

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

Факультет природничих наук та технологій  
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння

## ПОЯСНОВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи студента  
бакалавр  
(освітньо-кваліфікаційний рівень)

студента Степанченко Сергія Анатолійовича

академічної групи 184-18зск-1 ГРФ

спеціальності 184-Гірництво

спеціалізації Буріння свердловин

за освітньо-професійною програмою «Гірництво»

на тему Технічний проект буріння Експлуатаційної свердловини в умовах  
Безпалівського газоконденсатного родовища

(назва за наказом ректора)

Керівники	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.			
Охорона довкілля	Судаков А.К.			
Рецензент	Кременко О.Є.			
Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			

Дніпро  
2021

ЗАТВЕРДЖЕНО:

Завідувач кафедри нафтогазової  
інженерії та буріння

Корольок Є.А.

«    »      2021 року

**ЗАВДАННЯ**

на кваліфікаційну роботу

ступеня бакалавр

студента Степанченко Сергія Анатолійовича

академічної групи 184-18зск-1 ГРФ

спеціальності 184 Гірництво

спеціалізації Буріння свердловин

за освітньо-професійною програмою «Гірництво»

на тему Технічний проект буріння експлуатаційної свердловини в умовах

Гезпалівського 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

Завдання видано

Судаков А.К.

Дата видачі

30.04.2021

Дата подання до екзаменаційної комісії

10.06.2021

Прийнято до виконання

Степанченко С.А.

## Анотація

Пояснювальна записка: 85 стор., 1 рис., 32 таблиць., 18 джерел.

СПОРУДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИНИ, ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ, КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИНИ.

Об'єкт дослідження – технологія буріння експлуатаційної свердловини для умов ділянки Безпаліського газоконденсатного родовища.

Предмет дослідження – параметри технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах Безпаліського газоконденсатного родовища.

Мета роботи – підвищення механічної швидкості буріння експлуатаційної свердловини в умовах Безпаліського газоконденсатного родовища, що досягається за рахунок вдосконалення технології буріння.

Дипломний проект складається з пояснювальної записки та графічної частини.

Пояснювальна записка складається з 3-х основних розділів:

1. Геологічна частина.
2. Тектонічна частина.
3. Охорона праці та охорона довкілля.

У геологічній частині викладена інформація про літолого-стратиграфічний розріз свердловини, можливі ускладнення в процесі буріння. Приведений комплекс геолого-геофізичних досліджень свердловини.

На основі геолого-геофізичних досліджень проведено розрахунок конструкції свердловини, обгрунтовано спосіб буріння, здійснено підбір породоруйнуючого інструменту.

Проведено розрахунок бурильної колони та раціональної конструкції низу бурильної колони, обгрунтував режимні параметри для буріння проектної свердловини.

Промивання свердловини в інтервалі продуктивного горизонту здійснюється буровим розчином, що забезпечує найкращі умови його розкриття.

Проектування конструкції обсадних колон та їх цементування здійснено з врахуванням призначення свердловини.

У розділі «Охорона праці та довкілля» наведено вимоги до протипожежної безпеки та охорони навколишнього середовища при спорудженні свердловини.

## Summary

Explanatory note: 85 pages, 1 figures, 32 tables, 18 sources.

### WELL CONSTRUCTION, DRILLING TECHNOLOGY, WELL FIXING.

The object of research is the technology of drilling an production well for the conditions of the Bezpalsky gas condensate field.

The subject of research is the parameters of drilling technology of production well in the conditions of Bezpalsky gas condensate field.

The purpose of the work is to increase the mechanical drilling speed of the production well in the conditions of the Bezpalsky gas condensate field, which is achieved by improving the drilling technology.

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part.

The explanatory note consists of 3 main sections:

1. Geological part.
2. Tectonic part
3. Labor protection and environmental protection.

The geological part contains information about the lithological and stratigraphic section of the well, possible complications in the drilling process. The complex of geological and geophysical researches of a well is resulted.

Based on geological and geophysical research. The well construction was calculated, the drilling method was substantiated, the rock-destroying tool was selected.

The calculation of the drill string and the rational design of the bottom of the drill string was carried out, the regime parameters for drilling of the design well were substantiated.

Flushing of the well in the interval of the productive horizon is carried out by drilling mud, which provides the best conditions for its opening.

The design of the casing structure and their cementation was carried out taking into account the purpose of the well.

The section "Occupational and environmental protection" provides requirements for fire safety and environmental protection during the construction of the well.

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

# Степанченко Сергій Анатолійович

# Степанченко Сергій Анатолійович

# Степанченко Сергій Анатолійович

# Степанченко Сергій Анатолійович

# Степанченко Сергій Анатолійович

Вступ

1. Геологічна частина	
1.1 Загальні відомості про район бурових робіт	
1.2 Стратиграфія і літологічний розріз	
1.3 Тектоніка	
1.4 Нафтогазоводонасність	
1.5 Умови проводки свердловини	
1.6 Геолого-геофізичні дослідження за профем буріння свердловини	
2. Технічна частина	25
2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини	27
2.2 Бурові розчини	32
2.2.1 Вибір і обґрунтування типів і параметрів бурових розчинів	34
2.2.2 Витрати хімічних реагентів і матеріалів для приготування і обробки бурових розчинів	35
2.2.3 Технологія приготування, очищення і обробки бурових розчинів	36
2.3 Вибір і обґрунтування способів буріння	39
2.4 Вибір типорозмірів доліт	39
2.5 Вибір і розрахунок бурильних труб	55
2.6 Режими буріння	63
2.7 Розрахунок експлуатаційної колони	71
2.8 Розрахунок цементування експлуатаційної колони	75
2.9 Організаційно-технічні заходи спуску і цементування обсадних колон	76
2.10 Обладнання устя свердловини	76
2.11 Відбір бурової установки	76
2.12 Розкриття та випробування продуктивних пластів	79
3. Техніка безпеки, промсанітарія, протипожежні заходи і охорона довкілля	82
3.1 Навчання та інструктаж робітників	82
3.2 Підготовка бурової установки до буріння	82
3.3 Заходи безпеки при виконанні робіт	82
3.4 Промсанітарія	82
3.5 Пожежна безпека	82
3.6 Охорона довкілля	82
Висновки	
Література	

Степаненко Сергій Анатолійович

Степаненко Сергій Анатолійович

Вступ  
Степаненко Сергій Анатолійович

Степаненко Сергій Анатолійович

Степаненко Сергій Анатолійович

Україна – одна з найстаріших нафтогазовидобувних держав світу. Бурхливий розвиток нафтової промисловості розпочався вже на початку другої половини XIX століття, коли потреба суспільства в нафті та продуктах її переробки значно зросла. Це пов'язано з винаходом і виготовленням у Львові в 1853 році газової лампи та винаходом і застосуванням двигунів внутрішнього згорання. Тому почали копати нафтові плаhti глибиною понад 100 м, бурити свердловини за допомогою бурових верстатів. Які широко застосовувались у сільському промислі. Вагомим успіхом у справі видобування нафти було досягнуто після запровадження у 1884 році так званого канадського способу верчення за допомогою верстатів ударного буріння, що дало змогу споруджувати свердловини глибиною понад 400 м і одержати знамениті Бориславські фонтани, слава про які швидко рознеслась по всій Європі та за її межами. У 1907 році запроваджено механізований видобуток нафти, завдяки чому загальний нафтовидобуток у старому Бориславі сягнув понад 10 мільйонів тонн.

На сьогодні в Україні відомі 273 газових, газоконденсатних і нафтових родовищ, а яких майже 200 перебувають у стані розробки або дослідно-промислової експлуатації. На території України існують три нафтогазових регіони: Карпатський, Дніпровсько-Донецький і Причорноморсько-Кримський.

Національною програмою «Нафта і газ України до 2025 року» передбачено збільшити обсяги буріння на 74%, в т.ч. на газ – у 2,5 рази, на нафту – у 1,87 рази, розвідувальною – у 1,44 рази. Це забезпечить домогтися стабілізації об'ємів видобування нафти і газу з подальшим їх нарощуванням.

Цільове призначення свердловин може бути різним. Всі свердловини, що буряться з метою регіональних досліджень, пошуків розвідки і розробки нафтових і газових покладів, поділяються на наступні категорії: опорні, параметричні, структурні, пошукові, розвідувальні і експлуатаційні.

# Степанченко Сергій Анатолійович

# Степанченко Сергій Анатолійович

# Степанченко Сергій Анатолійович

# Степанченко Сергій Анатолійович

# Степанченко Сергій Анатолійович

## 1 Геологічна частина

### 1.1 Загальні відомості про район бурових робіт

Таблиця 1.1

Відомості про район бурових робіт

	Назва	Визначення
№	2	3
1.	Площа (родовища)	Есепалівська
	Адміністративне розташування	Україна
	- держава	Харківська
	- область	
3.	Рік впровадження площі (родовища) в буріння	1976
4.	Рік впровадження площі (родовища) в ДПР (пласт М-2а)	1984
5.	Температура повітря, град.	
	- середньорічна	7,2
	- найбільша літня	20 - 25
	- найменша зимова	- 25
6.	Середньорічна кількість опадів, мм	476 – 516
7.	Максимальна глибина промерзання ґрунту, м	1,2
8.	Тривалість опалювального періоду в році, діб	189
9.	Азимут переважального напрямку вітру, град.	270 – 315
10.	Найбільша швидкість вітру, м/с	14

Таблиця 1.2

Відомості про площадку будівництва бурової

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

Таблиця 1.3

Розміри земельних ділянок, які необхідно відвести в тимчасове користування

Назва	Розмір, га	Джерело норми відводу земель
1	2	3
Будівництво майданчика під бурову	2,3	Акт вибору і обстеження земельної ділянки передбаченої під будівництво експлуатаційної свердловини



## 1.2 Стратиграфія і літологічний розріз

Таблиця 1.4

Стратиграфічний розріз свердловини, елементи залягання,  
коefficient кавернозності пластів

Глибина залягання, м		Стратиграфічний розріз		Елементи залягання пластів по площі, град	Коефіцієнт кавернозності в інтервалі
від	до	назва	індекс		
	2	3	4	5	6
	340	Кайнозойська група	KZ		0-350 м K = 1,05
		Мезозойська група	MZ		
		Крейдяна система:	K		350-2450 м K = 1,18
340	1055	- верхній відділ	K <sub>2</sub>	1-2	
1055	1225	- нижній відділ	K <sub>1</sub>	1-2	
		Юрська система:	J		
1225	1570	- верхній відділ	J <sub>3</sub>	2-3	
1570	1760	- середній відділ	J <sub>2</sub>	2-3	
		Триасова система:	T		2-3
1760	2028	- глиниста товща	T <sub>г</sub>	2-3	
2028	2077	- піщано-карбонатна товща	T <sub>пк</sub>	2-3	
2077	2204	- піщана товща	T <sub>п</sub>	2-3	
2204	2440	- піщано-глиниста товща	T <sub>пг</sub>	2-3	
		Палеозойська група	PZ		2450-4550 м K = 1,20
		Пермська система:	P		
2440	2685	- нижній відділ	P <sub>1</sub>	3-4	
		Кам'яновугільна система:	C		
2685	3290	- верхній відділ	C <sub>3</sub>	3-4	
		- середній відділ	C <sub>2</sub>	3-4	
3290	3740	московський ярус	C <sub>2m</sub>	5-7	
3740	4290	башкирський ярус	C <sub>2b</sub>	5-7	
		- нижній відділ	C <sub>1</sub>	5-7	
4290	4550 (вибій)	верхньосерпухівський під'ярус	C <sub>1s2</sub>	7-10	

## Літологічна характеристика розрізу свердловини

Інтервал, м		Гірська порода		Стандартний опис гірської породи: повна назва, характерні ознаки
від	до	коротка назва	% в інтервалі	
2	3		5	
0	78	піски суцільні глини	50 30 20	Піски кварцові з прошарками глин строкатих суцільні жовто-бурі, лесові
78	340	піски мергелі пісковики	50 30 20	Піщано-глинисті утворення, піски різнозернисті, мергелі світло-сірі, блакитні, піщані з прошарками пісковиків
340	1055	крейда мергелі піски глини	80 10 5 5	Крейда з прошарками мергелів, в нижній частині – кварцово-глауконітові піски, з прошарками зеленувато-сірих глин
1055	1225	піски пісковики глини	65 20 15	Піски світло-сірі, різнозернисті з прошарками пісковиків та вапнякових блакитно-сірих глин
1225	1570	глини пісковики вапняки	65 25 10	Перешарування глин з пісковиками і вапняками
1570	1760	глини пісковики	70 30	Глини з прошарками пісковиків у верхній частині
1760	2440	пісковики глини вапняки	65 30 5	Потужна континентальна товща піщано-глинистих утворень. Пісковики сірувато-зелені, алевритисті, глини сіруваті, зелені, бурі
2440	2685	ДОЛОМІТИ вапняки глини пісковики аргіліти алевrolіти	25 20 20 15 10 10	Перешарування доломітів, аргілітів з вапняками, глинами і алевrolітами
2685	3290	пісковики аргіліти алевrolіти вапняки	45 45 5 5	Чергування потужних піщаних пластів з глинистими пачками
3290	3740	пісковики аргіліти алевrolіти вапняки	40 40 15 5	Перешарування пісковиків і щільних алевритистих аргілітів тонкими прошарками вапняків
3740	4290	пісковики аргіліти вапняки алевrolіти	30 30 30 10	Чергування пісковиків з алевrolітами і вапняками, в нижній частині чергування потужних вапняків з аргілітами
4290	4550	аргіліти пісковики алевrolіти вапняки	35 30 30 5	Перешарування аргілітів з пісковиками і алевrolітами та незначними прошарками вапняків



Таблиця 1.7

# Степанченко Сергій Анатолійович

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Тип колектору	Стан (газ, конденсат)	Вміст, % за обсягом		Відносна за повітрям густина газу	Дебіт газу тис.м <sup>3</sup> /д
	від	до			сірко-водню	вуглецю		конд. м <sup>3</sup> /д
1	2	3	4	5	6	7	8	10
C <sub>1s2</sub> (C-4)	4371	4392	поровий	газ, конденсат	1,05	0,648	0,648	43,1-180,8
C <sub>1s2</sub> (C-5)	4400	4436	поровий	газ, конденсат		1,05	0,648	від 3,0 180,8-325,5 до 32,7

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Таблиця 1.8

# Степанченко Сергій Анатолійович

Індекс страти- графіч- ного підроз- ділу	Інтервал, м		Тип колек- тору	Густи- на, м³/доб	Вільний дебіт, м³/доб	Хімічний склад води в % мг-еквівалентній формі						Тип води по Суліну (СФН- сульфато- натрієвий, ГКН – гідрокарбонатно- натрієвий, ХКЛМ – хлормагнієвий, ХКЛ – хлоркальцієвий)	Відно- ситься до джерела питного родо- поста- чання (ТАК, НІ)	
	від	до				аніони			катіони					
						Cl	SO <sub>4</sub>	HCO <sub>3</sub>	Na <sup>+</sup> K <sup>+</sup>	Mg <sup>+</sup>	Ca <sup>++</sup>			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
К	340	1225	поров.	1,000- 1,010	140,0- 150,0							0,3-3,1	ГКН	ТАК
Т	1775	2400	поров.	1,050- 1,060	100,0- 150,0							30,0- 161,0	ХКЛ	НІ
С <sub>3</sub> -С <sub>1</sub>	3290	4290	поров.	1,164	0,3-23,7							162,5- 248,9	ХКЛ	НІ
С <sub>1</sub> С <sub>2</sub>	4290	4550	поров.	1,164	4,7	49,80	0,09	0,11	36,22	5,01	8,77	156,04- 222,2	ХКЛ	НІ

# Степанченко Сергій Анатолійович

# Степанченко 1. Умови виготовлення свердловини Сергій Анатолійович

Таблиця 1.9

Дані про тиск та температуру по розрізу свердловини

Індекс страти- графіч- ного підроз- ділу	Інтервал, м		Гradient тиску									Температура в кінці інтервалу	
	від (верх)	до (низ)	пластового			гідророзрив порід			гірського			°C	джерело одержання
			від	до	джерело одержання	від	від	джерело одержання до	від	до	джерело одержання		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
KZ	0	340	0,010	0,0100	РФЗ	0,016	0,0156	РФЗ	0,0210	0,0210	РФЗ	36	РФЗ
K	340	1225	0,0100	0,0103	-/-	0,0157	0,0157	-/-	0,0210	0,0210	-/-	36	-/-
J	1225	1775	0,0103	0,0103	-/-	0,0157	0,0159	-/-	0,0210	0,0210	-/-	52	-/-
T	1775	2440	0,0103	0,0104	-/-	0,0159	0,0163	-/-	0,0210	0,0220	-/-	61	-/-
P	2440	2685	0,0104	0,0105	-/-	0,0163	0,0165	-/-	0,0220	0,0220	-/-	67	-/-
C <sub>3</sub>	2685	3290	0,0105	0,0105	-/-	0,0165	0,0167	-/-	0,0220	0,0220	-/-	80	-/-
C <sub>2m</sub>	3290	3740	0,0105	0,0106	-/-	0,0167	0,0169	-/-	0,0220	0,0220	-/-	91	-/-
C <sub>2b</sub>	3740	4290	0,0106	0,0106	-/-	0,0169	0,0172	-/-	0,0220	0,0230	-/-	104	-/-
C <sub>1s2</sub>	4290	4550	0,0106	0,0111	-/-	0,0172	0,0174	-/-	0,0230	0,0230	-/-	111	-/-

Степанченко Сергій Анатолійович

# Степанченко Сергій Анатолійович

Можливі ускладнення по розрізу свердловини

Таблиця 1.10

## Поглинання бурового розчину

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Чи є втрата циркуляції (так, ні)	Гradient тиску поглинання, МПа/м		Умови виникнення
	від	до		при розкритті	після ізоляційних робіт	
KZ	0	340	ні	0,0126	0,0156	при первинному розкритті
K <sub>2</sub> + K <sub>1</sub>	1000	1225	ні	0,0143	0,0157	при первинному розкритті
T	2025	2440	ні	0,0152	0,0163	при підвищенні густини бурового розчину вище передбаченого в проекті
C <sub>3</sub> – C <sub>2b</sub>	2685	4550	ні	0,0152	0,0162	при підвищенні густини бурового розчину вище передбаченого в проекті

Таблиця 1.11

## Осипи і обвали стінок свердловини

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Час до початку ускладнення, діб	Заходи по ліквідації наслідків (проробка, промивка і т.д.)
	від	до		
KZ	0	340	В процесі розбурювання	Проробка, промивка, підтримування параметрів бурового розчину згідно проекту
C <sub>3</sub> – C <sub>1s2</sub>	2685	4550	В процесі розбурювання	Проробка, промивка, підтримування параметрів бурового розчину згідно проекту

# Степанченко Сергій Анатолійович

Нафтогазопроводи

Таблиця 1.12

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Вид флюїдо-проявлення (вода, нафта, конденсат, газ)	Довжина стовпа газу при ліквідації газопроявлень, м	Густина суміші при проявленні для розрахунку надлишкових тисків, г/см <sup>3</sup>		Умови виникнення	Характер проявлень (у вигляді плівок нафти, бульбашок газу, переливу води)
	від	до			внутрішнього	зовнішнього		
Нафтогазопроведення можливі з глибини 3290 м								
C <sub>3</sub> – C <sub>2m</sub>	3290	3340	нафта і газ	3340	0,727		зниження протитиску на пласт	плівка нафти, бульбашки газу
C <sub>1s2</sub>	4375	4515	газ	4510	1,17	0,643		бульбашки газу

Таблиця 1.13

## Інші можливі ускладнення

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Вид ускладнення: жолобоутворення, перегин ствола, викривлення, грифонотворення	Характеристика ускладнень і умови виникнення
	від	до		
K <sub>2</sub>	340	1000	Звуження ствола свердловини	Здатність крейдяних порід до набухання
J – T	1225	2440	Сальникоутворення, звуження ствола свердловини	Наростання кірки на стінках свердловини при проходженні проникних порід
P <sub>1</sub>	2440	2685	Утворення уступів, жолобів	При проходженні твердих порід



# 1.6 Геолого-геофізичні дослідження за процесом буріння свердловини

Таблиця 1.14

## Геофізичні дослідження

Вид досліджень	Масштаб	На глибині, м	Інтервал, м	
			від	до
1	2	3	4	5
Стандартний каротаж, інклінометрія з точками через 25 м	1:500	360 700 950 1200 1450 1700 1950 2200 2500 2750 3000 3250 3350 3450 3550 3650 3750 3850 3950 4050 4150 4250 4350 4450 4550	0 350 650 900 1150 1400 1650 1900 2150 2450 2700 2950 3200 3300 3400 3500 3600 3700 3800 3900 4000 4100 4200 4300 4400	350 700 950 1200 1450 1700 1950 2200 2500 2750 3000 3250 3350 3450 3550 3650 3750 3850 3950 4050 4150 4250 4350 4450 4550
Профліметрія і кавернометрія	1:500	При проведенні стандартного каротажу по всьому відкритому стволу		
БГЗ, БК, БМК, МК, ІК, АК, ГК, ННКт	1:200	В інтервалі проведення стандартного каротажу з глибини 3250 м		
ГК, ННКт	1:500	В інтервалах проведення стандартного каротажу		

продовження таблиці 1.1.

