно оцінити категорію твердості і абразивності усіх прошарків.

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:

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

приймаємо  $d_{УБТ} = 120$  мм;

$$\frac{d_{\sigma m}}{d_{УБТ}} = 0,75 - 0,80 ; d_{БТ} = 0,75 \cdot 120 \approx 90 \text{ мм,}$$

приймаємо  $d_{БТ} = 89$  мм.

Таблиця 2.2

**Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ  $\varnothing 89$  мм [2]**

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

### 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 наддолотні калібратори, одна або дві УБТ (збалансовані, квадратні або спіральні) максимально-можливого діаметру, стабілізатор і далі УБТ розрахованого діаметру [1].

Довжина і компонування УБТ

Для одноступеневого компонування необхідну довжину УБТ визначають за формулою

$$l_{УБТ} = \frac{KG_d}{q_{УБТ} \left( 1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m} \right)}$$

де  $l_{УБТ}$  - довжина УБТ, м;

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

$G_d$  - осьове навантаження, Н;

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

$\rho_m$  - 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  $l_{УБТ} = 275 \text{ м}$ .



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 комплексу - 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 одноступеневу 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:

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_m (G_{УБТ} + G + G_{нк}) \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right) - P_n F_n}{Kq_1 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}$$

$$Q_{p1} = \frac{Q_T}{K_{1n}},$$

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

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

$G_{УБТ}$  - вага УБТ, Н;

$G$  - вага забійного двигуна, Н;

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

$P_n$  - сумарні втрати тиску в 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  $l_1 = 1300$  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  $l_2 = 550$  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  $l_3 = 475$  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 :

$$L_4 = L_{св} - (l_1 + l_2 + l_{УБТ} + l_{НК})$$

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

З обліком довгі свічки, приймаємо  $l_4 = 500$  м.

Таблиця 2.3

**Зведена таблиця конструкції бурильної колони**

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності стали	Глибина спуску, м		Довжина секції, м	Вага 1 труби, кН	Вага 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  $C_d$ .

$$C_d = k_p p_{ш} F_k$$

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 порід.

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

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

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

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

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

1.2 Визначають необхідне осьове навантаження на долото  $C_d$ .

$$C_d = c_n D_d$$

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

$D_d$  - діаметру долота, м;

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

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

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

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.

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

## 2. Частота обертання долота.

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

де  $n_d$  - частота обертання долота, с-1;

$d_{ш}$  - діаметр шарошки, м;

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

$t_{\min}=(3-8)10^{-3}$  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.

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

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

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

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

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,  $\text{м/с}$

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

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

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

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

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

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

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
Вага 1 м, Н	-	515	223
Вага 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.

#### Технічна характеристика бурової установки

#### УРАЛМАШ 4500/270 ЭК-БМ [8]

навантаження, що допускається, на крюку (по ГОСТ 16293), тс	270
максимальне статичне навантаження на крюку (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 вхідному 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 x 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:

$$\rho_{np} = \frac{\alpha P_{пл}}{gH}$$

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

$g$  - 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:  $\rho_{np} = \frac{1,1 \cdot (10000 \cdot 140)}{9,81 \cdot 140} \approx 1118 \text{ кг/м}^3$ ;

приймаємо  $1120 \text{ кг/м}^3$

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

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

### Методика гідравлічного розрахунку

Визначають гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи [6]

$$P = P_m + P_{кп} + P_z + P_{УБТ} + P_{кпУБТ} + P_{обв} + P_d$$

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

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

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

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

$P_{УБТ}$  - втрати тиску в УБТ, Па;

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

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

$P_d$  - 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,  $\text{кг / м}^3$ ;

$V$  - швидкість руху промивної рідини,  $\text{м / с}$ ;

$d_{г}$  - гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметр труби  $d$

в або різниці діаметрів  $d_e = D_c - d_n$  - для кільцевого простору,  $\text{м}$ ;

$D_c$  - діаметр свердловини,  $\text{м}$ ;

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

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

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

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

де  $\text{He}$  - критерій Хелстрема;

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

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

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

Якщо  $\text{Re} < \text{Re}_{\text{кр}}$  - режим руху ламінарія.

Якщо  $\text{Re} > \text{Re}_{\text{кр}}$  - режим руху турбулентний.

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

де  $F$  - площа поперечного перерізу,  $\text{м}^2$ ;

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

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

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

$$p_{\text{T}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n d_{\text{в}}}$$

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

де  $l$  - довжина секцій бурильних труб однакового діаметра;

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

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

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

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

де  $\lambda$  - коефіцієнт гідравлічного опору  
для труб

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

для кільцевого простору

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

де  $\Delta$  - шорсткість труб.

