

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

Факультет природничих наук та технологій
(факультет)

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, магістра)

студента Гоменюка Миколи Миколайовича
(ПІБ)

академічної групи 185-18ск-2 ГРФ
(шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
(код і назва спеціальності)

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»
(офіційна назва)

на тему Технічний проект буріння експлуатаційної свердловини на газ
глибиною 4500 м в Полтавській області
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Камишацький О.Ф.			
розділів:				
Технологічний	Камишацький О.Ф.			
Охорона праці				

Рецензент	Сокурєнко М.В.			
-----------	----------------	--	--	--

Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			
----------------	-----------------	--	--	--

Дніпро
2021

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 78 с., 1 рис., 20 табл., 12 джерел.

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

Сфера застосування – буріння свердловин на газ.

Об'єкт розроблення – технологія буріння експлуатаційної свердловини на газ глибиною 4500 м в Полтавській області.

Мета роботи – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини на газ глибиною 4500 м в Полтавській області.

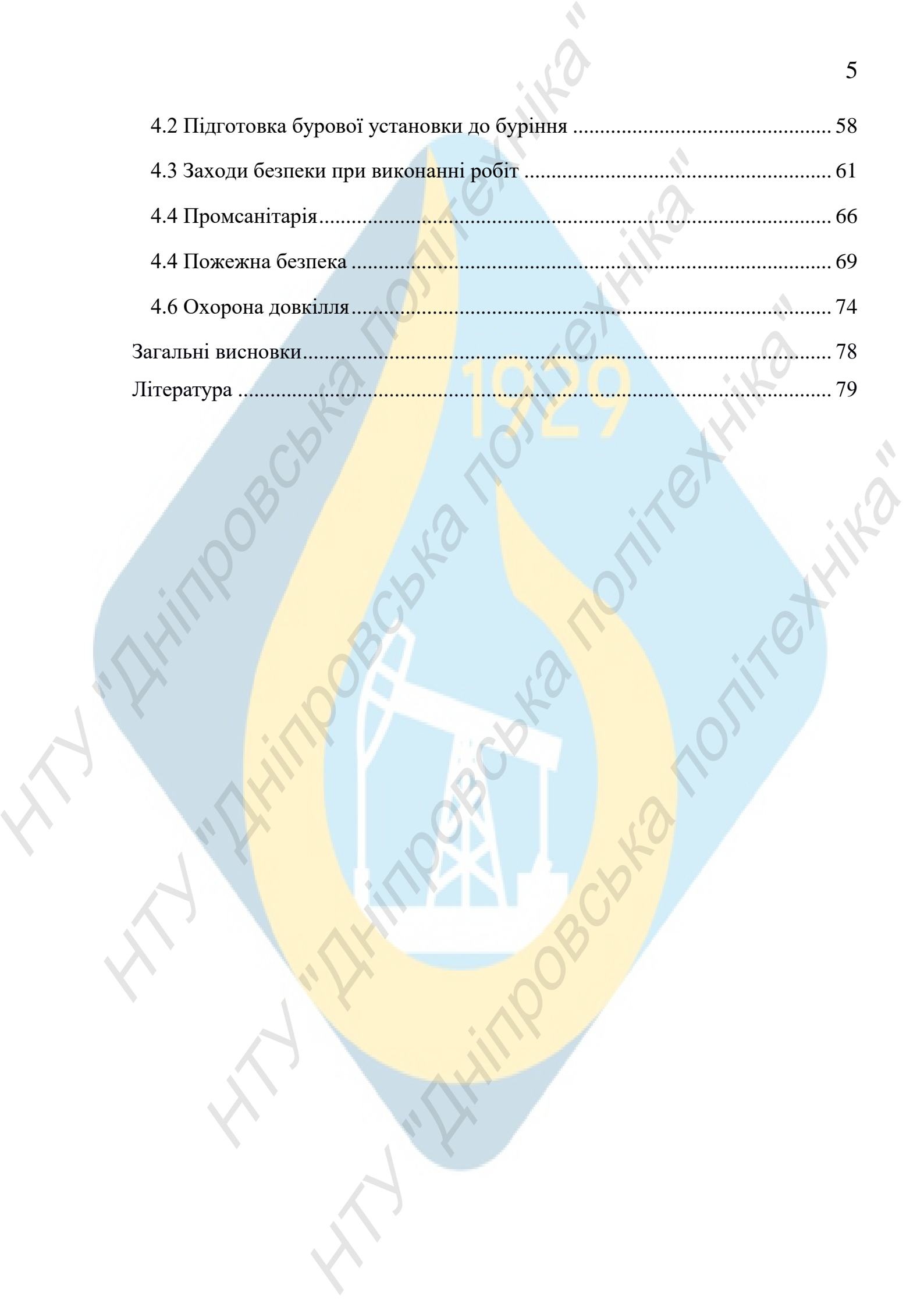
Практичні результати:

- виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини;
- розроблено технологію буріння експлуатаційної свердловини на газ глибиною 4500 м в Полтавській області;
- здійснено обґрунтування бурового устаткування;
- обґрунтовано породоруйнуючий інструмент;
- розрахована технологія буріння свердловини;
- розрахована технологія кріплення свердловини;
- проведено аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.

