

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

Факультет природничих наук та технологій

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння

ПОЯСНОВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи студента

бакалавр

(світньо-кваліфікаційний рівень)

студента Литвин Лілії Степанівни

(ПІБ)

академічної групи 184-18зск-1 ГРФ

(шифр)

спеціальності 184 Гірництво

(код і назва спеціальності)

спеціалізації Буріння свердловин

за освітньо-професійною програмою «Гірництво»

(офіційна назва)

на тему «Технічний проект буріння експлуатаційної свердловини в умовах  
Котлярівського газоконденсатного родовища»

(назва за наказом ректора)

Критерії	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Судаков А.К.			
розділів:				
Геологічний	Судаков А.К.			
Технологічний	Судаков А.К.			
Охорона праці	Савельєв Д.В.			
Рецензент	Хоменко О.Є.			
Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			

Дніпро  
2021

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

Завідувач кафедри нафтогазової інженерії та буріння

Коровяка Є. А.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 року

**ЗАВДАННЯ  
на кваліфікаційну роботу  
ступеню бакалавр**

студенту Литвин Лілії Степанівни академічної групи 184-18зск-1 ГРФ

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 184 Гірництво

спеціалізації Буріння свердловин

за освітньо-професійною програмою «Гірництво»

на тему «Технічний проект буріння експлуатаційної свердловини в умовах Котлярівського газоконденсатного родовища»

затверджену наказом ректора НТУ «ДП» від 19.05.2021 №272-с

Розділ	Зміст завдання	Термін виконання
1.	Геологічна частина	10.05.2021
2.	Технічна частина	01.06.2021
3.	Охорона праці	10.06.2021
4.	Охорона надр та довкілля	10.06.2021

Завдання видано

А.В. Судаков

(підпис)

Дата видачі

30.04.2021

Дата подання до екзаменаційної комісії

10.06.2021

Прийнято до виконання

Л.С. Литвин

## РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота містить 68 стор., 4 рис., 8 таблиць., 25 бібл.

ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ, ЕКСПЛУАТАЦІЯ СВЕРДЛОВИНА,  
ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ.

Об'єкт дослідження - свердловина, що буриться, на Котлярівському газоконденсатному родовищі, а також заходів щодо попередження ускладнень і аварій у свердловинах пов'язаних з прихватами бурового інструменту.

Мета роботи - спроектувати газову свердловину на Котлярівському газоконденсатному родовищі і розробити заходи щодо попередження і ліквідації прихватів бурового інструменту.

Засоби дослідження - аналіз літератури і теоретичні дослідження.

Кваліфікаційна робота складено згідно з вимогами методичних вказівок. Містить зведення про район бурових робіт, геологічній будові і характері продуктивних горизонтів. У проектній частині вирішуються питання спорудження свердловини : розроблена конструкція свердловини, вибрано бурове устаткування, інструмент, розроблені технології буріння і цементування. Розроблені заходи щодо попередження і ліквідації прихватів бурового інструменту, техніки безпеки, охорони надр і довкілля.

Для ліквідації прихватів в дрібних свердловинах рекомендований пристрій, в якому елементом, що деформується, є пружина. Виходячи з схеми цього пристрою була розроблена його конструкція.

**ABSTRACT**

Qualification work contains 68 pages, 4 figures, 8 tables, 25 references.

DRILLING TECHNOLOGY, OPERATING WELL, GAS CONDENSATE DEPOSIT.

The object of research is a drilling well at the Kotlyarivskoe gas condensate field, as well as measures to prevent complications and accidents in wells associated with drilling tool grips.

The purpose of the work is to design a gas well at the Kotlyarivskoye gas condensate field and to develop measures to prevent and eliminate drilling tool grips.

Research tools - literature analysis and theoretical research.

Qualification work is compiled in accordance with the requirements of the guidelines. Contains a summary of the drilling area, geological structure and characteristics of productive horizons. In the design part the issues of well construction are solved: the well design is developed, drilling equipment, tools are selected, drilling and cementing technologies are developed. Measures have been developed to prevent and eliminate seizures of drilling tools, safety, subsoil and environmental protection.

To eliminate sticking in small wells, a device is recommended in which the deforming element is a spring. Based on the scheme of this device, its design was developed.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ.....	8
1.1 Географо-економічні умови.....	8
1.2 Геологічна будова ділянки.....	9
1.3 Характеристики горизонтів.....	10
1.4 Стратиграфія.....	11
1.5 Фізико-хімічні властивості флюїдів пластів.....	13
2 ПРОЕКТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИН.....	14
ВИБІР БУРОВОГО УСТАТКУВАННЯ І ІНСТРУМЕНТУ.....	16
2.1 Вибір і обґрунтування способу буріння.....	16
2.2 Конструкція свердловини.....	16
2.3 Буровий інструмент.....	19
2.3.1 Вибір породоруйнуючого інструменту.....	19
2.3.2 Бурильна колона.....	20
2.4 Промивання свердловини. Обґрунтування щільності промивальної рідини.....	21
2.5 Режими буріння.....	24
2.5.1 Розрахунок осьового навантаження на долото.....	24
2.5.2 Розрахунок частоти обертання долота.....	24
2.5.3 Розрахунок кількості промивальної рідини.....	25
2.6 Бурове устаткування.....	25
2.6.1 Вибір бурової установки.....	25
2.6.2 Вибір насосної установки.....	26
2.6.3 Вибір бурової вишки і розрахунок талевої системи.....	33
2.7 Цементування свердловини.....	35
2.7.1 Розрахунок об'єму цементного розчину.....	37
2.7.2 Розрахунок кількості сухого цементу.....	38
2.7.3 Розрахунок кількості води.....	39

	6
2.7.4 Розрахунок кількості продавочної рідини.....	39
2.7.5 Розрахунок тиску при закачуванні.....	40
2.7.6 Розрахунок кількості цементованих агрегатів.....	43
2.7.7 Розрахунок продуктивності цементування.....	44
2.7.8 Розрахунок кількості цементозмішувальних машин.....	45
2.7.9 Цементувальне устаткування.....	46
3 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	49
3.1 Аварії і ускладнення.....	50
3.2 Попередження аварій при спуску обсадних колон.....	51
3.3 Попередження аварій при неякісному цементуванні.....	52
4 ОХОРОНА НАДР І ДОВКІЛЛЯ.....	56
4.1 Рекультивація земельної ділянки.....	58
4.2 Охорона поверхневих і підземних вод.....	60
4.3 Охорона довкілля.....	61
4.4 Моніторинг за станом довкілля.....	62
ВИСНОВКИ.....	66
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	67

## ВСТУП

Проект буріння і устаткування експлуатаційної свердловини на газ в Красноградському районі Харківської області. Загальне число експлуатаційних свердловин - 14 шт. Глибина проектованої свердловини складає - 4550 м.

Для вирішення поставленої мети запроектовано проведення наступних видів робіт.

Аналіз геолого-технічних умов буріння свердловин.

Бурові роботи, для кращого проведення яких будуть вибрані способи буріння, конструкція свердловин, бурові установки, бурильні труби, комплектування бурового снаряда, кородоруйнуючий інструмент, технологія буріння.

Спеціальна частина проекту присвячена рішенняю однієї з найбільш важливих проблем при бурінні свердловин, а саме розробка заходів щодо попередження і ліквідації прихватів бурового інструменту у свердловині.

Проведений комплекс заходів щодо охорони праці і довкілля, з тим, щоб звести до мінімуму потенційні небезпеки запроектованих робіт, обмежити вплив техногенних чинників на екологічну ситуацію, не допускати аварій, що можуть спричинити серйозні соціальні і екологічні наслідки.

# 1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ

## 1.1 Географо-економічні умови

Котлярівська площа розташована на території Красноградського і Кегичівського районів Харківської області України.

У орографічному відношенні район робіт є рівниною, яка порізана численними балками, з найбільшою їх кількістю в межиріччя р. Орелі і р. Берестовою. Загальний нахил поверхні простежується з північного сходу на південний захід. Абсолютні відмітки рельєфу на вододілах  $+156 \dots +195$  м, в долинах до  $+108$  м і нижче.

Клімат району континентальний. Найтепліший місяць року - липень, найхолодніший, - січень. Середньорічна температура повітря коливається від  $-8^{\circ}\text{C}$  до  $+10^{\circ}\text{C}$ . Сніговий покрив тримається 45-115 днів. Максимальна глибина промерзання ґрунту 1,0 - 1,2 м.

Район густо заселений. На території району великих підприємств немає, за винятком газодобувних.

Найближчими населеними пунктами є районні центри смт. Кегичівка, смт. Сахновщина і м. Красноград.

Найближча залізнична станція - Кегичівка.

Кегичівський і Красноградський райони характеризуються розвинутою промисловістю, яка спеціалізується на видобутку природного газу (рис. 1.1), що зумовило, у свою чергу, наявність розвинутої мережі газопроводів, абсорбційних пунктів і газодобувних промислів.

Найближчими до Котлярівської площі є Кегичівський газодобувний промисел і ПСГ.

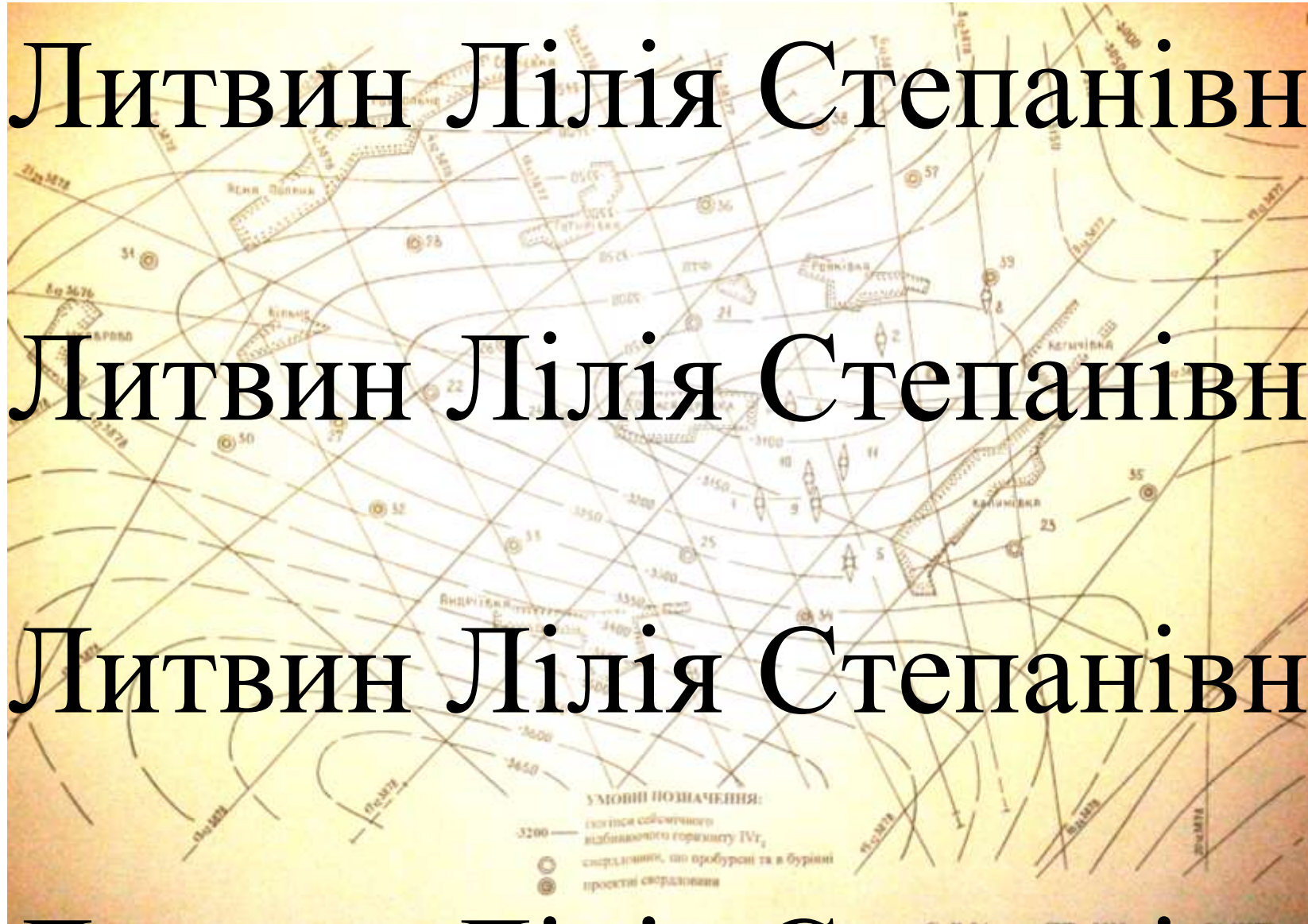


Литвин Лілія Степанівна

Литвин Лілія Степанівна

Литвин Лілія Степанівна

Литвин Лілія Степанівна



## 1.2 Геологічна будова ділянки

Нафтогазоносна западини характеризується високим рівнем вивченої; ресурси її надр оцінені на площі 75 тис. кв. км. Об'єм перспективних відкладень в її межах перевищують 0,35 млн. куб. км і по цих показникам регіон займає одне з провідних місць в Європі. Промислова продуктивність встановлена в широкому стратиграфічному діапазоні: від юрських до архейско-протерозойських утворень. Всього в розрізі фанерозоя виділено 99 продуктивних горизонтів (ГП) з покладами вуглеводнів. Фізико-хімічні властивості, компонентний склад вуглеводнів западини незвичайно різноманітні і залежать як від термобаричних умов в надрах, так і від розподілу органічної речовини на глибинах. При низьких температурах речовина системи має підвищений вміст нафтоєвких, а при високих – ароматичних з'єднань. По співвідношенню газової і рідкої фаз виділяються чотири типи вуглеводнів: вуглеводневі гази, газоконденсати, системи переїдного стану і нафти, розподіл двох останніх є умовним.