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

$\Delta = 3 \cdot 10^{-3}$  м - для необсадженої ділянок затрубного простору.

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

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 несуженої частини кільцевого простору, м / с;

$i$  - кількість замків.

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

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

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

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

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

$P_i$  - втрати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, УБТ, кільцевому просторі за УБТ, об'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

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

де  $\mu_d$  - 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  $\text{РКР} \approx 12-13 \text{ МПа}$ .

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

$$V_d \geq 80 \text{ м/с}$$

$$P_d < P_{\text{кр}}$$

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  $\eta_p = 0,75-0,8$ ), 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.



РозрахунокВтрати тиску в бурильних трубах

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Втрати тиску в замках

$$i = \frac{3125}{25} = 125 \text{ шт.} \quad \xi_1 = 1,5 \cdot \left( \frac{0,071^2}{0,049^2} - 1 \right) = 1,6; \xi_2 = 1,5 \cdot \left( \frac{(0,146^2 - 0,089^2)}{(0,146^2 - 0,118^2)} - 1 \right) = 1,2$$

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

Втрати тиску в УБТ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Втрати тиску в кільцевому просторі за УБТ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Втрати тиску в обв'язці

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

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

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

Швидкість руху рідини в промивних отворах долота

$$V_{\text{д}} = \mu_{\text{д}} \sqrt{\frac{2P_{\text{д}}}{\rho_{\text{пр}}}}, \text{ м / с}$$

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  $\text{РКР} \leq 12-13 \text{ МПа}$ . Т.к  $P_{\text{д}} = 18 \text{ МПа} > \text{РКР}$ , то приймаємо  $P_{\text{д}} = \text{РКР} = 12 \text{ МПа}$ .

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

Тому підбирають такі значення  $V_{\text{д}}$  і  $P_{\text{д}}$ , щоб виконувалися умови:

$$V_{\text{д}} \geq 80 \text{ м / с}$$

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

Сумарна площа насадок  $f_{\text{д}}$  гідромоніторного долота

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

Діаметри насадок гідромоніторного долота

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

## 3 ВДОСКОНАЛЕННЯМ ТЕХНОЛОГІЇ ПРИГОТУВАННЯ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

### 3.1 Кавітація в приготуванні бурових розчинів

Обробка кавітації рідини сприяє її активації, змінює її фізико-хімічні властивості, інтенсифікує хіміко-технологічні процеси. Для посилення дії кавітації на рідину, потрібна комплексна багатофакторна дія на оброблювану рідину. Для цих цілей використовуються гідродинамічні, електродинамічні, п'єзоелектричні, магніострикційні генератори кавітації.

У ультразвуковому діапазоні найбільш поширені п'єзоелектричні і магніострикційні генератори кавітації. У цих електроакустичних перетворювачах використовується прямий магніострикційний і п'єзоелектричний ефект в змінних магнітних і електричних полях. Діапазон частот збудження перетворювачів є дуже широким (від 8 кГц до 44 кГц і вище). Ультразвукові коливання від перетворювача передаються до оброблюваних речовин через спеціальні трансформуючі і такі, що погоджують пристрої (концентратори, пластини та ін.), що закінчуються випромінюючою поверхнею.

Принцип дії імпульсного електро-розрядного випромінювача заснований на електрогідравлічному ефекті, що полягає в генерації ударних хвиль в рідині при її пробі. Протікання електричного розряду в рідині (електрогідравлічного удару) викликає складний комплекс явищ : іонізацію і розкладання молекул в плазмі каналу і біля нього, світлове випромінювання каналу розряду, ударні хвилі, інтенсивне ультразвукове випромінювання, освіту і пульсацію газового пухиря, процеси кавітацій, імпульсні магнітні поля.

У гідродинамічних кавітаторах типу роторних імпульсних апаратів, в основному, реалізується гідродинамічна дія за рахунок розвиненої

турбулентності, пульсацій тиску і швидкості потоку рідини, інтенсивної кавітації, ударних хвиль і вторинних нелінійних акустичних ефектів.