2	3	4	5
<p>1:500</p> <p>1:500</p> <p>1:500</p> <p>1:200</p> <p>1:500</p>	<p>Перед спуском обсадних колон в інтервалах: 0-350 м 350-2450 м 2450-4550 м</p> <p>0-350 м 0-2450 м 0-4550 м</p> <p>Після цементування експлуатаційної колони</p> <p>Після спуску експлуатаційної колони вибірково в продуктивних інтервалах з глибини 3250 м</p> <p>З глибини 3250 м</p>		
<p>1</p> <p>ГК, ПНКт, термометрія</p> <p>АКЦ</p> <p>ГГК</p> <p>ІНН</p> <p>З метою прив'язки інтервалів перфорації покласти ГК і ЛМ до перфорації, та ГК і ЛПС – після перфорації</p> <p>Газовий каротаж</p>	<p>Степанченко Сергій Анатолійович</p>	<p>Степанченко Сергій Анатолійович</p>	<p>Степанченко Сергій Анатолійович</p>

## 2 Технічна частина

### 2.1 Вибір обґрунтування конструкції свердловини

Конструкція свердловини визначається:

- числом обсадних колон, що спускаються, глибиною їхньої установки;
- діаметром застосовуваних труб;
- діаметром долів, якими ведеться буровлення під кожену колону;
- висотою підйому тампонажного розчину в затрубному просторі;
- конструкцією цвяхом.

Характеристики зазначеного переліку показників при виборі конструкції свердловини в загальному випадку залежать від комплексу некерованих і керованих факторів.

До некерованих факторів варто віднести геологічні умови родовища: глибину залягання продуктивних пластів, їхня продуктивність і колекторські властивості;

- пластові і порові тиски, а також тиску гідророзриву прохідних порід;
- фізико-механічні властивості і стан порід, що розкриваються свердловиною з погляду можливих обвалів, осипів, кавероутворень, передач на колони гірського тиску і т.д.

До керованих факторів можна віднести:

- мета і спосіб буровлення;
- число продуктивних горизонтів, що підлягають випробуванню;
- спосіб розкриття продуктивних горизонтів;
- матеріально-технічне забезпечення.

Конструкція багато в чому визначає можливість доведення свердловини до проектної глибини і впливає на техніко-економічні показники буріння.

Загальноприйнято раціональним вважати конструкцію, що забезпечує мінімальну вартість будівництва свердловини, а також виконання технічних, технологічних і геологічних обмежень і вимог до надійності і довговічності свердловини.

При проектуванні конструкції свердловини в першу чергу вибирають число обсадних колон і глибини їхнього спуска виходячи з недопущення несумісності умов буріння окремих інтервалів стовбура. Під несумісністю умов буріння розуміється таке їхнє сполучення, коли задані параметри технологічних процесів буріння нижчезалягаючого інтервалу свердловини викликають ускладнення в пробуреному вищележачому інтервалі, якщо останній не закріплений обсадною колоною, а проведення додаткових спеціальних технологічних заходів щодо запобігання цих ускладнень неможливо або економічно недоцільно.

З цією метою будується суміщений графік градієнта пластового тиску ( $\beta_{пл}$ ) і градієнта тиску гідророзриву ( $\beta_{гп}$ ).

Градієнт пластового тиску визначається за формулою

$$\beta_{пл} = \frac{P_{пл}}{\rho_v \cdot g \cdot H} \quad (2.1)$$

де  $P_{пл}$  – пластовий тиск, [Па];

$\rho_{в}$  – густина води,  $\rho_{в} = 1000 \text{ кг/м}^3$ ;

$g$  – прискорення вільного падіння,  $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ ;

$H$  – глибина залягання пласта з відповідним пластовим тиском, [м];

Градієнт тиску гідророзриву визначається за формулою:

$$\beta_{ер} = \frac{P_{ер}}{\rho_{в} \cdot g \cdot H} \quad (2.2)$$

де  $P_{тр}$  – тиск гідророзриву пласта [Па];

Тиск гідророзриву пласта я визначаю за формулою:

$$P_{ер} = 0,083 \cdot H + 0,66 \cdot P_{пл} \quad [\text{МПа}] \quad (2.3)$$

де  $P_{пл}$  – пластовий тиск, [атм].

Для переведення атм (атмосфер) в МПа у відповіді формули 2.3 я використовую співвідношення:

$$1 \text{ МПа} = 10,2 \text{ атм}$$

Згідно вище наведених формул розраховую градієнт пластового тиску, тиск гідророзриву і градієнт тиску гідророзриву пласта у кожному інтервалі.

Дані розрахунків наведені в таблиці 2.9.

Згідно розрахунків будує суміщений графік тисків, на якому перша крива відповідає градієнту пластового тиску, а друга – градієнту тиску гідророзриву пласта. Зони сумісних умов буріння на цьому графіку заштриховую. Ці зони є зонами кріплення свердловини обсадними колонами; їх кількість визначає кількість обсадних колон.

Глибина спуску обсадної колони (установки багача) приймається на 10—20 м нижче закінчення зони кріплення (зони сумісних умов), але не вище глибини початку наступної зони сумісних умов.

Густина бурового розчину, застосовуваного при бурінні в даній зоні кріплення, повинна знаходитися в межах зони сумісних умов і задовольняти вимогам “Єдиних технічних правил ведення робіт при бурінні свердловини”.

Глибина спуска експлуатаційної колони визначається місцем розташування продуктивних горизонтів, способами закінчення і експлуатації пластів.

Враховуючи все вищезазначене, а також рівень технології буріння на даній площі, я вважаю, що свердловина може бути побудована до проекційної глибини при двохколонній конструкції (направлення і кондуктор в конструкції свердловини не враховуються):

- 1 направлення;
- 2 кондуктор;
- 3 проміжна колона;
- 4 експлуатаційна колона.

Діаметри обсадних колон і доліт вибираю знизу нагору, починаючи з експлуатаційної колони. При закінченні свердловини відкритим стовбуром вибір діаметрів обсадних колон (і доліт) починається з відкритої частини стовбура.

Діаметр експлуатаційної колони залежить від способу закінчення свердловини, умов її експлуатації і задається замовником на бурові роботи.

При цьому враховуємо:

- вид продукту, що добувається з надр;
- очікуваний дебіт;
- пластовий тиск;
- сучасні методи проведення геофізичних, ремонтних і ловильних робіт;
- розміри інструмента і пристроїв, переміщуваних в обсадній колоні в процесі буріння.

В якості експлуатаційної колони для нафтових родовищ використовуються обсадні труби діаметрами 114, 127, 140, 146 і 168 мм. Для газових свердловин нерідко застосовують експлуатаційні колони і більших діаметрів — 219 мм і більш.

Діаметри проміжних обсадних колон, а також кондуктора і направлення вибираємо відповідно до величини кільцевого зазору між долотом і обсадною колоною, що спускається, і кільцевого зазору між обсадною колоною і долотом, що спускається в неї, для буріння наступного інтервалу (не менш 3—5 мм на сторону).

Для визначення діаметра експлуатаційної колони користуємося таблицями 2.1 і 2.2

Таблиця 2.1

Відношення дебіту свердловини і діаметру колони для нафтових свердловин

Сумарний дебіт, м <sup>3</sup> /добу	свердловин				
	менше 40	40 – 100	100 – 150	150 – 300	більше 300
Приблизний діаметр експлуатаційної колони, мм	144	146 – 140	140 – 138	168 – 178	219 – 273

Таблиця 2.2

Відношення дебіту свердловини і діаметру колони для газових свердловин

Сумарний дебіт, тис м <sup>3</sup> /добу	свердловин				
	до 75	до 250	до 500	до 1000	до 5000
Приблизний діаметр експлуатаційної колони, мм	114	146 – 140	146 – 138	168 – 219	219 – 273

Величину зазору, для розрахунку діаметра долота, беру з таблиці 2.2

Таблиця 2.3

Залежність величини зазору від діаметра обсадної колони

Зовнішній діаметр обсадної колони, мм	114-127	140-168	178-194	219-245	273-299	324-354	357 і більше
Радіальний зазор, мм	7-10	10-15	15-20	20-25	25-35	30-40	40-50

Діаметр долота визначається за формулою:

$$D_d = d_m + 2\Delta_k \quad [\text{мм}] \quad (2.4)$$

де  $d_m$  – діаметр муфти відповідної обсадної колони (див. таблицю 2.1), [мм];

$\Delta_k$  – мінімально-необхідний радіальний зазор для вільного проходження колони в свердловині при спуску (див. таблицю 2.3), [мм].

Величину зазору ( $\Delta_k$ ) вибираємо із врахуванням жорсткості колони, глибини її спуску у відкритий стовбур свердловини, викривлення стовбура, стійкості стінок свердловини, розмірів, конструкції та кількості елементів спеціального обладнання, що монтується на обсадній колоні, а також загальної кількості обсадних колон, що спускаються у свердловину.

Діаметри доліт вибираємо згідно таблиці 2.1 [3].

Внутрішній діаметр обсадної колони повинен бути більшим від діаметра долота ( $D_d$ ) для буріння під наступну обсадну колону. Він визначається за формулою:

$$d_{en} = D_d - \Delta \quad [\text{мм}] \quad (2.5)$$

де  $D_d$  – діаметр долота [мм];

$\Delta$  - радіальний зазор необхідний для вільного пропуску в середині даної обсадної колони долота для буріння під наступну колону [мм].

Величину зазору беру від 5 до 10 мм, при чому зазор збільшують при збільшенні діаметра долота.

Діаметр експлуатаційної колони вибираю по очікуваному дебіту, який складає 180800-325500 м<sup>3</sup>/добу, а отже діаметр колони складе 140/168 мм.

Згідно формул 2.4 і 2.5 відповідно визначаю діаметр обсадних колон і діаметри доліт для буріння під ці колони.

Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону буде рівний (згідно формули 2.4):

$$D_d = 159 + 2 \cdot 10 = 179 \text{ мм}$$

Найближчий розмір долота за ДОСТ 190,5 мм, однак враховуючи можливість осипів і обвалів в даному інтервалі, що можуть ускладнити або зробити неможливим спуск експлуатаційної колони на проектну глибину, я вибираю діаметр долота 215,9 мм.

Внутрішній діаметр другої проміжної колони рівний (згідно формули (2.5):

$$d_{вн} = 215,9 + 5 = 220,9 \text{ мм}$$

Даний внутрішній діаметр відповідає обсадним трубам з зовнішнім діаметром 245 мм.

Діаметр долота для буріння під дану колону (2.4):

$$D_o = 270 + 2 \cdot 12 = 294 \text{ мм}$$

Вибираю діаметр долота 295,3 мм.

Внутрішній діаметр кондуктора складає:

$$d_{вн} = 295,3 + 5 = 300,3 \text{ мм}$$

Отже, діаметр кондуктора приймаю 324 мм.

Діаметр долота для буріння під цю колону буде рівним:

$$D_o = 351 + 2 \cdot 20 = 391 \text{ мм}$$

Найближчий діаметр долота, який я приймаю рівний 393,7 мм

Характеристика конструкції свердловини приведена в таблиці 2.4.

Виходячи з пластивих тисків і тисків гідророзриву порід, зважаючи на різні ускладнення, враховуючи допустимі величини виходу із-під башмака передньої колони, а також досвід буріння на даній площі проектується така конструкція свердловини

Таблиця 2.4

Характеристика конструкції свердловини

№ типу	Найменування колони	Інтервал встановлення, м	Діаметр колони, мм	Діаметр долота
1	Кондуктор	0-350	324	393,7
2	Проміжна	0-2450	245	295,3
3	Експлуатаційна	0-4550	140	215,9

Кондуктор, в інтервалі 0-350 м, встановлюю для запобігання розмиву устя свердловини при подальшому бурінні, перекриття нестійких, поглинаючих порід кайнозоя та ізоляції горизонтів з прісними водами, а також для герметизації устя свердловини проти викидним обладнанням.

Проміжну колону, в інтервалі 0-2450 м, встановлюю з метою перекриття відкладів крейди, схильних до набухання, товщі теригенних порід юри та трасу, де можливі збагачення бурового розчину глинистою фазою та його поглинання, в покриві нижньої пермі. Колона також необхідна для герметизації устя свердловини проти викидним обладнання та створення безпечних умов при розкритті нижче лежачих газоносних горизонтів.

Експлуатаційна колона складається з двох частин – діаметром 140/168 мм опускається в інтервалі 0-4550 м з метою перекриття і роздільного випробування продуктивних горизонтів. Перехід діаметра 168 мм проводимо в інтервалі 0-2300 м.

Конструкція свердловини зображена на рисунку 2.2.

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович 2800 м  
4550 м

Степанченко Сергій Анатолійович 245 мм  
2450 м

Степанченко Сергій Анатолійович 324 мм  
350 м

Степанченко Сергій Анатолійович

Рисунок 2.1 – Конструкція свердловини



## 2.2 Бурові розчини

### 2.2.1 Вибір і обґрунтування типів і параметрів бурових розчинів

Бурові розчини виконують багато функцій і здійснюють значний вплив на процес буріння нафтових і газових свердловин. Для досягнення найкращих техніко-економічних показників буріння важливо правильно вибрати тип бурового розчину, тобто його компонентний склад і цільове призначення. Основа вибору допустимих типів бурових розчинів – відповідність складу бурових розчинів для порід, що розбурюються на всіх інтервалах буріння до опуску обсадної колони.

Густину бурового розчину визначають за формулою:

$$\rho_{б.р.} = \frac{P_{пл} + \Delta P}{g \cdot h} \left[ \frac{кг}{м^3} \right] \quad (2.6)$$

де  $P_{пл}$  – пластовий тиск, [Па];

$g$  – прискорення вільного падіння, [ $м/с^2$ ];

$h$  – глибина відповідного пластового тиску, [м];

$\Delta P$  – величина, на яку тиск у свердловині перевищує пластовий тиск, [Па].

При глибині до 1200 м  $\Delta P$  приймаємо 10-15 % від пластового тиску але не більше 1,5 МПа.

При глибині від 1200 до 2500 м  $\Delta P$  приймаємо 5-10 % від пластового тиску але не більше 2,5 МПа.

При глибині більше 2500 м  $\Delta P$  приймаємо 4-7 % від пластового тиску але не більше 3,5 МПа.

Визначаю густину бурового розчину при бурінні під кондуктор (згідно формули 2.6):

в інтервалі 0-350м

$$\rho_{б.р.} = \frac{3,35 + 3,35 \cdot 0,15 \cdot 10^6}{9,8 \cdot 350} = 1123 \frac{кг}{м^3}$$

Приймаю густину 1100-1120  $кг/м^3$

Визначаю густину бурового розчину при бурінні під проміжну колону (згідно формули 2.6).

в інтервалі 350-2450м

$$\rho_{б.р.} = \frac{4,97 + 24,97 \cdot 0,1 \cdot 10^6}{9,8 \cdot 2450} = 1144 \frac{кг}{м^3}$$

Приймаю густину 1140-1160  $кг/м^3$

Визначаю густину бурового розчину при бурінні під експлуатаційну колону (згідно формули 2.6).

в інтервалі 2450-4550 м

$$\rho_{с.р.} = \frac{49,5 + 49,5 \cdot 0,07 \cdot 10^6}{9,8 \cdot 4550} = 1188 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Приймаю густину 1170-1190 кг/м<sup>3</sup>

Розрахункові і прийняті величини густин бурового розчину зводимо в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

Інтервал буріння, м	Пластовий тиск, Мпа	Густина бурового розчину, кг/м <sup>3</sup>	
		розрахункова	прийнята
1	2	3	4
0-350	3,35	1123	1100-1120
350-2450	24,95	1144	114-1160
2450-4550	49,5	1188	1170-1190

Згідно розрахункам і користуючись книгою [1] гл. 2.4, а також враховуючи досвід буріння на даній площі, я вибираю наступні бурові розчини:

в інтервалі 0-350 м – глинистий буровий розчин, який має наступні параметри: густина – 1120 кг/м<sup>3</sup>, умовна в'язкість – 25-45 с, фільтрація – 4-8 см<sup>3</sup>/30хв, СНЗ<sub>1</sub> – 10 дПа, СНЗ<sub>10</sub> – 30 дПа, кірка – 1,0 мм, рН – 8;

в інтервалі 350-2450 м – гуматно-акриловий буровий розчин стабілізований вуглелужним реагентом (УЩР), для запобігання осипів і обвалів. В основному цей розчин використовується для буріння в порівняно нестійких розрізах, в яких присутні набухаючі і диспергуючі глинисті породи. Допустима мінералізація цих розчинів не більше 3%, термостійкість в цих умовах не перевищує 120-140 °С. В залежності від коллоїдності глини і жорсткості води на 1 м<sup>3</sup> розчину необхідно: глини 50-200 кг, сухого УЩР 30-50 кг, Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> 3-5 кг (при необхідності), води 955-905 кг. Параметри розчину: густина – 1140 кг/м<sup>3</sup>, умовна в'язкість – 40-60 с, фільтрація – 4-6 см<sup>3</sup>/30хв, СНЗ<sub>1</sub> – 20 дПа, СНЗ<sub>10</sub> – 60 дПа, кірка – 1,0 мм, рН – 9-10;

в інтервалі 2450-4550 м – полімер-калієвий буровий розчин для запобігання осипів і обвалів, які містять у собі в якості інгібуруючих електролітів з'єднання калію. Для калієвих розчинів обумовлена в'язкістю іонів калію в глинистих мінералах. Найбільш швидко насичення глини іонами калію відбувається при рН 9-10. Параметри розчину: густина – 1190 кг/м<sup>3</sup>, умовна в'язкість – 40-60 с, фільтрація – 4-6 см<sup>3</sup>/30хв, СНЗ<sub>1</sub> – 20 дПа, СНЗ<sub>10</sub> – 60 дПа, кірка – 1,0 мм, рН – 8-9.

Дані про типи і параметри бурового розчину приведені в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6

## Типи і параметри бурових розчинів

Тип розчину	Інтервал, м		Параметри бурового розчину:					РН
	від	до	густина, г/см <sup>3</sup>	в'язкість, с	водовід- дача, см <sup>3</sup> /30хв	СНЗ, г/см <sup>2</sup>	кірка, мм	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Глинистий	0	350	1,10 – 1,12	25 – 45	6 – 8	10	30	1,0
Гуманно- акриловий	350	2450	1,14 – 1,16	40 – 60	4 – 6	20	60	1,0
Полімер-калієвий	2450	4550	1,17 – 1,19	40 – 60	4 – 6	20	60	1,0

## 2.2.2 Розрахунок витрат хімреагентів і матеріалів для приготування, очищення і обробки бурових розчинів

Визначаємо необхідну кількість бурового розчину за формулою:

$$V_{\text{бур.р.}} = V_{\text{ж.}} + V_{\text{п.ч.}} + V_{\text{бур.}} + V_{\text{св.}} \cdot n \quad [\text{м}^3] \quad (2.7)$$

де  $V_{\text{ж.}}$  – об'єм жолобної системи, [м<sup>3</sup>],

$$V_{\text{ж.}} = 4 \div 7 \text{ м}^3;$$

$V_{\text{п.ч.}}$  – об'єм приймальних чанів, [м<sup>3</sup>],

$$V_{\text{п.ч.}} = 20 \div 40 \text{ м}^3;$$

$V_{\text{бур.}}$  – об'єм бурового розчину для буріння певного інтервалу, [м<sup>3</sup>];

$n$  – коефіцієнт запасу бурового розчину,

$$n = 1,5 \div 2;$$

$V_{\text{св.}}$  – об'єм бурового розчину, який знаходиться в свердловині.

Об'єм бурового розчину для буріння певного інтервалу визначаємо за формулою:

$$V_{\text{бур.}} = n_1 \cdot l_1 + n_2 \cdot l_2 + \dots + n_n \cdot l_n \quad [\text{м}^3] \quad (2.8)$$

де  $n_1, n_2, n_n$  – це норма витрат бурового розчину на 1 м проходки

(див таблицю 2.9);

$L_1, L_2, L_n$  – відповідні інтервали.

Об'єм бурового розчину, який знаходиться в свердловині знаходимо за формулою:

$$V_{св} = 0,785 \cdot k_k \cdot D^2 \cdot H \quad [M^3] \quad (2.9)$$

$D$  – діаметр свердловини, [м];

$k_k$  – коефіцієнт кавернозності,  $k_k = 1,8$ ;

$H$  – глибина свердловини, [м].

Маса глини необхідна для приготування даного розчину визначається за формулою:

$$m_{гг.р.} = \frac{\rho_{гг.р.} - \rho_v}{\rho_{гг.р.} - \rho_v} \cdot \rho_{гг.р.} \cdot V_{б.р.} \quad [кг] \quad (2.10)$$

$\rho_{гг.р.}$  – густина глинистого розчину (див. Таблицю 2.5), [кг/м<sup>3</sup>];

$\rho_v$  – густина води, [кг/м<sup>3</sup>];

$\rho_{гг.п.}$  – густина глинопорошка, [кг/м<sup>3</sup>];

$\rho_{гг.п.} = 2300 \div 2600$  кг/м<sup>3</sup>;

$V_{б.р.}$  – об'єм бурового розчину.