Нафтогазоносні продуктивні комплекси виділяються в області по нафтогазонасиченим і експлуатуючих товщах розрізу. Вони різні по своєму площинному поширенню і знаущості. Серпуховський комплекс за своїми характеристиками є субрегіональним і включає 164 поклади в 68 родовищах (8,3% розвіданих запасів). Відзначається високим рівнем розвідане початкових ресурсів (більше 30%). Прогнозна оцінка його нафтогазоносне досить висока, особливо у зв'язку з відкриттям газоконденсатних покладів Котелевсько-Березовської групи родовищ.

## 1.3 Характеристики горизонтів

*Четвертинна система, неоген, палеоген (0 - 245 м)*

Представлена глиною бурого кольору, шарки супіску бурому, що містить пісок буро-коричневий, дрібнозернистий і шари мергеля.

*Крейда (245 - 750 м)*

*Верхній K<sub>3</sub>:*

Крейдяні відкладення середньої щільності і фортеці і мергель слабо цементований. З глибини 580 м чергування потужні пласти піщанику кварцевого сірого і світло-сірого.

*Середній K<sub>2</sub>:*

Чергування потужних пластів піщанику кварцевих сірих і світло-сірих, різнозернистих (від дрібнозернистих до крупнозернистих), слабозцементованих з глинами темно-сірими, алевролітистими, карбонатними (CaCO<sub>3</sub> до 10%), щільними.

*Юра (750-1290 м)*

*Верхня I<sub>3</sub>, середня I<sub>2</sub>.*

Триває чергування пластів піщанику кварцевих сірих і світло-сірих, різнозернистих (від дрібнозернистих до крупнозернистих), слабозцементованих з глинами темно-сірими, алевролітистими, карбонатними (CaCO<sub>3</sub> до 10%), щільними. Включення пластів вапняку кварцевого сірого і світло-сірого.

*Тріас (1290-1810 м)*

*Верхній T<sub>3</sub>.*

Глини темно-сірі алевролітисті, карбонатні (CaCO<sub>3</sub> до 10%), щільні з прошарками вапняку кварцевого сірого і світло-сірого.

*Середній T<sub>2</sub>.*

Пласти вапняку кварцевого сірого і світло-сірого.

*Перм (1810-2440 м)*

*Верхня P<sub>3</sub>, середня P<sub>2</sub>.*

Глини, слюдяні, слабо карбонатні (CaCO<sub>3</sub> до 3%), в'язкі тонкі з вкрапленням піриту і темно-сірі, тонкослоїсті, слюдяні, алевролітисті, щільні, з чергуванням пластів піщаників кварцевих сірих і світло-сірих, різнозернистих (від дрібнозернистих до крупнозернистих), слабозцементованих, також зустрічаються шари алідритів.

Карбон (2440-4450 м)

*Верхній C<sub>3</sub>, середній C<sub>2</sub>, нижній C<sub>1</sub>.*

Глини сірі, слюдяні, сильно вапняні (CaCO<sub>3</sub> до 26%), в'язкі, слабо ущільнені з тонким вкрапленням піриту, глини темно-сірі, щільні, тонкошаристі. Також пласти піщаників кварцевих сірих і світло-сірих, різнозернистих (від дрібнозернистих до крупнозернистих), слабозцементованих з глинами темно-сірими, алевритистими, карбонатними (CaCO<sub>3</sub> до 10%), щільними. Прошарки алевроліту буро-сірого, глини пестроцветной і валякю білого, крейдоподібного.

#### 1.4 Стратиграфія

Таблиця 1.1 - Літолого-стратиграфічна і геохімічна характеристика гірських

Ера	Система	Ярус	Порід	Проектна глибина, м
Кайнозойська	Четвертинний Q неоген N, палеоген P			0 - 245
Мезозой	Крейда К			245-750
	Юра J			750-1290
	Триас T			1290-1810
Палеозой	Перм P			1810-2440
				2440-2990
	Карбон C	Московський - C <sub>4m</sub>		2990-3570
		Башкирський - C <sub>4b</sub>		3570-4130
		Серпуховський C <sub>4s</sub>		4130-4450

## 1.5 Фізико-хімічні властивості флюїдів пластів

Дослідження фізико-хімічних властивостей нафт пластів проводилася по пробах пластів у відділі дослідження нафт і в аналітичній лабораторії.

Нижче наводиться коротка характеристика нафти води і газу по ярусах.

### Серпуховський ярус

Дослідження властивостей нафти серпуховського ярусу в умовах пластів проводилося по 91 пробам, відібраним з 22 середловин. Середнє значення основних параметрів нафти, отриманих за результатами аналізів проб наступні: тиск насичення - 1,3 МПа, газозміст - 4,72 м<sup>3</sup>/т, об'ємний коефіцієнт - 1,032, динамічна в'язкість складає 52,87 мПа·с. Щільність нафти пласта - 883,8 кг/м<sup>3</sup>, сепарованою - 906,8 кг/м<sup>3</sup>, температура пласта 23 °С. За даними аналізів поверхневих проб нафти серпуховського ярусу відносяться до групи важких нафт - щільність в поверхневих умовах складає 917,3 кг/м<sup>3</sup>. За змістом сірки - 2,6% мас і парафіну - 5% мас нафта є високосірчистою, парафінистою. Кінематична в'язкість при 20 °С складає 109,4 мПа·с. Підземні води серпуховських відкладень представлені двома типами: сульфатно-натрієвими і хлоркальцієвими (по Р. А. Сулину).

Сульфатні води в основному пов'язані з процесами вилуговування гіпохлоридів. Загальна мінералізація коливається від 12,6 до 23,0 г/л, щільність 1009,6-1175,0 кг/м<sup>3</sup>, в'язкість 1,03-1,8 мПа·с. (табл. 1.3)

Таблиця 1.2 - Фізичні властивості вод пластів

Найменування	Діапазон зміни	Середнє значення
Газозміст, м <sup>3</sup> /т	0,16	0,16
в т.ч. сірководня, м <sup>3</sup> /т	0,008	0,008
В'язкість, мПа·с	1,03-1,8	1,1
Загальна мінералізація, г/л	17,775-229,002	47,105
Щільність, кг/ м <sup>3</sup>	1009-1175	1036

Також присутній сірководень у кількості 0,008 м<sup>3</sup>/т. Склад газу - азотний. Газонасиченість 0,09-0,12 м<sup>3</sup>/т. об'ємний коефіцієнт - 1,0003.

Із-за наявності у водах серпуховських і башкирських відкладень сірки і сірководня необхідно передбачити захист устаткування нафтопромислу від корозії.

Таблиця 1.3 - Геологічні дослідження пластів

№	Ряди досліджень	Кількість визначень лізів і т.
1	2	3
1	Відбір і опис шламів	114
2	Літологічне визначення порід в інтервалі	193-4550 м
3	Визначення карбонатності порід	214
4	Визначення градієнта порового тиску за розрахунками параметра буримості "Б"	3570-4450 м
5	Проведення люмінесцентне - битуминолохімічного аналізу порід	114
6	Газовий каротаж в інтервалі	2440-4450 м
7	Роздільний аналіз газу по стволу свердловини	2440-4450 м
8	Проведення аналізу газу проб бурового розчину	2440-4450 м
9	Побудова літолого-стратиграфічного розрізу	2440-4450 м
10	Видача добових пометрових зведень геолого-технологічних параметрів.	щодня

Якнайповніші результати досліджень властивостей нафти в умовах пластів і поверхневих, фізико-хімічні властивості і фракційний склад разгазированной нафти, фізико-хімічні властивості вод пластів, зміст іонів і домішок у водах пластів представлені в таблиці. 3-6, по кожному з горизонтів дані середні значення параметрів, діапазон їх зміни.

Загальна мінералізація підземних вод серпуховських і башкирських відкладень змінюється впродовж року від 0,7 до 258 гр./л, питома вага - з 1005,0 до 1180,0 кг/м<sup>3</sup>. З цього вищевикладеного можна зробити висновок, що води пластів цих покладів неоднорідні. У перспективних ділянках розрізу серпуховського ярусу проводився відбір проб бурового розчину для визначення коефіцієнта дегазації дегазатора, фактичного вуглеводного вмісту бурового розчину, розрахунок коефіцієнта розбавлення, визначення приведеного до об'єму породи газемісту і залишкового вуглеводного вмісту гірських порід  $F_r$ .

В процесі буріння проводився безперерпний газовий каротаж в інтервалі 0 - 4450 м з фіксацією сумарних газосвідчень в газоповітряній суміші з бурового розчину, одночасно вироблялося покомпонентне визначення складу газу та також люмінесцентно-бітумінологічний аналіз шламу.

## 2 ПРОЕКТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИН.

### ВИБІР БУРОВОГО УСТАТКУВАННЯ І ІНСТРУМЕНТУ

#### 2.1. Вибір і обґрунтування способу буріння

Вибір найбільш ефективного способу буріння обумовлений завданнями, які мають бути вирішені при розробці або вдосконаленні технології буріння в конкретних геолого-технічних умовах.

При бурінні нафтових і газових свердловин набули поширення способи буріння : роторний, гідравлічними вибійними двигунами і буріння електробурами. Буріння проектної свердловини вироблятиметься роторним способом.

#### 2.2. Конструкція свердловини

- Конструкція свердловини визначається числом обсадних колон, що спускаються, завглибшки їх установки, діаметром вживаних труб, діаметром лотіт, якими ведеться буріння під кожному заввишки підйому тампонажного розчину в затрубному просторі і конструкцією вибою.

Конструкція свердловини залежить від глибини залягання продуктивних пластів, їх продуктивності і колекторних властивостей, тисків пластів і порових, а також тиску гідророзриву прохідних порід, фізико-механічних властивостей і стану порід.

При проектуванні конструкції свердловини в першу чергу вибирають число обсадних колон і глибини їх спуску, виходячи з недопущення несумісності умов буріння окремих інтервалів ствола. У цьому проекті передбачаються три обсадні колони: під напрям, під кондуктор і експлуатаційна колона. Глибина спуску експлуатаційної колони визначається місцем розташування продуктивних пластів, способами закачування і експлуатації свердловини, а також конструкцією вибою. У нашому випадку вона складає 4450 м.

Глибина кондуктора - 250 м



Діаметри обсадних колон і доліт вибираємо від низу до верху, починаючи з експлуатаційної колони.

Для встановлення кількості обсадних колон і глибини їх спуску будують поєднаний графік зміни градієнтів тиску пласта і тиску гідророзриву по глибині бурової свердловини. На його основі проектуємо перший ориєнтований варіант конструкції бурової свердловини. Кінцевий варіант рішення про кількість обсадних колон і глибину їх спуску приймаємо після аналізу геолого-технічних умов буріння з урахуванням можливих ускладнень. Нижче наведено поєднаний графік тисків і спроектована конструкція свердловини.

1. Відповідно до початкових даних діаметр експлуатаційної колони

$$d_{\text{эк}} = 146 \text{ мм.}$$

2. Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону

$$D_{\text{д}}^{\text{эк}} = d_{\text{м}}^{\text{эк}} + 2\delta, \quad (2.1)$$

де  $d_{\text{м}}^{\text{эк}}$  – діаметр муфти експлуатаційної колони; для заданої експлуатаційної колони  $d_{\text{м}}^{\text{эк}} = 166 \text{ мм}$ ;

$\delta$  – величина проміжку між муфтою експлуатаційної колони і стінкою свердловини, оскільки діаметр експлуатаційної колони рівний  $d_{\text{эк}} = 146 \text{ мм}$ , то приймаємо  $\delta = 10 \text{ мм}$ .

$$D_{\text{д}}^{\text{эк}} = 146 + 2 \cdot 10 = 166 \text{ мм.}$$

Відповідно до ДСТУ на бурові долота приймаємо  $D_{\text{д}}^{\text{эк}} = 215,5 \text{ мм}$ .

3. Визначання внутрішнього діаметру проміжної обсадної колони

$$d_{\text{вн}}^{\text{пп}} = D_{\text{д}}^{\text{эк}} + 6 \div 8 \quad (2.2)$$

$$d_{\text{вн}}^{\text{пп}} = 190,5 + 6 = 196,5 \text{ мм.}$$

Приймаємо згідно ДСТУ на обсадні труби

$$d_{\text{н}}^{\text{пп}} = 219 \text{ мм}; \quad d_{\text{вн}}^{\text{пп}} = 210,1 \text{ мм}; \quad d_{\text{м}}^{\text{пп}} = 245 \text{ мм.}$$

4. Визначаємо діаметр долота для буріння під проміжну колону

$$D_{\text{д}}^{\text{пп}} = 245 + 2 \cdot 20 = 285 \text{ мм.}$$

Таблиця 2.1 - Поєднаний графік тисків

Глибина пі- шошви, м	Градієнт тиску, МПа/м		Поєднаний графік тисків	Конструкція свердловини
	пласто- вий	гідро- разриву		
150	0,01	0,012		Литвин Лілія Степанівна
250	0,01	0,012		
750	0,0114	0,014		
1350	0,0108	0,013		
1900	0,0104	0,013		
2350	0,0105	0,013		
2600	0,0104	0,016		
3050	0,0108	0,015		
3250	0,0124	0,015		
4000	0,0116	0,017		
4550	0,014	0,018	Литвин Лілія Степанівна	

Приймаємо згідно ДСТУ на бурові долота  $D_{д}^{пр} = 295,3$  мм.

5. Визначаємо внутрішній діаметр кондуктора

$$d_{BH}^K = 295,3 + 6 = 301,3 \text{ мм.}$$

Приймаємо згідно ДСТУ на обсадні труби

$$d_H^K = 324 \text{ мм}; d_{BH}^K = 301,9 \text{ мм}; d_M^K = 351 \text{ мм}.$$

6. Визначаємо діаметр долота для буріння під кондуктор

$$D_D^{пр} = 324 + 2 \cdot 30 = 384 \text{ мм}$$

Приймаємо згідно ДСТУ на бурові долота  $D_D^{пр} = 393,7 \text{ мм}$ .