У резонансних гідродинамічних генераторах використовується збудження коливань резонуючих елементів у вигляді пластин, стержнів або мембран набігаючим струменем рідини. Коливання резонуючих елементів створюють акустичне поле випромінювача. Найбільш поширеною модифікацією таких випромінювачів є пластинчаті випромінювачі з консольним або двоточковим кріпленням віброуючої пластини. Струмінь, витікаючий з великою швидкістю з конусно-циліндричного або щілинного сопла, потрапляє на пластину з клиновидним краєм. При цьому відбувається зрив струменя, і виникають вихрові пульсації. При збігу частоти пульсації з власною резонансною частотою пластини від неї в рідину виходить акустична хвиля. Оптимального режиму роботи домагаються експериментальною підгонкою розмірів резонуючих елементів, регулюванням відстані між соплом і відбивачем і швидкості витікання струменя. Основним їх недоліком є досить швидкий вихід з ладу резонуючих елементів в результаті дії динамічних навантажень, сумірних з межею втомної міцності матеріалу.

Аналогічний принцип перетворення кінетичної енергії струменя в енергію акустичних коливань використовують у багатостержневих гідродинамічних випромінювачах. Струмінь круглого перерізу, витікаючий з сопла, ударяється в лункоподібний відбивач і віялоподібний розходить, потрапляючи на загострені виступи стержнів, закріплених по тій, що циліндричній, що утворює паралельно осі сопла. Відбувається збудження коливань стержнів, які створюють в доквіллі досить потужне звукове поле. При використанні конусно-циліндричного сопла і відбивача з лункою, близькою за формою до параболоїда обертання між торцями сопла і відбивача формується пульсуюча область кавітації, що визначає параметри акустичного поля, що утворюється.

Суперкавітуючі (СК) гідродинамічні апарати за принципом роботи можна розділити на динамічні - з робітниками, що обертаються (рухливими), органами, в основному лопатевими; статичні - з нерухомими робітниками органами; струминні - із струминними кавітаторами; комбіновані - що складаються з різних комбінацій перших трьох типів.

До динамічних СК-апаратів можна віднести наступні:

- СК-насоси, що служать для перекачування і одночасної обробки рідких середовищ;
- СК-турбіни, вживані для обробки кавітації рідких середовищ в трубопроводах за рахунок використання енергії технологічних потоків;
- СК-мішалки, що служать для кумулятивної для кавітації обробки рідин в об'ємі апарату. Робочі органи СК-мішалок подібні до коліс СК-насосів.

До статичних СК-апаратів відносяться:

- СК-статичні змішувачі, що нерухомо встановлюються в трубопроводах або циркуляційних контурах і використовують енергію технологічних потоків. Конструкція їх робочих органів близька до конструкції коліс осьових СК-насосів;
- СК-апарати з кавітаторами у вигляді дисків, конусів, різних тіл обертання і т. д. Робочі органи таких апаратів встановлюються в спеціально спрофільованих проточних ділянках.

Поєднання генераторів кавітацій різного типу може посилити ефект кавітації. Сприятливо позначається генерування коливань з різними частотами, що відрізняються один від одного на порядок і вище. Це обумовлено тим, що для збудження зародка кавітації певного радіусу необхідно генерувати коливання на певній частоті. Чим менше розміри зародків кавітації, тим вищою має бути частота і тим вищим має бути акустичний тиск, що викликає кавітацію.

Якщо генератори працюють на різних частотах і проходження рідини через них здійснюється послідовно, то рідина повинна спочатку проходити

через генератор з більшою частотою, а потім через генератор з меншою частотою. У генераторі з високою частотою збуджуються зародки кавітації найменшого розміру, які швидко збільшуються. Ці бульбашки кавітацій служать зародками кавітації в генераторі з низькою частотою і збільшуються в розмірі ще більше, що призводить до збільшення імпульсів тиску кавітації.

При складанні технологічних комплексів багатофакторної обробки кавітації рідини необхідно поєднувати генератори кавітації, працюючі на різних частотах. Найбільшу ефективність матиме комплекс, оброблювальний на різних частотах один і той же об'єм рідини. Якщо це технічно неможливо або ускладнено, то рідина спочатку повинна піддаватися обробці на високій частоті, а потім на нижчих частотах.

Комбінуючи генератори різних типів, можна рекомендувати піддавати обробці рідину в наступній послідовності (послідовному проходженні через генератори по гідравлічному тракту) : ультразвуковий випромінювач - роторний імпульсний апарат - електророзрядний випромінювач - гідродинамічний випромінювач.