ЗМІСТ

1 ВСТУП.....	6
2 Геологічна частина	7
2.1 Стратиграфія і літологічний розріз.....	7
2.2 Тектоніка.....	9
2.4 Умови проводки свердловини	11
3 Технічна частина.....	14
3.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини	14
3.2 Бурові розчини	19
3.2.1 Вибір і обґрунтування типів і параметрів бурових розчинів	19
3.2.2 Розрахунок витрат хімреагентів і матеріалів для приготування, очищення і обробки бурових розчинів	21
3.2.3 Технологія приготування, очищення і обробки бурових розчинів	23
3.3 Вибір і обґрунтування способів буріння	28
3.4 Вибір типорозмірів доліт і турбобурів	29
3.5 Режим буріння.....	29
3.6 Розрахунок обсадних колони.....	34
3.7 Розрахунок цементування експлуатаційної колони.....	43
3.8 Організаційно-технічні заходи з спуску і цементування обсадних колон	49
3.9 Обладнання устя свердловини	51
3.10. Вибір бурової установки	52
3.11. Розкриття і випробування продуктивних пластів	54
4 ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ ТА ОХОРОНА ДОВКІЛЛЯ.....	56
4.1 Навчання та інструктаж робітників	56

	5
4.2 Підготовка бурової установки до буріння	58
4.3 Заходи безпеки при виконанні робіт	61
4.4 Промсанітарія.....	66
4.4 Пожежна безпека	69
4.6 Охорона довкілля.....	74
Загальні висновки.....	78
Література	79



1 ВСТУП

Мета роботи – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини на газ глибиною 4500 м в Полтавській області.

Завдання кваліфікаційної роботи:

- виконати аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів;
- обґрунтувати конструкцію свердловини;
- розробити технологію буріння експлуатаційної свердловини на газ глибиною 4500 м в Полтавській області;
- обґрунтувати бурове устаткування;
- обґрунтувати породоруйнуючий інструмент;
- розрахувати технологію буріння свердловини;
- розрахувати технологію кріплення свердловини;
- провести аналіз потенційних небезпек по охороні праці та навколишнього природного середовища.

2 Геологічна частина

2.1 Стратиграфія і літологічний розріз

Таблиця 2.1

Стратиграфічний розріз свердловини, елементи залягання,
коефіцієнт кавернозності пластів

Глибина залягання, м		Стратиграфічний поділ		Елементи залягання пластів по підшві, град	Коефіцієнт кавернозності в інтервалі
від	до	назва	індекс		
1	2	3	4	5	6
0	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 ₂	1-2	
1055	1225	- нижній відділ	K ₁	1-2	
		Юрська система:	J		
1225	1570	- верхній відділ	J ₃	2-3	
1570	1760	- середній відділ	J ₂	2-3	
		Триасова система:	T		
1760	2028	- глиниста товща	T _Г	2-3	
2028	2077	- піщано-карбонатна площа	T _{ПК}	2-3	
2077	2204	- піщана товща	T _П	2-3	
2204	2440	- піщано-глиниста товща	T _{ПГ}	2-3	
		Палеозойська група	PZ		2450-4500 м K = 1,20
		Пермська система:	P		
2440	2685	- нижній відділ	P ₁	3-4	
		Кам'яновугільна система:	C		
2685	3290	- верхній відділ	C ₃	3-4	
		- середній відділ	C ₂		
3290	3740	московський ярус	C _{2m}	5-7	
3740	4290	башкирський ярус	C _{2b}	5-7	
		- нижній відділ	C ₁		
4290	4500 (вибій)	верхньосерпухівський під'ярус	C _{1s2}	7-10	

Таблиця 2.2

Літологічна характеристика розрізу свердловини

Інтервал, м		Гірська порода		Стандартний опис гірської породи: повна назва, характерні ознаки
від	до	коротка назва	% в інтервалі	
2	3	4	5	6
0	78	піски суглинки глини	50 30 20	Піски кварцові з прошарками глин строкатих, суглинки жовто-бурі лесові
78	340	піски мергелі пісковики	50 30 20	Піщано-глинисті утворення, піски різнозерністі, 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, різнозерністі 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, алевроитисті, глини сіруваті, зелені, бурі
2440	2685	доломіти вапняки глини пісковики ангідрити алевроліти	25 20 20 15 10 10	Перешарування доломітів, аргілітів з вапняками, глинами і алевролітами
2685	3290	пісковики аргіліти алевроліти вапняки	45 45 5 5	Чергування потужних піщаних пластів з глинистими пачками
3290	3740	пісковики аргіліти алевроліти вапняки	40 40 15 5	Перешарування пісковиків і щільних алевроитистих аргілітів тонкими прошарками вапняків
3740	4290	пісковики аргіліти вапняки алевроліти	30 30 30 10	Чергування пісковиків з алевролітами і вапняками, в нижній частині чергування потужних вапняків з аргілітами
4290	4500	аргіліти пісковики алевроліти вапняки	35 30 30 5	Перешарування аргілітів з пісковиками і алевролітами та незначними прошарками вапняків

2.2 Тектоніка

Площа робіт знаходиться в центральній частині Дніпрово-Донецької западини. По покрівлі продуктивного пласта С-4-5 структура являє собою брахіантиклінальну складку субмеридіального порстягання, західне крило якої ускладнене тектонічним порушенням амплітудою 125 м. Східне крило гарно виражене, полого. Північна перикліналь зрізана розривним порушенням амплітудою 50 м, порушення скидового характеру. Південна перикліналь також ускладнена скидом амплітудою 30 м. Центральна частина, а саме склепінна частина, складки відносно периклінальних закінчень утворює грабен.