Необхідний об'єм води визначаємо за формулою.

$$V_v = \frac{\rho_{гг.р.} - \rho_{гг.п.}}{\rho_v - \rho_{гг.п.}} \cdot V_{б.р.} \quad [M^3] \quad (2.11)$$

Визначаю масу обважнювача необхідного для приготування бурового розчину з потрібною густиною за формулою:

$$m_{обв} = \frac{\rho_{обв} - \rho_{б.р.}}{\rho_{обв} - \rho_{б.р.}} \cdot \rho_{обв} \cdot V_{б.р.} \quad [кг] \quad (2.12)$$

$\rho_{обв}$  – густина обважнювача, [кг/м<sup>3</sup>];

$\rho_{обв} = 4200 \div 4500$  кг/м<sup>3</sup>;

Розрахунок об'єму бурового розчину для обробки хімреагентами приведений в таблиці 2.7

Таблиця 2.7

Номер інтервалу в одиницях складом бурового розчину	Інтервал, м		Тип розчину	Густина розчину, г/см <sup>3</sup>	Назва компонентів	Густина, г/см <sup>3</sup>	Вміст речовини в товарному продукті	Вологість, %	Вміст компонента в буровому розчині, г/г	
	від	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	0	350	Глинистий	1,10 –	ПБМБ	2,2	98	5	100,0	
				1,12	ПВЛР	1,5	95	3-5	100,0	
					Na <sup>2</sup> CO <sup>3</sup>	2,3	98	2-3	11,0	
					Нафта	0,88	98	-	100,0	
	2	350	2450	Гуманно-акриловий	1,14 –	ПБМБ	2,2	98	5	100,0
					1,16	ПВЛР	1,5	95	2-3	5,0
						КІСТ	1,18	32-35	3-5	75,0
						Гіранол	1,14	35-38	-	150,0
	3	2450	4550	Полімер-калієвий	1,17 –	ПБМБ	2,2	98	5	50
					1,19	Na <sup>2</sup> CO <sup>3</sup>	2,3	98	2-3	5,0
						Гіранол	1,14	35-38	-	50,0
						КІСТ	1,18	32-35	-	120,0
					Доломіт	2,8	98	4-8	7,0	
					Нафта	0,88	98	-	30,0	
					NCL	2,4	95	5-7	70,0	
					Лакріс	1,15	43	-	40,0	
					РАС-R	1,12	95	-	10,0	
					КОІУ-PLUS	1,1	99	-	5,0	
					DUO-VIS	1,1	98	-	2,5	

Потреба бурового розчину і компонентів для його приготування, зварювання та обваження приведена в таблицях 2.8 та 2.9.

Таблиця 2.8

Інтервал, м		Назва розчину та його компонентів	Норма витрати бурового розчину (м <sup>3</sup> /м) та його компонентів (кг/м <sup>3</sup> ) на інтервал		Потреба бурового розчину (м <sup>3</sup> ) та його компонентів (кг)			
від	до		величина	джерело норми	для запасу на поверхні	для вихідного об'єму	для буріння інтервалу	сумарна на інтервал
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	250	Буровий розчин	1,5	Пробні витрати	50,0	50,0	41,5	93,5
		ПБМБ	100,0	хімреагентів	5000	5000	4250	9250
		ПВЛР	100,0	при обробці		5000	4250	9250
		Na <sup>2</sup> CO <sup>3</sup>	11,0	бурових		550	467,5	1017,5
		Нафта	110,0	розчинів згідно рецептури		-	4375	4675
0	2450	Буровий розчин	0,9	ЦНДЛ		50,0	143,8	193,8
		ПБМБ	100,0	України		5000	5000	5000
		Na <sup>2</sup> CO <sup>3</sup>	5,0			250	719,0	969,0
		ПВЛР	75,0	-//-		-	10785	10785
		Гіпанол	100,0			5000	14380	19380
		Нафта	50,0	-//-		2500	7190	9690
0	4550	Буровий розчин	0,5	-//-	170,0	170,0	76,8	416,8
		ПБМБ	50		-	-	3840	3840
		Na <sup>2</sup> CO <sup>3</sup>	5,0		850	850	384	2084
		Гіпанол	50,0		8500	8500	3840	20840
		КЛСТ	130,0		-	2100	9934	3208
		Доломіт	70,0		-	11900	5376	17276
		Нафта	50,0		8500	8500	3840	20840
		KCL	70,0		11900	11900	5376	29176
		Лакріс	40,0		6800	6800	3072	16672
		PAC-R	10,0		1700	1700	768	4168
		POLY-PLUS	5,0		850	850	384	2084
		DUO-VIS	2,5		425	425	192	1092

# Степанченко Сергій Анатолійович

Таблиця 2.9

Назва компонентів бурового розчину	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ на виготовлення	Потреба компонентів бурового розчину, т			
		номер колони			сумарна на свердловину, т
		1	2	3	
ПВЛР		9,25	10,785	-	20,035
ПБМБ	ТУ 39-01-08-0658-81	9,25	5,0	3,84	18,09
Кальцинована сода	ГОСТ 5100-76	1,018	0,969	2,084	4,071
Гіпанол	ГОСТ 9965-76	4,675	19,38	20,84	40,22
Нарфа		29,070	9,690	20,84	35,205
КЛСТ				32,084	61,164
Доломіт				17,276	17,276
Біополімер				1,092	1,092
Лакріс				16,672	16,672
РАС-R				4,168	4,168
POLYPLUS	ГОСТ 4568-83			2,084	2,084
КСІ	Готується на буровій	92,5	103,8	29,176	29,176
Буровий розчин				416,8	793,1

Степанченко Сергій Анатолійович

### 2.3 Технологія приготування, очищення і обробки бурових розчинів

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

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

Фрезерно-струменевий млин являється агрегатом безперервної дії. Основні вузли:

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

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

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

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

Хімічна обробка та обваження бурових розчинів здійснюється в основному за допомогою механічної (шквальної) мішалки та ФСМ. Є первинна і вторинна обробка глинистих розчинів. Перша ставить собі за мету створення глинистих розчинів заданої якості. Ця обробка здійснюється в процесі приготування глинистих розчинів або в процесі циркуляції розчину в середлощині, коли необхідно змінити його якість у відповідності з встановленими умовами буріння. Частина реагентів найбільшу дію проявляє, коли додається у воду на якій готувався глинистий розчин. Інші, наприклад КМЦ, вводяться таким чином не рекомендується, затягується приготування розчину, дисперсія глини, не



ефективно. Тому порядок первинної хімічної обробки в процесі приготування розчину визначається в основному видами реагентів і сформованою технологією робіт.

Первинна хімічна обробка в процесі циркуляції розчину здійснюється рівномірним введенням в жолобну систему раніше приготовленого в лінійній формі реагента з таким розрахунком, щоб виконати обробку за 2-3 обороти промівної рідини в свердловині.

Вторинна хімічна обробка полягає в тому щоб підтримати властивості розчину, отриманих при первинній обробці. Змінення властивостей промівної рідини в процесі буріння визначається характером впливу на розчин порід, що проходять, ступінь мінералізації підземних вод і ряд інших факторів може вимагати багаторазову обробку. Інтервал через який необхідно виконати додаткову вторинну обробку, зумовлюється інтенсивністю змінення властивостей розчину. Будь-якому виду хімічної обробки повинні бути зроблені лабораторні дослідження, в результаті яких підбирається найбільш ефективний реагент та обумовлюється його оптимальна концентрація.

#### Очищення бурових розчинів

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

Вібросита складаються з вібраційних рам, змонтованих на сталевій розподілюючій жолобній рамі, трансмісії і електродвигунами. Рама з вібратором закріплена на ресорах і має дві ситові касети, встановлені послідовно. Сітки натягують на касети. При спрацюванні їх легко замінити. Це сито допускає швидку заміну сіток, які можуть бути сталеві або з синтетичних матеріалів. На віброуючій рамі розміщені ексцентриккові вібратори зі шківом, які з'єднуються клинонасковою передачею з ведучим шківом електродвигуна. Дві віброуючі рами з'єднані з опорою нерухоною рамою при допомозі кільцевих пружинних амортизаторів.

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

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

Гідроциклони складаються з металевого корпусу з тангенційним патрубком до якого кріпиться гумове щило і під'єднана труба. В середній частині корпусу встановлений і закріплений цильолитий порожнинний гумовий корпус, до нижньої частини якого приєднується змінна піскова насадка (зачісний отвір якої діаметром 15-25 мм)

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

Таблиця 2.10

Найменування	Шифр	Кількість	ГОСТ, ОСТ, ТУ	Примітка
1	2	3	4	5
Глиномішалка	МГ-4-4	1	ГОСТ 1284-68	
Блок приготування бурового розчину	ВБР-70	1	ТУ 2602-898-81	
Вібросито	ВС-4	1	ТУ39-01-08-415-78	
Циркуляційна система	ЗЦС	1	ТУ 41 УССР 64-84	
Буререшеткоуловлювач	БРР-2	1	ТУ 41 УССР 92-82	
Ф.С.М.	ФСМ-1		ТУ 41 УССР 41-80	
Гідроциклон	ПГ-50	1	ТУ УССР 13-78	
Транспортер стрічковий	ТСТ	1	ГОСТ 2103-78	
Муловідділювач	ИМ-45	1	ТУ 26-02-801-78	

### 2.3 Вибір і обґрунтування способів буріння

Прийняття рішення про використання того чи іншого способу буріння – один із відповідальних етапів проектування технології поглиблення, тому що надалі обраний спосіб визначає багато технічних рішень — режим управління, гідратичну програму, бурильний інструмент, тип бурової установки і, як наслідок, — технологію кріплення свердловини. Принципи вибору способу буріння ще досить далекі від формалізації, але деякі

основні правила до дійсного часу сформульовані і можуть бути рекомендовані до використання. Безумовно, остаточне рішення на вибір способу буровлення являє собою складну техніко-економічну проблему, багато в чому обумовлену кон'юнктурними регіональними умовами (пару бурових установок, бурових труб, заливних двигунів і т.д.).

Як вихідну інформацію для ухвалення рішення про спосіб буровлення використовують наступні дані: глибину буріння і вибітну температуру, профіль стовбура і діаметри доліт, тип породоруйного інструмента бурового розчину.

На основі аналізу буріння свердловин на даній площі і враховуючи рекомендації згідно з таблицею 4.25 [2], я вибираю роторний спосіб буріння.

## 2.4 Вибір типорозмірів доліт і туробурів

При виборі породоруйного інструменту я враховую такі фактори:

- фізико-механічні властивості порід;
- літологічну будову розрізу порід;
- регіональні умови, які обумовлюють, в деяких випадках, механічну швидкість проходки на долото, а також вартість 1 м проходки.

Згідно вище проведених в розділі розрахунків, а також згідно таблиці 2.105 [7] в інтервалі буріння під кондуктор вибираю тришаршкове долото з підшипниками кочення і центральною промивкою діаметром 393,7 мм для буріння в м'яких породах; в інтервалі для буріння під проміжну колону – тришаршкові долота, з підшипниками кочення і боковою промивкою з гідромоніторними насадками, діаметром 295,3 мм, для буріння в породах середньої твердості з прошарками твердих і міцних абразивних порід; при бурінні під експлуатаційну колону використовую тришаршкові долота діаметром 215,9 мм з двома підшипниками ковзання і маслонаповненою камерою з герметизованими опорами та боковою промивкою з гідромоніторними насадками для буріння в породах середньої твердості з прошарками твердих і міцних абразивних порід, які відповідно мають наступні шифри:

0-350 м

III 393,7 С-ГВ

350-2450 м

III 295,3 С-ГВ

2450-4550 м

III 215,9 МС-ГАУ, III 215,9 С-ГНУ, ІСМ214,3 /80СТ

## 2.5 Вибір і розрахунок бурильних труб

Проектування бурильних колон передбачає цілеспрямований вибір їх елементів (типорозміри ОБТ, бурильних труб, їх з'єднань тощо), які для заданих умов буріння відповідають регламентованим, вимогам міцності, спеціальним обмеженням (вантажонадійомність бурової установки, зміна конструкції бурильної колони протягом циклу спорудження свердловини та ін.) та критеріям (мінімальна маса або вартість бурильної колони).

Проектування та розрахунки бурильних колон здійснюють на основі наступних про:

- конструкцію та профіль свердловини;
- умови проходження інтервалів свердловини (види технологічних операцій, спосіб буріння, типорозмір долота, параметри режиму буріння, густина бурового розчину, можливі ускладнення);
- типорозмір клинкового захвату;
- парк бурильних труб і ОБТ (їх номенклатура, кількість, типи замкових з'єднань).

Вибір бурильної колони зводиться до обґрунтування типу КНБК та її параметрів, типорозмірів секцій бурильних труб і визначається конструкцією свердловини, способом та умовами буріння.

Довжину ОБТ визначається за формулою:

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{1,15 + 1,25 \cdot P_d}{q_{\text{ОБТ}} \cdot \beta} \quad [\text{м}]; \quad (2.13)$$

$P_d$  – осьове навантаження на долото, Н;

$\beta$  – коефіцієнт виштовхувальної сили, який визначається за формулою:

$$\beta = 1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}}$$

$\rho_{\text{б.р.}}$  – густина бурового розчину, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{м}}$  – густина металу,  $\rho_{\text{м}} = 7,85$  г/см<sup>3</sup>.

При цьому жорсткість розташованих над долотом ОБТ має бути не менше, ніж жорсткість обсадної колони, яку необхідно спустити. В такому випадку забезпечується належна підготовка стовбура свердловини до спуску обсадної колони.

Для запобігання небезпечній концентрації напружень у місцях з'єднання бурильних труб із ОБТ відношення зовнішніх діаметрів бурильних труб і ОБТ має бути в межах 0,75÷0,85, а відношення діаметру ОБТ і долота має бути в межах 0,75÷0,85. У протилежному разі застосовують дві або більше секцій ОБТ меншого діаметра.

Вибір зовнішнього діаметра секцій бурильних труб здійснюють за умови забезпечення оптимальних гідравлічних співвідношень при бурінні свердловини.

Для всіх способів буріння рекомендується встановлювати над ОБТ секцію довжиною не менше 250—300 м із труб нижчої групи міцності (Д) і

максимальною товщиною стінки. Це забезпечує плавний перехід за жорсткістю від ОБТ до бурильних труб. Для роторного способу буріння ці труби повинні мати підвищені границі витривалості (труби ВК, НК, ПВ, ПН, ПС, імпорتنі бурильні труби).

Статичний розрахунок бурильної колони на міцність зводиться до перевірки у довільному перерізі колони умови міцності:

$$\sigma \leq [\sigma], \quad (2.14)$$

де  $\sigma$  – результуюче (еквівалентне) напруження;

$[\sigma]$  – допустиме напруження.

У загальному випадку при спільній дії нормальних і тангенціальних напружень в бурильній колоні, які викликані розтягом або стисненням, згином і крученням, результуючі напруження визначають відповідно за:

$$\sigma = \sqrt{\sigma_0 + \sigma_3^2 + 3\tau^2} \quad [\text{Па}], \quad (2.15)$$

$$\sigma = \sqrt{\left(\frac{G_i}{F_i}\right)^2 + 3\left(\frac{M_i}{W_{ki}}\right)^2} \quad [\text{Па}],$$

де  $\sigma_0$  – розтягуючі або стискуючі напруження, Па;

$\sigma_3$  – згинаючі напруження, Па;

$\tau$  – тангенціальні напруження, Па;

$G_i$  – розтягуюче навантаження в верхньому перерізі  $i$ -тої секції,

$$G_i = K_{\text{ОБТ}} \cdot Q_{\text{ОБТ}} + l_i \cdot q_i \cdot \beta + P_{\text{П}} \cdot P_{\text{К}} \quad ;$$

$P_{\text{Т}}$  – перепад тиску на долоті, Па;

$F_{\text{К}}$  – площа поперечного перерізу кінця труби, м<sup>2</sup>;

$q_i$  – вага  $i$ -тої труби (див. “приложение 1” [5]), Н;

$l_i$  – довжина  $i$ -тої секції труб, м;

$F_i$  – площа поперечного перерізу діла  $i$ -тої труби (див. “приложение 1” [5]), м<sup>2</sup>.

Допустиме напруження визначають за формулою:

$$\sigma \leq \sigma_{\text{T}} / n, \quad (2.16)$$

де  $n$  – коефіцієнт запасу міцності, який регламентується нормативними документами,  $n=1,15$ .

$\sigma_{\text{T}}$  – границя текучості (див. таблицю 8.6 [5]), Па.

Запас міцності бурильної колони при спуску секцій обсадних колон приймається таким, який при бурінні вибійними двигунами

Запаси міцності бурильної колони для операцій розширення, проробки, відбору керна, розоорювання цементу приймаються рівними запасам міцності при бурінні

При використанні суміщеного способу буріння та при бурінні з допомогою вибійних двигунів з обертанням бурильної колони запас міцності приймається як для роторного способу буріння.

У випадку використання клинового захвату умова міцності для дозвольного перерізу колони труб записується у вигляді:

$$G = G_T^K / n_K, \quad (2.17)$$

де  $G$  – вага нижчерозташованих секцій бурильної колони в рідині;  
 $G_T^K$  – граничне, що відповідає границі текучості, осьове навантаження на трубу в клиновому захваті. Нормативний коефіцієнт  $n_K$  запасу міцності в умові (2.18) становить 1,15.

Умови міцності від дії надлишкового зовнішнього  $p_3$  та внутрішнього  $p_в$  тисків мають вигляд:

$$p_3 \leq p_{кр} / n_3; \quad (2.18)$$

$$p_в \leq p_{гв} / n_в, \quad (2.19)$$

де  $p_{кр}$  – критичний зовнішній надлишковий тиск (див. таблицю 4,19 [4]), Па;  
 $p_{гв}$  – граничний внутрішній надлишковий тиск, який відповідає границі текучості (див. таблицю 4,19 [4]), Па.

Нормативні коефіцієнти запасу міцності для умов (2.18)  $n_3$  і (2.19)  $n_в$  становлять 1,15.

Статичний розрахунок бурильної колони здійснюється для таких основних операцій процес буріння:

відрив долота під вибою в процесі обертання колони при роторному способі буріння;

процес підйому бурильної колони (для похило-скерованих і горизонтальних свердловин).

Для оцінки статичної міцності бурильної колони допускається розглядати другу операцію, яка відповідає, як правило, більш високому рівню навантаженості.

Для вертикальних свердловин розрахунку підлягають верхні перерізи секцій бурильної колони, а також верхні перерізи частин секцій, які перебувають на ділянках непланового локального викривлення.

Для похило-скерованих і горизонтальних свердловин розрахунку підлягають верхні перерізи секцій і перерізи у верхніх точках ділянок викривлення.

При бурінні свердловин із плавучих засобів додатково розраховують напруження згину на гирлі свердловини і біля дна автаторії. Розрахунку підлягають верхні перерізи секцій або їх частин, які в процесі поглиблення виявляються біля гирла або дна.

Розрахунок на витривалість бурильної колони при роторному способі буріння здійснюється за змінними нормальними напруженнями від згину і постійними напруженнями від розтягу (стиснення) і кручення та зводиться до визначення коефіцієнта запасу міцності

$$n = \frac{n_\sigma n_\tau}{\sqrt{n_\sigma^2 + n_\tau^2}}, \quad (2.21)$$

$$n_\sigma = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_a} \cdot \left( 1 + \frac{\sigma_{-1} \cdot \sigma_m}{\sigma_e \cdot \sigma_t} \right);$$

$$n_\tau = \frac{\sigma_\tau}{\sqrt{3}\tau};$$

$n_\sigma$  – запас міцності за нормальними напруженнями;

$n_\tau$  – запас міцності за дотичними напруженнями;

$\sigma_{-1}$  – границя витривалості труби при симетричному циклі згину за даними натурних виробувань (див. таблицю 4.3 [5]), Па;

$\sigma_a$  – амплітуда змінних напружень згину;

$\sigma_e$  – границя міцності (див. таблицю 8.6 [5]), Па;

$\sigma_m$  – постійне напруження від розтягу (“+”) або стиснення (“-”) бурильної колони,

$$\sigma_m = \sigma_a \quad [\text{Па}],$$

$\tau$  – границя текучості (див. таблицю 8.6 [5]).

Для виконання умови втомної міцності коефіцієнт запасу за (2.21) має бути не меншим від нормативного запасу міцності при статичних розрахунках бурильних колон.

Розрахунок на витривалість бурильної колони здійснюється для процесу буріння. Запас міцності на втому для операції відбору керна з обертанням бурильної колони приймають таким, як для операції буріння. При виконанні технологічних операцій проробки, розширення і калібровки стовбура свердловини запас міцності на втому не регламентується. Для вертикальних свердловин розрахунок підлягають:

нижні перерізи всіх секцій;

нижні перерізи частин секцій, які перебувають в місцях розширення свердловини;

верхні перерізи частин секцій, які перебувають в місцях непланового звуження свердловини.