### **3.2 Вдосконалення технології приготування бурових розчинів за рахунок комбінації гідродинамічної кавітації**

Гідродинамічна дія обумовлена комплексом ефектів, з яких в якості основних можна відмітити енергію пульсуючих тисків в рідині, взаємодію ударних хвиль, гідравлічне перетирання шарів промивальної рідини з твердою фазою, зіткнення частинок твердої фази. Основний чинник подрібнення часток при гідродинамічній дії – ефект кавітації, що виникає в полі змінного тиску потоку рідини. Гідродинамічна дія реалізується гідравлічною, гідроакустичною і електрогідравлічною методами.

Механико-гідравлічні методи впливу здійснюються за рахунок енергії елементів механічних пристроїв, що рухаються. Такі елементи можуть бути або вільно тілами, що рухаються, або жсткозакрепленими.

Змішувач кавітації, приведений на рис. 3.1, є звуженням, в якому встановлені дві крильчатки. Перша закручує потік в один бік, друга - в протилежну. За рахунок цього здійснюється макротурбулентне змішення. На нього накладається змішення на мікрорівні, що є наслідком освіти за крильчатками суперкаверни.

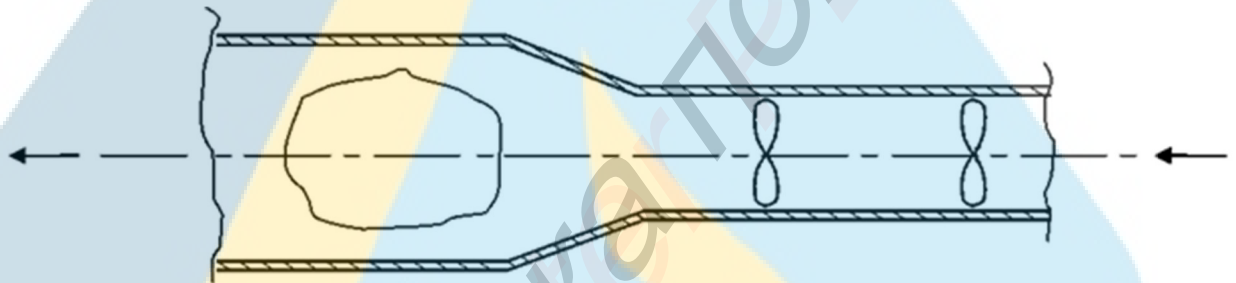


Рисунок 3.1 - Змішувач кавітаційний безперервного типу

У усіх вищеписаних установках кавітацій відсутнє регулювання інтенсивності процесу кавітації з урахуванням фізичних властивостей продукту. Обробці можуть піддаватися різні рідини. Усі мають різні щільністю, в'язкістю, силою поверхневого натягнення.

Завданням кваліфікаційної роботи є створення гідродиспергатора, позбавленого вищеперелічених недоліків властивих прототипу.

Поставлене завдання вирішується гідродиспергатором для бурових і цементних розчинів, що включає порожнистий двоступіневий корпус з приєднувальними різьбами на кінцях, концентрично і з проміжком розміщена у більшому ступені корпусу склянка, донною частиною звернений до вихідного отвору меншого ступеня корпусу і із зовнішніми і внутрішніми приєднувальними різьбами з боку його відкритого кінця і насадки встановлені у бічних отворах склянки, виконаних в діаметрально



протилежних напрямках, осі яких перпендикулярні до центральної осі корпусу (рис.3.2).

Новим є те, що вихідний отвір меншого ступеня корпусу забезпечений монтованою на різьбленні насадкою, при цьому дно склянки із зовнішнього боку забезпечене зносостійкою вставкою-екраном, встановленим навпроти насадки корпусу, причому навпроти бічних насадок склянки в стінках корпусу більшого ступеня виконані технологічні отвори, що герметично закриваються пробками.

Представлений кресленні пояснює суть винаходу, де зображений загальний вигляд гідродиспергатора в транспортному положенні, в подовжньому розрізі.

Гідродиспергатор містить порожнистий корпус, виконаний у вигляді двоступіневого перехідника з меншою і більшою східцями 1 і 2 відповідно з приєднувальними різьбами 3 і 4 на кінцевих ділянках згаданих східців. Прохідний канал 5 меншому ступеню корпусу забезпечений монтованою на різьбленні 6 насадкою 7. Великий ступінь 2 корпуси забезпечена товстостінною склянкою 8, встановленим в її порожнині концентрично і з проміжком, донною частиною 9, зверненим до насадки 7 меншому ступеню 1 корпусу. Дно склянки із зовнішнього боку забезпечене зносостійкою вставкою-екраном 10. У бічних стінках склянки 8 виконані отвори в діаметрально протилежних напрямках, осі яких перпендикулярні до центральної осі корпусу, в яких встановлені зносостійкі насадки 11 і 12 однакової конструкції з керамічного матеріалу з конусними отворами 13 і 14. На зовнішній стінці склянки з боку його відкритого кінця виконано приєднувальне різьблення 15, за допомогою якої він приєднаний до більшого ступеня 2 корпуси, а різьбова нарізка 16, виконана на внутрішній стінці склянки, призначена для приєднання до напірної лінії насоса (напірна лінія насоса не зображена). Навпроти насадок 11 і 12 склянки 8 в стінках корпусу більшого ступеня 2 виконані технологічні отвори з різьбовими нарізками під пробки, що герметично закриваються, 17 і 18.