2.3 Нафтогазоводоносність

Таблиця 2.3

Нафтоносність

Індекс стратиграф підрозділу	Інтервал, м		Тип колектору	Густина, г/см ²		Рухомість на СП, мкм ²	Вміст сірки, % по вазі	Вміст парафіну, % по вазі	Вільний дебіт, м ³ /д об.	Параметри розчиненого газу:				
	від	до		в пластових умовах	після дегазації					газовий фактор, м ³ /г	тиск насичення в	вміст вуглекислого	відносна до повітря густина газу	коефіцієнт стислості
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
C_{2m} (M-1)	32 99	33 35	поров.	0,727	0,826	0,03	0,046	1	89	104	18,8	2,58	0,833	1,813

Таблиця 2.4

Газоносність

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Тип колектору	Стан (газ, конденсат)	Вміст, % за обсягом		Відносна за повітрям густина газу	Дебіт газу тис.м ³ /д конд. м ³ /д
	від	до			сірководню	вуглецю		
1	2	3	4	5	6	7	8	10
C_{1s2} (C-4)	4371	4393	поровий	газ, конденсат		2,03	0,648	43,3-180,8

														від 3,0
C_{1s2} (C-5)	4400	4436	поровий	газ, конденсат					1,05	0,648				180,8- 325,5 до 32,7

Таблиця 2.5

Водоносність

Індекс кста- ти- графі- чного підроз- ділу	Інтервал, м		Тип кол- ектор- у	Густ- ина, м ³ /д об.	Віль- ний дебіт , м ³ /до- б.	Хімічний склад води в % мг- еквівалентній формі						Ступінь міне- ралізац- ії, г/л	Тип води по Суліну (СФН- сульфато- натрієвий, ГКН – гідрокарбон- атно- натрієвий, ХЛМ – хлормagneiє- вий, ХКЛ – хлоркальціє- вий)	Відно- ситься до джерел а питної води постачан- ня (ТАК, НІ)
	від	до				аніони			катиони					
						Cl ⁻	S ⁻ O ₄	НС ⁻ O ₃	Na ⁺ K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
KZ	0	340	поров.	1,00 0- 1,01 0	140,0 - 150,0							0,7- 0,9	ГКН	ТАК
K	340	1225	поров.	1,00 0- 1,01 0	240,0 - 2500, 0							0,3- 3,1	ГКН	ТАК
T	1775	2400	поров.	1,05 0- 1,06 0	100,0 - 150,0							30,0- 161, 0	ХКЛ	НІ
C₃- C₁	3290	4290	поров.	1,16 4	0,3- 23,7							169, 5- 248, 9	ХКЛ	НІ
C_{1s2}	4290	4500	поров.	1,16 4	4,7	49, 80	0, 09	0,1 1	36, 22	5,0 1	8, 77	156, 04- 222, 2	ХКЛ	НІ

2.4 Умови проводки свердловини

Таблиця 2.6

Дані про тиск та температуру по розрізу свердловини

Індекс стра- ти- графі- чного під- роз- ділу	Інтервал, м		Гradient тиску									Температу- ра в кінці інтервалу	
	від (верх)	до (низ)	пластового			гідророзриву порід			гірського			°C	джер- ело оде- ржан- ня
			МПа/м		джер- ело оде- ржан- ня	МПа/м		джер- ело оде- ржан- ня до	МПа/м		джер- ело оде- ржан- ня		
			від	до		від	від		від	до			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
KZ	0	340	0,01 00	0,01 00	РФЗ	0,01 56	0,01 56	РФЗ	0,02 10	0,02 10	Прог- ноз		РФЗ
K	340	1225	0,01 00	0,01 03	-//-	0,01 57	0,01 57	-//-	0,02 10	0,02 10	-//-	36	-//-
J	1225	1775	0,01 03	0,01 03	-//-	0,01 57	0,01 59	-//-	0,02 10	0,02 10	-//-	52	-//-
T	1775	2440	0,01 03	0,01 04	-//-	0,01 59	0,01 63	-//-	0,02 10	0,02 20	-//-	61	-//-
P	2440	2685	0,01 04	0,01 05	-//-	0,01 63	0,01 65	-//-	0,02 20	0,02 20	-//-	67	-//-
C ₃	2685	3290	0,01 05	0,01 05	-//-	0,01 65	0,01 67	-//-	0,02 20	0,02 20	-//-	80	-//-
C _{2m}	3290	3740	0,01 06	0,01 06	-//-	0,01 69	0,01 72	-//-	0,02 20	0,02 30	-//-	91	-//-
C _{2b}	3740	4290	0,01 06	0,01 06	-//-	0,01 69	0,01 72	-//-	0,02 20	0,02 30	-//-	104	-//-
C _{1s2}	4290	4500	0,01 06	0,01 11	-//-	0,01 72	0,01 74	-//-	0,02 30	0,02 30	-//-	111	-//-

Можливі ускладнення по розрізу свердловини

Таблиця 2.7

Поглинання бурового розчину

Індекс стра- ти- графі- чного під- роз- ділу	Інтервал, м		Чи є втра- та цирку- ляції (так, ні)	Gradient тиску поглинання, МПа/м		Умови виник- нення
	від	до		при розкритті	після ізоля- ційних робіт	
1	2	3	4	5	6	7
KZ	0	340	ні	0,0126	0,0156	при первинному розкритті
K₂ + K₁	1000	1225	ні	0,0143	0,0157	при первинному розкритті
T	2025	2440	ні	0,0152	0,0163	при первинному розкритті

C₃ – C_{2b}	2685	4290	ні	0,0162	0,0172	при підвищенні густини бурового розчину вище передбаченого в проєкті при підвищенні густини бурового розчину вище передбаченого в проєкті
---------------------------------------	------	------	----	--------	--------	--

Таблиця 2.8

Осипи і обвали стінок свердловини

1	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 проєкту
C₃ – C_{1s2}	2685	4500	В процесі розбурювання	Проробка, промивка, підтримування параметрів бурового розчину згідно проєкту