Цементування обсадних колон ведемо на всю довжину колони.

Результати розрахунків зведемо в таблицю.

Результати розрахунків зведемо в таблицю.

Таблиця 2.2 - Звідна таблиця обсадних колон

Найменування колони	Глибина спуску колони, м	Діаметр колони, мм	Діаметр до- лота, мм	Інтервал цемен- тування, м
Кондуктор	250	324	393,7	0-250
Проміжна ко- лона	3250	219	295,3	0-3250
Експлуатаційна колона	4450	146	215,9	0-4450

## 2.3 Буровий інструмент

### 2.3.1 Вибір породорозрушаючого інструменту

Враховуючи фізико-механічні властивості порід і конструкцію свердловини, приймаємо наступний породорозрушаючий інструмент.

Для буріння в інтервалі 0-350 м - лопатеве долото 393,7 СГВУ.

Для буріння в інтервалі 350-2450 м - шарошкові долота 295,3 СГВ, 295,3 СГНУ, 295,3 МСГАУ, ТЗГНУ.

Для буріння в інтервалі 2450-4500 м - шарошкові долота 215,9 СГВ, 215,9 СГВУ і 215,9 МЗГАУ.

### 2.3.2 Бурильна колонна

1. Діаметр ОБТ вибираємо з урахуванням діаметру долота виходячи з формули (2.3)

$$\frac{d_{\text{УБТ}}}{D_{\text{д}}} = 0,75 \div 0,85 \quad \text{при } D_{\text{д}} \leq 295,3 \text{ мм};$$

Тоді

$$d_{\text{УБТ}} = 0,75 \div 0,85 \cdot D_{\text{д}} = 0,75 \div 0,85 \cdot 215,5 = 162 \div 192 \text{ мм.}$$

Відповідно до ДСТУ на ОБТ приймаємо  $d_{\text{УБТ}} = 165 \text{ мм}$ .

Вага 1 м цих труб складає  $q_{\text{ОБТ}} = 1470 \text{ Н}$ .

Діаметр бурильних труб вибираємо із співвідношення

$$\frac{d_{\text{бт}}}{d_{\text{УБТ}}} = 0,75 \div 0,80, \quad (2.4)$$

Тоді

$$d_{\text{бт}} = 0,75 \div 0,80 \cdot d_{\text{УБТ}} = 0,75 \div 0,80 \cdot 140 = 110 \div 117 \text{ мм.}$$

Відповідно до ДСТУ на бурильні труби приймаємо  $d_{\text{бт}} = 114 \text{ мм}$ .

Виходячи з пропонуваного дебіта і габаритів засобів відкачування, а також враховуючи сталу практику бурових робіт в цьому районі, приймаємо кільцевий діаметр буріння 215,9 мм, діаметр експлуатаційної колони - 168 мм.

Діаметри кондукторів напями вибираємо відповідно до величин радіального проміжку між долотом і обсадною колоною, що спускається, кільцевого проміжку між обсадною колоною і долотом, що спускається в неї для наступного інтервалу. Діаметри доліт для кондуктора і обсадних складають 295,3 мм, 393,7 мм, а діаметри обсадних колон: 245 мм, 324 мм відповідно.

Висота підйому тампонажного розчину в затрубному просторі визначається на підставі діючих конструктивних і методичних матеріалів. Висоту підйому цементного розчину за усіма колонами слід виробляти до гирла свердловини [9].

## 2.4 Промивання свердловини

### Обґрунтування щільності промивальної рідини

Щільність промивальної рідини вибираємо згідно з поєднаним графіком тисків і уточнюємо для кожного інтервалу сумісних умов буріння по формулі

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH}; \quad (2.5)$$

де  $P_{\text{пл}}$  – тиск пласта в інтервалі свердловини для якого визначається  $\rho_{\text{пр}}$ ;

$g$  - прискорення вільного падіння,  $\text{м/с}^2$ ;

$H$  - глибина покрівлі інтервалу свердловини,  $\text{м}$ ;

$\alpha$  - нормативний коефіцієнт, який згідно до вимог правил ведення бурових робіт визначає запас тиску в буровій свердловині над пластом.

Щільність в інтервалі 6-250 м (оскільки  $H < 1200$  те приймаємо  $\alpha = 1,12$ ).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,12 \cdot 300 \cdot 10000}{9,81 \cdot 250} = 1163 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо  $\rho_{\text{пр}} = 1160 \text{ кг/м}^3$ .

Щільність в інтервалі 250-3250 м (оскільки  $H > 1500$  те приймаємо  $\alpha = 1,05$ ).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 1350 \cdot 11600}{9,81 \cdot 3250} = 1161 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо  $\rho_{\text{пр}} = 1160 \text{ кг/м}^3$ .

Щільність в інтервалі 3250-4450 м (оскільки  $H > 1500$  те приймаємо  $\alpha = 1,05$ ).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 3050 \cdot 10000}{9,81 \cdot 4090} = 1180 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо  $\rho_{\text{пр}} = 1180 \text{ кг/м}^3$ .

Щільність в інтервалі 4090-4450 м (оскільки  $H > 1500$  те приймаємо  $\alpha = 1,05$ ).

$$\rho_{np} = \frac{1,05 \cdot 2350 \cdot 11600}{9,81 \cdot 4450} = 1211 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо  $\rho_{np} = 1200 \text{ кг/м}^3$ .

Бурові розчини виконують функції, які визначають не лише успішність і швидкість буріння, але і введення свердловини в експлуатацію з максимальною продуктивністю. Основні з цих функцій:

- видалення шламів з-під долота, транспортування його по затрубному простору і забезпечення відчистлення його на поверхні;
- утримання шламу в зваженому стані при зупинці циркуляції розчину;
- охолодження долота і полегшення руйнування породи в привибійній зоні;
- створення тиску на стінки свердловини для попередження водонафтогазопроявів;
- надання фізико-хімічної дії на стінки свердловини, попередження їх обвалення;
- забезпечення збереження проникності продуктивного пласта при його розтині;
- передача енергії гідралічному вибійному двигуну (при його використанні) та ін.

При бурінні проектованої свердловини використовуватимуться наступні бурові розчини.

В процесі буріння під кондуктор застосовуватиметься глинистий розчин щільністю  $1,07 \text{ г/см}^3$  оброблений КМЦ, кальцинованою содою, тому що в інтервалі 0-250 м передбачається наявність обвалів.

Параметри глинистого розчину :

$$\rho = 1,16 \text{ г/см}^3,$$

$$T = 30 - 50 \text{ с.},$$

$$B = 6 - 8 \text{ см}^3 / 30\text{хв.},$$

Вміст піску до 3%.

При бурінні в інтервалі 250-2000 м можливі звуження ствола свердловини, обвали, самозамешивание, утворення каверн. Тому тут передбачається обробка глинистого розчину КМЦ, ВЛР, гіпаном, кальцинованою содою і графітом.:

Параметри розчину:

$$\rho = 1,16 \text{ г/см}^3,$$

$$T = 40-70 \text{ с},$$

$$V=4-7 \text{ см}^3 /30\text{хв.},$$

$$\text{СНС}=5-10/15-20 \text{ мг/см хв},$$

При бурінні в інтервалі 2000-3250 м також можливі коагуляція розчину, каверни, жолоби, прихвати. Тут передбачається обробка КСІ, КМЦ, кофосом, графітом, гіпаном, ПАА, кальцинованою содою, нафтою. Характеристика розчину:

$$\rho = 1,16 \text{ г/см}^3,$$

$$T = 40-80 \text{ с},$$

$$V=5-6 \text{ см}^3 /30\text{хв.},$$

$$\text{СНС}=20-30/40-70 \text{ мгс/см хв},$$

Песок=2-3%

При бурінні в інтервалі 3250-4090 м також можливі осипи, каверни, жолоби, прихвати. Тут передбачається обробка КСІ, КМЦ, кофосом, графітом, гіпаном, ПАА, кальцинованою содою, нафтою. Характеристика розчину:

$$\rho = 1,16 \text{ г/см}^3,$$

$$T = 40-80 \text{ с},$$

$$V=5-6 \text{ см}^3 /30\text{хв.},$$

$$\text{СНС}=20-30/40-70 \text{ мгс/см хв},$$

Песок=2-3%

У інтервалі 4090-4550 м обробка розчину залишається тією ж, щільність збільшуємо до 1,20 г/см<sup>3</sup>.

## 2.5 Режими буріння

### 2.5.1 Розрахунок осьового навантаження на долото

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

$$P_{\text{дол}} = \alpha * P_{\text{ш}} * F_k, \quad (2.6)$$

де  $\alpha$  – емпіричний коефіцієнт, що враховує зміну вибійних умов на зміну твердості ( $\alpha = 0,3 - 1,59$ );

$P_{\text{ш}}$  - твердість гірських порід за методикою Л.А.Шрейнера (по штампу)  $\text{кг/мм}^2$ .

$F_k$  - площа контакту зубів долота із вибоєм  $\text{мм}^2$ , визначається по формулі В. С. Федорова :

$$F_k = (D_{\text{дол}} * \eta * \delta) / 2, \quad \text{мм.} \quad (2.7)$$

де  $\eta$  - коефіцієнт перекриття зубів;

$\delta$  - коефіцієнт при зчепування зубів.

Таким чином,

$$P_{\text{дол}} = \alpha * P_{\text{ш}} * D_{\text{дол}} * \eta * \delta / 2.$$

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$P_{\text{дол}} = 1 * 250 * 393,7 * 1,21 * 1/2 = 59547,5 \text{ Н} = 5,6 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 295,3 мм:

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

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$P_{\text{дол}} = 1,59 * 350 * 215,9 * 1,4 * 2/2 = 168207,69 \text{ Н} = 16,8 \text{ т.}$$

### 2.5.2 Розрахунок частоти обертання долота

Вона визначається по наступній формулі:

$$N = 60 * v / \pi * D_{\text{дол}}, \quad (\text{об/хв}), \quad (2.8)$$



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

Для долота діаметром 393,7 мм:

$N = 60 * 2/3,14 * 0,3937 = 77,07$  об/хв, тобто буріння здійснюватиметься на 3 швидкості ротора.

Для долота діаметром 295,3 мм:

$N = 60 * 2/3,14 * 0,2953 = 89,42$  об/хв, тобто буріння здійснюватиметься на 5 швидкості ротора.

Для долота діаметром 215,9 мм:

$N = 60 * 1,5/3,14 * 0,2159 = 70$  об/хв, тобто буріння здійснюватиметься на 2 швидкості ротора.

### 2.5.3 Розрахунок кількості промивальної рідини

Технологічно необхідна кількість промивальної рідини для забезпечення сучасного і безперебійного винесення шламу із вибою по затрубному простору і очищення ствола свердловини знаходиться із співвідношення:

$$Q = 0,785 * (d_{\text{дол.}}^2 - d_{\text{нар.б.тр.}}^2) * v_{\text{восх.}} \quad (2.9)$$

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

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$Q = 0,785 * (3,937^2 - 1,1^2) * 4 = 51,3 \text{ л/с.}$$

Робота насоса здійснюватиметься на 180 м³ вулках з продуктивністю 51,0 л/с.

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$Q = 0,785 * (2,953^2 - 1,1^2) * 4 = 43,9 \text{ л/с.}$$

Робота насоса здійснюватиметься на 180 м³ вулках з продуктивністю 40,0 л/с.

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$Q = 0,785 * (2,159^2 - 1,1^2) * 8 = 25,3 \text{ л/с.}$$

Робота насоса здійснюватиметься на 160 мм втулках з продуктивністю 25,0 л/с.

## 2.6. Бурове устаткування

### 2.6.1 Вибір бурової установки

Бурову установку вибираємо по номінальній вантажопідйомності відповідно до найбільшої ваги бурильної або обсадної колони в повітрі.

Тип приводу бурової установки вибирається залежно від регіональних умов. Враховуючи досвід робіт в цьому районі, буріння проектованої свердловини здійснюватиметься з використанням приводу від ДВС.

Для визначення найбільшої ваги колони складемо порівняльну таблицю ваги бурильної і обсадних колон.

Таблиця 2.2 - Вага бурильних і обсадних колон

Показники	Бурильна колона	Проміжна колона	Експлуатаційна колона
Довжина колони	4500	4500	4500
Вага 1 м, Н	—	179	91
Вага колони, Н	142850	138550	409500

Таким чином, максимальну вагу має проміжна колона.

- Для буріння свердловини вибираємо бурову установку Уралмац 2Д-76.

Вона призначена для буріння експлуатаційних і розвідувальних свердловин на нафту і газ умовною глибиною 5000 м в умовах помірного клімату, кліматичне виконання "У" категорія I.

## Технічні характеристики:

Тип	"Уралмаш 3Д-76"
Спосіб буріння	Роторний і турбінний
умовна глибина буріння при масі 1м бурильної колони	30 кг, м 5000
Оснащення	5x6
Навантаження, що допускається, на крюку в процесі проводки кріплення свердловини, кН	2250
Діаметр талевого каналу, мм	32
Швидкість підйому крюка при ходінні обсадних колон і ліквідації аварій, м/с	0,19
Швидкість сталого руху при підйомі незавантаженого елеватора, м/с	1,58
Потужність на приводному (вхідному) валу підйомного агрегату, кВт	710
Прокідний діаметр стову ротора, мм	560
Потужність на приводному валу ротора, кВт	215
Статичне навантаження, що допускається, на стільці ротора, кН	4000
Момент передачі стову ротора, кНм	50
Число основних бурових насосів, шт	2
Потужність приводу бурового насоса, кВт	600/530
Найбільший тиск на виході насоса (у манифольді), МПа	25
Номінальна довжина свідки, м	34
Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	6
Частота обертання стову ротора, з (об/хв) :	
мінімальна	0,28(20)
максимальна	3,87(232)
Тиск повітря в пневмосистемі, МПа (кг/см <sup>2</sup> )	0,6(6) 0,8(8)
Потужність дизель-генераторних установок (не обмежена), кВт	5 x 632
Маса комплексу, т, не більше	170
Навантаження на крюку від маси бурильної колони не повинна перевищувати при оснащенні 5 x 6	1450 кН

**Склад:** На силовій для вишки основі розташована бурова вишка з елементами талевої системи, ротор з пневоклиньми, буровий ключ АКБ-3М2, лебідка з гідродинамічним гальмом. Привід ротора здійснюється дворядним втулково-роликівим ланцюгом 2ПР- 50,8 від бурової лебідки.