Для досягнення найбільшого ефекту диспергування відстань  $L_{opt}$  від вихідного отвору насадки 7 до точки зустрічі з екраном 10, а також відстань від вихідних отворів бічних насадок 11 і 12 до центральної осі корпусу вибирають з урахуванням нижчеприведеної залежності

$$L_{opt} = 5 \div 6 D_n$$

де  $L_{opt}$  - оптимальна довжина струменя, що формується при роботі гідродиспергатора в насадці до зустрічі з екраном, мм;

$D_n$  - діаметр вихідного отвору насадки, мм.

При такій відстані  $L_{opt}$  кінетична енергія витікаючого затопленого струменя рідини з насадок найбільша, а сила удару її максимальна.

Гідродиспергатор працює таким чином.

Його в зібраному виді, як це зображено на кресленні, на резьбах 3 і 16 приєднують до напірної лінії цементирівочного агрегату або бурового насоса так, щоб суміш, що диспергує, поступала з боку корпусу з меншим ступенем 1.

При включенні в роботу насоса (насос не зображений) суміш з матеріалом, що диспергує, з високонапірного трубопроводу потрапляє в насадку 7 меншому ступеню 1 корпусу під високим тиском, в якому енергія тиску перетвориться в швидкісний натиск, тобто струмінь рідини придбає велику кінетичну енергію. Струмінь рідини, що виходить з насадки 7, потрапляє в порожнину корпусу більшого ступеня 2, де відбувається гідроудар об зносостійку вставку-екран 10 донній частині 9 склянки, при якій здійснюється попереднє диспергування твердих часток в суміші. При ударі кінетична енергія потоку суміші частково переходить в теплову, що сприяє нагріванню середовища і прискоренню процесу диспергування твердих часток. Суміш після удару, відбиваючись від зносостійкої вставки-екрану 10, спрямовується до стінок верхньої частини корпусу, відбувається наступний удар, сприяючий також додатковому диспергуванню твердих часток і інтенсивному перемішуванню суміші, руйнуванню коагуляційних агрегатів,

що частково проскочили в процесі удару об екран. Далі суміш по кільцевому проміжку 19 потрапляє в конусоидальні отвори 13 і 14 бічних насадок склянки. При цьому два струмені, що виходять з вказаних насадок, зустрічаються і ударяються з високою швидкістю на центральній осі склянки 8, при якому відбувається повне диспергування суміші.

**Техніко-економічна перевага пропонованого гідродиспергатора полягає в наступній.**

Він простий по конструкції, технологічний у виготовленні і зручний в експлуатації, маючи при цьому високу ефективність. Багатократні удари різного різновиду - струмінь об екран, а також в стінки корпусу і далі струмінь в струмінь, забезпечує прискорення процесу диспергування твердих часток і розчинення хім. реагентів, а також їх перемішування, без повторення процесу приготуванні не лише цементних, але і бурових розчинів з використанням глинопорошків, хім. реагентів і обважнювачів.

Використання пристрою дозволить створювати, підтримувати і відновлювати оптимальні структурно-механічні і фільтраційні властивості бурового розчину в складних гірничо-геологічних умовах, що зрештою забезпечить підвищення техніко-економічних показників буріння або підвищить якість цементування свердловин.