Таблиця 2.9

Нафтогазопрояви

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Вид флюїдопроявлення (вода, нафта, конденсат, газ)	Довжина стовпа газу при ліквідації газопроявлення, м	Густина суміші при проявленні для розрахунку надлишкових тисків, г/см ³		Умови виникнення	Характер проявлень (у вигляді плівок нафти, бульбашок газу, переливу води)
	від	до			внутрішнього	зовнішнього		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нафтогазопроявлення можливі з глибини 3290 м								
C₃ – C_{2m}	3290	3340	нафта і газ	3340	0,727		зниження протитиску на пласт	плівка нафти, бульбашки газу
C_{1s2}	4375	4515	газ	4510	1,1/0,648		-//-	бульбашки газу

Таблиця 2.10

Інші можливі ускладнення

Індекс стратиграфіч- ного підрозділу	Інтервал, м		Вид ускладнення: жолобоутворення, перегин ствола, викривлення, грифоутворення	Характеристика ускладнень і умови виникнення
	від	до		
1	2	3	4	5
K₂	340	1000	Звуження ствола свердловини	Здатність крейдових порід до набухання
J – T	1225	2440	Сальникоутворення, звуження ствола свердловини	Наростання кірки на стінках свердловини при проходженні проникних порід
P₁	2440	2685		

3 Технічна частина

3.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

Конструкція свердловини визначається:

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

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, каверноутворень, передачі 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 раціональною 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 вибираю 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 ($\beta_{гр}$).

Гradient пластового тиску визначається за формулою

$$\beta_{пл} = \frac{P_{пл}}{\rho_v \cdot g \cdot H} \quad (3.1)$$

де $P_{пл}$ – пластовий тиск, [Па];

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

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

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

Gradient тиску гідророзриву визначається за формулою:

$$\beta_{зр} = \frac{P_{зр}}{\rho_v \cdot g \cdot H} \quad (3.2)$$

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

Тиск гідророзриву пласта я визначаю за формулою:

$$P_{зр} = 0,083 \cdot H + 0,66 \cdot P_{пл} \quad [\text{МПа}] \quad (3.3)$$

де $P_{пл}$ – пластовий тиск, [атм].

Для переведення атм (атмосфер) в МПа у відповіді формули 3.3 я використовую співвідношення:

$$1 \text{ МПа} = 10,2 \text{ атм}$$

Згідно вище наведених формул, розраховую gradient пластового тиску, тиск гідророзриву і gradient тиску гідророзриву пласта у кожному інтервалі. Дані розрахунків наведені в таблиці 2.9.

Згідно розрахунків будує суміщений графік тисків, на якому перша крива відповідає gradientу пластового тиску, а друга – gradientу 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 башмака) 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 доведена до проектної 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 3.1 і 3.2

Таблиця 3.1

Відношення дебіту свердловини і діаметру колони для нафтових свердловин

Сумарний дебіт, м ³ /добу	менше 40	40 – 100	100 – 150	150 – 300	більше 300
Приблизний діаметр експлуатаційної колони, мм	144	127 – 140	140 – 146	168 – 178	219 – 273

Таблиця 3.2

Відношення дебіту свердловини і діаметру колони для газових свердловин

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

Величину зазору, для розрахунку діаметра долота, беру з таблиці 3.3.

Таблиця 3.3

Залежність величини зазору від діаметра обсадної колони

Зовнішній діаметр обсадної колони, мм	114-127	140-168	178-194	219-245	273-299	324-354	377 і більше
Радіальний зазор, мм	7-10	10-15	15-20	20-25	25-35	30-40	40-50

Діаметр долота визначається за формулою:

$$D_o = d_m + 2\Delta_k \quad [\text{мм}] \quad (3.4)$$

де d_m – діаметр муфти відповідної обсадної колони (див. таблицю 7.1 [3]), [мм];

Δ_k – мінімально-необхідний радіальний зазор для вільного проходження колони в свердловині при спуску (див. таблицю 3.3), [мм].

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

Діаметри доліт вибираємо згідно таблиці 3.1 [3].

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

$$d_{\text{вн}} = D_d + \Delta \quad [\text{мм}] \quad (3.5)$$

де D_d – діаметр долота [мм];

Δ - 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 збільшую при збільшенні діаметра долота.

Діаметр експлуатаційної колони вибираю по очікуваному дебіту, який складає 180800-325500 м³/добу, а отже діаметр колони складе 140/168 мм.

Згідно формул 3.4 і 3.5 відповідно визначаю діаметр обсадних колон і діаметри доліт для буріння під ці колони.

Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону буде рівний (згідно формули 3.4):

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

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 3.5):

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

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

Діаметр долота для буріння під дану колону (3.4):

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

Вибираю діаметр долота 295,3 мм.

Внутрішній діаметр кондуктора складає:

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

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 3.4.

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

Таблиця 3.4

Характеристика конструкції свердловини

№ п/п	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	0-4500	140	215,9

Кондуктор, в інтервалі 0-350 м, встановлюю для запобігання розмиву устя свердловини при подальшому бурінні, перекриття нестійких, поглинаючих порід кайнозою 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

тріасу, де можливі збагачення бурового розчину глинистою фазою та його поглинання, в покрівлю нижньої пермі. Колона також необхідна для герметизації устя свердловини противикидним обладнання та створення безпечних умов при розкритті нижче лежачих газоносних горизонтів.

Експлуатаційна колона складається з двох частин – діаметром 140/168мм спускається в інтервалі 0-4500м з метою перекриття і роздільного випробування продуктивних горизонтів. Перехід діаметра 168мм проводимо в інтервалі 0-2300м.