У силовому блоці встановлені: коробка зміни передач з карданными валами, силовий електродвигун приводу лебідки СДБО- 6000-710 кВт. і два електричні компресори 4ВУ1 - 5/9, що забезпечують постачання бурової установки стислим повітрям (робочий тиск пневмосистеми 8 кг/см<sup>2</sup>)/

У прищоголової споруді на основі встановлені два бурових насоса, кожен з них має індивідуальний електропривод, який здійснюється клиноременною передачею від електродвигуна СМБО- 6000-600/630 кВт.

На окремому фундаменті розміщені дизельні генераторні установи АКСа АСQ 1130 - 3 комплекти., потужністю 824 кВт - кожна, дизельні двигуни Cummins (США), потужністю 956 кВт кожен, генератори Stamford (Великобританія), призначені для живлення електроенергією електродвигунів, (привід ротора і лебідки, приводи бурових насосів МНБ- 600, компресори і інше електроустаткування) також освітлення.

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

Циркуляційна система ЦС СД-76М

Технічна характеристика:

1. Корисний об'єм бурового розчину, м<sup>3</sup>
2. встановлена потужність електроустаткування, кВт
3. Кліматичне виконання - У, категорія виробу 1 (при температурі навколишнього повітря від мінус 45°С до плюс 45°С ) згідно ДСТУ 15150

**Склад виробу :** блок проміжний - 2шт., блок приймальний - 1шт., блок циркуляційний - 1шт., блок БХР з основою, блок распредпристроїв з шафою управління, кабельною продукцією і електроустаткуванням, світильниками, кнопками управління, блок приготування розчину і хімреагентів БПР- 2,

комплект майданчиків для обслуговування з периловими обгороджуваннями.

Спосіб монтажу і транспортування.

Конструкція бурової установки передбачає:

- великоблочне транспортування лебідкового для вишки і навісного олівків на тяжеловозах ТТЦІ- 70 і Т- 60;
- транспортування середніми блоками на трейлерах і платформах ТТЦІ40Бр вантажопідйомністю 40т;
- агрегатний спосіб перевезення транспортом загального призначення [4].

## 2.6.2 Вибір насосної установки

Буровий насос для промивання свердловини в конкретних геологічних умовах вибирається по технологічно необхідній кількості промивальної рідини і тиску, що розвивається при цьому, для подолання втрат натиску в елементах циркуляційної системи бурової.

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

Втрати натиску,  $\text{кгс/см}^2$ , в циркуляційній системі бурової при роторному бурінні визначаються по формулі:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{м}} + P_{\text{б.т.}} + P_{\text{к.л.}} + P_{\text{д}}, \quad (2.10)$$

де  $P_{\text{м}}$  - втрати натиску при русі бурового розчину в наземних трубопроводах від насосної частини до колони бурильних труб, включаючи стояк в буровій, буровий шланг, а також вертлюга і провідну трубу (втрати натиску в останньому об'язуванні буровою - манифолдом),

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

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

$P_{д.}$  - втрати натиску при русі бурового розчину через промивальні отвори при бурового долота;

$P_{м.}$ ,  $P_{д.}$  - не залежать від глибини свердловини, а  $P_{б.т.}$  і  $P_{к.п.}$  збільшуються з глибиною свердловини.

При циркуляції очисного агента втрати натиску різні при прокачуванні води і глинистого розчину і залежать від їх властивостей і витрати.

$$P_{М} = 82,6 * \lambda * L_{э} * \gamma * Q^2 / d^5, \quad (2.11)$$

де  $\lambda$  - безрозмірний коефіцієнт гідравлічних опорів при русі в трубах,

$Q$  - витрата бурового розчину, л/с;

$\gamma$  - питома вага розчину, г/см<sup>3</sup>;

$d$  - внутрішній діаметр бурильних труб, см;

$L_{э}$  - еквівалентна довжина наземних трубопроводів, яка визначається по формулі, :

$$L_{э} = L_{Н} * (d / d_{Н})^5 + L_{с} * (d / d_{с})^5 + L_{ш} * (d / d_{ш})^5 + L_{в} * (d / d_{в})^5 + L_{ф.ф.} * (d / d_{ф.ф.})^5 + L_{э.ф.} * (d / d_{э.ф.})^5 \quad (2.12)$$

де  $d_{Н}$ ,  $L_{Н}$  - внутрішній діаметр і довжина нагнітальної лінії, що йде від бурових насосів до стояка;

$d_{с}$ ,  $L_{с}$  - внутрішній діаметр і довжина стояка з буровою;

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

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

$d_{ф.ф.}$ ,  $L_{э.ф.}$  - діаметр і еквівалентна довжина фільтру, що встановлюється під провідною трубою;

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

$$L_{э} = 30 * (0,107 / 0,114)^5 + 15 * (0,107 / 0,114)^5 + 15 * (0,107 / 0,09)^5 + 2,5 * (0,107 / 0,09)^5 + 15 * (0,107 / 0,1)^5 + 2 * (0,107 / 0,114)^5 = 98,5$$

$$P_M = 82,6 * 0,026 * 96,85 * 1,2 * (31,11)^2 / (10,7)^5 = 1,72 \text{ кГс/см}^2$$

$$P_{\sigma.m} = 82,6 * \lambda * \gamma * Q^2 * (l + l_3 / l) * L_6 / d^5 \quad (2.13)$$

де  $L_6$  - довжина бурильної колони, м;

$l_3$  - еквівалентна довжина замкових з'єднань, м;

$l$  - відстань між замковими з'єднаннями, м

$$P_{\sigma.m} = 82,6 * 0,026 * 2,03 * (31,11)^2 * (1 + 3,5/11) * 3800 / (10,7)^5 = 68,5 \text{ кГс/см}^2$$

$$P_{к.п.} = 82,6 * \lambda_1 * \gamma * Q^2 * \lambda / (D_c - d_H)^3 * (D_c + d_H)^2, \quad (2.14)$$

де  $\lambda_1$  - коефіцієнт гідравлічних опорів при русі бурового розчину в кільцевому (затрубному) просторі;  $D_c$  - діаметр свердловини (долота), см;

$d_H$  - зовнішній діаметр бурильних труб, см.

Втрати тиску від замкових з'єднань в кільцевому просторі складають невелику величину, тому їх зазвичай нехтують.

$$P_{к.п.} = 82,6 * 0,027 * 2,03 * 31,11^2 * 3800 / (21,59 - 12,7)^3 * (21,59 + 12,7)^2 = 9,32 \text{ кГс/см}^2,$$

Втрати натиску,  $\text{кГс/см}^2$ , в долоті залежать від конфігурації промивальних отворів, від кількості і площі їх перерізу, витрати очисного агента (бурового розчину).

$$P_d = C * \gamma * Q^2, \quad (2.15)$$

де  $C$  - коефіцієнт, що характеризує втрати натиску в промивальних отворах долота, який можна вичислити по формулі:

$$C = 0,51 / (\mu^2 * f_0^2), \quad (2.16)$$

де  $\mu$  - коефіцієнт витрати,  $f_0$  - сумарна площа перерізів промивальних отворів,  $\text{см}^2$ .

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

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

Вичислимо сумарні втрати натиску :

$$P_{\Sigma} = 1,72 + 62,5 + 9,32 + 8,13 = 81,67 \text{ кГс/см}^2.$$

Таким чином, технологічно необхідна кількість (витрата) промивальної рідини для забезпечення своєчасного і безперебійного винесення шламу із

вибою по затрубному простору і очищення ствола свердловини з урахуванням втрат тиску, забезпечить нам насос УНБ- 600.

#### Опис бурового насоса УНБ-600:

Буровий насос УНБ-600 (У86МА2) призначений для подачі промивальної рідини на вибій при бурінні свердловин завглибшки до 5000 м (табл. 2.3). Промивальна рідина подається насосом через колону бурільних труб на вибій свердловини для охолодження і винесення зруйнованої долотом гірської породи, а також для передачі енергії потоку турбобуру і пов'язаному з ним долоту. Як промивальна рідина застосовується вода або глинистий розчин з наявністю нафти, луку, соди і інших компонентів.

Таблиця 2.3 - Технічні характеристики бурового насоса УНБ-600.

Потужність, кВт	600
Число поршнів двосторонньої дії :	2
Частота подвійних ходів найбільша в хв	65
Довжина ходу поршня, мм	400
Тип зубчастого зачеплення кривошипно-пелюшкового механізму	косозуба
Кут нахилу зуба, град	9°22'00"
Конструкція клапанної коробки	Л-образна подвійної дії
Приєднувальні розміри клапанної групи в клапанній коробці	№9 API Spec 7K
Тиск рідини на вході не менше, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,1 (1)
Система подачі рідини, що охолоджує, на штоки поршнів	під тиском від допоміжного вільноцентрового насоса з електроприводом
Тиск рідини, що охолоджує, не менше, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,15 (1,5)



Система подачі масла у вузли тертя механічної частини :	1.Самотечная з накопичувальних лотків
	2.Окунання у масляну ванну
Габаритні розміри, мм:	
довжина	5 100
ширина	3 000
висота	4 040
Корпус частини редуктора	Литий
Маса, кг	25 450

Насос буровий двопоршневий УНБ- 600 по конструктивному виконанню горизонтальний, кривошипний, двосторонньої дії

при розрахунку основних характеристик прийнято: коефіцієнт подачі - 1, К.К.Д. - 0,85.

Буровий насос УНБ-600 по основних параметрах відповідає ГОСТ 6031

### 2.3.3 Вибір бурової вишки та розрахунок талевих систем

Вишка використовується для проведення спуско-підймальних операцій і утримання бурового снаряда під час буріння. Її вибір здійснюється по висоті  $H$ , м, і по вантажопідйомності  $Q$ .

Визначимо висоту вишки ( $H$ , м) по формулі:

$$H = k * L_{cb}, \quad (2.17)$$

де  $k$  - коефіцієнт, застережливий зтягування бурового снаряда в кроншток при його перепідйомі (зазвичай  $k=1,2 - 1,5$ );

$L_{cb}$  - довжина свічки, залежна від глибини свердловини, м

Приймаємо  $k = 1,5$ ,  $L_{cb} = 28$  м

$$H = 1,5 * 28 = 42 \text{ м}$$

Таким чином, вишка ВМА-45/200Р, що входить в комплект вибраної бурової установки, цілком підходить для виконання проектованих робіт.

Підйомна система установки є поліспасний механізм, що складається з кранблока, талевого (рухливого) блоку, сталевго каната, що є гнучким зв'язком між буровою лебідкою і механізмом кріплення нерухомого кінця каната.

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

Виробимо розрахунок оснащення і вибір талевого каната.

Вичислимо кількість робочих гілок по формулі:

$$m = Q_{кр} / P_n * \eta_m, \quad (2.18)$$

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

$P_n$  - вантажопідйомність лебідки верстата, Н,

$\eta_m$  - ККД талевої системи, рівний 0,8 - 0,9.

Оскільки найбільшу вагу (90,09 т) буровий снаряд матиме при бурінні під експлуатаційну колоду, то виробляти розрахунок будемо тільки для цієї колоди:

$$m = 900925 / (1450000 * 0,9) = 5,9 - \text{приймаємо } 6 \text{ струн.}$$

Загальна кількість гілок каната при симетричній системі рівна:

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

Отже, застосовуватиметься оснащення 5 х 6.

Довжина талевого каната в оснащенні  $L_{oc}$  залежить від числа струн  $m$  в ній і корисної висоти вишки  $H_{п}$ .

$L_{o.c.} = (m + 2) \cdot h_{II} + l_3$ , где  $l_3 = 30$  м – довжина каната, що намотується на барабан.

$$L_{o.c.} = (8 + 2) \cdot 42 + 30 = 450.$$

Тоді вага каната  $G_k = L_{o.c.} \cdot q_k$ , де  $q_k$  - вага 1 м каната.

$$G_k = 450 \cdot 33,8 = 15210 \text{ Н} = 15,21 \text{ кН}.$$

Визначимо найбільше статистичне навантаження на рухливі струни каната талевій системи :

$$P_{тс} = L \cdot q + l_{обт} \cdot q_{обт} + G_{тс} \quad (2.19)$$

де  $L$  - довжина бурильних труб, м;  $q$  - вага 1 м бурильних труб, Н;

$l_{обт}$  – довжина ОБТ, м;

$q_{обт}$  – маса 1 м ОБТ, Н;

$G_{тс}$  - вага талевого блоку, каната і крюка, Н.

Розрахуємо  $G_{тс}$ :

$$G_{тс} = G_{тб} + G_{каната} + G_{крюка} \quad (2.20)$$

$$G_{тс} = 67000 + 15210 + 35000 = 117210 \text{ Н} = 117,21 \text{ кН}.$$

Для колони діаметром 324 мм:

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

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

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

де  $m$  - число струн талевій системи.

$$P = 160,89 / 8 = 20,11 \text{ кН}.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$L = 364 \text{ м}, q = 319 \text{ Н}, l_{обт} = 136 \text{ м}, q_{обт} = 1,56 \text{ кН}.$$

$$P_{тс} = 364 \cdot 319 + 136 \cdot 1560 + 117210 = 445486 \text{ Н} = 445,49 \text{ кН}.$$

Статичне навантаження на 1 струну:  $P = 445,49 / 8 = 55,69 \text{ кН}.$

Для колони діаметром 146 мм:

$$L = 3100 \text{ м}, q = 319 \text{ Н}, l_{обт} = 190 \text{ м}, q_{обт} = 1,56 \text{ кН}.$$

$$P_{тс} = 3100 \cdot 319 + 190 \cdot 1560 + 117210 = 1402510 \text{ Н} = 1402,51 \text{ кН},$$

Статичне навантаження на 1 струну:  $P = 1402,51 / 8 = 175,31 \text{ кН}.$

Враховуючи вичислені статичні навантаження, вибираємо сталевий талевий канат правого хрестового звивання типу ЛК-РО конструкції 6х31+1 м з діаметром 32 мм (згідно ГОСТ 16853-88) [2].