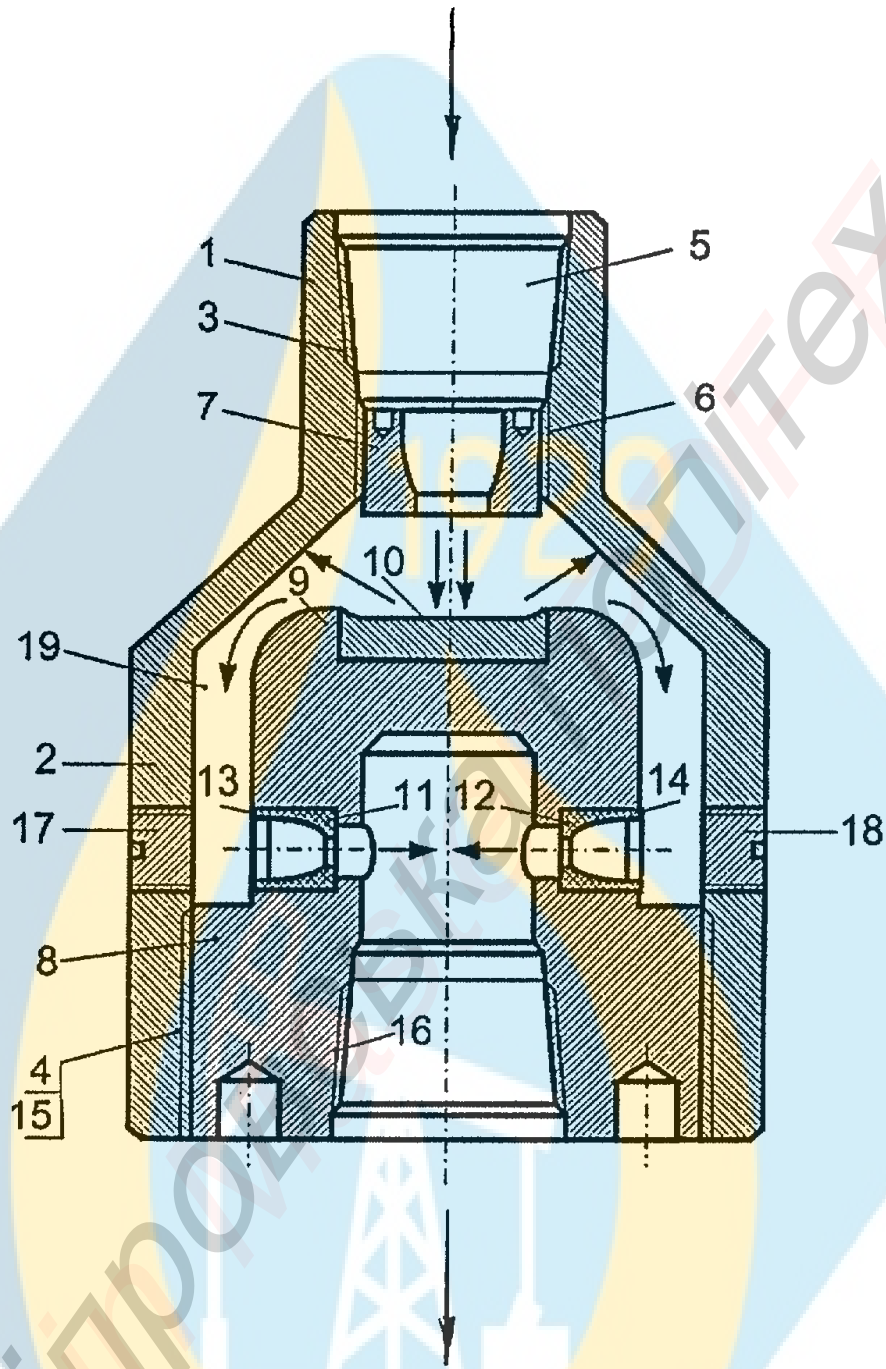
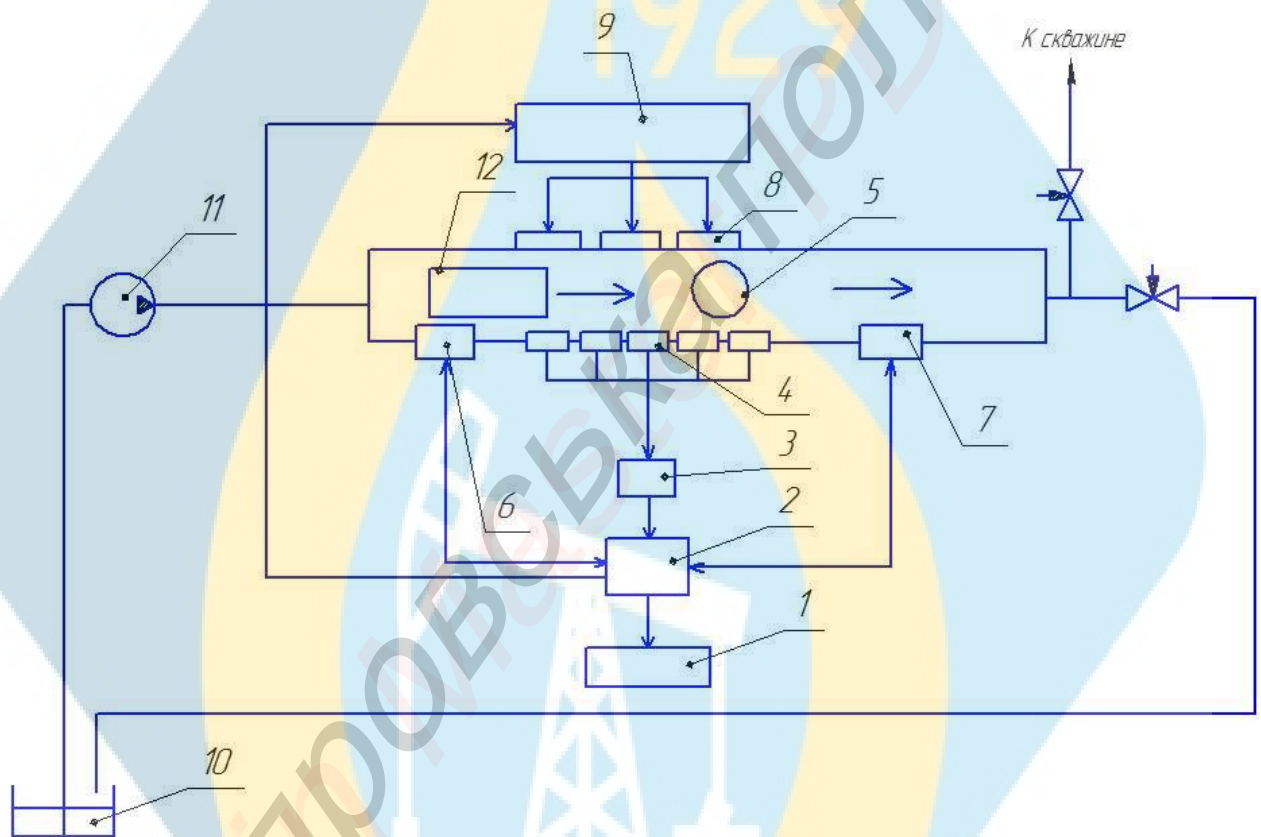