3.2 Бурові розчини

3.2.1 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 підібрати 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 спуску обсадної колони.

Густину бурового розчину визначаю за формулою:

$$\rho_{б.р.} = \frac{P_{пл} + \Delta P}{g \cdot h} \left[\frac{кг}{м^3} \right] \quad (3.6)$$

де $P_{пл}$ – пластовий тиск, [Па];

g – прискорення вільного падіння, [м/с²];

h – глибина відповідного пластового тиску, [м];

ΔP – величина, на яку тиск у свердловині перевищує пластовий тиск, [Па].

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

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

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

Визначаю густину бурового розчину при бурінні під кондуктор (згідно формули 3.6):

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/м³

Визначаю густину бурового розчину при бурінні під проміжну колону (згідно формули 3.6):

в інтервалі 350-2450м

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

Приймаю густину 1140-1160 кг/м³

Визначаю густину бурового розчину при бурінні під експлуатаційну колону (згідно формули 3.6):

в інтервалі 2450-4500м

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

Приймаю густину 1170-1190 кг/м³

Розрахункові і прийняті величини густин бурового розчину зводимо в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5

Інтервал буріння, м	Пластовий тиск, МПа	Густина бурового розчину, кг/м ³	
		розрахункова	прийнята
1	2	3	4
0-350	3,35	1123	1100-1120
350-2450	24,95	1144	114-1160
2450-4500	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/м³, умовна в'язкість – 25-45 с, фільтрація – 6-8 см³/30хв, СНЗ₁ – 10 дПа, СНЗ₁₀ – 30 дПа, кірка – 1,0 мм, рН – 8;

в інтервалі 350-2450 м – гуматно-акриловий буровий розчин стабілізований вуглелужним реагентом (УЦР), 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 м³ розчину необхідно: глини 50-200 кг, сухого УЦР 30-50 кг, Na₂CO₃ 3-5 кг (при необхідності), води 955-905 кг. Параметри розчину: густина – 1140 кг/м³, умовна в'язкість – 40-60 с, фільтрація – 4-6 см³/30хв, СНЗ₁ – 20 дПа, СНЗ₁₀ – 60 дПа, кірка – 1,0мм, рН – 9-10;

в інтервалі 2450-4500 м – полімер-калієвий буровий розчин для запобігання осипів і обвалів, які містять у собі в якості інгібіруючих електролітів з'єднання

калію. Дія калієвих розчинів обумовлена наявністю іонів калію в глинистих мінералах. Найбільш швидко насичення глини іонами калію відбувається при рН9-10. Параметри розчину: густина – 1190 кг/м³, умовна в'язкість – 40-60 с, фільтрація – 4-6 см³/30хв, СНЗ₁ – 20 дПа, СНЗ₁₀ – 60 дПа, кірка – 1,0 мм, рН – 8-9.

Дані про типи і параметри бурового розчину приведені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6

Типи і параметри бурових розчинів

Тип розчину	Інтервал, м		Параметри бурового розчину:						
			густина, г/см ³	умовна в'язкість, с	водовід- дача, см ³ /30хв	СНЗ, мг/см ²		кірка, мм	рН
	1	10							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глинистий	0	350	1,10 – 1,12	25 – 45	6 – 8	10	30	1,0	8
Гуманно- акриловий	350	2450	1,14 – 1,16	40 – 60	4 – 6	20	60	1,0	9 – 10
Полімер-калієвий	2450	4500	1,17 – 1,19	40 – 60	4 – 6	20	60	1,0	8 – 9

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

Визначаємо необхідну кількість бурового розчину за формулою:

$$V_{б.р.} = V_{ж} + V_{п.ч.} + V_{бур.} + V_{св} \cdot n \quad [м^3] \quad (3.7)$$

де $V_{ж}$ – об'єм жолобної системи, [м³],

$$V_{ж} = 4 \div 7 \text{ м}^3;$$

$V_{п.ч.}$ – об'єм приймальних чанів, [м³],

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

$V_{бур.}$ – об'єм бурового розчину для буріння певного інтервалу, [м³];

n – коефіцієнт запасу бурового розчину,

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

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

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

$$V_{\text{бур}} = n_1 \cdot l_1 + n_2 \cdot l_2 + \dots + n_n \cdot l_n \quad [\text{м}^3] \quad (3.8)$$

де n_1, n_2, n_n – це норма витрат бурового розчину на 1 м проходки (див таблицю 3.9);

l_1, l_2, l_n – відповідні інтервали.

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

$$V_{\text{св}} = 0,785 \cdot (k_k \cdot D)^2 \cdot H \quad [\text{м}^3] \quad (3.9)$$

де 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:

$$m_{\text{гл}} = \frac{\rho_{\text{гл.р.}} - \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}} \cdot \rho_{\text{гл}} \cdot V_{\text{б.р.}} \quad [\text{кг}] \quad (3.10)$$

де $\rho_{\text{гл.р.}}$ – густина глинистого розчину (див. таблицю 3.5), [кг/м³];

$\rho_{\text{в}}$ – густина води, [кг/м³];

$\rho_{\text{гл.}}$ – густина глинопорошка, [кг/м³],

$\rho_{\text{гл.}} = 2300 \div 2600$ кг/м³;

$V_{\text{б.р.}}$ – об'єм бурового розчину.