## 2.7 Цементування свердловини

### Початкові дані

При розрахунку цементування свердловин визначають:

- 1) кількість сухого цементу;
- 2) кількість води для зачинення цементного розчину;

Таблиця 2.5 - Початкові дані для цементування

	Кондуктор	Проміжна	Експлуатаційна колона
Глибина спуску (H, м)	250	3250	4450
Діаметр долота (D, мм)	393,7	295,3	215,9
Зовнішній діаметр обсадних труб (d <sub>1</sub> , мм)	324	245	168
Внутрішній діаметр обсадних труб (d <sub>2</sub> , мм)	305,9	230,5	140
Висота підйому цементного розчину (H <sub>ц</sub> , м)	250	3250	4450
Щільність глинистого розчину (ρ <sub>р</sub> , кг/м <sup>3</sup> )	1160	1160	1200
Щільність цементного розчину (ρ <sub>ц</sub> , кг/м <sup>3</sup> )	1860	1860	1860
Висота установки кільця "гоп" від вибою (h, м)	5	20	20

- 3) кількість продавочної рідини;
- 4) можливий максимальний тиск до кінця цементування;
- 5) допустимий час цементування;
- б) число цементувальних агрегатів і цементозмішувальних машин.

Виробимо розрахунок одноступінчатого цементування кожної з обсадних колон.

### 2.7.1 Розрахунок об'єму цементного розчину

Об'єм цементного розчину, підмета закачуванню у свердловину, визначають по формулі:

$$V_{\text{ц}} = (\pi/4) * [K_1 * (D_{\text{с}}^2 - d_1^2) * H_{\text{ц}} + d_2^2 * h], \text{ м}^3 \quad (2.21)$$

де  $K_1$  - коефіцієнт, що враховує збільшення об'єму цементного розчину, що витрачається на заповнення каверн, тріщин, і збільшення діаметру свердловини проти розрахункового (номінального).

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

Цементування здійснюватиметься з використанням чистого портландцементу.

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 * [1,15 * (0,3237^2 - 0,324^2) * 250 + 0,3059^2 * 5] = 10,91 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 * [1,15 * (0,2953^2 - 0,245^2) * 3250 + 0,2305^2 * 20] = 78,90 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 168 мм:

Інтервал 3250 - 4450 м:

$$V_{\text{г.ц.}} = 0,785 * [1,15 * (0,2159^2 - 0,168^2) * 1200 + 0,140^2 * 20] = 19,61 \text{ м}^3$$

Інтервал 0 - 3250 м:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 * [1,15 * (0,225^2 - 0,168^2) * 3250 + 0,140^2 * 20] = 53,64 \text{ м}^3$$

Загальний об'єм цементного розчину для експлуатаційної колони: 19,61  
 + 53,64 = 73,25 м<sup>3</sup>

## 2.7.2 Розрахунок кількості сухого цементу

Кількість сухого цементу для приготування цементного розчину визначають з вираження:

$$Q_{ц} = \rho_{ц} * V_{ц} * 1 / (1 + m), \quad (22)$$

де  $m$  - водоцементне відношення;

$\rho_{ц}$  - щільність цементного розчину, кг/м<sup>3</sup>, її можна розрахувати по формулі:

$$\rho_{ц} = [(1 + m) * \rho_{с.ц.} * \rho_{в.}] / [\rho_{в.} + m * \rho_{с.ц.}]. \quad (23)$$

де  $\rho_{с.ц.}$  - щільність сухого цементу, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{в.}$  - щільність води, г/см<sup>3</sup>.

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

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{ц} = 1,85 * 10,91 * 1 / (1 + 0,5) = 13,46 \text{ т,}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{ц} = 1,85 * 78,90 * 1 / (1 + 0,5) = 97,31 \text{ т,}$$

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 3250 - 4450 м:

$$Q_{ц} = 1,85 * 19,61 * 1 / (1 + 0,5) = 21,91 \text{ т.}$$

Інтервал 0 - 3250 м:

$$Q_{ц} = 1,85 * 53,64 * 1 / (1 + 0,5) = 66,16 \text{ т,}$$

Загальний об'єм цементу для колони:  $Q_{ц} = 21,91 + 66,16 = 88,10 \text{ т.}$

Кількість сухого цементу, яку необхідно заготовити з урахуванням втрат при зачинненні цементного розчину, вчислимо по формулі:

$$Q_{ц}^1 = K_2 * Q_{ц}, \quad (24)$$

де  $K_2$  - коефіцієнт, що враховує наземні втрати при зачинненні цементного розчину. Якщо зачиннення виробляється без машин цементних змішу-

вачів,  $K_2 = 1,054-5-1,15$ , при використанні машин цементних змішувачів  $K_2 = 1,01$ . У нашому випадку  $K_2 = 1,01$ .

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 * 13,46 = 13,6 \text{ т,}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 * 97,31 = 98,3 \text{ т,}$$

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 3250 – 4450 м:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 * 21,91 = 22,1 \text{ т,}$$

Інтервал 0 – 3250 м:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 * 66,15 = 66,8 \text{ т,}$$

Загальна кількість сухого цементу з урахуванням втрат для колони:

$$Q_{ц}^1 = 22,1 + 66,8 = 88,9 \text{ т.}$$

### 2.7.3 Розрахунок кількості води

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

$$V_{в} = 0,5 * Q_{ц}, \quad (2.25)$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{в} = 0,5 * 13,6 = 6,8 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{в} = 0,5 * 98,3 = 49,2 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$V_{в} = 0,5 * 22,1 + 0,5 * 66,8 = 44,5 \text{ м}^3.$$

### 2.7.4 Розрахунок кількості продавочної рідини

Потрібна кількість продавочної рідини (яка часто використовують буровий глинистий розчин) визначається по формулі:

$$V_{пр} = \Delta * \pi * d_2^2 * (H - h) / 4, \quad (2.26)$$

где  $\Delta$  – коефіцієнт, що враховує стискування глинистого розчину ( $\Delta = 1,03 - 1,05$ ).

Підставивши значення, отримаємо:

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 * 3,14 * 0,305^2 * (250 - 5) / 4 = 18,5 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 * 3,14 * 0,2305^2 * (3250 - 20) / 4 = 139,2 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 * 3,14 * 0,133^2 * (4450 - 20) / 4 = 63,4 \text{ м}^3.$$

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

$$V_{\text{пр}} = D_{\text{н}}^2 * H_1 / 2, \quad (2.27)$$

де  $D_{\text{н}}$  - номінальний зовнішній діаметр колонн труб, спущених у свердловину, в дюймах;  $D_{\text{н}}^2 / 2$  – кількість продавочної рідини, необхідна для заповнення 1 м спущених труб, л;  $H_1$  - глибина установки кільця "стоп", тобто глибина продавки цементного розчину.

Для експлуатаційної колони:

$$V_{\text{пр}} = 5 * 4450 / 2 = 11125 \text{ л} = 11,1 \text{ м}^3.$$

### 2.7.5 Розрахунок тиску при закачуванні

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

$$P_{\text{max}} = P_1 + P_2, \quad (2.28)$$

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

$$P_1 = (1/10^5) * [(H_{\text{ц}} - 1) * (\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{р}})], \text{ МПа} \quad (2.29)$$

Величину  $P_2$  зазвичай знаходять по емпіричних формулах. Найбільш поширеною є формула Циценко-Бакланова; для свердловин завглибшки більше 1500 м (рис. 2.1, 2.2) :



Литвин Лілія Степанівна

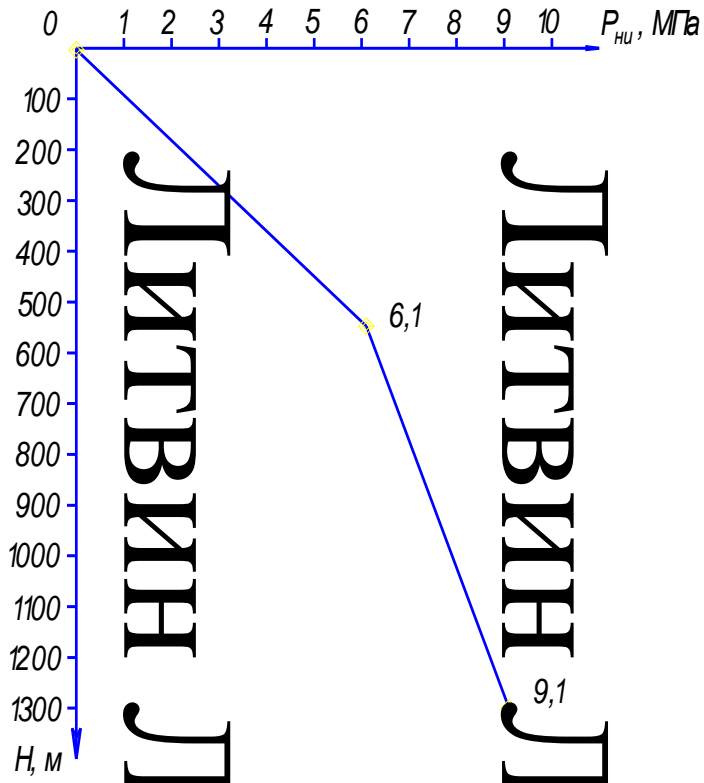


Рисунок 2.1 - Епюра зовнішніх надлишкових тисків.

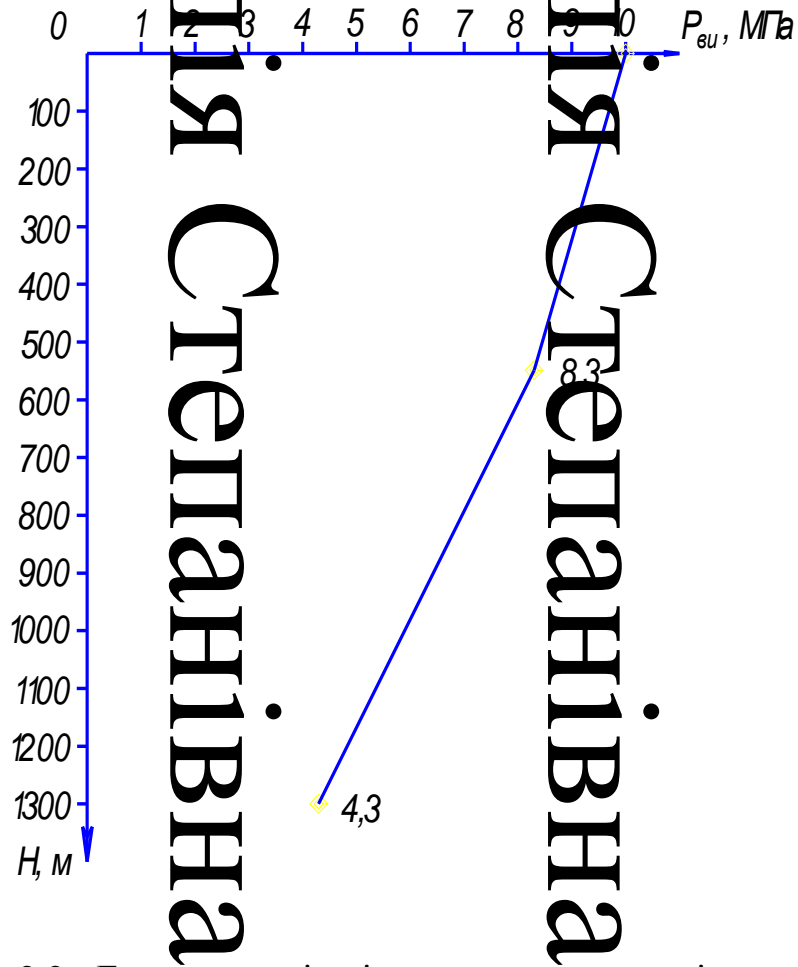


Рисунок 2.2 - Епюра внутрішніх надлишкових тисків.

Литвин Лілія Степанівна

Литвин Лілія Степанівна

Литвин Лілія Степанівна

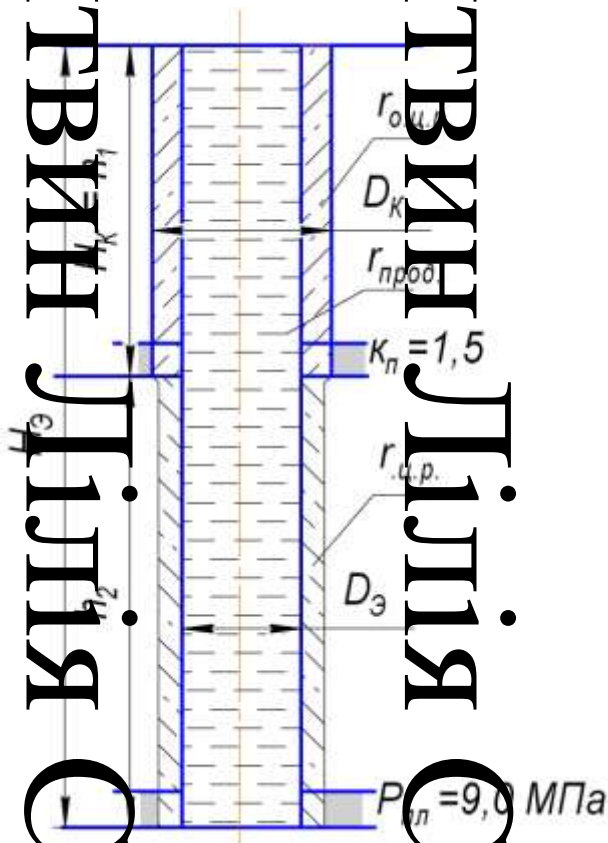
$$P_2 = 0,001 * H + 1,6 \text{ МПа.} \quad (2.30)$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$P_1 = (1/10^5) * [(250 - 5) * (1420 - 1070)] = 0,8 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 * 250 + 1,6 = 1,85 \text{ МПа.}$$

$$P_{\max} = 0,8 + 1,85 = 2,65 \text{ МПа.}$$



$$D_к = 244, \text{ мм};$$

$$D_к = 8,9 \text{ мм};$$

$$H_к = 550 \text{ мм};$$

$$D_3 = 168 \text{ мм};$$

$$H_3 = 455 \text{ мм};$$

$$h_2 = 750 \text{ мм};$$

$$c = 1200 \text{ кг/м}^3;$$

Рисунок 2.2 - Розрахункова схема цементування експлуатаційної колони.