Рисунок 3.2 - Нова конструкція струменевого диспергатора

Вирішити ці завдання може запропонований прилад. Його суть пояснюється рис. 3.3. Струменеві диспергатори 8 і генератор який їми керує 9 (рис. 3.3) в комплексній роботі з гідродинамічним кавітатором 12 (рис. 3.1) створюють каверну кавітації 5. Оптична система 4, що складається з матриці оптопар, випромінює світлові пучки інфрачервоного діапазону і приймає відбиті від протилежної стінки промені. Можлива робота на проходження

променя. На рис. 3.3 показаний вид вихідного сигналу оптичної системи, по якому можна судити про форму і розміри каверни кавітації. Через підсилювач 3 вихідний сигнал подається в облаштування управління і обробки 2. У міру розвитку каверни міняються розмір і концентрація парогазових бульбашок, що спричиняє за собою зміну розсіяння світлового пучка і, отже, зміна струмів фототранзисторів. Поточковий аналізатор 6 вимірює параметри вхідного продукту (компонент зміщення), а поточковий аналізатор 7 вимірює параметри вихідного продукту.



1 – монітор для спостереження за процесом обробки в реальному часі,  
 2 - облаштування управління і обробки, 3 - підсилювач, 4 - оптична система,  
 5 - каверна кавітації, 6,7 - поточкові аналізатори, 8 - струминеві диспергатори,  
 9 – блок керування диспергаторами струменевими, 10 - відстійник, 11 - насос,  
 12 - генератор кавітації

Рисунок 3.3 - Схема реалізації комбінованої технології підготовки і приготування дисперсних систем на водній основі з використанням комбінованої гідродинамічної кавітації

Усі результати вимірів відображаються на моніторі 1. По результату порівняння заданих параметрів вихідного продукту з виміряними і з урахуванням параметрів на вході коригується робота струменевих кавітаторів для підтримки необхідного режиму обробки. Оптична система 4, по суті, визначає міру розвитку кавітації. Важливою характеристикою системи є можливість адаптації до якості вхідної суміші.