Бурильні труби на вертикальних викривлених ділянках похило-скерованих і горизонтальних свердловин розраховують на опір втому, причому на викривлених ділянках розрахунок підлягають верхні перерізи секцій та перерізи бурильної колони у верхніх частинах ділянок викривлення. «ВНИИТнефть» рекомендує при розрахунку на витривалість бурильної колони у вертикальній свердловині або вертикальних ділянках П

враховувати постійні напруження  $\sigma_m$  від осьових навантажень та змінні напруження  $\sigma_a$  від згину внаслідок втрати колоною прямолінійної форми стійкості. Згинаючі напруження визначають для небезпечного перерізу труби (основна площина різьби на ввареному кінці, зварного шва, стабілізуючого пояса, або тіла труби). При цьому осьовий момент інерції  $I_y$  у всіх випадках обчислюють для тіла труби, а осьовий момент опору  $W$  – для небезпечного перерізу.

Проектування бурильної колони полягає у виборі раціональних варіантів із множини допустимих. Поняття раціональності встановлюється на основі критеріїв, вимог та обмежень, які формулюються з урахуванням досвіду проектування бурильної колони в конкретному регіоні.

«ВНИИТнефть» рекомендує проектувати бурильну колону в такій послідовності.

Спочатку формується перелік технологічних операцій, які здійснюються з допомогою бурильної колони в циклі спорудження свердловини, та отримуються вихідні дані для проведення цих операцій. Рекомендується операції з розширювання і проробки стовбура, розоорювання цементу, відбору керна об'єднувати в одну групу з операцією буріння для відповідного інтервалу. Операція по спуску секцій обсадних колон на бурильних трубах в залежності від умов може бути визначена як самостійна.

У залежності від конструкції свердловини, способу та умов буріння з урахуванням пріоритету труб та їх наявності здійснюють вибір типорозмірів бурильних труб. При цьому їх розташовують у певному порядку, що сприяє в процесі послідовного перебору труб побудові бурильної колони.

Проектування бурильної колони здійснюється знизу доверху. Виконується перевірка підготовленої послідовності труб на відповідність сформульованим вимогам і умовам міцності, а саме:

геометричним співвідношенням між зовнішніми діаметрами бурильних труб і замків та внутрішніми діаметрами обсадних колон;

гідравлічним співвідношенням між зовнішніми діаметрами бурильних труб і діаметром свердловини;

жорсткісним вимогам плавного переходу від ОБТ до бурильних труб;

умовам статичної міцності;

умовам втомної міцності;

критеріям вибору бурильної колони.

Допустимі довжини секцій колони бурильних труб для умовно вертикальних свердловин визначають за формулами:

для статичних осьових навантажень

$$l_j = \frac{G_{Tj} \cdot n - G_{j-1}}{k_0 \cdot q_j + P_p / \rho_m} \quad [M]; \quad (2.21)$$

для статичних осьових навантажень і крутного моменту

$$l_j = \frac{1}{2A} \cdot \sqrt{B^2 + 4AC} - B \quad [M]; \quad (2.22)$$



для клинового захвату

$$K_{Tj}^k = \frac{G_{Tj}^k / n_k \cdot \left(1 - \rho_p / \rho_m\right) \sum_{i=1}^j q_i \cdot l_i}{q_j \cdot \left(1 - \rho_p / \rho_m\right)} \quad [\text{М}], \quad (2.23)$$

$G_{Tj}$  – навантаження, при якому напруження в стілі труби  $j$ -ї секції досягають границі текучості (див. “приложение” 2 [5]);

$G_{Tj}^k$  – граничне (за умовою пластичності) осьове навантаження на трубу  $j$ -ї секції в клиновому захваті, Н;

$$B = \frac{2}{F_j^2} \cdot k_o \cdot \left(1 - \rho_p / \rho_m\right) \cdot q_j \cdot \frac{3 \cdot \gamma_j^2}{W_{kj}^2} \left[ \frac{H}{\text{М}^3} \right]^2;$$

$$B = \frac{2}{F_j^2} \cdot k_o \cdot \left(1 - \rho_p / \rho_m\right) \cdot q_j \cdot G_{j-1} + \frac{G \cdot M_{j-1} \cdot \gamma_j}{W_{kj}^2} \frac{H^2}{\text{М}};$$

$$C = \left( \frac{G_{Tj}}{F_j} \right)^2 - \left( \frac{G_{j-1}}{F_j} \right)^2 - \left( \frac{M_{j-1}}{W_{kj}} \right)^2 \frac{H^2}{\text{М}};$$

$M_{j-1}$  – крутний момент на нижньому перерізі  $j$ -ї секції труб, Н·м;

$\gamma_j$  – коефіцієнт, який визначається за формулою

$$\gamma_j = k \cdot \rho_{б.р.} \cdot D_o \cdot \omega_{-}^{0,5} \cdot D_{БТ}^2 \quad (2.24)$$

для визначення крутного моменту на верхньому перерізі  $j$ -ї секції за формулою

$$M_j = M_{j-1} + \gamma_j \cdot l_j \quad [\text{Н} \cdot \text{М}] \quad (2.25)$$

$F_j$ ,  $W_{kj}$  – відповідно площа та полярний момент опору поперечного перерізу труб  $j$ -ї секції.

У формулах (2.21)–(2.23) коефіцієнти запасу міцності відповідають нормативним на задані навантаження.

Для похило-скерваних і горизонтальних свердловин відповідно до рекомендацій «ВНИИНефть» допускається оцінювати довжину секції за статичними осьовими навантаженнями за формулою (2.21).

Мінімальна відповідно до формул (2.21)–(2.23) довжина секцій уточнюється за критеріями статичної (з урахуванням згину, міцності замкових з'єднань тощо), втомної міцності та технологічними обмеженнями:

$$l_j^{\text{min}} \leq l_j \leq l_j^{\text{max}}$$

де  $l_j^{\max}$  – максимально допустима довжина секції, яка визначається довжиною комплекту труб даного типорозміру, який може бути виділений для буріння свердловини, м;

$l_j^{\min}$  – мінімально допустима довжина секцій, яка для всіх секцій, крім верхньої, встановлюється з міркувань технологічної доцільності компоновки бурильної колони. «ДНІИТнефть» рекомендує прийняти  $l_j^{\min} > 250 \dots 300$  м.

Якщо за розрахунками довжина секції виявляється меншою  $l_j^{\min}$ , то вона не включається у склад компоновки бурильної колони.

У випадку, коли довжина секції обмежується умовою (2.23), необхідно використати клиновий захват із більшим допустимим навантаженням.

Якщо довжина секції більша за максимально допустиму, то її приймають рівною  $l_j = l_j^{\max}$ .

Коли задана послідовність типорозмірів труб є недостатньою для проектування бурильної колони, необхідно здійснити обґрунтований вибір раціонального комплексу заходів із нижче перерахованих.

Збільшити номенклатуру труб, в тому числі використати легкосплавні та імпортні бурильні труби;

зменшити частоту обертання бурильної колони;

зменшити вагу КНБК і навантаження на долото;

зменшити діаметри бурильних труб;

розглянути можливість зміни конструкції свердловини і профіль поглино-скерованої або горизонтальної свердловини;

розглянути можливість окремого проектування бурильної колони для відповідних операцій;

переглянути розміри частин обсадних колон для спуску на бурильних трубах та ін.

Результати проектування бурильної колони подають у формі таблиці.

Вихідні дані для розрахунку бурильної колони:

1 Свердловина вертикальна.

2 Глибина свердловини 4550 м.

3 Інтервал буріння 2450 – 4550 м.

4 Глибина спуску проміжної колони діаметром 245 мм 0 – 2450 м

5 Спосіб буріння роторний

6 Діаметр долота 215,9 мм

7 Частота обертання 60 об/хв.

8 Тиск нагнітання бурового насоса 7 МПа

9 Осьове навантаження 18 т.с.

10 Густина бурового розчину 1,19 т/см<sup>3</sup>

11 Перепад тиску на долоті 3,5 МПа

12 Умови буріння ускладнені

13 Коефіцієнт кавернозності 1,8

14 Тип клинового захвату ПКР – 560

Розрахунок.

Вибираю діаметр ОБГ 165 і перевіряю його на співвідношення

$$\frac{D_{ОБГ}}{D_0} = \frac{165}{215,9} = 0,77 \quad (\text{умова виконується}).$$

В нашому випадку конструкція низу бурильної колони складається з однієї ступені. Це  $Q_{ОБГ} = 165$

$$q_{ОБГ} = 135,4 \frac{\text{кг}}{\text{м}} = 1354 \text{ Н}$$

$$Q_{ОБГ} \cdot q_{ОБГ} = \frac{1,15 \div 1,25 \cdot P_0}{\rho_M}$$

$$\beta = 1 - \frac{\rho_{Б.Р}}{\rho_M} \quad \beta = 1 - \frac{1,26}{1,85} = 0,83$$

$$l_{ОБГ} = \frac{1,15 \div 1,25 \cdot l_0}{\beta \cdot q_{ОБГ}} \quad l_{ОБГ} = \frac{1,15 \cdot 180 \div 1,25 \cdot 180 \cdot 10^3}{0,83 \cdot 1354} = 184 \cdot 100 \text{ м}$$

Приймаю довжину ОБГ - 199 м.

Визначаю вагу секції ОБГ:

$$Q_{ОБГ} = 1354 \cdot 199 = 269446 \text{ Н}$$

Вибираю першу секцію бурильної колони з труб ТБПК - 127 - 10 Д

$$D_{Б.Т} = 250$$

Перевіряю нижній переріз секції труби ТБПК наддолотного комплексу на відповідність запасу міцності по втомі нормативним значенням. Для цього визначаю амплітуду змінних напружень згину

$$\sigma_a = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I \cdot f}{L^2 \cdot W}$$

Стріла прогину:

$$f = \frac{D_{CB} - D_3}{2}$$

$$f = \frac{0,38862 - 0,155}{2} = 0,116 \text{ м}$$

$$D_{CB} = D_0 \cdot k$$

$$D_{CB} = 215,9 \cdot 1,8 = 388,62 \text{ мм}$$

$$\rho = \frac{\pi \cdot n}{30} = \frac{3,14 \cdot 100}{30} = 10,5$$

$$L = \frac{3,14}{10,5} \cdot \sqrt{\frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 633,5 \cdot 10^{-8} \cdot 10,5^2}{32,1}} = 2,8 \text{ м}$$

$$\sigma_a = \frac{3,14^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 633,5 \cdot 10^{-8} \cdot 0,116}{13,8^2 \cdot 9,77 \cdot 10^{-6}} = 78,5 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Постійна амплітуда:

Сергій Анатолійович

$$\sigma_m = 2 \cdot \sigma_a = 2 \cdot 78,5 = 157 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Визначаю дотичне напруження при крученні:

$$M_\rho = 9,535 \cdot 10^{-5} \cdot P_{\text{обт}}^{0,4} \cdot P_\rho^{1,3} \cdot K_H$$

$$M_\rho = 9,535 \cdot 10^{-5} \cdot 5,5 \cdot 0,2159^{0,4} \cdot 180 \cdot 10^3^{1,3} = 1928 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$M_{x.o.} = K_a \cdot \rho_{\text{об.р}} \cdot g^2 \cdot V_{\text{обт}}^{0,7} = 10,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1190 \cdot 0,5^{0,7} \cdot 0,165^2 \cdot 199 \cdot 0,127^2 \cdot 250 = 648,4 \text{ АС} \cdot \text{м}$$

$$W_K = 2 \cdot W = 2 \cdot 78,5 = 157 \text{ см}^3$$

$$\tau = \frac{1928 + 648,4}{157 \cdot 10^{-6}} = 16,4 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Визначаю запас міцності за нормальними напруженнями:

$$n_\sigma = \frac{\sigma_a}{\sigma_a} \cdot \left[ 1 + \frac{\sigma_a \cdot \sigma_\tau}{\sigma_a \cdot \sigma_a} \right]$$

$$n_\sigma = \frac{132 \cdot 10^6}{78,5 \cdot 10^6} = 1,68$$

Визначаю запас міцності за дотичними напруженнями:

$$n_\tau = \frac{G_T}{\sqrt{3} \cdot \tau \cdot F}$$

$$n_\tau = \frac{1369 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 16,4 \cdot 10^6 \cdot 3,76 \cdot 10^{-4}} = 13,1$$

Визначаю коефіцієнт запасу міцності на витривалість:

$$n = \frac{1,68 \cdot 13,1}{\sqrt{1,68^2 + 13,1^2}} = 1,67 > 1,5 \text{ ( умова виконується )}$$

Умова міцності для надлишкових внутрішніх тисків виконується.

$$\frac{P_T}{n} = \frac{51,31}{1,15} = 44,62 > 17 \text{ ( умова виконується )}$$

Перевіряю верхній переріз секцій труб наддолотного комплексу (ТБВПК 27 – 10Д) довжиною 250. Для цього обчислюю:

а) Розтягуюче навантаження:

$$G_1 = K \cdot Q_{\text{обт}} + l_1 \cdot q_1 \cdot B + P_T \cdot F_T = 1,15 \cdot 169446 + 321 \cdot 250 \cdot 0,85 + 3,5 \cdot 10^6 \cdot 89,92 \cdot 10^{-6} = 648,504 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

б) Крутний момент:

$$M_1 = M_\rho + M_{\text{кр}} = 1928 + 648,4 = 2576,4 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

в) Результуючий момент складає:

$$\sigma_1 = \sqrt{\left( \frac{G_1}{F_1} \right)^2 + 3 \cdot \left( \frac{M_1}{W_K} \right)^2} = \sqrt{\left( \frac{648,504 \cdot 10^3}{36,76 \cdot 10^{-4}} \right)^2 + 3 \cdot \left( \frac{2576,4}{157 \cdot 10^{-6}} \right)^2} = 178,7 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Сергій Анатолійович

Сергій Анатолійович

Сергій Анатолійович

Сергій Анатолійович

г) Запас міцності:

$$n_\phi = \frac{\sigma_T}{\sigma_1} = \frac{372 \cdot 10^6}{18,7 \cdot 10^6} = 2,09 \geq 1,5 \quad (\text{умова виконується})$$

д) Умова міцності для клинового захвату буде рівна:

$$n_K = \frac{G_K}{G_1} = \frac{157 \cdot 10^3}{648,504 \cdot 10^3} = 1,78 \geq 1,5$$

Вага наддолотного комплекту:

$$Q_1 = 250 \cdot 321 = 80,25 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

Другу секцію склааю із труб ТБВК – 127 – 10К.

Перевіряю другу секцію на внутрішній тиск:

$$K = \frac{67,52}{1,15} = 58,71 > 17 \quad (\text{умова виконується})$$

Визначаю довжину другої секції бурової колони за умови статичних об'єктивних навантажень і крутного моменту для клинового захвату.

Необхідні дані для розрахунку:

$$G_1 = 648,504 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

$$M = 2576,4 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$G_{T_2} = 1801 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

$$F_2 = 36,76 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$$

$$W_{K_2} = 199,54 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

$$M_1 = 321 \text{ Н}$$

$$\gamma_2 = K \cdot \rho_{\text{б.р.}} \cdot D_{\text{д}} \cdot \omega = D_{\text{БТ}}^2 = 3,908 \cdot 10^{-2} \cdot 1190 \cdot 0,2159 \cdot 10,5 \cdot 0,127^2 = 1,2 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

$$p_2 = \frac{\sqrt{B^2 + 4 \cdot A \cdot C} - B}{2 \cdot A}$$

$$A = \frac{(K \cdot \beta \cdot q_2)^2}{36,76 \cdot 10^{-4}} + \frac{3 \cdot 1,2^2}{199,54 \cdot 10^{-6}} = 7,06 \cdot 10^9 \left( \frac{\text{Н}}{\text{м}^3} \right)^2$$

$$B = \frac{2}{36,76 \cdot 10^{-4}} \cdot 1,15 \cdot 0,83 \cdot 321 \cdot 648,504 \cdot 10^3 + \frac{6 \cdot 2576,4 \cdot 1,2}{199,54 \cdot 10^{-6}} = 2,99 \cdot 10^{13} \frac{\text{Н}^2}{\text{м}^5}$$

$$C = \frac{1801 \cdot 10^3}{1,5 \cdot 36,76 \cdot 10^{-4}} \cdot \left( \frac{648,504 \cdot 10^3}{36,76 \cdot 10^{-4}} \right)^2 - 2 \cdot \frac{2576,4}{199,54 \cdot 10^{-6}} = 5,10^{16} \frac{\text{Н}^2}{\text{м}^4}$$

$$p_2 = \frac{\sqrt{2,99 \cdot 10^{13}} + 7,06 \cdot 10^9 \cdot 7,5 \cdot 10^{16}}{2 \cdot 7,06 \cdot 10^9} = 1769,2 \text{ МПа}$$

Визначаю довжину другої секції для клинового захвату за формулою:

$$l_2^k = \frac{G_{T_2}^k - G_1 \cdot \beta}{n_k \cdot q_2 \cdot \beta} = \frac{1523 \cdot 10^3 - 648,504 \cdot 10^3 \cdot 0,83}{15 \cdot 321 \cdot 0,83} = 2950,4 \text{ м}$$

Згідно конструкції свердловини  $l_2 \in 561 \text{ м}$ .

Вага II секції:

$$Q_2 = 1561 \cdot 321 = 501,081 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

Вага гаку:

$$G_{e_2} = G_1 + Q_2 = 648,504 + 501,081 = 1149,585 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

Визначаю крутий момент:

$$M_2 = M_o + M_{xo}$$

$$M_2 = 1928 + 3,908 \cdot 10^{-2} \cdot 1190 \cdot 0,2159 \cdot 10,5 + 0,165 \cdot 199 + 0,127 \cdot 250 + 0,127^2 \cdot 156 = 4495,2 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Визначаю результуюче напруження:

$$\sigma_2 = \sqrt{\left(\frac{G_{e_2}}{F_2}\right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{M_2}{W_{k_2}}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{1149,585 \cdot 10^3}{36,76 \cdot 10^{-4}}\right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{4495,2}{199,54 \cdot 10^{-6}}\right)^2} = 314,3 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Визначаю коефіцієнт запасу міцності

$$n_\phi = \frac{\sigma_T}{\sigma_2}$$

$$n_\phi = \frac{400 \cdot 10^6}{314,3 \cdot 10^6} = 1,56 \geq 1,5 \quad (\text{умова виконується})$$

$$n_k = \frac{G_k}{G_{e_2}} = \frac{1523 \cdot 10^3}{1149,585 \cdot 10^3} = 1,32 > 1,15$$

Третю секцію складаю з труб ТБВК 127 – 10Л.

Перевіряю третю секцію на внутрішній тиск:

$$\frac{P_2}{n} = \frac{87,78}{1,15} = 76,33 > 17 \quad (\text{умови виконуються})$$

Необхідні дані для розрахунку III секції:

$$G_{e_2} = 1149,585 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

$$M_2 = 4495,2 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$G_{T_3} = 2341 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

$$F_3 = 36,76 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$$

$$W_{k_3} = 199,54 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

$$q_3 = 321 \text{ Н}$$

$$\gamma_3 = K \cdot \rho_{б.р.} \cdot D_o \cdot \omega \cdot D_{BT}^2 = 3,908 \cdot 10^{-2} \cdot 1190 \cdot 0,2159 \cdot 10,5 \cdot 0,127^2 = 1,2 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

$$l_{p_2} = \frac{\sqrt{B^2 + 4 \cdot A \cdot C} - B}{2 \cdot A}$$

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

$$l_p = \sqrt{\left(\frac{K \cdot \beta \cdot q_3}{F_3}\right)^2 + \frac{3 \cdot \gamma_3^2}{W_{\kappa_3}^2}} = \sqrt{\left(\frac{1,15 \cdot 0,83 \cdot 321}{36,76 \cdot 10^{-4}}\right)^2 + \frac{3 \cdot 1,2^2}{199,54 \cdot 10^{-6}}} = 7,06 \cdot 10^9 \left(\frac{H}{M^3}\right)^2$$
$$l_p = \frac{2}{F_3^2} \cdot K \cdot \beta \cdot q_3 \cdot G_2 + \frac{6 \cdot M_2 \cdot \gamma_3}{W_{\kappa_3}^2} = \frac{2}{36,76 \cdot 10^{-4}} \cdot 1,15 \cdot 0,83 \cdot 321 \cdot 1149,585 \cdot 10^3 + \frac{6 \cdot 4495,2 \cdot 1,2}{199,54 \cdot 10^{-6}} = 5,29 \cdot 10^{13} \frac{H^2}{M^5}$$
$$l_p = \sqrt{\left(\frac{G_{T_3}}{n \cdot F_3}\right)^2 - \left(\frac{G_{e_2}}{F_3}\right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{M_2}{W_{\kappa_3}}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{2341 \cdot 10^3}{1,5 \cdot 36,76 \cdot 10^{-4}}\right)^2 - \left(\frac{1149,585 \cdot 10^3}{36,76 \cdot 10^{-4}}\right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{4495,2}{199,54 \cdot 10^{-6}}\right)^2} = 8,09 \cdot 10^{16} \frac{H^2}{M^4}$$
$$l_p = \sqrt{5,29 \cdot 10^{13} + 4 \cdot 7,06 \cdot 10^9 \cdot 8,09 \cdot 10^{16} - 5,29 \cdot 10^{13}} = 7,06 \cdot 10^9 = 1302,8 \text{ м}$$

Визначаю довжину третьої секції для клинового захвату за формулою:

$$l_k = \frac{\frac{G_{T_3}^k}{n_k} - G_{e_3} \cdot \beta}{q_3 \cdot \beta} = \frac{\frac{1979 \cdot 10^3}{1,5} - 1149,585 \cdot 0,83}{321 \cdot 0,83} = 2877,7 \text{ м}$$

Згідно конструкції свердловини  $l_3 = 1040 \text{ м}$ .