Для колони діаметром 245 мм:

$$P_1 = (1/10^5) * [(3250 - 20) * (1420 - 1120)] = 9,7 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 * 3250 + 1,6 = 4,8 \text{ МПа.}$$

$$P_{\max} = 9,7 + 4,8 = 14,5 \text{ МПа.}$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$P_1 = (1/10^5) * [(4450 - 20) * (1420 - 1120)] = 13,3 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 * 4450 + 1,6 = 6,1 \text{ МПа.}$$

$$P_{\max} = 13,3 + 5,26 = 19,4 \text{ МПа.}$$

## 2.7.6 Розрахунок кількості цементованих агрегатів

Число цементувальних агрегатів визначимо, виходячи з умови отримання швидкості підйому цементного розчину в кільцевому просторі у черевика колон у момент початку продавки (не менше 15 м/с для кондуктора і промислових колон і не менше 1,8 - 2,0 м/с для експлуатаційних колон), за умови витікання з припущення, що збільшення швидкості руху цементного розчину в затрубному просторі сприяє повнішому витісненню глинистого розчину і заміщенню його цементним.

Часто ствол свердловини викривлений, має локальні розширення, а колона не строго зцементована в ній. У подібних випадках доцільно цементний розчин витіснити з колоди, підтримуючи невелику швидкість підйому цементного розчину в затрубному просторі ( $\omega = 0,1-0,4$  м/с). Так само слід поступати і у тому випадку, якщо колона добре центрована, але створити турбулентний режим течії цементного розчину в затрубному просторі неможливо. Оскільки продавка майже завжди починається на вищій швидкості (як правило, на IV), та кількість агрегатів з умови забезпечення швидкості (м/с) підйому цементного розчину в затрубному просторі визначають по формулі:

$$n_{ц.а.} = [0,785 * K_1 * (D^2 - d_1^2) * \omega / Q^{IV}] + 1, \quad (2.31)$$

де  $Q^{IV}$  – продуктивність цементувального агрегату на IV швидкості, м<sup>3</sup>/с.

Вибираємо цементувальний агрегат типу ЦА-320М зі встановленими в його насосі 9Т циліндровими 127-мм втулками (з цими втулками можна працювати при  $p_{max}$  у кінці цементування). Максимальна продуктивність при цьому 0,9 м<sup>3</sup>/хв при тиску 5,1 МПа.

Для колоди діаметром 324 мм:

$$n_{ц.а.} = [0,785 * 1,2 * (0,2997^2 - 0,324^2) * 1,5/60] + 1 = 2 \text{ агрегати.}$$

Приймаємо  $n_{ц.а.} = 2$  агрегати.

Для колоди діаметром 245 мм:

$$n_{ц.а.} = [0,785 * 1,2 * (0,2953^2 - 0,245^2) * 1,5/60] + 1 = 3 \text{ агрегати.}$$

Приймаємо 4 агрегати.

Для колони діаметром 146 мм:

$$n_{ц.а} = [0,785 * 1,2 * (0,2159^2 - 0,146^2) * 2 / (0,9/60)] + 1 = 6 \text{ агрегатів.}$$

Приймаємо  $n_{ц.а} = 6$  агрегатів ЦА-320М.

### 2.7.7 Розрахунок продуктивності цементування

Продуктивність цементування (тривалість процесу цементування в мин) можна визначити по формулі:

$$t_{ц} = [(V^1/Q_{ц.а}) + ((V_{ц.а} + V_{пр} - V^1)/Q_M)] + t_{всп.} \quad (2.32)$$

где  $V^1 = V_{пр} - \Delta V$ ,  $\Delta V$  приймаємо рівним  $2 \text{ м}^3$ ;

$Q_{ц.а}$  - сумарна продуктивність цементувальних агрегатів,  $\text{м}^3/\text{хв}$ ;

$Q_M$  - продуктивність цементувальних агрегатів, при якій досягається найбільш вніше витіснення бурового розчину цементним,  $\text{м}^3/\text{хв}$ .

$$Q_M = 0,785 * (D^2 - d_1^2) * K_1 * \omega, \quad (2.33)$$

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

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_M = 0,785 * (0,3937^2 - 0,324^2) * 1,2 * 1,5 = 0,07 \text{ м}^3/\text{с} = 4,2 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

$$t_{ц} = [(25,5/0,9 * 2) + ((18,6 + 26,11 - 25,5)/4,2)] + 10 = 22,6 \text{ хв.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_M = 0,785 * (0,2953^2 - 0,245^2) * 1,2 * 1,5 = 0,04 \text{ м}^3/\text{с} = 2,4 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

$$t_{ц} = [(103,39/0,9 * 4) + ((50,9 + 104,39 - 103,39)/2,4)] + 10 = 81,7 \text{ хв.}$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$Q_M = 0,785 * (0,2159^2 - 0,146^2) * 1,2 * 1,5 = 0,048 \text{ м}^3/\text{с} = 2,88 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

$$t_{ц} = [(63,1/0,9 * 6) + ((72,25 + 131,6 - 63,1)/2,88)] + 10 = 60,9 \text{ хв.}$$

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

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

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

### 2.7.8 Розрахунок кількості цементосмесительних машин

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

$$n_{\text{цсм}} = n_{\text{ца}} * Q_{\text{ца}} / Q_{\text{цсм}} \quad (2.34)$$

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

$Q_{\text{цсм}}$  - середня продуктивність однієї цементозмішувальної машини 2СМН- 20, м<sup>3</sup>/хв.

Виходячи з умови розміщення цементного порошку, підвезеного до бурової в бункерах машин змішувачів,

$$n_{\text{цсм}} = Q_{\text{ц}}^1 / q_{\text{цб}}, \quad (2.35)$$

де  $Q_{\text{ц}}^1$  - вагова кількість сухого цементу, підвезеного до бурової з урахуванням передбачуваних втрат, т;

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

Для колони діаметром 324 мм:

$$n_{\text{цсм}} = 13,6/20 = 0,7 = 1 \text{ машина } 2\text{СМН-}20.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$n_{\text{цсм}} = 98,3/20 = 4,9 = 5 \text{ машин } 2\text{СМН-}20.$$

Приймаємо 5 цементозмішувальних машин 2СМН- 20.

Для колони діаметром 146 мм:

$$n_{\text{цсм}} = 88,9/20 = 4,4 = 5 \text{ машин } 2\text{СМН-}20.$$

Приймаємо 5 цементозмішувальних машин 2СМН- 20.

### 2.7.9 Цементувальне обладнання

Цементувальні агрегати

Цементувальні агрегати призначені:

- для приготування, закачування і продавки тампонажних (чи інших) розчинів у свердловини;
- для проведення різного роду промивань свердловин через спущені колони труб;
- для обробки привибійної зони свердловин, закачування розчинів ізотопів, проведення гідроріскоструминної перфорації і інших технологічних операцій у свердловинах;
- для перекачування різних рідин або розчинів з місткостей колодязів і водоймищ;
- для гідравлічного опресовування обсадних труб і колон, а також різного устаткування.

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

При цементуванні проектної свердловини використовуватимуться цементувальні агрегати ЦА-320М.

Технологічна характеристика цементувального агрегату ЦА-320М:

Монтажна база	шасі автомобіля КрАЗ- 257
<i>цементувальний насос:</i>	
Тип	9Т
Гідравлічна потужність, л. с	125
Діаметр шпінделя, мм.	250
максимальний тиск, кгс/см <sup>2</sup>	320
максимальна подача, л/хв	23
Привід	від двигуна автомобіля КрАЗ- 257
<i>водоподаючий насос:</i>	
Тип	1В
діаметр плунжера, мм	125
Діаметр шпінделя, мм	170
Подача, л/с	13

тиск, кгс/см <sup>2</sup>	15
привід	від двигуна ГАЗ-51А
місткість мірного бака, м	6,4
місткість цементного бачка, м	0,25
діаметр приймальних трубопроводів, мм	100
діаметр нагнітальних трубопроводів, мм	50
загальна довжина розбірного трубопроводу, м	22
загальна маса агрегату, т	17,5

### Цементозмішувальні машини

Цементозмішувальні машини і агрегати призначені для транспортування сухих тампонажних матеріалів (глинопорочків) і механізованого приготування тампонажних (глинистих) розчинів.

У промисловій практиці застосовуються цементозмішувальні машини 2СМН- 20, СМН- 20, СМ- 10, СМ-4М і агрегати 1АС- 20, 2АС- 20, 3АС- 30.

В даному випадку застосовуватимуться цементозмішувальні машини 2СМН- 20.

Технічна характеристика машини 2СМН-20:

Монтажна база	шасі автомобіля КрАЗ- 257
Транспортна вантажопідйомність, т	8 - 10
Об'єм бункера, м	14,5
Місткість бункера (по цементу), т	20
Спосіб отримання розчину	механіко-гідравлічний
Продуктивність в м/міну при приготуванні:	
Цементного розчину	0,6 - 1,2
Цементо-бентонітового розчину	0,5 - 1,0
Глинистого розчину	1,0 - 2,0
Тиск рідини зачинення, кгс/см <sup>2</sup>	8 - 20
Загальна маса не завантаженої машини, т	13,8

Спосіб вантаження в бункер

шнековим погрузчиком

Щільність тампонажного розчину регулюються зміною кількості води, що подається в змішувач, за допомогою пристрою з набором насадок і крану на обвідній лінії, а також кількості сухого цементу, що подається, за допомогою зміни швидкості обертання валу двигуна і двох паралельних завантажувальних шнеків, розташованих в днищі бункера з СМН- 20 [7].

Літвин Лілія Степанівна  
Літвин Лілія Степанівна  
Літвин Лілія Степанівна  
Літвин Лілія Степанівна



### 3 ОХОРОНА ПРАЦІ

#### Загальні вимоги

Керівники організацій, що беруть участь в будівництві свердловини, зобов'язані забезпечити на об'єкті дотримання усіма працівниками правил охорони праці і техніки безпеки.

При організації будівельного майданчика необхідно позначити небезпечні зони для людей, в межах яких діють або потенційно можуть діяти небезпечні виробничі чинники. Небезпечні зони і потенційно небезпечні зони виробничих чинників мають бути захищені і позначені знаками відповідно до вимог ДСТУ 23407-78.

Пожежна безпека має бути забезпечена відповідно вимог ДСТУ 12.1.004-70, електробезпека - по ДСТУ 12.1.013-78

Експлуатація будівельних машин повинна здійснюватися відповідно до вимог СНіП 3.01.01-85\* по організації будівельного виробництва і СНіП ПІ - 4-80 "Техніка безпеки в будівництві" і інструкціями заводів заготівників.

В процесі буріння **ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ**:

працювати з необробленим шпинделем бурового верстата;  
- продавлювати за допомогою насоса пробки, що утворилися в трубопроводах;

Пускати в роботу насоси після тривалої зупинки зимою без попередньої перевірки прохідності трубопроводу. Не можна ремонтувати трубопроводи, саліник під час роботи промивального насоса. Усі шлангові з'єднання повинні виконуватися за допомогою стандартних пристроїв. Використання для цих цілей штирів, дроту, скоту і тому подібне не допускається. Під час СПО **забороняється**:

1. Працювати за наявності несправності в лебідці бурового верстата, стояти в безпосередній близькості від труб, що спускаються або піднімаються, або елеватора;
2. Спускати труби з тим, що недокрутило різьбовими з'єднаннями;

3. Тримати на вазі талеву систему за допомогою вантажу, закріпленого на руків'ї гальма або шляхом заклинювання руків'я;

4. Працювати за відсутності сигналізації, механізму від перепадів талевих блоків, а також поганому освітленні в нічний час.

При витяганні керн з колонкової труби забороняється:

- перевіряти руками положення керн в трубі,
- витягати керн шляхом струшування або нагрівання колонкової труби в підвішеному стані вона повинна утримуватися на вазі гальмом, керуваним бурильником. Підвішувати трубу слід на вертлюга - пробку або елеватор, при цьому клямка затвора має бути застопорена.

Відстань від нижнього кінця труби до підлоги бурової не повинна перевищувати 2 сантиметрів.

Спуск і підйом обсадних труб, цементування свердловини

Перед спуском або підйомом колони обсадних труб бурильник спільно з буровим майстром і механіком ділянки повинні перевірити стан бурової вишки, устаткування, талевої системи, КПП, фундаменту і розтяжок, надійність кріплення верстата до фундаменту. Виявлені недолки мають бути усунені до початку робіт по спуску обсадних труб. Результат перевірки бурильник заносить в буровий журнал.

### 3.1 Аварії і ускладнення

Основними ускладненнями, які можуть виникнути при бурінні проекційної свердловини являються обвали, які зазвичай відбуваються під час проходження ущільнених глин, аргілітов або глинистих сланців.