Комбінуючи в цьому пристрою різні види кавітаторів та регулюючи інтенсивність обробки ця установка дозволить регулювати параметри промивальних рідин в широкому діапазоні як на стадії приготування очисного агенту так й на стадії буріння свердловини.

#### 4 ОЧІКУВАНІ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ

Техніко-економічний ефект від застосування комбінованого кавітаційного диспергатора полягає в значному скороченні часу приготування бурових розчинів і пін зокрема, скороченні витрати емульгатора і хімічних реагентів за рахунок тоншого диспергування складових, поліпшення якості промивальних рідин при бурінні свердловин, спрощення конструкції.

Використання комбінованого кавітаційного диспергатора для обробки промивальної рідини дає можливість понизити витрату матеріалів на 30% в порівнянні із звичайною технологією.

В порівнянні з існуючими диспергаторами має наступні достоїнства:

- простота конструкції і відсутність деталей, що рухаються;
- скорочує час приготування промивальної рідини;
- не вимагає окремих приводів.

Ефект від використання диспергатора полягає в скороченні витрат часу для приготування бурового розчину, скороченні витрати матеріалів.

Вартість матеріалів для приготування 1 м<sup>3</sup> бурового розчину :

Очікуваний економічний ефект від застосування диспергатора на 1 м<sup>3</sup> розчину :

$$C = (C_{\text{пуир}} + C_{\text{кми}} + C_{\text{води}}) \cdot 0,3 = (30000 + 6000 + 200) \cdot 0,3 = 10860 \text{ грн.}$$

#### **Висновок.**

В середньому економія від застосування диспергатора для однієї свердловини складе - 10000 грн./м<sup>3</sup>, при вартості диспергатора – 500 000 грн.

Відповідно до єдиних норм амортизаційних відрахувань на повне відновлення основних фондів - норма амортизаційних відрахувань складає 20% до балансової вартості. Таким чином при вартості 500000 грн.

Амортизаційні відрахування на модернізацію складуть 50000 грн. в рік.  
Повна заміна диспергатора буде зроблена через 5 років роботи.





## 5 ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ І ОХОРОНА ДОВКІЛЛЯ

### 5.1 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 ділянці, 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.

## 5.2 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.

### 5.3 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);
- 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;
- 6) 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 директивних 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.

#### 5.4 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.

#### **5.4 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.

## 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>		4	
1,0 м <sup>1</sup>		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.



## 5.6 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 фонтанях. 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 ПАР з метою видалення адсорбованих нафтопродуктів або піддавати термічній обробці.

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



## Висновки

Мета проекту – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах 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 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. Покровский Г.П., Ямпольский В.А. Электрогидродинамическая аналогия кумуляций.— Журнал технической физики. Вип. 3, 1946, с. 279—285.
2. Юткин Л.А. Перспективы применения электрогидравлической обработки.— В кн.: Новое в электрофизической и электрохимической обработке материалов. М.; Л.: Машиностроение, 1966, С. 249—270.
3. Юткин Л.А. Электрогидравлический эффект и его применение в горном деле.— Строительные материалы, изделия и конструкции, 1955, № 9, с. 13—15.
4. Башлык С.М., Забигаило Г.Т., Коваленко А.В. Основы гидравлики и промывочной жидкости. – М.: Недра, 1993.
5. Боголюбский К.А., Соловьев Н.В., Букалов А.А. Практикум по курсу промывочные жидкости и тампонажные смеси с основами гидравлики. – М.: МГРИ, 1991.
6. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рябченко В.И. Технология промывки скважин. – М.: Недра, 1981.
7. Воздвиженский Б.Н., Голубинцев О.Н., Новожилов А.А. Разведочное бурение. – М.: Недра, 1975.
8. Грей. Дж. Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). – М.: Недра, 1985.
9. Дудля Н.А., Третьяк А.Я. Промывочные жидкости в бурении. – Ростов н/Д.: Изд-во СКНЦ Высш. шк., 2001.
10. Жуховицкий С.Ю. Промывочные жидкости в бурении. – М.: Недра, 1976.
11. Ивачев Л.М. Промывочные жидкости и тампонажные смеси. – М.: Недра, 1987.
12. Иванов И.Б., Платиканов Д.Н. Коллоиды. – Л.: Химия, 1975.
13. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ. – М.: Недра, 1998.

14. Круглицкий Н.Н. Физико-химические основы регулирования свойств дисперсий глинистых минералов. – Киев: Наук. думка, 1968.

15. Кудряшов Б.Б., Кирсанов А.И. Бурение разведочных скважин с применением воздуха. – М.: Недра, 1990.