Вага III секції:

$$Q_3 = 1040 \cdot 321 = 333,84 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

Вага гаку:

$$G_{e_3} = G_{e_2} + Q_3 = 1149585 + 333840 = 1483,425 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

Визначаю крутний момент:

$$M_3 = M + M_{XO}$$

$$M_3 = 1928 + 3,908 \cdot 10^3 + 1190 \cdot 0,2159 \cdot 10,5 = 5738,8 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Визначаю результуюче напруження

$$\sigma_3 = \sqrt{\left(\frac{G_{e_3}}{F_3}\right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{M_3}{W_{\kappa_3}}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{1483,425 \cdot 10^3}{36,76 \cdot 10^{-4}}\right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{5738,8}{199,54 \cdot 10^{-6}}\right)^2} = 406,6 \text{ МПа}$$

Визначаю коефіцієнт запасу міцності:

$$k_\phi = \frac{\sigma_T}{\sigma_2}$$

$$k_\phi = \frac{637 \cdot 10^6}{406,6 \cdot 10^6} = 1,57$$

( умова виконується )

$$n_K = \frac{G_K}{G_{\Sigma_3}} = \frac{1979 \cdot 10^3}{1483,425 \cdot 10^3} = 1,33 > 1,15$$

Четверту секцію складаю із труб ТБВК 140 – 11М. Перевіримо четверту секцію на внутрішній тиск:

$$\frac{P_T}{n} = \frac{101,3}{1,15} = 88 > 17$$

Визначаю довжину четвертої секції бурильної колони за умови статичних осьових навантажень і крутного моменту для клинового захвату

Необхідні дані для розрахунку:

$$G_{\Sigma_3} = 1483,425 \cdot 10^3$$

$$M_3 = 5738,8 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$G_{T_4} = 3269 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

$$F_4 = 44,48 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$$

$$W_{\kappa_4} = 265,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

$$\gamma = K \cdot \rho_{\text{с.р.}} \cdot D_{\text{д}}^{0,5} \cdot D_{\text{БТ}}^2 = 3,908 \cdot 10^{-2} \cdot 1260 \cdot 0,2159 \cdot 10,5^{0,5} \cdot 0,14^2 = 1,45 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

$$\gamma_{p_4} = \frac{\sqrt{B^2 + 4 \cdot A \cdot C} - B}{2 \cdot A}$$

$$A = \left( \frac{K \cdot \beta \cdot q_4}{F_4} \right)^2 + \frac{3 \cdot \gamma_{T_4}}{W_{\kappa_4}^2}$$

$$A = \left( \frac{1,15 \cdot 0,83 \cdot 400}{44,48 \cdot 10^{-4}} \right)^2 + \frac{3 \cdot 1,45^2}{265,6 \cdot 10^{-6}^2} = 7,42 \cdot 10^9 \left( \frac{\text{Н}}{\text{м}^3} \right)^2$$

$$B = \frac{2}{F_4^2} \cdot K \cdot \beta \cdot q_4 \cdot G_{\Sigma_3} + \frac{6 \cdot M_3 \cdot \gamma_4}{W_{\kappa_4}^2}$$

$$B = \frac{2}{44,48 \cdot 10^{-4}^2} \cdot 1,15 \cdot 0,83 \cdot 399 \cdot 1483,425 \cdot 10^3 + \frac{6 \cdot 5738,8 \cdot 1,45}{265,6 \cdot 10^{-6}^2} = 5,78 \cdot 10^{13} \frac{\text{Н}^2}{\text{м}^5}$$

$$C = \left( \frac{G_{T_4}}{n \cdot F_4} \right)^2 - \left( \frac{G_{\Sigma_3}}{F_4} \right)^2 - 3 \cdot \left( \frac{M_3}{W_{\kappa_4}^2} \right)^2$$

$$C = \left( \frac{3269 \cdot 10^3}{1,15 \cdot 44,48 \cdot 10^{-4}} \right)^2 - \left( \frac{1483,425 \cdot 10^3}{44,48 \cdot 10^{-4}} \right)^2 - \left( \frac{5738,8}{265,6 \cdot 10^{-6}} \right)^2 = 1,27 \cdot 10^{17} \frac{\text{Н}^2}{\text{м}^4}$$

$$\gamma_{p_4} = \frac{\sqrt{5,78 \cdot 10^{13} + 4 \cdot 7,42 \cdot 10^9 \cdot 1,27 \cdot 10^{17}} - 5,78 \cdot 10^{13}}{2 \cdot 7,42 \cdot 10^9} = 1787,2 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Визначаю довжину четвертої секції для клинового захвату за формулою:

$$l_4^{\kappa} = \frac{\frac{G_T^K}{n_K} - G_{\Sigma_3} \cdot \beta}{q_4 \cdot \beta} = \frac{3269 \cdot 10^3 - 1483,425 \cdot 10^3 \cdot 0,83}{1,15 \cdot 400 \cdot 0,83} = 3420,8 \text{ м}$$

Згідно конструкції свердловини  $l_4 = 1,00 \text{ м}$ .

Вага IV секції:



$$Q = 400 \cdot 1500 = 600 \times 10^3 \text{ H}$$

Вага гаку:

$$G_{z_4} = G_{z_3} + Q_4 = 1483425 + 600000 = 2083,425 \times 10^3 \text{ H}$$

Визначаю крутний момент:

$$M_4 = M + M_{xO}$$

$$M_3 = 1928 + 3,908 \cdot 0,1^2 + 1190 \cdot 0,2159 \cdot 10,5^3 + 0,165 \cdot 199 + 0,127^2 \cdot 250 + 0,127^2 \cdot 1561 + 0,127^2 \cdot 1040 + 0,14^2 \cdot 1561 = 7918,5 \text{ H} \cdot \text{м}$$

Визначаю результуюче напруження:

$$\sigma_{r_4} = \sqrt{\left(\frac{G_{z_4}}{F_4}\right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{M_4}{W_{R_4}}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{2083,425 \times 10^3}{44,48 \times 10^{-4}}\right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{7918,5}{265,6 \times 10^{-6}}\right)^2} = 471,2 \text{ МПа}$$

Визначаю коефіцієнт запасу міцності:

$$n_{\phi} = \frac{\sigma_T}{\sigma_4}$$

$$n_{\phi} = \frac{735 \cdot 10^6}{471,2 \cdot 10^6} = 1,56 \geq 1,5 \quad (\text{умова виконується})$$

$$n_K = \frac{G_K}{G_{z_4}} = \frac{2722 \cdot 10^3}{2083,425 \cdot 10^3} = 1,31 > 1,15$$

Аналогічно розраховую бурильну колону для буріння під кондуктор, першу і другу проміжну колону.

Результати розрахунку заносу в таблицю 2.11.

Таблиця 2.11

п/п	Компановка бурильної колони	Товщина стінки і внутрішній діаметр ОБГ, мм	Група міцності	Інтервал установки		Довжина секції, м	Маса секції, кН	Наростаюча маса, кН	Розрахункові значення коефіцієнтів запасу міцності		
				від	до				$n_b$	$n_{\phi}$	$n_K$
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
При бурінні під кондуктор											
	ОБГЗ-203 ТББК-127	80 9,2	- Л	350 238	238 0	112 238	227,2 76,6	227,2 303,8	- -	- 5,43	- -
При бурінні під проміжну колону											
	ОБГЗ-203 ТББК-127	80 9,2	- Л	2450 2292	2292 0	138 2292	337,0 738,0	337,0 1075	- -	- 1,53	- 2,7
При бурінні під експлуатаційну колону											
	ОБГЗ-165 ТББК-127 ТББК-127 ТББК-127 ТББК-140	71,4 10 10 10 11	- Д К Л М	4550 4351 4101 2540 1500	4351 4101 2540 1500 0	199 250 1561 1040 1500	269,446 80,25 501,081 333,84 598,5	269,446 349,696 850,77 1184,617 1783,117	- 1,67 1,67 1,67 1,58	- 2,09 1,56 1,57 1,56	- 1,78 1,32 1,33 1,31

## 2.6 Режим буріння

До параметрів режиму буріння належать:

- осьове навантаження на долото, Н;
- витрати промивної рідини, м<sup>3</sup>/с;
- частота обертання, об/хв;
- параметри розчину.

Осьове навантаження на долото:

- а) аналітичним методом при бурінні шарошковими долотами визначається за формулою об'ємного руйнування гірської породи:

$$P_o = \alpha \cdot P_{ш} \cdot F_k \cdot \kappa_2 \cdot c \quad (2.26)$$

де  $\alpha$  - коефіцієнт, який враховує вплив вибійних факторів на твердість породи:

$\alpha=0,3-1,6$

$\alpha=0,7-0,8$  – для пористих порід

$\alpha=1-1,2$  – для суцільних сильно-метаморфізованих і хемогенних порід;

$P_{ш}$  – твердість по штампу породи (див. таблицю 1 [8]);

$F_k$  – площа контакту зубців долота з породою (див. стор. 162 [9]):

$$F_k = \frac{D_o \cdot \eta \cdot \delta}{2}$$

де  $\eta$  – коефіцієнт перекриття вибою свердловини,  $\eta=0,7-1,3$ , більше значення для долі типу М, менше – для долі типу К;

$\delta$  – притуплення зубців долота,  $\delta=1-3$  мм, більшу величину брати для доліт більших діаметрів, меншу – меншого діаметру.

При бурінні лопатевими, алмазними і твердосплавними долотами ИСМ величину осьового навантаження визначають за формулою:

$$P_o = q_n \cdot D_o \cdot \kappa_2 \cdot c \quad (2.27)$$

б) допустиме навантаження на долото  $P_o^{\max}$  (див. таблицю 2 [4]).

Частота обертання долота:

- а) максимально допустима частота обертання шарошкового долота визначається виходячи з умови забезпечення мінімально необхідного часу контакту зубця долота з породою з формули Фёдорова.

$$n_o = 0,6 \cdot 10^5 \cdot \frac{z \cdot t_{\min}}{D_o} \quad \text{об/хв} \quad (2.28)$$

де  $z$  – кількість зубців на периферійному вінці шарошки;

$t_{\min}$  – мінімальний час контакту зубця долота з породою,  $t_{\min}=4-8$  мкс

$$\frac{D_{шарош}}{D_0} = 0,6 \div 0,7$$

Максимальна частота обертання алмазних доліт та ИСМ визначається за умови абразивного зносу і нагрівання долота:

$$\omega_0 = \frac{2 \cdot V_d}{D_0} \cdot d \cdot \delta / \text{хв} \quad (2.29)$$

де  $V_d$  – швидкість різання, приймається від 3 до 5 м/с

б) скористаємося рекомендаціями частот обертання шарошкових доліт різних типів згідно тимчасової методики складання технічних проектів на буріння, кріплення і випробування свердловини:

Серії В: М=250-400 об/хв, МС=150-250 об/хв, С-СТ=100-200 об/хв, Т=150 об/хв, К= до 100 об/хв.

Серії ВУ до 250 об/хв; Серії ГНУ=60-80 об/хв; Серії ГАУ=60-40 об/хв.

Якщо долота ИСМ і алмазні частоту обертання приймається згідно з технологічної характеристики турбобура або ротора. Оптимальну частоту обертання вибирають в залежності від абразивності гірських порід, їх твердості, діаметра долота і технічної характеристики ротора і вертлюга бурової установки при роторному бурінні і вибійного двигуна при турбінному бурінні, а також досвіду буріння на раніше пробурених свердловинах даної площі.

Допустима довжина труб, яку може обертати ротор, визначається за формулою:

$$L_{доп} = \frac{N_p - N_{об} - N_{от}}{N_{х.о.}} \cdot L \quad (2.30)$$

III. Витрати бурового розчину:

а) кількість бурового розчину для промивки свердловини під час буріння визначається виходячи із швидкості потоку бурового розчину в затрубному просторі для якісної очистки вибою і виносу вибуреної породи на поверхню, за формулою:

$$Q_n = F_{к.п.} \cdot V_{к.п.} \cdot \tau^3 / c \quad (2.31)$$

де  $F_{к.п.}$  – максимальна площа затрубного простору між стінкою свердловини і бурильною колонною

$$F_{к.п.} = 0,785 \cdot (d_{св}^2 - d_{б.м.}^{min2}) \cdot L \cdot \tau$$

$V_{к.п.}$  – швидкість потоку бурового розчину в затрубному просторі  $V_{к.п.} = 0,35 - 1,4$  м/с, при роторному способі буріння  $V_{к.п.} = 0,6 - 0,8$  м/с.

б) кількість бурового розчину виходячи з питомих витрат бурового розчину при бурінні даного інтервалу визначається за формулою:

$$Q_n = F_с \cdot q_{н.с.} \cdot M^3 / c \quad (2.32)$$

де  $F_B$  – площа вибою

$$F_B = 0,785 \cdot Q_{св}^2 \cdot M^2$$

$q_{п.в.}$  – питомі витрати бурового розчину, при роторному способі буріння  $q_{п.в.}=0,3-0,5$  м/с на  $1 \text{ м}^2$ , при турбінному  $q_{п.в.}=0,5-0,7$  м/с на  $1 \text{ м}^2$ .

в) по типу турбобура вибирають кількість витрат бурового розчину згідно технічної характеристики турбобура.

Ціх величин за розрахункове приймаємо найбільше. По цій величині вибираємо тип насоса, кількість насосів, діаметр циліндрових втулок, подачу насоса і тиск на насосі при цих втулках та кількість подвійних ходів поршня. Статичний тиск на стовбур визначається за формулою:

$$P_z = P_{ст} + P_{б.к.} + P_d + P_m + P_T \quad \text{Па} \quad (2.33)$$

$P_m$  – втрати тиску в лінії маніфольду, Па

$$P_m = a_m \cdot \rho_{б.р.} \cdot Q_n \quad \text{Па}$$

$a_m$  – втрати тиску в каніфольні (див. стор. 232 [6]), Па;

$$a_m = a_1 + a_2 + \dots + a_n \cdot 10^5$$

$P_{б.к.}$  – втрати тиску в бурильній колоні (див. таблицю 5.17 [4]), Па

$$P_{б.к.} = \frac{8}{\pi^2} \cdot \lambda_m \cdot \frac{L \cdot \rho_{б.р.} \cdot Q_n^2}{d_0^5} \quad \text{Па};$$

$P_d$  – перепад тиску на долоті, Па;

$P_T$  – перепад тиску на турбобурі, Па;

$P_{к.п.}$  – втрати тиску в кільцевому просторі (див. таблицю 5.19 [4]), Па.

Розрахунок

1. Визначаю осьове навантаження на долота по інтервально:

с 350 м

$$F_B = \frac{393,7}{2} \cdot 0,7 \cdot 3 = 410 \text{ м}^2$$

$$P_z = 0,5 \cdot 45 \cdot 410 = 9217 \text{ кг} \cdot \text{с}$$

$$P_{z_{\max}} = 47000 \text{ кг} \cdot \text{с}$$

приймаю осьове навантаження на долото до 100 кН;

с 250-2450 м

$$F_B = \frac{295,3}{2} \cdot 0,9 \cdot 2 = 265,8 \text{ мм}^2$$

$$P_z = 0,5 \cdot 150 \cdot 265,8 = 19935 \text{ кг} \cdot \text{с}$$

$$P_{z_{\max}} = 40000 \text{ кг} \cdot \text{с}$$

приймаю осьове навантаження на долото 100-220 кН,

# Степаненко Сергій Анатолійович

# Степаненко Сергій Анатолійович

# Степаненко Сергій Анатолійович

# Степаненко Сергій Анатолійович

# Степаненко Сергій Анатолійович

2450-4550 м

$$F = \frac{215,9}{2} \cdot 1,1 \cdot 2 = 237,5 \text{ мм}^2$$

$$P_0 = 0,4 \cdot 150 \cdot 237,5 = 14250 \text{ кг} \cdot \text{с}$$

$$P_{0\text{пр}} = 22000 \text{ кг} \cdot \text{с}$$

Приймаю осьове навантаження на долото 140-160 кН.

Оптимальну частину обертання долота визначаємо виходячи із вибраного способу буріння, застосованих типорозмірів доліт, механічних властивостей порід, а також з врахуванням досвіду буріння експедицією і отримання найкращого ТЕМ буріння. Проробивши аналіз до всіх показників, я пропоную, число обертів долота при бурінні свердловини прийняти наступними :

**Інтервал : 0 – 350м.**

$$n_q = 45-90 \text{ об/хв.}$$

**Інтервал : 350 - 2450 м.**

$$n_q = 60-120 \text{ об/хв.}$$

**Інтервал : 2450 - 4550 м.**

$$n_q = 45-90 \text{ об/хв.}$$

В. Визначимо продуктивність бурового розчину.

**Інтервал : 0 – 350м.**

$$Q_{H1} = 0,785 \times 0,3937^2 \times 0,3 = 0,0468 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{H2} = 0,785 \times (0,3937^2 - 0,14^2) \times 0,4 = 0,041 \text{ м}^3/\text{с}$$

Приймаємо продуктивність 45 м<sup>3</sup>/с

Таку продуктивність 45 л/с може забезпечити 1 насос 38 – 6МА з діаметром циліндрових втулок 190мм і 66 подвійних ходів. Р<sub>н</sub> = 10,5 МПа.

**Інтервал : 350 – 2450м.**

$$Q_{H1} = 0,785 \times 0,2953^2 \times 0,5 = 0,0344 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{H2} = 0,785 \times ((1,15 \times 0,2953^2) - 0,14^2) \times 0,4 = 0,0402 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Приймаємо : Q<sub>н</sub> = 35-45 л/с.

Таку продуктивність може забезпечити 1 насос У8 – 6МА з діаметром циліндрових втулок 180мм і 66 подвійних ходів,  $P_n = 12,5$  МПа.

Інтервал : 2450 – 4550м.

$$Q_{n1} = 0,785 \times (1,15 \times 0,215)^2 \times 0,50 = 0,0243 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{n2} = 0,785 \times ((1,15 \times 0,215)^2 - 0,127^2) \times 0,72 = 0,026 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Приймаємо :  $Q_n = 25-30$  л/с.

Таку продуктивність може забезпечити 1 насос У8 – 6МА з діаметром циліндрових втулок 150мм і 66 подвійних ходів,  $P_n = 18,5$  МПа.

У відношенні якості бурового розчину, то його слід тримати згідно ГНТ не допускати відхилення густини бурового розчину, який знаходиться в циркуляції від установлених ЕТП граничних величин більш ніж на  $\pm 0,02$  г/см<sup>3</sup>.

Дані розрахунків заносимо в таблицю 2.12.

Таблиця 2.12

№ буріння	Інтервал буріння, м	Спосіб буріння	Навантаження долота кН	Частота обертання долота, об/хв	Продуктивн. насоса л/с	Діаметр втулок, мм Кількість насосів, шт.	Кільк. подвійних ходів за хвилину	Тиск на стояку МПа
1.	0-350	Роторн.	„з навісу” до 100	45-90	45	180/1	65	3,0
2.	350-2450	Роторн.	100-220	60-120	35-45	180/1	65	11,0
3.	2450-4550	Роторн.	140-160	45-60	25-30	180/1	65	5-17

## 2.7 Розрахунок обсадних колон.

На початку для розрахунку експлуатаційної колони визначаються такі діючі фактори:

І Внутрішній тиск в період вступу свердловини в експлуатацію при закритому усті, в точках – за формулами.

1. На поверхні, коли  $Z=0$

$$P_{в.0} = \frac{P_{nl}}{e^s} \text{ МПа} \quad (2.34)$$

$$S = 10^{-4} \cdot m \cdot L$$

де  $m$  – середня густина газу по повітрю;  
 $L$  – глибина свердловини.

2. На глибині стикування колон, коли  $Z=L$

$$P_{в.Lcm} = \frac{P_{nl}}{e^s} \text{ МПа} \quad (2.35)$$

$$S = 10^{-4} \cdot m \cdot L_{cm}$$

де  $L_{cm}$  – глибина стикування першої секції обсадної колони з другою.

2. На глибині, яка дорівнює глибини свердловини, тобто  $Z=L$

$$P_{в.L} = \frac{P_{nl}}{e^s} \text{ МПа} \quad (2.36)$$

$$S = 10^{-4} \cdot m \cdot 0 = 0,$$

$$P_{в.L} = P_{nl} \text{ МПа} \quad (2.36)$$

ІІ Тиск опри совки першої і другої секції обсадних колон в точках:

1. На поверхні, коли  $Z=0$

$$P_{оп.0} = 1,1 \cdot P_{в.0} \text{ МПа} \quad (2.37)$$

2. На глибині стикування колон, коли  $Z=L_{cm}$

$$P_{оп.Lcm} = 1,1 \cdot P_{в.Lcm} - 0,01 \cdot \rho_{о.р.} \cdot L_{cm} \text{ МПа} \quad (2.38)$$

де  $\rho_{о.р.}$  – густина опресовочної рідини.