Основними заходами попередження і ліквідації обвалів є:

1. буріння в зоні можливих обвалів з промиванням буровим розчином, що має мінімальну водовіддачу і максимально високу щільність;
2. організація робіт, що забезпечує високі швидкості проходки;
3. виконання наступних рекомендацій :
  - бурити свердловини по можливості меншого діаметру;

- бурити від черевика попередньої колони до черевика наступної колони долотами одного розміру;
- підтримувати швидкість висхідного потоку в затрубному просторі не менше 1,5 м/с;
- подавати бурильну колону на вибій плавно, без ривків;
- уникати значних коливань бурового розчину;
- не допускати тривалого перебування бурильної колони без руху.

### 3.2 Попередження аварій при спуску обсадних колон

Спуск важких обсадних колон (більше 100 т) необхідно виробляти на спайдер-елеваторах або за допомогою верхнього спайдера ПКРО.

Подачу обсадних труб на бурову слід виробляти обережно при запобіжних кільцях, що нагвинчують, які треба знімати при повній готовності труб до звинчення. На воротях вишки необхідно встановлювати утримуюче пристосування, що запобіжить удару труб об ротор при подачі в бурову.

Кожну обсадну трубу, що подається для спуску, необхідно шаблонувати, закріпивши за вказаною операцією досвідченого помічника бурильника.

Усі різьбові з'єднання черевичної частини обсадної колони (50 - 60 м) після закріплення манними кільцями мають бути пошкоджені переривчастим зварним швом з обов'язковим затосуванням спецкілець або електрозаклепок.

Зварювальні роботи повинні вироблятися кваліфікованими зварювальниками. Не допускається примусове охолодження зварного шва (водою або буровим розчином).

Останню обсадну трубу колони рекомендується спускати у свердловину з мінімальною швидкістю і промиванням.

Закріплення різьбових з'єднань усіх обсадних колон повинне проводитися з використанням моментометров.

Щоб уникнути поглинання, гідророзриву пластів, порушення стійкості стінок свердловини, зім'яло обсадної колони в плані робіт вказувати допустиму

швидкість спуску колони. Швидкість спуску підвіски з бурильних труб не повинна перевищувати швидкості спуску обсадних труб.

Для запобігання прихвату обсадної колони в процесі її заповнення, відновлення циркуляції і проміжних промивань колону необхідно тримати на вазі і ходити через кожні 5 хвилин.

Якщо в процесі спуску колони з'явилася необхідність її ходити, то перед ходінням необхідно долити колону до гирла.

### 3.2 ПИРОНЯЄТЬСЯ:

- змінювати проектні рішення без оформлення відповідного протоколу;

- застосовувати для виміру бурильних і обсадних труб рулетки поправки, що мають, після їх ремонту;

- спускати обсадні труби без попереднього гідралічного опресовування труб;

- застосовувати обсадні труби, які мали протіски в різьбових з'єднаннях при їх опресовуванні;

- спускати обсадні труби, в з'єднаннях яких після навороту на свердловині виявлений брак різьб;

- виробляти обварювання різьбових з'єднань для "посилення" при ненормальному згинненні обсадних труб;

- примусово пропускати колону через зони посадок;

- застосовувати рад'єднювач, який не дозволяє виробляти промивання по час ОЗЦ [5].

### 3.3 Попередження аварій і шлюбу із-за неякісного цементування

Цементування обсадних колон, установка цементних мостів, заливка зон поглинань повинні вироблятися тільки за наявності на буровій лабораторних аналізів тампонажних розчинів або їх сумішей, проведених тампонажної ко-

нторою (цехом) або лабораторією в повній відповідності із заданими умовами (температура, тиск, початкова вода для приготування рідини зачинення).

Підбір рецептури тампонажного розчину необхідно виробляти за 5 діб до цементування. Якщо з дня вибору рецептури до початку цементування пройшло більше 10 діб, то рецептуру слід піддати контрольній перевірці і у разі потреби - коригуванню.

У лабораторії має бути перевірена відсутність негативної дії буферної рідини на тампонажній і бурові розчини. При цьому буферні рідини (згідно і параметри реологій) повинні забезпечувати:

- гарантований розподіл бурового розчину від цементного, що досягається підбором щільності буферної рідини;
- відмиваючу здатність глинистої кірки на межах "гірська порода" - "обсадна колонна";
- підвищення адгезійної здатності гірської породи ствола свердловини і металу обсадних труб по відношенню до цементу.

Час загустівання тампонажного розчину, визначуваний на консистометрах при взаємодії температури і тиску, імітованих по процесу цементування, має бути на 25% більше розрахункового часу цементування, але не менше чим на 30 і не більше ніж на 90 хв.

Потрібна кількість тампонажного матеріалу для цементування обсадної колони слід визначати з урахуванням коефіцієнта сжижаємості розчинів (сумішей), промислово-геофізичних даних (по профилеметрії, виробленою при виконанні завершального комплексу геофізичних робіт) і накопиченого досвіду цементування свердловин на цій площі.

Поставка цементу на бурову, як правило, повинна здійснюватися цементозмішувальними машинами і цементовозами в опломбованому виді з документами про кількість цементу і паспортні відомості на нього і здаватися буровому майстрові, який повинен вести облік тампонажного матеріалу, що заво-зиться.

Конструкція цементувальної голівки, повинна забезпечувати можливість

попереднього розміщення в ній 2-х розділових пробок, що утримуються за допомогою стопорів, і виключати виникнення перепаду тиску на них при цементуванні.

Цементувальна голівка має бути опресована на півторакратний максимальний тиск, який очікується при цементуванні, в неї має бути вставлена верхня розділова пробка. Цементувальна голівка має бути обладнана манометрами і кранами високого тиску. До цементувальної голівки мають бути підключені три лінії (дві робітничі і третя для витискування розділової пробки).

Процес цементування повинен вироблятися безперервно, дотримуючи задану гідравлічну програму, забезпечуючи розривкову швидкість вихідного потоку тампонажного розчину в затрубному просторі.

Останні 1,0-1,05м<sup>3</sup> продавочної рідини для обсадних колон діаметром до 245мм закачувати однією насосною установкою Q=3л/с.

Після закінчення цементування обсадних колон, що перекривають пласти з АКЦД і газові горизонти, а також у свердловинах схильних до газонафтороявам, на період ОЗЦ необхідно герметизувати заповнений до гирла затрубний простір і забезпечити чергування цементувального агрегату, що обв'язав з гирлом свердловини.

#### ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ:

- проводити цементування за відсутності рецептури лабораторії контори (цехи) або лабораторії тампонажної філії;
- проводити цементування експлуатаційних колон без проведення контрольного аналізу перед початком робіт;
- цементувати обсадні колони без застосування продавочних пробок;
- приступити до устаткування гирла свердловини до закінчення ОЗЦ і визначення висоти підйому цементу за обсадною колоною (по ОЦК, АКЦ);
- допускати відхилення від типових схем устаткування гирла, встановлених ДСТУ і діючими інструкціями;
- спускати у свердловину бурильні труби до повного закінчення обв'язування.

зування ППО;

- проводити роботи по розбурюванню цементної склянки, зворотного клапана, направляючої пробки до закінчення обв'язування ППО, визначення його герметичності, а також із застосуванням КНБК, що включає центруючі пристосування (калібратор, розширювач та ін.): бурити роторним способом або повертати бурильну колону при знаходженні калібратора в черевіку обсадної колони [5].

Літвин Лілія Степанівна  
Літвин Лілія Степанівна  
Літвин Лілія Степанівна  
Літвин Лілія Степанівна

## 4 ОХОРОНА НАДР І ДОВКІЛЛЯ

### Загальні відомості

Відповідно до основ законодавства про надра, основами водного законодавства і водного кодексу України, діючим положенням про Держтехнагляд, постановами Ради Міністрів по посиленню охорони природи і поліпшенню використання природних ресурсів, пошук і розвідка, розбурювання і розробка нафтових родовищ повинні здійснюватися по-справжньому і найсуворішому дотриманні заходів по охороні надр і довкілля.

Основними вимогами по охороні надр, що пред'являються до пошуку і розвідки нафтових родовищ, являються державний контроль за раціональним використанням і охороною надр, (а також встановлення порядку його проведення), дотримання затверджених в установленому порядку стандартів, що регламентують умови надр, атмосферного повітря, земель, лісів, вод (Закон "Про надра").

Охорона надр передбачає здійснення комплексу заходів, спрямованих на запобігання втратам нафти в надрах внаслідок низької якості проводки свердловин, порушень технології нафтових покладів, експлуатації свердловин, що призводять до передчасного обводнення або дегазації пластів, перетікання рідин між продуктивними і суміжними горизонтами, руйнування нафтоо-держкаючих порід, обсадних колон і цементу за нею.

Охорона довкілля передбачає заходи, спрямовані на забезпечення безпеки населених пунктів, раціональне використання земель і вод, запобігання забрудненню поверхневих і підземних вод, повітряного басейну, збереження лісових масивів, заповідників.

Основними вимогами з довкілля охорони при експлуатації свердловин являються підбір глибинного і наземного устаткування і встановлення оптимальних режимів його роботи.

У виконання вказаних вимог по охороні надр і довкілля при бурінні проектних свердловин повинні приймати заходи, що забезпечують, :



а) запобігання відкритому фонтануванню, графіноутворення, поглинання промивальної рідини, обвалів стінок свердловин і міжпластових перетікань нафти, води і газів в процесі проводки, освоєння і їх подальшої експлуатації;

б) надійну ізоляцію у свердловинах нафтоносних, газоносних і водоносних пластів по усьому розрізу:

в) герметичність усіх технічних і обсадних колон, спущених у свердловину, їх якісне цементування;

г) запобігання погіршенню колекторних властивостей продуктивних пластів, збереження їх природного стану при розтині, кріпленні і освоєнні.

Перфорація і торпедування свердловин повинні вироблятися при строгому дотриманні діючих інструкцій. Після закінчення буріння свердловини і пер-

форації колони для запобігання зниженню проникності і привибойної зони повинні бути піддані дії на неводну або глинисту рідину свердловина повинна освоюватися в найкоротший час.

За наявності небезпечних міжпластових перетікань нафти, газ і вода не допускається проведення заходів щодо інтенсифікації припливів нафти і газу.

При випробуванні свердловин продукти освоєння повинні збиратися в закритій ємності.

Транспортування допоміжних матеріалів і розчинів, що нагнітаються в нафтовий пласт, повинне вироблятися в закритій тарі або місткостях, що виключають їх витік.

При розливі нафти на поверхні землі або попаданні її у водний об'єкт в результаті нафтогазового викиду, відкритого фонтанування свердловини або аварії трубопроводу необхідно повідомити про це органам, що здійснюють державний контроль за станом водних об'єктів, не пізніше за 3-й годинник з моменту виявлення, припинити огорожу поверхневих і підземних вод для місцевого водопостачання і прийняти заходи, що забезпечують запобігання подальшому поширенню забруднення.

Нафта, що розлилася з поверхні об'єкту, має бути локалізована, зібрана технічними засобами і способами, що нешкідливими для мешканців водних

об'єктів і не чинять шкідливого впливу на умови санітарно-побутового водопостачання, і відправлена на установки підготовки нафти або очисні споруди.

На забрудненій ділянці землі мають бути проведені по збору або нейтралізації забруднення з наступною рекультивацією землі відповідно до ДСТУ 17.5.3.04-83. При порушенні обваловки і гідроізоляції ділянок вони мають бути відновлені.

#### **А. Рекультивація земельної ділянки**

Перед початком будівництва свердловини проводяться роботи по вибору і виведенню землі. Майданчик для буріння вибирається, як правило, на пасовищах, кормові достоїнства яких невеликі. Поверхня чорноземного шару не перевищує 20 - 40 см. Розмір ділянки, що виводиться, вибирається згідно "Норм відведення земель для нафтових і газових свердловин" - СН 459-74 залежно від мети буріння і типу бурової установки. При підготовчих роботах проводяться роботи по зняттю і складуванню ґрунтового шару землі відповідно до ДСТУ 17.4.3.02-85. Він складається в спеціально відведені місця у вигляді буртів. В цілях попередження вітрової і водної ерозії передбачається посів багаторічних трав. Усі ці роботи повинні проводитися до настання спійких, негативних температур. Майданчик повинен мати ухил у бік когор для стоку рідких відходів.

Сучасне виробництво бурових робіт доки використовує для збору і захоплення вибуреної породи, а також для зберігання технічної води, спеціально обладнані земляні комори. Стінки і дно комор опанувуються з метою затримання екрану, що запобіжить відходу водної фракції за межі комори і фільтрації в ґрунт. Як правило, розробка ґрунту при устаткування комор ведеться до глинистої "подушки", тобто як екран використовується глиниста товща ґрунтових порід (глини четвертинного і мезозойського віків). Після цього виробляється опресовування комори шляхом закачування в нього води. Якщо від-

бувається зниження рівня води в коморі, то проводиться повторне опресовування.

У комор встановлюється відцентровий насос, за допомогою якого відкачується технічна вода для повторного використання. Для попередження розтікання вод майданчик бурової обладнався стінними лотками і відвалами, спрямованими в технологічні комори. Об'єми технологічних комор визначаються залежно від глибини свердловин і її конструкції.

Монтаж бурового обладнання починається після проведення усіх підготовчих робіт. Площі під буровим і допоміжним устаткуванням має бути гідроізольованим, а також мати стічні лотки і відведення. При бурінні свердловини циркуляції бурового розчину здійснюється по замкнутому циклу із засто-

суванням засобів очищення (гідроциклони, вібростата і так далі), що входять в комплект бурової установки. В період буріння здійснюється постійний контроль за герметичністю циркуляційної системи, місткостей для долива свердловини і обробки бурового розчину хімічними реагентами, місткостей ПСМ.

Після закінчення будівництва свердловини, демонтажу бурового устаткування, проводяться роботи по ліквідації комор і рекультивації площі бурової.

Усі ці роботи проводяться силами будівельної організації для проведення встан, придатний для використання в сільському господарстві. При ліквідації комор проводяться роботи по відкачуванню освітленої рідкої фази для подальшого використання, а залишки бурового розчину і вибуреної породи, що загусли, після природного або примусового випарювання захороняться на місці.