Необхідний об'єм води визначаємо за формулою:

$$V_{\text{в}} = \frac{\rho_{\text{ук}} - \rho_{\text{гл.р.}}}{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}} \cdot V_{\text{б.р.}} \quad [\text{м}^3] \quad (3.11)$$

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

$$m_{\text{обв}} = \frac{\rho_{\text{б.р.}} - \rho_{\text{гл.р.}}}{\rho_{\text{обв}} - \rho_{\text{б.р.}}} \cdot \rho_{\text{обв}} \cdot V_{\text{б.р.}} \quad [\text{кг}] \quad (3.12)$$

де $\rho_{\text{обв}}$ – густина обважнювача, [кг/м³],

$\rho_{\text{обв}} = 4200 \div 4500$ кг/м³;

Розрахунок об'єму бурового розчину для обробки хімреагентами приведений в таблиці 3.7

Таблиця 3.7

Номер інтервалу з однаковим складом бурового розчину	Інтервал, м		Тип розчину	Густина розчину, г/см ³	Назва компонентів	Густина, г/см ³	Вміст речовини в товарному подукті	Вологість, %		Вміст компонента в буровому розчині, кг/г
	від	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	0	350	Глинистий	1,10 – 1,12	ПБМБ	2,2	98	5	3-	100,0
					ПВЛР	1,5	95	5	2-3	100,0
					Na ² CO ³	2,3	98	-	-	11,0
					Нафта	0,88	98	-	-	110,0
2	350	2450	Гуманно-акриловий	1,14 – 1,16	ПБМБ	2,2	98	5	2-	100,0
					Na ² CO ³	2,3	98	3	3-5	5,0
					ПВЛР	1,5	95	-	-	75,0
					КЛСТ	1,18	32-35	-	-	150,0
					Гіпанол	1,14	35-38	5	2-	100,0
					Нафта	0,88	98	3	-	50,0
					3	2450	4500	Полімер-калієвий	1,17 – 1,19	ПБМБ
Na ² CO ³	2,3	98	-	-						5,0
Гіпанол	1,14	35-38	5-7	-						50,0
КЛСТ	1,18	32-35	-	-						130,0
Доломіт	2,8	98	-	-						70,0
Нафта	0,88	98	-	-						50,0
KCL	2,4	95	-	-						70,0
Лакріс	1,15	43	-	-						40,0
PAC-R	1,12	95	-	-						10,0
POLY-PLUS	1,1	99	-	-						5,0
DUO-VIS	1,1	98	-	-	2,5					

Потреба бурового розчину і компонентів для його приготування, обробки та обваження приведена в таблицях 3.8 та 3.9.

3.2.3 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 90^0 . Зазор між кінцями лопаток і стінками ємності не менше 30-35 мм. Привід вала від електродвигуна приводиться за допомогою клинопасової передачі через шків. Глиномішалку завантажують через люк, що закривається кришкою. Зливають приготовлений розчин через зливний патрубок. Встановлюється на високих дерев'яних або сталевих опорах. Глиномішалки – агрегати 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-струменевого млина первинне подріблення глини проходить на диспергуючій плиті. Більш тонке подріблення 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 в наслідок вмісту в них великої кількості глинистих частинок, що не розмішалися.

Хімічна обробка та обваження бурових розчинів здійснюється в основному за допомогою механічної двохвальної 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 свердловині, коли необхідно змінити його якість у відповідності з очікуваними умовами буріння. Частина реагентів найбільшу дію пред'являє, коли додається у воду на якій готувався глинистий розчин. Інші, наприклад КМЦ, вводити 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

глиномішалці реагента з таким розрахунком, щоб виконати обробку за 1-2 повних оберта промивної рідини в свердловині.

Вторинна хімічна обробка полягає в тому щоб підтримати властивості розчину, отриманих при первинній обробці. Змінення властивостей промивної рідини а 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 вібруючих рам, змонтованих на станині з розподілюючим жолобом, 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 швидко заміну сіток, які можуть бути сталеві або з синтетичних матеріалів. На вібруючій рамі розміщені ексцентрикові вібратори зі шківом, які з'єднуються клинопасовою передачею з ведучим шківом електродвигуна. Дві вібруючі рами з'єднані з опорою нерухомою рамою при допомозі кільцевих пружинних амортизаторів.

Дегазатор бурового розчину застосовують для вторинного видалення газу, який залишився в розчині. Вакуумний дегазатор ДВС-III складається з металевої 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 із них створюється розрідження, під дією якого розчин з газом поступає в одну з камер по всмоктувальному патрубку з прийомним клапаном із резервуара. В них проходить відділення розчину від газу. Чистий розчин зливається по сепараційному конусі 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 сопло і під'єднуюча труба. В середині корпусу встановлений і закріплений цільнолитий порожнинний гумовий корпус, до нижньої частини якого приєднується змінна піскова насадка (вихідний 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 конусу 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 3.10

Найменування	Шифр	Кількість	ГОСТ, ОСТ, ТУ	Примітка
1	2	3	4	5
Глиномішалка	МГ 2-4	1	ГОСТ 1284-68	
Блок приготування бурового розчину	БПР-70	1	ТУ 2602-898-81	
Вібросито	ВС-1	1	ТУ39-01-08-416-78	
Циркуляційна система	ЗЦС	1	ТУ 41 УССР 64-84	
Бункер-шламоуловлювач	БШ-2	1	ТУ 41 УССР 93-82	
Ф С М	ФСМ-1		ТУ 41 УССР 41-80	
Гідроциклон	ГЦ-350	1	ТУ УССР 137-83	
Транспортер стрічковий	ТЛ	1	ГОСТ 2103-78	
Муловідділювач	ИГ-45	1	ТУ 26-02-801-78	