ІІІ Зовнішній тиск в точках:

1. На поверхні, коли  $Z=0$

$$P_{з.0} = 0 \text{ МПа} \quad (2.39)$$

2. На глибині стикування колон, коли  $Z=L_{cm}$

$$P_{з.Lcm} = 0,01 \cdot \rho_{nl Lcm} \cdot L_{cm} \text{ МПа} \quad (2.40)$$

де  $\beta_{пл\ L_{ст}}$  – градієнт пластового тиску на глибині стійковки колоні.

2. На глибині, яка дорівнює глибині свердловини, тобто  $Z=L$

$$P_{з.н.L_{ст}} = 0,01 \cdot \beta_{пл} \cdot L \text{ МПа} \quad (2.41)$$

де  $\beta_{пл}$  – градієнт пластового тиску на глибині, яка дорівнює глибині свердловини.

У. Зовнішні надлишкові тиски:

I. ступені

1. На глибині стійкування колон, коли  $Z=L_{ст}$

$$P_{з.н.L_{ст}} = P_{з.L_{ст}} = P_{\min} \text{ МПа} \quad (2.42)$$

де  $P_{\min}$  – тиск закінчення експлуатації свердловини,  $P_{\min}=1$  МПа.

2. На глибині, яка дорівнює глибині свердловини, тобто  $Z=L$

В цій точці зовнішній надлишковий тиск визначається для двох випадків:

а) на момент закінчення цементування:

$$P_{з.н.L} = 0,01 \cdot (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.}) \cdot (L - L_{ст}) \text{ МПа} \quad (2.43)$$

де  $\rho_{ц.р.}$  – густина цементного розчину,  $\text{г/см}^3$ ;

$\rho_{б.р.}$  – густина бурового розчину,  $\text{г/см}^3$ .

б) на момент закінчення експлуатації:

$$P_{з.н.L} = P_{пл} - P_{\min} \text{ МПа} \quad (2.44)$$

За розрахунком береться більше значення.

II. ступінь

1. На поверхні, коли  $Z=0$

$$P_{з.н.0} = 0 \text{ МПа} \quad (2.45)$$

2. На глибині стійкування колон, коли  $Z=L_{ст}$

В цій точці зовнішній надлишковий тиск визначається для двох випадків:

а) на момент закінчення цементування:

$$P_{з.н.L_{ст}} = 0,01 \cdot (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.}) \cdot L_{ст} \text{ МПа} \quad (2.46)$$

б) на момент закінчення експлуатації:

$$P_{з.н.L_{ст}} = P_{пл} - P_{\min} \text{ МПа} \quad (2.47)$$

За розрахунком береться більше значення.

В. Внутрішні надлишкові тиски:

I. ступені

1. На глибині стійкування колон, коли  $Z=L_{ст}$

$$P_{в.н.L_{ст}} = 1,1 \cdot P_{з.н.L_{ст}} - 0,01 \cdot \rho_{о.р.} \cdot L_{ст} \text{ МПа} \quad (2.48)$$



2. На глибині, яка дорівнює глибині свердловини, тобто  $Z=L$

$$P_{в.н.L} = 1,1 \cdot P_{в.н.L_{cm}} + 0,01 \cdot \rho_{o.p.} \cdot L - L_{cm} - P_{з.н.} \text{ МПа} \quad (2.49)$$

II. ступінь

1. На поверхні, коли  $Z=0$

$$P_{в.н.0} = 1,1 \cdot P_{в.0} \text{ МПа} \quad (2.50)$$

2. На глибині стикування колон, коли  $Z=L_{cm}$

$$P_{в.н.L_{cm}} = 1,1 \cdot P_{в.0} + 0,01 \cdot \rho_{o.p.} \cdot L_{cm} - P_{з.н.} \text{ МПа} \quad (2.51)$$

VI. Внутрішні надлишкові тиски з урахуванням коефіцієнта запасу міцності  $n=1,15$ :

$$P'_{в.н.0} = P_{в.н.0} \cdot n \text{ МПа} \quad (2.52)$$

$$P'_{в.н.L_{cm}} = P_{в.н.L_{cm}} \cdot n \text{ МПа} \quad (2.53)$$

$$P'_{в.н.L_{cm}} = P_{в.н.L_{cm}} \cdot n \text{ МПа} \quad (2.54)$$

$$P'_{в.н.L} = P_{в.н.L} \cdot n \text{ МПа} \quad (2.55)$$

Після цих розрахунків будується епюра внутрішніх і зовнішніх тисків.

Для вибору типорозміру і довжини обсадних труб здійснюються наступні розрахунки.

Для вибору труб першої ступені.

Для інтервалу, який знаходиться в зоні експлуатаційного об'єкту і в якому будуть проводитися перфораційно-прострілові роботи знаходять величину:

$$P_{в.н.е} = P_{з.н.L} \cdot n \text{ МПа} \quad (2.56)$$

де  $n$  – коефіцієнт запасу міцності, для газових свердловин  $n=1,15-1,3$ , для нафтових –  $n=1-1,15$ .

За отриманими значеннями діючого тиску з довідника (див. таблицю 7.4 [3]) вибирають труби для першої секції.

Для визначення довжини першої секції підбирають труби для другої секції. В зв'язку з тим, що не відомо чи перекриє перша секція інтервал перфорації для труб другої секції знаходять величину:

$$\frac{P_{кр}}{n} \quad (2.57)$$

де  $P_{кр}$  – максимально зовнішній тиск який можуть витримати труби (див. таблицю 7.4 [3])

За отриманим результатом знаходять глибину, яка відповідає даному тиску

Тоді довжина першої секції дорівнює:

$$L_I = L_{св} - L_{визн} \quad (2.58)$$

де  $L_{св}$  – глибина свердловини, м;

$L_{визн.}$  – визначена глибина відповідного тиску, м.

Верхня труба верхньої секції перевіряється на внутрішні тиски. Для цього по таблиці внутрішніх надлишкових тисків знаходять тиск, який відповідає глибині встановлення верхньої труби першої секції:

$$n_e = \frac{P_e}{P_{в.н.}} \quad (2.59)$$

Для перевірки труби верхньої секції на зовнішні надлишкові тиски та зрушуючи навантаження використовують формули:

$$n_{з.н.} = \frac{P_{в.н.}}{P_{в.н.}} \quad (2.60)$$

$$n_{зр.} = \frac{Q_{стр.}}{\sum Q_i} \quad (2.61)$$

Вага секцій знаходиться за формулою:

$$Q_i = q_i \cdot l_i \cdot H \quad (2.62)$$

де  $q_i$  – вага і-тої секції, Н;

$l_i$  – довжина і-тої секції, м.

Для визначення довжини другої секції вибирають трубу для третьої секції.

Сумарна вага секцій знаходиться за формулою:

$$\sum Q = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n \cdot H \quad (2.63)$$

де  $Q_1, Q_2, Q_n$  – вага відповідної секції, Н.

Довжину третьої секції знаходять беручи за основу навантаження від власної ваги:

$$l_i = \frac{Q_{стр.и}}{n \cdot q_i} \cdot H \quad (2.64)$$

де  $Q_{стр.и}$  – страхуюче навантаження (див. таблицю 7.4 [3]), Н.

Приймають необхідну довжину секції.

Для вибору труб другої ступені.

Беруть за основу надлишковий внутрішній тиск. Довжину секції розраховують беручи за основу навантаження від власної ваги (страхування).

$$l_i'' = \frac{Q_{стр.и}''}{n \cdot q_i''} \cdot H \quad (2.65)$$

Результати розрахунку заносять в таблицю.

Вихідні дані для розрахунку експлуатаційної колони:

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Глибина свердловини 4550 м

Секційність свердловини:

I секція 4550-2200 м

II секція 2200-0 м

Діаметр експлуатаційної колони:

труби меншого діаметру 140 мм 4550-2300 м

труби більшого діаметру 168 мм 2300-0 м

Густина бурового розчину 1,19 г/см<sup>3</sup>

Густина опресовочної рідини 1,0 г/см<sup>3</sup>

Густина цементного розчину:

для I секції 1,82 г/см<sup>3</sup>

для II секції 1,62 г/см<sup>3</sup>

Відносна густина газу по повітрю 0,648

Максимальний пластовий тиск 49,5 МПа

Мінімальний тиск закінчення експлуатації 1,0 МПа

Гradient пластового тиску на глибині стиковки 1,07

Гradient пластового тиску на вибої 1,07

Інтервал перфорації 4371-4393, 4436-4400 м

Визначаю тиски які діють на колону.

1. Внутрішній тиск в період вступу свердловини в експлуатацію при закритому усті:

1. Z=0 м

$$P_{e.0} = \frac{49,5}{2,72^{0,3}} = 36,7 \text{ МПа,}$$

$$S = 10^{-4} \cdot 0,648 \cdot 4550 = 0,3$$

2. Z=200 м

$$P_{e.L_m} = \frac{49,5}{2,72^{0,15}} = 42,6 \text{ МПа,}$$

$$S = 10^{-4} \cdot 0,648 \cdot (4550 - 2200) = 0,15$$

3. Z=4550 м

$$S = 10^{-4} \cdot 0,648 \cdot 0 = 0,$$

$$P_{e.L} = 49,5 \text{ МПа}$$

2. Тиск опресовки першої і другої секцій обсадних колон в точках:

1. Z=0 м

$$P_{опр,0} = 1,1 \cdot 36,7 = 40,4 \text{ МПа}$$

2. Z=2200 м

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

$$P_{оп.L_{cm}} = 1,1 \cdot 42,6 - 0,01 \cdot 1 \cdot 2200 = 24,86 \text{ МПа}$$

III. Зовнішній тиск в точках:

1.  $Z=0$  м

$$P_{з.н.0} = 0 \text{ МПа}$$

2.  $Z=2200$  м

$$P_{з.L_{cm}} = 0,01 \cdot 1,05 \cdot 2200 = 23,1 \text{ МПа}$$

3.  $Z=4550$  м

$$P_{з.L_{cm}} = 0,01 \cdot 1,11 \cdot 4550 = 49,5 \text{ МПа}$$

IV. Зовнішні надлишкові тиски:

I. ступені

1.  $Z=2200$  м

$$P_{з.н.L_{cm}} = 24,86 - 1 = 23,86 \text{ МПа}$$

2.  $Z=4550$  м:

а) на момент закінчення цементування:

$$P_{з.н.L} = 0,01 \cdot 1,82 - 1,9 \cdot 4550 - 2200 = 14,8 \text{ МПа},$$

б) на момент закінчення експлуатації:

$$P_{з.н.L} = 49,65 - 1 = 48,5 \text{ МПа}$$

II. ступінь

1.

$$P_{з.н.0} = 0 \text{ МПа}$$

2.  $Z=2200$  м.

а) на момент закінчення цементування:

$$P_{з.н.L_{cm}} = 0,01 \cdot 1,85 - 1,9 \cdot 2200 = 14,52 \text{ МПа}$$

б) на момент закінчення експлуатації:

$$P_{з.н.L_{cm}} = 23,1 - 1 = 22,1 \text{ МПа}$$

V. Внутрішні надлишкові тиски:

I. ступені

1.  $Z=2200$  м

$$P_{з.н.L_{cm}} = 1,1 \cdot 42,6 - 0,01 \cdot 1 \cdot 2200 = 24,86 \text{ МПа}$$

2.  $Z=4550$  м

$$P_{з.н.L} = 1,1 \cdot 42,6 + 0,01 \cdot 1 \cdot 4550 - 2200 = 49,5 = 20,86 \text{ МПа}$$

II. ступінь

1.  $Z=0$  м

Сергій Анатолійович

Сергій Анатолійович

Сергій Анатолійович

Сергій Анатолійович

Сергій Анатолійович

$$P_{в.н.0} = 1,1 \cdot 36,7 = 40,4 \text{ МПа}$$

$$2. Z=2200 \text{ м}$$

$$P_{в.н.г} = 1,1 \cdot 36,7 + 0,01 \cdot 1 \cdot 2200 - 24,86 = 37,51 \text{ МПа}$$

Внутрішні надлишкові тиски з урахуванням коефіцієнта запасу міцності  $n=1,5$ :

$$P_{в.н.0}^* = 40,4 \cdot 1,15 = 46,5 \text{ МПа}$$

$$P_{в.н.г}^* = 37,51 \cdot 1,15 = 43,13 \text{ МПа}$$

$$P_{в.н.сп}^* = 24,86 \cdot 1,15 = 28,6 \text{ МПа}$$

$$P_{в.н.Л}^* = 20,86 \cdot 1,15 = 24,0 \text{ МПа}$$

По даним розрахунку будуємо епюру внутрішніх і зовнішніх надлишкових тисків.

Розраховую обсадні труби для першої ступені.

$$P_{зовн.г} = 48,5 \cdot 1,15 = 55,9 \text{ МПа}$$

Для першої секції беру труби діаметром 140-10,5 Е.

Для другої секції беру труби діаметром 140-10,5 Д.

$$\frac{P_{сп}}{n} = \frac{42,4}{1,15} = 36,9 \text{ МПа}$$

Довжина першої секції складе:

$$L = 1550 - 3490 = 1060 \text{ м}$$

Вага секції:

$$Q = 344 \cdot 1060 = 364640 \text{ Н}$$

Сумарна вага секцій складе:

$$\sum Q = 364640 \text{ Н}$$

Перевіряю верхню трубу верхньої першої секції на внутрішні тиски:

$$n_{вн}^* = \frac{72,4}{21,5} = 3,37 > 1,15$$

Перевіряю трубу верхньої першої секції на зовнішні надлишкові тиски та зручнуче навантаження:

$$n_{з.н.г}^* = \frac{58,9}{48,6} = 1,21$$

$$n_{з.н.Л}^* = \frac{1640000}{364640} = 4,49$$

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Довжина другої секції складе:

$$l_2' = \frac{1130000}{1,15} - 364640 = 796 \text{ м}$$

Довжина другої секції приймаю до переходу діаметрів на 168мм на глибину 2300м :

$$L = 3490 - 2300 = 1190 \text{ м}$$

Вага секції:

$$Q_1 = 344 \cdot 1190 = 409360 \text{ Н}$$

Сумарна вага секції складе:

$$\sum Q_2' = 364640 + 409360 = 774000 \text{ Н}$$

Перевіряю верхню трубу верхньої другої секції на внутрішні тиски:

$$n_1' = \frac{49,9}{23,5} = 2,12 > 1,15$$

Перевіряю трубу верхньої другої секції на зовнішні надлишкові тиски та зрушуюче навантаження:

$$n_{3,н,з} = \frac{42,4}{36,9} = 1,15$$

$$n_{спз} = \frac{1130000}{774000} = 1,46$$

III секції вибираємо із труб 168 – 10,6 D, для яких :  $R_{кр} = 36,1 \text{ МПа}$  ;  $R_B = 46,2 \text{ МПа}$  ;  $R_{стр} = 530 \text{ кН}$  ;  $q_{III} = 0,428 \text{ кН}$ . і встановлюємо до кінця першої ступені, тобто:

$$L_B = 2300 - 2100 = 100 \text{ м}$$

Вага секції:

$$Q_3 = 423 \cdot 100 = 42300 \text{ Н}$$

Сумарна вага секції складе:

$$\sum Q_2' = 774000 + 42300 = 816300 \text{ Н}$$

Розраховую обсадні труби для другої ступені.

Перевіряю верхню трубу верхньої першої секції на внутрішні тиски:

$$n_{с1}'' = \frac{60,7}{46,5} = 1,31 > 1,15$$

Для першої секції беру труби діаметром 168-10,6 E.

Довжина першої секції складе:

$$l_1'' = \frac{2010000}{1,15} - 0 = 4141 \text{ м}$$

Степанченко Сергій Анатолійович

Приймаю довжину першої секції другої ступені до верху, тобто 2200 м.  
Вага секції:

$$Q_1'' = 422 \cdot 2200 = 928400 \text{ Н}$$

Сумарна вага секції складе:

$$Q_1'' = 928400 \text{ Н}$$

Перевіряю трубу верхньої секції на зовнішні надлишкові тиски та зрушуюче навантаження:

$$m_1'' = \frac{44}{24,86} = 1,76$$

$$m_2'' = \frac{2010000}{928400} = 2,1$$

Результати розрахунку заносу в таблицю 2.12.

Таблиця 2.13

№ п/п	Типорозмір труб	Інтервал встановлення, м	Довжина секції, м	Вага секції, кН	Зростаюча вага, кН	п <sub>в.н.</sub>	п <sub>в.н.</sub>	п <sub>вр</sub>
І ступінь								
1	ОТТГ 140-10,5 Д	4550-3490	1060	364,64	364,64	3,73	1,61	4,49
2	ОТТГ 140-10,5 Д	3490-2300	1190	409,36	774,0	2,12	1,15	1,88
3	ОТТГ 168-10,6 Д	2300-2200	100	42,3	816,3			
ІІ ступінь								
1	ОТТГ 168-10,6 Д	2200-0	2200	928,4	928,4	1,31	1,76	2,1

## 2.8 Розрахунок цементування експлуатаційної колони.

Різноманіття геолого-технічних умов при бурінні нафтових і газових свердловин, зростання глибини, які призвели до необхідності закачування великих об'ємів тампонажних розчинів в стиснуті терміни, і підвищення вимог до якості роботи по кріпленню свердловини призвели до використання широкої номенклатури тампонажних цементів і хімреагентів, що використовуються в тампонажних розчинах. Великий асортимент указаних речовин дає змогу практично для любых умов підібрати необхідний компонентний склад тампонажних розчинів, але при цьому виникає необхідність перебору великого числа можливих варіантів, допустимих для конкретної геолого-технічної ситуації.

Вибір тампонажних матеріалів для цементування обсадних колон обумовлюється літературальною характеристикою порізу, і основними факторами, визначаючими склад тампонажного розчину, являється температура, пластовий тиск, тиск гідророзриву, наявність соляних відкладів, вид флюїду і інші.

В нашій країні використовують тампонажні цементи двох основних класів (по в'язучій основі): тампонажні порцелянцеві цементи для температурних умов до 100<sup>0</sup>С; тампонажні шлакові цементи для температурних умов від 80 до 250<sup>0</sup>С.

Для цементування свердловин необхідно використовувати тампонажні матеріали, що випускаються промисловістю по технологічних регламентах (затвердженим виготовлювачем) задовольняючим вимогам відповідних стандартів(див. таблицю 4.46 [2]).

У загальному випадку тампонажний розчин складається з тампонажного цементу, середовища затворення реагентів прискорювачів і сповільнювачів термінів схоплювання, реагентів знижувачів показника фільтрації і спеціальних добавок.

Тампонажний цемент вибирають таким способом.

1. По температурному інтервалу підбирають одну або кілька марок цементів.

2. Інтервал зміни щільності тампонажного розчину (у г/см<sup>3</sup>) вибирають з умови  $\rho_{п} \leq \rho_{ц} \leq \rho_{р} + 0,2$ , де  $\rho_{р}$  — щільність бурового розчину;  $\rho_{ц}$  — щільність тампонажного розчину.

У цьому ж інтервалі по таблиці 4.47[2] підбирають марки цементів.

2. В інтервалі цементування продуктивна товща містить нафту і газонасні пласти, а також пласти з високомінералізованими водами. По табл. 4.47 [2] уточнюють марки цементів по видах флюїду і відкладення в інтервалі цементування.

Коли інтервал цементування включає кілька температурних зон, додають у розчин хімічні реагенти, щоб верхня пачка тампонажного розчину по термінах схоплювання і твердіння істотно не відрізнялася від нижньої пачки розчину, тобто час ОЗЦ повинний бути однаково по всьому інтервалі цементування.

У цьому випадку для виконання вимог по успішній доставці тампонажного розчину в затрубний простір свердловини в заданий термін і попередження ускладнень, зв'язаних із седиментаційним, контракційним і іншими ефектами взаємодії тампонажних розчинів з породами, необхідно регулювати термини схоплювання тампонажних розчинів, що без хімічних добавок інтенсивно реагують на зміну температурних умов.

Середовище затворення вибирають по табл. 4.48 [2] у залежності від наявності солевих відкладень у розрізі свердловини або ступеня мінералізації пластових вод.

Для запобігання передчасного загустівання тампонажного розчину і обводнювання продуктивних горизонтів необхідно знизити показник фільтрації тампонажного розчину. Як знижувачі цього показника застосовують гіпс, КМЦ, ПВС-ТР для підвищення термостійкості хімічних добавок, структурування дисперсних систем і зняття побічних ефектів при використанні деяких реагентів застосовують глину, каустичну соду, хлористий кальцій і хромати.



Щоб визначити, упорядковані по вартості можливі компонентні склади (але не рецептур, вибір яких є предметом іншої задачі), необхідно знати орієнтовані концентрації компонентів у розчині.

Масу реагентів, що вводяться, розраховують по сухій речовині від маси цементу. Концентрації регуляторів термінів схоплювання і знижувачів показників фільтрації визначають у залежності від температурного інтервалу свердловини (див. таблицю 4.47 [2]).

У випадку застосування гіпсу і КМЦ як знижувач показника фільтрації, це є ефективними сповільнювачами, у тампонажний розчин вводять прискорювачі схоплювання. При обробці з КМЦ застосовують хлористий кальцій, а з гіпсом вводять кальціновану соду. Гіпс із хлористим кальцієм в одній системі несумісні.