Технічна рекультивація проводиться для збереження родючого шару ґрунту. Включає виконання наступних робіт :

- зрізає і складування родючого і мінералізованого шарів ґрунту;
- зрізає забруднене і засмічене ґрунту;
- зворотне переміщення і розрівнювання родючого і мінерального шарів ґрунту після закінчення будівництва.

Біологічна рекультивація проводиться після технічної. Технологія біологі-

чної рекультивациі розробляється спеціалізованою організацією по заявці "Замовника" на основі даних по фоновому стану ґрунтів до початку будівництва і даних по динаміці зміни цього фону під дією чинників будівництва після закінчення його. "Замовник" представляє ці дані спеціалізованої організації. Технологія біологічної рекультивациі повинна включати порядок і кількість добрив, що вносяться, для відновлення родючості ґрунтів, кількість вживаної техніки. Приведення земельної ділянки в придатний стан виробляється протягом одного року після завершення робіт. Передача землекористувачеві рекультивованих земель оформляється актом в установленому порядку за участю представників землекористувача, будівельної організації та органів, що здійснюють контроль за використанням земель [5].

#### 4.2 Охорона поверхневих і підземних вод

При будівництві свердловини особлива увага приділяється охороні поверхневих і підземних вод. При виборі майданчика враховується віддаленість від відкритих водних об'єктів з урахуванням їх водозахисних зон. З метою запобігання розтіканню технічної води, бурового розчину і відходів буріння за межі майданчика бурової і попадання у водний об'єкт проводяться роботи по обваловке цього майданчика ґрунтом. На ділянці будівництва проводяться роботи по обваловке цього майданчика ґрунтом. На ділянці будівництва проводяться роботи по ізоляції майданчиків технологічного устаткування, складів хімічних реагентів, блоку приготування розчину. Передбачається інженерна система збору відходів буріння за допомогою лотків в комори.

Для потреб будівництва і випробування свердловини застосовується технічна вода. В процесі будівництва свердловини повинен вестися облік витрати з допомогою витратомірів, мірних місткостей і інших засобів, наданих буровій установці.

В процесі буріння свердловини здійснюється замкнутий цикл циркуляції бурового розчину з очищенням від вибуреної породи засобами, наданими бу-

ровій установці. Вода, що залишилася, відкачується і повторно використовується на технологічні потреби. Вона повинна відповідати вимогам ДСТУу 51-01-0384. Буровий розчин (частково) вивозиться на довколишні бурові для подальшого використання.

Для запобігання забрущенню водоносних горизонтів і надійної їх ізоляції при бурінні свердловини розробчим проектом розробляється конструкція свердловини відповідно до "Правил безпеки в нафтовій і газовій промисловості, 1998г".

Для перекриття за колонного простору і запобігання міжпластовим перетіканням за обсадними колоннами формується цементна оболонка, для чого використовується тампонажний цемент відповідно до ДСТУ 1581-85.

В процесі проводки на основі геологічної будови і з урахуванням можливих ускладнень застосовується буровий розчин із заданими параметрами (експлуатаційними властивостями) для цих умов буріння.

Буровий розчин є стійкою глинистою суспензією на водній основі, (параметри розроблені відповідно до "Правил безпеки в нафтовій і газовій промисловості"), оброблену хімічними реагентами. Застосування хімічних реагентів дозволяє підтримувати і регулювати експлуатаційні властивості бурового глинистого розчину, необхідні для безаварійної проводки свердловини до цільового вибою.

#### 4.3 Охорона атмосферного повітря

До основних джерел забруднення атмосферного повітря відносяться: спеціальна техніка, автотранспорт, територіальна техніка, прилад бурової, котельня. В процесі випробування свердловини з нафти, що поступає на поверхню сепарується попутний газ, який спалюється на факелі.

Санітарно-захисна зона при будівництві свердловин на нафту і газ складає 300 метрів (СН245- 71).

#### 4.4 Моніторинг за станом довкілля

Контроль за довкіллям при будівництві свердловини - це спостереження за станом і зміною якості ґрунтів, підземних і поверхневих вод, повітря. У завдання контролю на період будівництва свердловини входить роботи по перевірі дотримання вимог з довкілля охорони і організації контролю шкідливих речовин, що поступають в природне середовище в процесі будівництва. Контроль за вступом шкідливих речовин здійснюється методом відбору проб до початку будівництва, в період буріння і після закінчення. Відбір проб і визначення хімічного складу ґрунту проводиться в два етапи:

1 етап - до початку будівництва - визначення фону;

2 етап - після закінчення будівництва і рекультивації порушених земель - фактичний стан ґрунту.

Враховуючи, що в процесі проводки свердловини застосовується буровий глинистий розчин, оброблений хімічними реагентами, що відносяться до класу небезпеки до нетоксичних і малотоксичних, аналіз ґрунтів проводять по наступних параметрах:

нафтопродукти методом краплинного аналізу;

- рН сольового і водного витягу;

- хлорид і сульфат іони;

- карбонат кальцію.

Контроль забруднення підземних вод здійснюється методом відбору і аналізу проб з контрольно-спостережливих свердловин, пробурених на родовищі. Відбирають проби води на аналіз до початку будівництва - фоновий показник під час буріння - контроль за зміною складу води, після закінчення будівництва - повний аналіз води. Контроль за якістю підземних вод має бути здійснений за наступними показниками:

- лужність - мг-екв/л;

- жорсткість - міліграм/л;

- розчинений кисень - міліграм/л;

- ХПК - міліграм/л;
- сухий залишок - міліграм/л;
- хлориди - міліграм/л;
- сульфати - міліграм/л;
- залізо загальне - міліграм/л;
- азот амонійний - міліграм/л;
- нафта і нафтопродукти - міліграм/л.

Порівняння фонових показників з показниками, визначеними в процесі будівництва, дає можливість визначити джерело і міру забруднення підземних і поверхневих вод.

Буріння свердловин на площах області Самари ведеться, в основному, буровими установками з електричним приводом.

Основним джерелом забруднення атмосферного повітря є спалювання попутного газу на факелі. Виміри контрольованих речовин здійснюється до початку будівництва як фоновий показник, і під час спалювання газу. Аналіз проводиться по наступних основних речовинах:

- сірководень;
- оксиди азоту;
- оксиди вуглецю;
- вуглеводні;
- оксиди сірки;
- окисел ванадію.

З приведених відомостей виходить, що дія на природне довкілля відходів бурового процесу обмежується територією майданчика, відведеного під будівництво бурової установок і прищоглових допоміжних споруд.

Відходи у вигляді вибуреної породи, відпрацьованого бурового розчину, бурових стічних вод мають 4-й клас небезпеки. Вибурена порода і тверда фаза бурового розчину захоплюються в коморі. Бурові стічні води і буровий глинистий розчин частково вивозяться для повторного використання на сусіднє бурові. Інша частина бурових стічних вод частково випаровується, виме-

рзає, насичує мінеральний ґрунт майданчика.

Територія майданчика бурової після рекультивації самовостанавливається, як показує досвід, протягом 1, 5 - 2 - х років.

Викиди в атмосферу шкідливих речовин незначні. За межами майданчика бурової їх концентрація нижче ГДК для населених пунктів, якого-небудь впливу на найближчі населені пункти ці викиди не чинять.

Надійна конструкція свердловини, сучасне гірлове противовибросове устаткування і вживана технологія буріння повинні забезпечити подорожження нафтобазопроявлень, що і підтверджується багаторічною практикою роботи бурових підприємств в цьому районі.

Чисельність що працює на буровій, спецтехніка, що епізодично притягається, чинять вплив на тваринний світ трохи і, в основному, в межах території бурової.

Таким чином, запропоновані технічні, технологічні і організаційні заходи повинні забезпечити незначну дію на довкілля.

Охорона праці - створення здорових і безпечних умов на виробництві під охороною праці розуміється система законодавчих актів і відповідних їм соціально-економічних, технічних, санітарно-гігієнічних і організаційних заходів, що забезпечують безпеку, збереження здоров'я і працездатність людини в процесі праці.

Поняття "Охорона праці" з юридичної точки зору включає три основні частини: трудове законодавство, виробничу санітарію і техніку безпеки.

Виробнича санітарія - повинна зважати на специфіку геологорозвідувальних робіт (велика розкиданість, віддаленість від населених пунктів, широким діаметром природно-кліматичних умов).

Включає наступні вимоги:

- виробниче освітлення на бурових повинно задовольняти вимогам (рівномірність, постійність світлового потоку і так далі);

- опалювання - не нижче 13-18 градусів у середині бурової;

- вентиляція - якісний склад повітря.



- комплекс методів боротьби з шумом;
- загальна вібрація при бурінні геологорозвідувальних свердловин повинна відповідати нормам.

Індивідуальні засоби захисту:

- захисні каски;
- вкладиші, навушники, шоломи;
- спеціальні окуляри або щитки;
- діелектричні рукавички і рукавиці, гумові боти і галоші, гумові сапожки і доріжки, що ізолюють підставки;
- спецодяг і спецзупинки.

Усі ці вимоги повинні відповідати інструкції за санітарним змістом приміщень і устаткування виробничих підприємств.

Литвин Лілія Степанівна

Литвин Лілія Степанівна

Литвин Лілія Степанівна

Литвин Лілія Степанівна

## ВИСНОВКИ

У цій роботі запроєктовано буріння і кріплення експлуатаційної свердловини на газ завглибшки 44-50 м з розробкою заходів щодо попередження порушень цілісності стінок свердловини.

У загальній частині дані: географічне положення, огляд раніше проведених геолого-геофізичних досліджень і геологічна характеристика району робіт. Описані: стратиграфія, тектоніка і фізико-хімічні властивості флюїдів пластів цього району.

Буріння свердловини здійснюватиметься буровою установкою Уралмаш-76Д в три інтервали буріння, установка шахтного напрямку діаметром 426 мм, буріння: під кондуктор діаметром 324 мм, під проміжну колону діаметром 245 мм і під експлуатаційну колону діаметром 140 мм, із застосуванням глинистого розчину. Контроль процесу буріння забезпечує станція ГТИ. Цементування свердловини здійснюватиметься із застосуванням цементозмішувальних машин 2СМН- 20, цементувальних агрегатів і осреднителя місткості. Контроль процесу забезпечить станція контролю цементування СКЦ-2М.

У роботі передбачені усі необхідні заходи безпеки життєдіяльності. Розглянуті заходи щодо попередження аварій і ускладнень, охорони надр і довкілля.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Рязанов А.А. Справочник по буровым растворам. – М.: Недра, 1979.
2. Дудля М.А. Проектування бурових машин та механізмів. – К.: Вища школа, 1994.
3. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин. В 2-х томах по ред. проф. Е.А. Козловского. – М.: Недра, 1984
4. Ребрик Б.М. Справочник по бурению инженерно-геологических скважин. – М.: Недра, 1983.
5. Бочаров А.И., Едугин О.А. Организация безопасного ведения геологоразведочных работ. – М.: Недра, 1981
6. Гланц А.А., Алексеев В.В. Справочник механика геологоразведочных работ. – М.: Недра, 1987
7. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах – М.: Недра, 1985
8. Ганджумян, Р.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин / Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин. – М.: Недра, 2000.
9. Булатов, А.И. Справочник инженера по бурению: в 4т. / А.И. Булатов, А.Г. Аветисов. – М.: Недра, 1985. – т. 1-2.
10. Вадецкий, Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для нач. проф. Утворення / Ю.В. Вадецкий. – М.: Издательский центр «Академия», 2003.
11. Алексеевский, Г.В. Буровые установки Уралмаш завода. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1981.
12. Воздвиженский, Б.И. Буровая механика. – 3-е изд., перераб. и доп. / Б.И. Воздвиженский, М.Г. Васильев. – М.: ГНТИ, 1954.
13. Ганджумян, Р.А. Расчеты бурения (Справочное пособие) / Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, И.И. Сердюк. – М.: РГГПУ, 2007.

14. Калинин, А.Г. Практическое руководство по технологии бурения на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / А.Г. Калинин и (др). –М.: ООО «Недра – Ббизнес центр», 2001.
15. Палашкин, Е.А. Справочник механика по глубокому бурению / Е.А. Палашкин. – М.: Недра, 1974.
16. Иогансен, К.Б. Спутник буровика: Справочник. – 3-е изд., перераб. и доп. / К.В. Иогансен. – М.: Недра, 1990.
17. Александров Е.В., Соколинский Б.В. Теоретическая и расчетная механика ударных систем.-М.;Недра,1969.-132 с.
18. Гончаров А.Е., Винниченко В.М. Пособие бурильщику и мастеру по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений при разведочном бурении.-М.;Недра,1987.-128 с.
19. Дубленич Ю.В., Жданков В.Ф. Определение области эффективного применения гидравлического ударного механизма для ликвидации прихватов бурильных труб [ ГИТС "Бурение".-Вып.4.-М.:ВНИИЭОНГ, 1979.- С.12-14.
20. Оптимизация бурения скважин в осложненных условиях. Сборник. Донецк,ДПИ,1991.
21. Коломоец А.В. Предупреждение и ликвидация аварий в разведочном бурении.-М.;Недра,1985.-224с.
22. Кичигин А.В., Назаров В.И. Анализ конструкций ударных механизмов для ликвидации прихватов бурильной колонне в скважи-не [ ГИТС "Машины и нефтяное оборудование".-Вып.7.-М.:ВНИИЭОНГ,1981.- С. 25
23. Неудачин Г.И., Коломоец А.В., Калинин О.И., Пилипенко В.И. Новые технические средства ликвидации аварий при бурении скважин. Ученые Записки Национального университета «Львівський державний університет імені Степана Бандери». - Львів, 1981. - №10. - С.27-29.
24. Пустовойтенко И.П., Сельващук А.И. Справочник мастера по сложным буровым работам.-М.;Недра,1983.-248с.
25. Хаустов, А.П. Охрана окружающей среды при добыче нефти / А.П. Хаустов, М.М. Редина. – М.: изд-во «Депо», 2006.