Таблиця 3.8

Інтервал, м		Назва розчину та його компонентів	Норма витрат бурового розчину (м ³ /м) та його компонентів (кг/м ³) на інтервал		Потреба бурового розчину (м ³) 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	350	Буровий розчин	1,15	Норми витрат		50,0	42,5	92,5
		ПБМБ	100,0	хімреагентів при обробці бурових розчинів згідно рецептури ЦНДЛ УкрНДІГРІ		5000	4250	9250
		ПВЛР	100,0			5000	4250	9250
		Na ² CO ³	11,0			550	467,5	1017,5
		Нафта	110,0			-	4375	4675
0	245	Буровий розчин	0,9			50,0	143,8	193,8
	0	ПБМБ	100,0			5000	-	5000
		ПВЛР	5,0			250	719,0	969,0
		Na ² CO ³	75,0			-	10785	10785
		ПВЛР	100,0			5000	14380	19380
		Гіпанол	50,0			2500	7190	9690
0	450	Нафта	0,5			170,0	76,8	416,8
		Буровий розчин	50			-	3840	3840
		ПБМБ	5,0			850	384	2084
		ПВЛР	50,0			8500	3840	20840
		Na ² CO ³	130,0			-	9984	32084
		Гіпанол	70,0			-	5376	17276
		КЛСТ	50,0			8500	3840	20840
		Доломіт	70,0			11900	5376	29176
		Нафта	40,0			6800	3072	16672
		KCL	10,0			1700	768	4168
		Лакріс	5,0			850	384	2084
		PAC-R	2,5			425	192	1092
		POLY-PLUS						
		DUO-VIS						

Таблиця 3.9

Назва компонентів бурового розчину	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ на виготовлення	Потреба компонентів бурового розчину, т			
		номер колони			
		1	2	3	сумарна на свердловину, т
1	2	3	4	5	6
ПВЛР		9,25	10,785	-	20,035
ПБМБ	ТУ 39-01-08-	9,25	5,0	3,84	18,09
Кальцинована	0658-81	1,018	0,969	2,084	4,071
сода	ГОСТ 5100-76		19,38	20,84	40,22
Гіпанол		4,675	9,690	20,84	35,205
Нафта	ГОСТ 9965-76		29,070	32,084	61,154
КЛСТ				17,276	17,276
Доломіт				1,092	1,092
Біополімер				16,672	16,672
Лакріс				4,168	4,168
РАС-R				2,084	2,084
POLYPLUS				29,176	29,176
KCL	ГОСТ 4568-83	92,5	193,8	416,8	703,1
Буровий розчин	Готується на буровий				

3.3 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 — режими буравлення, гідравлічну програму, бурильний інструмент, тип бурової установки і, як наслідок, — технологію кріплення свердловини. Принципи вибору способу буравлення 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 буравлення являє собою складну техніко-економічну проблему, багато в чому обумовлену кон'юнктурними регіональними умовами (парк бурових установок, бурильних труб, забійних двигунів і т.п.).

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

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

3.4 Вибір типорозмірів доліт і турбобурів

При виборі породоруйнуючого 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 тришарошкове долото з підшипниками кочення і центральною промивкою діаметром 393,7 мм для буріння в м'яких породах; в інтервалі для буріння під проміжну колону – тришарошкові 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 тришарошкові 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 слідувачі шифри:

0-350 м	ІІІ 393,7 С-ГВ
350-2450 м	ІІІ 295,3 С-ГВ
2450-4500 м	ІІІ 215,9 МС-ГАУ, ІІІ 215,9 С-ГНУ, ІСМ214,3 /80СТ

3.5 Режим буріння

До параметрів режиму буріння належать:

- осьове навантаження на долото, Н;
- витрати промивної рідини, м³/с;
- частота обертання, об/хв;
- параметри розчину.

I. Осьове навантаження на долото:

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

$$P_o = \alpha \cdot P_{ш} \cdot F_k [кг \cdot с] \quad (3.26)$$

де α - 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 хомогенних порід;

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

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

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

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

δ – 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:

$$P_\delta = q_n \cdot D_\delta \text{ [кг} \cdot \text{с]} \quad (3.27)$$

б) допустиме навантаження на долото P_δ^{\max} [кг·с] див. таблицю 2.12 [4].

II. 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:

$$n_\delta = 0,6 \cdot 10^5 \cdot \frac{D_{\text{шарошки}}}{D_\delta \cdot z \cdot t_{\min}} \text{ [об/хв]} \quad (3.28)$$

де z – кількість зубців на периферійному вінці шарошки;

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

$$\frac{D_{\text{шарошки}}}{D_\delta} = 0,6 \div 0,7$$

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

$$\omega_\delta = \frac{2 \cdot V_\delta}{D_\delta} \text{ [об/хв]} \quad (3.29)$$

де V_δ – 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; Сері 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:

$$L_{\text{дон}} = \frac{N_p - N_{\text{об}} - N_{\text{д}}}{N_{\text{х.о.}}} [м] \quad (3.30)$$

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:

$$Q_n = F_{\text{к.п.}} \cdot V_{\text{к.п.}} [м^3/с] \quad (3.31)$$

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

$$F_{\text{к.п.}} = 0,785 \cdot (d_{\text{св}}^2 - d_{\text{б.м.}}^{\text{min}2}) [м^2]$$

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

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

$$Q_n = F_{\text{в}} \cdot q_{\text{п.в.}} [м^3/с] \quad (3.32)$$

де $F_{\text{в}}$ – площа вибою

$$F_{\text{в}} = 0,785 \cdot D_{\text{св}}^2 [м^2]$$

$q_{\text{п.в.}}$ – питомі витрати бурового розчину, при роторному способі буріння $q_{\text{п.в.}}=0,3-0,5$ м/с на 1 м², при турбінному $q_{\text{п.в.}}=0,5-0,7$ м/с на 1 м².