Знижувач показника фільтрації сополимер ПВС-ТР застосовують як добавку до тампонажних розчинів (приготовленим із усіх видів тампонажних цементів і зачиненим як на прісній, так і на морській воді) при цементуванні свердловин із забійними температурами до 100°C. Реагент являє собою водорозчинний сополимер вінілового спирту з вінілацетатом. Добавка ПВС-ТР у визначених у таблиці 4.47 [2] межах на терміни схоплювання розчину не впливає. Він сумісний із усіма регуляторами термінів схоплювання тампонажних розчинів. Тип тампонажного розчину (один або декілька) вибирають по табл. 4.47 [2] на підставі приведених у ній геолого-технічних умов. Перевага вибору того або іншого типу тампонажного розчину диктується конкретними умовами буровлення свердловини.

Для цементування I ступені експлуатаційної колони в інтервалі 4550-2800 м я використовую ПЦТ І-100 для теплих свердловин з температурою 100°C, густиною 1,82 г/см<sup>2</sup>. Для сповільнення загустівання використовую матеріали в такій кількості: ССБ – 0,1-0,5 %; КМЦ – 0,1-0,8 %; гіпс – 0,1-0,8 %; СВК – 0,3-0,5 %; хромпик – 0,1-0,15 %. Понижувачі показника фільтрації: КМЦ – 0,5-2 %; гіпс – 0,5-2 %; ПВС-ТР – 0,5-2 %. Для приготування цементного розчину використовую воду і глино порошок густиною 300 кг/м<sup>3</sup>. Об'єм буферної рідини для розмежування цементного розчину з буровим приймаю 6 м<sup>3</sup>, а висоту цементного стакану 20 м.

Для цементування II ступені експлуатаційної колони в інтервалі 2800-0 м я також використовую ПЦТ І-100 для теплих свердловин з температурою 100°C, густиною 1,85 г/см<sup>2</sup>. Для сповільнення загустівання використовую матеріали в такій кількості: ССБ – 0,1-0,5 %; КМЦ – 0,1-0,8 %; гіпс – 0,1-0,8 %; СВК – 0,3-0,5 %; хромпик – 0,1-0,15 %. Понижувачі показника фільтрації: КМЦ – 0,5-2 %; гіпс – 0,5-2 %; ПВС-ТР – 0,5-2 %. Для приготування цементного розчину використовую воду і глино порошок густиною 300 кг/м<sup>3</sup>. Об'єм буферної рідини для розмежування цементного розчину з буровим приймаю 6 м<sup>3</sup>, а висоту цементного стакану 20 м.

Розрахунок цементування обсадної колони починається з зображення схеми цементування.

Вихідні дані для розрахунку цементування експлуатаційної колони:

# Степанченко Сергій Анатолійович

# Степанченко Сергій Анатолійович

# Степанченко Сергій Анатолійович

# Степанченко Сергій Анатолійович

# Степанченко Сергій Анатолійович

Глибина свердловини 4550 м  
 Секційність колони:  
 I секція 4550-2200 м  
 II секція 2200-0 м  
 Діаметр труб, які входять в секції:  
 I секція з труб 140 мм 4550-2300 м  
 II секція з труб 108 мм 2300-0 м  
 Глибина спуску попередньої колони 0-2450 м  
 Внутрішній діаметр попередньої колони:  
 225 мм 2450-150 м  
 217,4 мм 150-0 м  
 Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону 215,9 мм  
 Коефіцієнт кавернозності 1,8  
 Довжина цементного стакану 20 м  
 Густина цементного розчину  
 I ступінь (4550-2200 м, ПЦТ I-100) 1,82 г/см<sup>3</sup>  
 II ступінь (2200-0 м, ПЦТ I-100) 1,85 г/см<sup>3</sup>  
 Густина продавочної рідини 1,9 г/см<sup>3</sup>  
 Внутрішній діаметр бурильних труб, які використовуються для спуску I секції:  
 107 мм 2200-1500 м  
 118 мм 1500-0 м  
 Розрахунок  
 При цементуванні I ступені  
 1. Об'єм цементного розчину необхідного для цементування колони:  

$$V_{\text{р.р.}} = 0,785 \cdot (12 \cdot 0,2159^2 - 0,14^2) \cdot 2100 + (0,221^2 - 0,14^2) \cdot 150 + (0,221^2 - 0,168^2) \cdot 100 + 0,119^2 \cdot 20 = 65,2 \text{ м}^3$$
  
 2. Кількість цементу:  

$$G_{\text{ц}} = \frac{1,05}{1+0,5} \cdot 65,2 \cdot 1,82 = 83,1 \text{ т}$$
  
 2. Кількість води для приготування цементного розчину:  

$$V_{\text{в}} = 1,1 \cdot 83,1 \cdot 0,5 = 45,7 \text{ м}^3$$
  
 4. Об'єм продавочної рідини:  

$$V_{\text{пр}} = 0,785 \cdot (0,119^2 \cdot 1350 + 20) + 0,113^2 \cdot 2200 \cdot 1,02 = 48,9 \text{ м}^3$$
  

$$d_{\text{серб.м.}} = \frac{107 \cdot 1300 + 118 \cdot 1500}{1300 + 1500} = 113 \text{ мм}$$
  
 5. Тиск закінчення цементування  

$$P = 0,01 \cdot 1,82 - 1,19 \cdot 83,1 + 0,001 \cdot 4550 + 1,6 \cdot 20 = 20,1 \text{ МПа}$$

6. Витрати насосів:  
Задаємося швидкістю висхідного потоку цементного розчину 0,8-1,5 м/с і знаходимо величину середньо зв'язаного перерізу потоку

$$F = \frac{65,2 - 0,785 \cdot 0,119^2 \cdot 20}{2350} = 0,02765 \text{ м}^2$$

Тоді витрати цементувальних агрегатів складуть:

$$Q = 0,02765 \cdot 1,5 = 0,0414 \text{ м}^3/\text{с}$$

7. Для цементування експлуатаційної колони вибираю цементувальні агрегати типу ЦА-320М з діаметром втулки 115 мм на II швидкості.

8. Кількість цементувальних агрегатів:

$$n = \frac{41,4}{7,9} + 1 = 5,9 \Rightarrow 6$$

9. Кількість змішувачів:

$$m = \frac{6,51}{20} = 4,1 \Rightarrow 5$$

10. Фактична необхідність в ЦА – 320М  
 $n = 2 \times m + 1 = 2 \times 5 + 1 = 11$  агрегатів.

11. Час цементування:

$$t_{\text{ц}} = 60 \cdot \left( \frac{6 \cdot 10^3}{1 \cdot 12,2} + \frac{65,2 \cdot 10^3}{6 \cdot 7,9} + \frac{48,9 - 1 \cdot 10^3}{5 \cdot 7,9} + \frac{1 \cdot 10^3}{1 \cdot 4,2} \right) + 45 = 100,3 \text{ хв}$$

При цементуванні II ступені

1. Об'єм цементного розчину необхідного для цементування колони:

$$V_{\text{н.п.}} = 0,785 \cdot (0,221^2 - 0,168^2) \cdot 200 + 0,225^2 - 0,168^2 \cdot 2000 + 0,1468^2 \cdot 20 = 38,75 \text{ м}^3$$

2. Кількість цементу:

$$G_{\text{ц}} = \frac{1,05}{1 + 0,5} \cdot 38,75 \cdot 1,85 = 50,2 \text{ т}$$

2. Кількість води для приготування цементного розчину:

$$V_{\text{в}} = 1,1 \cdot 50,2 \cdot 0,5 = 27,6 \text{ м}^3$$

4. Об'єм продавочної рідини:

$$V_{\text{пр}} = 0,785 \cdot 0,1468^2 \cdot 2200 \cdot 20 \cdot 1,02 = 37,6 \text{ м}^3$$

5. Тиск закінчення цементування:

$$P = 0,01 \cdot 1,85 - 1,19 \cdot 2200 + 0,001 \cdot 2200 + 1,6 = 18,32 \text{ МПа}$$

6. Витрати насосів:

Задаємося швидкістю висхідного потоку цементного розчину 0,8-2 м/с і знаходимо величину середньо-звішеного перерізу потоку:

$$F = \frac{38,75 - 0,785 \cdot 0,1468^2 \cdot 20}{2200} = 0,0175 \text{ м}^2$$

Тоді витрати цементувальних агрегатів складуть:

$$Q = 0,0175 \cdot 2 = 0,035 \text{ м}^3/\text{с}$$

7. Для цементування експлуатаційної колони вибираю цементувальні агрегати типу ЦА-320М з діаметром вузлок 115 мм на II швидкості.

8. Кількість цементувальних агрегатів:

$$n_{ag} = \frac{35}{7,9} + 1 = 5,4 \Rightarrow 6$$

9. Кількість змішувачів:

$$m = \frac{50,2}{20} = 2,5 \Rightarrow 3$$

10. Фактична необхідність в ЦА – 320М

$$n = 2 \times m + 1 = 2 \times 3 + 1 = 7 \text{ агрегатів.}$$

11. Час цементування:

$$t_{\text{ц}} = \frac{1}{60} \cdot \left( \frac{6 \cdot 10^3}{1 \cdot 12,2} + \frac{38,75 \cdot 10^3}{6 \cdot 7,9} + \frac{37,6 \cdot 10^3}{5 \cdot 7,9} + \frac{10^3}{1 \cdot 4,2} \right) + 15 = 56,2 \text{ хв}$$

Дані розрахунку заносу в таблицю 2.14.

Таблиця 2.14

№ п/п	Матеріал параметри цементу	Експлуатаційна колона	
		I ступінь	II ступінь
1	Тип цементу	ПЦТ І-100	ПЦТ І-100
2	Об'єм цементного розчину, м <sup>3</sup>	65,2	38,75
3	Маса цементу, т	83,1	50,2
4	Об'єм рідини затворення, м <sup>3</sup>	45,7	27,6
5	Об'єм продавочної рідини, м <sup>3</sup>	48,9	37,6
6	Кількість ЦА-320М, шт	6	6
7	Кількість 2СМІ-20, шт	5	3
8	Час цементування, хв	100,3	56,2

## 2.9 Організаційно-технічні заходи з спуску і цементування обсадних колон.

До початку робіт по підготовці свердловини до спуску обсадної колони необхідно перевірити стан фундаментів, основи вишки і інших агрегатів бурової установки. Фундаменти не повинні мати порушень, підмивів і ходів ґрунту. Основа під обладнання і вишку не повинна мати тріщин і інших дефектів. Вишка повинна бути відцентрована відповідно устя свердловини і всі її з'єднуючі елементи прокріплені. Талева система і лебідка перевіряються згідно правил безпечного проведення бурових робіт в нафтогазодобувній промисловості. Згідно результатів пробірки складається акт про готовність бурової установки до спуску колони.

На буровій проводиться зовнішній огляд, шаблонування і опресування обсадних труб. Тиск опресування обсадних труб на поверхні повинен не менше ніж на 5% перевищувати внутрішній надлишковий тиск, який діє на ці труби при випробуванні колони на герметичність. Проводиться замір довжини обсадних труб і укладання їх на мостки в порядку, зворотньому спуску в свердловину. Резерві труби (5%) складають окремо. Різьби чистяться, промиваються і витираються насухо.

Кожна обсадна труба безпосередньо перед спуском в свердловину підлягає повторному шаблонуванню. При спуску 245 мм проміжних колон, а також і 324 мм кондуктора, перці 5 нижніх різбових стиків після закріплення фіксуються електрозаклепками. Бурильні труби, які використовуються при спуску нижньої секції експлуатаційної колони повинні бути прошабловані по мінімальному внутрішньому діаметру, опресовані на 1,5 кратний максимальний очікуваний тиск при цементуванні і перевірені методом не руйнуючого контролю. Цементування верхніх секцій проміжних і експлуатаційної колон проводити після перевірки глибинного стикування.

Таблиця 2.15

технологічна оснастка обсадних колон

Обсадна труба		Найменування елементів (шифр, ДЗСТ, ЗСТ, ТВ, МТВ)	Кількість, шт.	Глибина встановлення, м	Вага одиниці, кг	Загальна вага, кг
діаметр, мм	секція					
324	2	3	4	5	6	7
	-	Башмак БК-324 Зворотний клапан ЦКОД-324-2	1	350	85	85
245	1	Башмак БК-245	1	245	60	60
		Зворотний клапан ЦКОД-245-2	1	280	57	57

Сергій Степанченко	168 x 140	II	Центратори ЦЦ-245/295-320-1	5	-	16,8	84
			Допускний пристрій (роз'єднувач УСЦ1-245-6403)	1	1700	140	140
			Допускний пристрій (стиховка УС1-245-6406)	1	1700	140	140
			Зворотній клапан ЦКСД-245-2	1	1680	57	57
			Центратори ЦЦ-245/295-320-1	5		16,8	84
Сергій Степанченко	168 x 140	I	Вашмак БП-140	1	1550	31	100
			Зворотній клапан ЦКСД-140-1	1	1580	17	17
			Центратори ЦЦ-140/191-216-1	10		10	100
			Допускний пристрій (роз'єднувач ВП 140-7092)	1	12800	120	120
Сергій Степанченко	168	II	Допускний пристрій (стиховка СС 140-7092)	1	2300	120	120
			Зворотній клапан ЦКСД-140-1	1	2780	17	17
			Центратори ЦЦ-140/191-216-1	5		10	50
			Універсально-розвантажувальна муфта для НКТ	1	12000	10	60

Таблиця 2.17

Спуск обсадних колон

Назва обсадних колон	Діаметр колонни, мм	№№ секцій в порядку спуску	Тип ущільнювального мастила	Момент скручування обсадних труб, кгс x м (кн. x м)	Допустима швидкість спуску обсадних колон, м/с	Допустиме випорожнення колонни, м
1	2	3	4	5	6	7
Кондуктор	324	I	P-402	750-960 (7,5-9,6)	1	100
Проміжна	245	I	P-402	560-1020 (5,6-10,2)	1	100
Експлуатаційна	140 x 168	I	P-402	580-800 (5,8-8)	1	100
	168	II	P-402	690-1070 (6,9-10,7)	1	300

## 2.10 Обладнання устя свердловини

Гирлове обладнання призначене для обв'язки всіх опущених у свердловину обсадних колон, для контролю за станом міжтрубного простору, керування свердловиною при виникненні ускладнень і буріння з продукцією або газоподібними агентами або аерозольними буровими розчинами.

Гирлове обладнання включає колонну головку, кількість секцій якої на одиницю менше кількості опущених у свердловину влі поверхні обсадних колон, превенторну установку, зливну воронку із швидков'ємним жолобом.

Обладнання гирла свердловини забезпечує:

- герметизацію виходу із свердловини при опущеній (або відсутній) колоні труб;
- циркуляцію промивального агента за прямою і (або) зворотною схемами;
- підтримання надлишкового тиску на гирлі при бурінні в умовах рівноваги вибійного і пластового тисків;
- перерізування опущеної у свердловину колони труб та підвішування на гирлі частини, залишеної у свердловині;
- спорожнювання свердловини з регульованою витратою потоку на виході.

Основні вимоги до гирлового обладнання:

- колонні головки, превентори та інші елементи повинні мати мінімальну висоту;
- розміри приєднувальних фланців колонних головок та превенторів мають бути узгодженими з урахуванням послідовного встановлення на гирлі секцій колонних головок і ПВО на більш високий робочий тиск, ніж при бурінні попереднього інтервалу;
- прохідні отвори фланців мають забезпечувати підвішування опущеної обсадної колони на клинову підвіску без демонтажу ПВО;
- повинні бути узгоджені міцнісні характеристики гирлового обладнання і обсадних колон, на які воно встановлюється.

Для даної свердловини я використовую:

1. Колонні головки марки:

ОКК3-70×42

ОКК3-70×324

ОКК3-70×245

ОКК3-70×168

2. Проти викидне обладнання:

ОП1-425×21 – кондуктор

ОП2-350×35 – 324 мм проміжну колону

ОП2-230×35 – 245 мм проміжну колону

ОП2-230×70 – експлуатаційну колону

2. Фонтанну арматуру:

АФ6-65×700 КІ

## 2.11 Вибір бурової установки

При пошуково-розвідувальному бурінні, або при розбурюванні нафтових, чи газових родовищ, велике значення має правильність вибору типу бурової установки, яка для даного району роботи буде найбільш економічною. Якщо район робіт електрифікований і має лінії електропередач необхідної потужності, то в цьому випадку необхідно використовувати установки з електричним приводом, а якщо район робіт не електрифікований – з дизельним приводом.

Згідно ЕТП при виборі типу бурової установки здійснюється по ГОСТу 6293-82 виходячи:

- із максимального допустимого навантаження на гаку від маси бурильної колони в повітрі;
- із ваги, найбільш важкої обсадної колони або її секції.

Максимально допустиме робоче навантаження на гаку виникає при пивідації ускладненні, або в аварійних ситуаціях (ліквідація прихвату або розклинки), які виникли в процесі буріння.

Його визначають по формулі:

для бурильної колони:

$$G_{б.к.} = \eta_{стр.} \cdot Q_{б.к.} \cdot \kappa H \quad (2.66)$$

- для обсадної колони:

$$G_{о.к.} = \eta'_{стр.} \cdot Q_{о.к.} \cdot \kappa H \quad (2.67)$$

де  $\eta_{стр.}$ ,  $\eta'_{стр.}$  – коефіцієнт запасу міцності на розтяг (страхування), величина якого знаходиться в межах 1,3-1,45 для бурильної колони (залежно від умов і способу буріння) і 1,15-1,45 для обсадних колон (залежно від виду свердловини, її глибини і діаметру обсадних труб);

$Q_{б.к.}$ ,  $Q_{о.к.}$  – відповідна вага найбільш важкої колони в повітрі.

Згідно розрахунків і пункту 2.1.2 [7] вибираємо бурову установку і обладнання до неї.

Визначаю максимальні робочі навантаження:

- для бурильної колони:

$$G_{б.к.} = 1,3 \cdot 1783,117 = 2318,1 \text{ кН}$$

- для обсадної колони:

$$G_{о.к.} = 1,25 \cdot 1617,8 = 2022,25 \text{ кН}$$

Як видно, максимальне навантаження на гаку може виникнути при бурінні інтервала над експлуатаційну колону.

Враховуючи, що район робіт електрифікований, то для буріння приймаю «Уралмаш 4Е-76». Обладнання, яке входить в комплект даної бурової установки описано в таблиці 2.18



Таблиця 2.18

№	Найменування обладнання і його шифр	Вантажопідйомність, тН	Кількість
1	Вишка ВБ53 х 320	3200	1
2	Лебідка У2-5-5	3200	1
3	Ротор УР-560	3200	1
4	Насос У8-6МА2		2
5	Кронблок УКБ-6-270	2700	1
6	Талевий блок УТБ-5-225	2550	1
7	Вертлюг УВ-250	2500	1
8	Дизель-генераторна станція ТНЗ-ДЭ-104-СЗ		1
9	Подача інструменту ППДЭ-3		1
10	СПО АСП-3М4, Гкр-560, АКБ-3М2		1
11	Допоміжне гальмо ЗМТ-4500		1
12	Двигуни в приводі лебідки СДЗБ-13-42-8		3
13	насоса АКЗ-15-41-3-2		2
14	ротора СДЗБ-13-42-8		1

## 2.12 Розкриття і випробування продуктивних пластів

При досягненні проектної глибини, після опуску, цементування і випробування на герметичність експлуатаційної колони в свердловині проводиться комплекс робіт по випробуванню об'єктів на продуктивність.

Для оцінки промислової нафтогазоносності горизонтів виділення по даним геологічних та промислово-геофізичних досліджень проектується провести

випробування об'єктів.

Розкриття всіх об'єктів буде проводитись кумулятивними зарядами ПКС-80 густиною п-стрілу в протертої 30 отв./п.м. в кам'яновугільних відкладах 12 отв./п.м.

Випробування I об'єкту проектується здійснювати зі стаціонарного станка, а інших об'єктів по системі "низу-вверх з статка А-50" цілодобово.

Перед розкриттям всіх об'єктів буровий розчин обрамляється ПАВ (ОП-10) в кількості 0,5%.

Запас бурового розчину повинен дорівнювати не менше об'єму свердловини. В ролі запасного об'єму використовують розчин, що залишився після буріння; для випробування кожного наступного об'єкта необхідно заготовлювати розчин в кількості 50% від об'єму свердловини. Буровий розчин повинен бути кімічно обробленим і приведеним в робочий стан.

Густина бурового розчину повинна відповідати густині розчину, що знаходиться в свердловині.

Після розкриття горизонтів порядок роботи по випробуванню кожного об'єкта, заключається в опуску насосно-компресорних труб до покрівлі пласта, який випробується, відбиранні проб пластового флюїда, визначенні основних гідродинамічних параметрів пласта (пластового тиску,

температури, статистичного тиску, кривої відновлення пластового тиску, дебіту газу не менше ніж на 7 режимах, роботи свердловини, коефіцієнта продуктивності,  $p'_{вод}$  і гідропроводності пласта, кількості виділеного сирого конденсату в  $см^3/м^3$  кількості сірководню, вуглекислого газу та ін.).

Для покращення виклика притоку води, якою замінюється буровий розчин, також обробляються ПАР (ОП-10) в кількості 0,5% від об'єму води.

Розкриття і випробування наступних об'єктів здійснюється по тій же схемі, що застосовувалась для першого горизонту.

Ізоляція опробування об'єктів проводиться шляхом установки цементних містків згідно інструкції по обладнанню гирла і стовбурів свердловини, герметичність яких потім визначається опресовкою тиском, довантаженням НКТ та зниженням рівня методом аеризації.

Якщо в результаті випробування останнього об'єкта буде отриманий промисловий приплив газу, свердловина буде передана в промислову експлуатацію з метою подальшої передачі її газопромислу. У випадку відсутності промислового притоку – ліквідується по I категорії.

Сергій Анатолійович

Сергій Анатолійович

Сергій Анатолійович

Сергій Анатолійович

Сергій Анатолійович

# Техніка безпеки, промсанітарія, протипожежні заходи і охорона довкілля

## 3.1 Навчання та інструктаж робітників

Якість професійної підготовки і навчання робочих безпечним методом праці – один з найважливіших факторів зниження рівня травматизму на виробництві.

Промислово-технічне навчання безпосередньо на підприємствах і в організаціях нафтової і газової промисловості ведеться в трьох напрямках: підготовка нових робочих початкового рівня кваліфікації відповідної професії; перепідготовка робочих, що звільняються в зв'язку з механізацією, реорганізацією виробництва і переводяться на інші роботи; послідовне підвищення виробничо-технічної кваліфікації робочих і їх економічної освіти.

При підготовці робочих кадрів і підвищенні їх кваліфікації важливу роль відіграють навчально-методичні поради, які створюються на підприємствах і в організаціях для здійснення навчально-методичної роботи.

Робочі, що виконують роботи з підвищеною небезпекою (персонал, обслуговуючий парові котли і вантажопідіймальні крани, а також електро-монтер, зварник та інші), проходять спеціальне навчання. Обов'язкове навчання по охороні праці передбачається як для робочих і службовців, що не являються посадовими особами, так і для адміністративно-технічних працівників – посадових осіб.

Навчання робітників складається із наступних етапів:

- 1) ввідного інструктажу (при прийомі на роботу);
- 2) цільового навчання по охороні праці на спеціальних курсах чи на підприємстві;
- 3) інструктажу на робочому місці;
- 4) перевірки знань і допуску до самостійної роботи;
- 5) повторного інструктажу;
- 6) разового інструктажу при зміні вахти.

При ввідному інструктажу поступаючого на роботу знайомлять з правилами внутрішнього трудового розпорядку, специфічними особливостями даного виробництва, основними вимогами виробничої санітарії, техніки безпеки і протипожежної охорони праці на об'єкті. Цей інструктаж проводять робітники служби охорони праці.

Цільове навчання по охороні праці зобов'язані пройти всі робочі в навчально-курсовому кабінеті чи індивідуальним методом у досвідченого кваліфікаційного робочого.

Після цільового навчання робітників, а також для всіх командированих, що переводяться на тимчасову чи постійну роботу в одного підрозділу в показом безпечних прийомів і методів праці. Цей інструктаж проводить безпосередній керівник робіт індивідуально з кожним працівником.

Після ввідного інструктажу, цільового навчання та інструктажу на робочому місці перед допуском робітника до самостійної роботи у нього перевіряє знання по охороні праці комісія, призначена для даного структурного підрозділу наказом по підприємству.

Щорічно робочі і службовці проходять періодичну перевірку знань по охороні праці.

Робітники, зайняті на роботах з підвищеною небезпекою проходять повторний інструктаж один раз в 3 місяці.

При міні технологічного процесу, запровадження нових видів обладнання і механізмів, а також при введенні в дію нових правил та інструкцій по техніці безпеки і виробничої санітарії здійснюється позачерговий інструктаж робочих і службовців з наступною перевіркою їх знань. Позачерговий інструктаж може здійснюватись по розпорядженню керівників підприємства і за вимогами органів нагляду у випадках виявлення недостатніх знань робітниками інструкції по охороні праці чи їх грубих порушень.

Якщо на робочому місці відбулись незначні технологічні зміни, що не потребують повторного інструктажу, то при зміні вахти робочі проходять разовий інструктаж. Спеціальний інструктаж походить також перед отриманням завдання на виконання особливо небезпечних робіт.

### 3.2 Підготовка бурової установки до буріння

До завершенню монтажу бурового обладнання і будівництва привичкових споруд бурова приймається спеціально створеною комісією. Буровий майстер разом з бригадою перевіряють правильність і якість будівельно-монтажних робіт, випробовують обладнання.

Обладнання повинне бути справним и безвідмовно працювати. Прийом обладнання і споруд оформлюється відповідним актом, всі недоробки та несправності повинні бути усунені до початку буріння.

До початку робіт бурова установка комплектується долотами, обсадними трубами для кондуктора і бурильним трубами, засобами малої механізації, контрольно-вимірвальними приладами для буріння шурфом під ведучу трубу, необхідним запасом води, глини і хімічних реагентів. На буровій необхідно мати приміщення для відпочинку і вживання їжі, сушарку для слеподягу, приміщення для здійснення аналізу та підбору рецептури бурового розчину, протипожежний інвентар, набір ручного і допоміжного інструменту, аптечку з медикаментами, промисловий інвентар. Запас паливно-мастильних матеріалів різних сортів повинен зберігатись на буровій в закритих емкостях, що мають чіткий напис з назвою зберігаючихся в них матеріалів. Свердловини, що буряться в складнодоступних місцях, повинні бути забезпечені паливно-мастильними матеріалами на весь період безторіжжя.

Для забезпечення безпечних умов праці під час експлуатації бурової установки необхідно щоденно перевіряти стан її основи. При цьому потрібно стежити, щоб встановлене на основі бурове обладнання, інструмент та комунікації на весь час експлуатації були надійно закріплені, зварні шви основи не руйнувалися від дії на них динамічних і вібраційних навантажень.

Необхідно звертати увагу на розміщення блоків основи відносно однієї

При експлуатації вишок на них діє вага труб, що спускаються в свердловину та піднімаються з неї, зусилля від коливань та ударів, що передаються через ротор, а також зусилля вітру та ваги труб, встановлених в магазині балкона. Тому в процесі експлуатації вишки не рідше кожних двох місяців необхідно оглядати.

Бурова лебідка найбільш небезпечне обладнання бурової установки. Бурову лебідку слід надійно кріпити до основи. Рама лебідки не повинна мати тріщин і зварних швів і деформованих деталей.

В процесі експлуатації редуктори необхідно виконувати наступні вимоги: постійно перевіряти кріплення редуктора до рами і основи блока;

осі ведучих ватів редуктора і валів електродвигунів повинні бути в центровані між собою. Еластичні муфти повинні бути закриті щитами, а пащі м'якого зчеплення повинні бути в комплекті надійно закріплені і зашпінтовані.

При експлуатації ланцюгових редукторів потрібно регулярно перевіряти стан ланцюгів, їх шпінтовку, кріплення і посадку ланцюга на валах;

стежити за рівнем і змазкою ланцюгів, а також за тим, щоб зірочки редуктора і трансмісійного вала лебідки були зцентровані;

постійно перевіряти герметичність ущільнюючих пристроїв.

Ротор повинен бути встановлений горизонтально відцентрований надійно закріплений на основі. Ланцюгове колесо ротора повинно надійно закріплюватись на виступаючій частині швидкохідного вала і знаходитись в одній площині з ланцюговим колесом бурової лебідки. Вкладиші і зажими повинні вільно, без прихватів вийматись і вставлятись в гніздо центрального отвору стола ротора.

Для забезпечення довгої і безпечної експлуатації талевої системи потрібно звертати увагу на кріплення шпінтів, гайок, контргайок, щоденно перевіряючи все різьбове кріплення. Гвинтові з'єднання системи повинні бути завжди надійно закріплені і зашпінтовані. Разом з тим необхідно перевіряти легкість обертання шківів і відкидання кожухів, наявність змазки у всіх підшипниках.

При експлуатації бурових насосів слідкувати люки масляної ванни і камер крейцкопфів повинні бути надійно закріплені металевими щитами. Всі рухомі частини насоса повинні бути надійно огорожені. При огороженні клинових ремнів велич використовувати також відбійні лобові металеві щити достатньої жорсткості.

Нагнітальний трубопровід надійно кріплять до фундаментів, блочних основ чи поміжних стійок. На засувках високого тиску повинні бути штурвали і знаки «закрито-відкрито».

### 3.3 Заходи безпеки при виконанні робіт

С П О це найбільш трудомісткі і небезпечні роботи при бурінні свердловини. Для того щоб створити безпечні умови праці в процесі проведення спуско-підйомних операцій, потрібна відповідність технічного стану бурового обладнання та інструмента правилам і нормам техніки безпеки.

При експлуатації машинних ключів потрібно:

слідкувати за справністю запірного пристрою ключа:

не використовувати ключі з тріщинами, напливами та іншими дефектами; підбирати сухарі, розмір яких відповідає розміру паза машинного ключа; своєчасно змащувати шарнірні з'єднання;

не допускати кріплення страхових канатів до ніг вишки, так як вони можуть мати прогин, що створюється під час розкріплення інструмента.

Для забезпечення безпеки при експлуатації бурового ключа типу АКБ необхідно дотримуватись наступних умов:

1. не можна підходити близько до працюючих механізмів ключа, проводити будь-які поправки «на ходу», проводити роботи у випадку виявлення несправностей в механічних частинах ключа і пневматичній сітці;

2. потрібно підводити ключ плавно;

3. слід проводити всі роботи, пов'язані з ремонтом, регулюванням, усуненням несправностей в механічних частинах і в пневмолінії при перекритті краном пневматичної лінії;

4. забороняється спускати колону труб в свердловину при недостатньому відведеному ключі;

5. проводити обертання трубозахопного пристрою і вмикання захвату міжніх щелеп лише після того, як щелепи повністю обхвалять замок.

Для забезпечення безпеки при роботі з елеваторами будь-яких типів необхідно перед СПО і нарощуванням інструмента ретельно перевірити справність замка і корпусу елеватора.

Елеватори відбраковують, якщо наявні наступні дефекти:

1) тріщина в корпусі;

2) зношення торця елеватора під замком бурильних чи обсадних труб більше 2 мм;

3) прогнутість нижньої торцевої поверхні;

4) люфт в шарнірних з'єднаннях дверці елеватора;

5) ручка елеватора деформована, шварні шви порушено;

6) тріщина в замкові чи в його виступах;

7) заклинювання в шарнірі замка;

8) деформація чи злам пружини, шпінта чи вушка.

Для попередження нещасних випадків необхідно використовувати лише ті елеватори, які мають пристосування, що запобігає випаданню стропів із проушин.

**Б у р і н н я.** Для забезпечення безпечної і безаварійної роботи членів бурової бригади, перед тим, як приступити до проводки чергової свердловини, необхідно вивчити геолого-технічний наряд, чітко розподілити обов'язки між членами вахти, встановити твердий порядок здачі-прийому вахт, перевірити наявність і справність огорожень, засобів пристроїв по техніці безпеки, наявність і справність контрольно-вимірювальних приладів.

Устя свердловини, в якій геолого-технічним нарядом передбачаються нафтогазопрояви, слід оснастити противикидним обладнанням, а під ведучою трубою встановити зворотний клапан.

Перед початком буріння свердловини, обладнаної превентором, необхідно впевнитись, що підходи до інтєрвалу і засувки превентора відкриті, легко доступні, а в нічний час освітлені.

Під час буріння забороняється забирати огороження чи проходити за ними.

здійснювати ремонт, кріплення, чистку і змазку будь-яких рухомих частин механізмів.

Бурильник, що працює на котушці, повинен добре бачити трубу, що переміщається.

**К р і п л е н н я.** Перед спуском обладної колони слід перевірити ступінь відцентрованість вишки, стан бурової основи, фундаментів, справність бурового обладнання талевої системи.

Підтягувати труби з містків слід якорем за допомогою пенькового каната. Забороняється робочим знаходитись поблизу труби, що підтягується.

В процесі експлуатації потрібно слідкувати за справністю всіх тросів та канату, пружини ловильної люльки, храпового пристрою і за надійністю кріплення деталей.

Під час закачування продавочної рідини необхідно слідкувати за роботою насосів, герметичністю нагнітальної лінії, кранів тиску на цементувальній головці і сальників штуцерів.

### 3.4 Промсанітарія

Промислова санітарія слугує для практичного використання наукових положень гігієни праці і займається вивченням питань санітарного устрою експлуатації і утримання підприємства і обладнання; розробкою вимог, що забезпечують нормальні умови праці на робочих місцях, у виробничих приміщеннях і на території підприємств.

Промислова санітарія і гігієна праці направлені на усунення факторів, що погано впливають на здоров'я працюючих, і створення нормальних умов роботи на підприємстві.

На здоров'я людини суттєво впливають мікрокліматичні умови виробничого середовища, які складаються із температури навколишнього повітря, його вологості, швидкості руху і випромінювання від нагрітих предметів.

Дія мікрокліматичних факторів на організм людини відображається на його працездатності та продуктивності праці. Так, висока температура оточуючого повітря робочої зони погано впливає на життєво важливі органи системи людини (серцево-судинну, центральну нервову), викликаючи порушення нормальної їх діяльності, а при найбільш небажаних умовах – серйозні захворювання у випаді перевтоми організму (теплові удари).

При низьких температурах навколишнього середовища в організмі присклюються окислювальні процеси, зменшується внутрішня теплопродуктивність, за рахунок чого і збережується постійна температура тіла.

Рух повітря в середині виробничих приміщень сприяє посиленню випаровування поту з поверхні тіла робочого, благо приємно впливає на процес терморегуляції. Збільшення рухомості повітря веде до покращення самопочуття, але до певного моменту, після чого робочий, як правило, починає відчувати неприємне відчуття протягів. При різних температурних режимах чи інтенсивності інфрачервоного випромінювання різні і границі руху повітря: чим вища температура навколишнього середовища, чи інтенсивність випромінювання, тим вища границя руху повітря, що благо приємно впливає на робочих.

Санітарними нормами передбачено, що температура нагрітих поверхонь обладнання і огорожень на робочих місцях не повинна перевищувати  $45^{\circ}\text{C}$ , а для обладнання, в середині якого рівна чи нижче  $100^{\circ}\text{C}$ , температура на його поверхні не повинна перевищувати  $35^{\circ}\text{C}$ . Для забезпечення цього застосовують водяні і повітряні завіси, що не заважають роботі. Застосовуються також стаціонарні і пересувні екрани з азбесту, сталі чи інших матеріалів.

Робочою зоною слід враховувати простір висотою до 2 м над рівнем підлоги чи площадки, на якій знаходяться робочі місця. Постійне робоче місце – це місце, на якому робочий знаходиться більшу частину (понад 50% чи більше 2 годин безперервно) свого робочого часу.

### 3.5 Пожежна безпека

Під поняттям пожежної небезпеки розуміється сукупність причин і умов, що сприяють виникненню і поширенню неконтрольованого горіння.



Одне із основних правил пожежної безпеки – утримання промислових об'єктів в чистоті і порядку. Промислова територія і приміщення не повинні збиратись легкозаймистими і горючими рідинами, а також сміттям відходами виробництва. Нафта та інші легкозаймисті та горючі рідини не повинні зберігатись у відкритих ямах і ямоарах.

Дороги, проїзди і під'їзди до промислових об'єктів, водопостачальних пожежних гідрантів і засобів пожежегасіння слід підтримувати в належному стані.

На території підприємства забороняється розведення вогнищ, крім місць, де це дозволено наказом керівника підприємства за згодою з місцевою пожежною охороною на пожежо- і вибухонебезпечних об'єктах забороняється куріння і вивішуються попереджувальні написи: «Куріння забороняється».

Основними технологічними процесами в нафтовій і газовій промисловості являються буріння нафтових і газових свердловин, процес видобутку, підготовки і транспортування нафти і газу, а також зв'язані з здійсненням цих процесів будівельно-монтажні і ремонтні роботи.

При бурінні нафтових і газових свердловин небезпека виникнення пожежі пов'язана з можливістю відкритого нафтогазового фонтану через порушення технології буріння, несправності поти викидного обладнання чи несвоєчасного використання його для попередження викидів і відкритих фонтанів.

Для забезпечення пожежної безпеки площадка, призначена для монтажу бурової установки, звільняється від наземних і підземних трубопроводів, кабелів, очищається від лісу, кущів і трави в радіусі не менше 50 м. Навколо вишки та інших наземних споруд встановлюються площадки шириною 10-12 м. Горючі конструкції привичкового сараю обробляються вогнезахисним складом.

Паливна ємкість для двигунів внутрішнього згорання розміщується не ближче 20 м від приміщення, в якому вони встановлені. Вихлопні труби двигунів обладнуються іскрогасниками, а вихлопні гази відводяться на відстань не менше 15 м від устя свердловини, 5 м від стіни машинного сараю.

При використанні нафтових ванн повинні дотримуватись міри, що виключають можливість викиду і розливу нафти. Нафта закачується в свердловину по шлангах, виготовлених із спеціального каучуку, чи по металевим шлангам з швидкоз'ємними з'єднаннями, а продавлюється соваже-ною промивальною рідиною.

При експлуатації нафтових і газових свердловин пожежна небезпека виникає в процесі освоєння і випробування свердловин, так як при цьому можливе відкрите фонтанування свердловини, розливи нафти, що використовується для промивки свердловини.

Фонтанні і компресорні свердловини обладнюються відповідною стандартною арматурою. Для попередження потрапляння нафти і газу із свердловини в компресор на лініях від газо- і повітрярозподільвальних будок біля компресорних свердловин монтуються зворотні клапани.

### 3.6 Охорона довкілля

Для будівництва свердловин тимчасово відчужують значні земельні ділянки. Після завершення робіт більша частина цієї землі повинна бути повернена власнику в рекультивованому вигляді. Тому до початку робіт необхідно зняти родючий шар і закагатувати його на окремій площадці. Після завершення бурових робіт знятий ґрунт використати для відновлення родючості поверненої ділянки.

Звести до мінімуму забруднення навколишнього середовища при бурінні можна комплексним вирішенням задачі. Для цього зберігати промивальну рідину, реагенти, нафту і нафтопродукти необхідно в металевих або бетонних ємкостях. Для збору і тимчасового зберігання всієї вибуреної породи, пластових і рурових стічних вод, а також нафти, що виливається із свердловини під час її освоєння, нафтогазових викидах і відкритих фонтанів, використовують земляні комори з достатньо високим і надійним совалуванням, яке не може бути зруйноване зливними водами. Дно і стінки земляних комор повинні мати добру гідроізоляцію, щоб рідини і хімреагенти, що зберігаються в них, не могли проникнути в горизонти ґрунтових вод і в природні водоймища. Навколо бурової установки повинні бути споруджені стічні канали для видалення бурових стічних вод і промитої промивальної рідини в збірну комору.

У процесі бурових робіт утворюється велика кількість стічних вод. Додатково організувати їх очистку і повторне використання.

Сергій Анатолійович

Анатолійович

Анатолійович

Анатолійович

Анатолійович

## Висновки

При розробці даного дипломного проекту було обґрунтовано закладення розвідувальної свердловини на Безпачівській площі. На основі геолого-геофізичних досліджень. Проведено розрахунок конструкції свердловини, обґрунтовано спосіб буріння, здійснено підбір породоруйнуючого інструменту.

Проведено розрахунок бурильної колони та раціональної конструкції низу бурильної колони, обґрунтував режимні параметри для буріння проектної свердловини.

Промивання свердловини в інтервалі продуктивного горизонту здійснюється буровим розчином, що забезпечує найкращі умови його закриття.

Проектування конструкції обсадних колон та їх цементування здійснено з урахуванням призначення свердловини.

У розділі «Охорона праці та довкілля» наведено вимоги до протипожежної безпеки та охорони навколишнього середовища при спорудженні свердловини.

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

Степанченко Сергій Анатолійович

## ЛИТЕРАТУРА

1. Гиматулин Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. – М., Недра, 1974г.
2. Авторский надзор за состоянием разработки. ГОО «ТЭРМ». 2006-2007гг.
3. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М., Недра, 1986 г.
4. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. – М., Недра, 1986 г.
5. Гиматулин Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М., Недра, 1983 г.
6. Правила устройства электроустановок. М., Энергоатомиздат, 1986 г.
7. Кудинов В.И. Основы нефтегазового промыслового дела. - Москва Ижевск: Удмуртский госуниверситет. 2004, 720 с.
8. СНиП 21-03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.
9. НПБ 107-97. Определение категорий наружных установок по пожарной опасности.
10. ПБ 03-108-05. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов.
11. СН 2.2.4/2.1.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки», М., 1995
12. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
13. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
14. ПУЭ-2000, издание 7. Правила устройства электроустановок.
15. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.» М., 2003г.
16. Булатов А.М., Кочмар Ю.Д., Макаренко И.П., Яремийчук Р.С. Освоение скважин. Справочное пособие. Под ред. Р.С. Яремийчука - М.: Недра, 1999.
17. Техника безопасности при геологоразведочных работах. – М., Недра, 1990
18. Бочаров А.И., Бургин О.А. Организация безопасного ведения геологоразведочных работ. – М.: Недра, 1991