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

З цих 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. Загальний тиск на стояку визначається за формулою:

$$P_z = P_m + P_{б.к.} + P_\partial + P_m + P_{к.п.} \quad [Па] \quad (3.33)$$

де P_m – втрати тиску в лінії маніфольду, Па

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

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

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

P_∂ – 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

I. Визначаю осьове навантаження на долота по інтервально:

0-350 м

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

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

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

Приймаю осьове навантаження на долото до 100 кН;

350-2450 м

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

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

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

Приймаю осьове навантаження на долото 100-220 кН;

2450-4500 м

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

$$P_\partial = 0,4 \cdot 150 \cdot 237,5 = 14256 \text{ кг} \cdot \text{с}$$

$$P_\partial^{\max} = 22000 \text{ кг} \cdot \text{с}$$

Приймаю осьове навантаження на долото 140-160 кН.

II Оптимальну частину обертання долота визначаємо виходячи із вибраного способу буріння, застосованих типорозмірів доліт, механічних властивостей гірських порід, а також з врахуванням досвіду буріння експедицією і отримання найкращих ТЕП буріння. Проробивши аналіз по всім показникам, 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 - 4500 м.

$$n_q = 45-60 \text{ об/хв.}$$

III. Визначимо продуктивність бурового розчину.

Інтервал: 0 – 350м.

$$1) \quad Q_{H1} = 0,785 \times 0,3937^2 \times 0,3 = 0,0468 \text{ м}^3/\text{с}$$

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

Приймаємо продуктивність 45 м³/с.

Таку продуктивність 45 л/с може забезпечити 1 насос У8 – 6МА з діаметром циліндрових втулок 190мм і 66 подвійних ходів. $P_H = 10,5$ МПа.

Інтервал : 350 – 2450м.

$$1) \quad Q_{H1} = 0,785 \times 0,2953^2 \times 0,5 = 0,0344 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$2) \quad Q_{H2} = 0,785 \times ((1,15 \times 0,2953)^2 - 0,14^2) \times 0,42 = 0,0402 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Приймаємо : $Q_H = 35-45$ л/с.

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

Інтервал : 2450 – 4500м.

- 1) $Q_{н1} = 0,785 \times (1,15 \times 0,2159)^2 \times 0,50 = 0,0242 \text{ м}^3/\text{с}$
- 2) $Q_{н2} = 0,785 \times ((1,15 \times 0,2159)^2 - 0,127^2) \times 0,72 = 0,026 \text{ м}^3/\text{с}.$

Приймаємо : $Q_{н} = 25-30 \text{ л/с}.$

Таку продуктивність може забезпечити 1 насос У8 – 6МА з діаметром циліндрових втулок 150мм і 66 подвійних ходів, $P_{н} = 18,5 \text{ МПа}.$

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 $\pm 0,02 \text{ г/см}^3.$

Дані розрахунків заносимо в таблицю 3.12.

Таблиця 3.12

№ п/п	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	190/1	65	3,0
2.	350-2450	Роторн.	100-220	60-120	35-45	180/1	65	11,0
3.	2450-4500	Роторн.	140-160	45-60	25-30	150/1	65	15-17

3.6 Розрахунок обсадних колони.

Спочатку для розрахунку експлуатаційної колони визначаються такі діючі фактори:

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

1. На поверхні, коли $Z=0$

$$P_{e,0} = \frac{P_{nl}}{e^s} [\text{МПа}], \quad (3.34)$$

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

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

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

$$P_{\text{в.}L_{\text{ст}}} = \frac{P_{\text{нл}}}{e^s} [\text{МПа}], \quad (3.35)$$

$$S = 10^{-4} \cdot m \cdot (L - L_{\text{ст}}),$$

де $L_{\text{ст}}$ – глибина стикування першої секції обсадної колони з другою.

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

$$P_{\text{в.}L} = \frac{P_{\text{нл}}}{e^s} [\text{МПа}],$$

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

$$P_{\text{в.}L} = P_{\text{нл}} [\text{МПа}], \quad (3.36)$$

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

1. На поверхні, коли $Z=0$

$$P_{\text{опр.}0} = 1,1 \cdot P_{\text{в.}0} [\text{МПа}], \quad (3.37)$$

2. На глибині стикування колон, коли $Z=L_{\text{ст}}$

$$P_{\text{опр.}L_{\text{ст}}} = 1,1 \cdot P_{\text{в.}L_{\text{ст}}} - 0,01 \cdot \rho_{\text{о.р.}} \cdot L_{\text{ст}} [\text{МПа}], \quad (3.38)$$

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

III. Зовнішній тиск в точках:

1. На поверхні, коли $Z=0$

$$P_{\text{з.}0} = 0 [\text{МПа}], \quad (3.39)$$

2. На глибині стикування колон, коли $Z=L_{\text{ст}}$

$$P_{\text{з.}L_{\text{ст}}} = 0,01 \cdot \beta_{\text{пл } L_{\text{ст}}} \cdot L_{\text{ст}} [\text{МПа}], \quad (3.40)$$

де $\beta_{\text{пл } L_{\text{ст}}}$ – градієнт пластового тиску на глибині стикування колон.

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

$$P_{\text{з.}L} = 0,01 \cdot \beta_{\text{пл}} \cdot L [\text{МПа}], \quad (3.41)$$

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

IV. Зовнішні надлишкові тиски:

I. ступені

1. На глибині стикування колон, коли $Z=L_{\text{ст}}$

$$P_{\text{з.н.}L_{\text{ст}}} = P_{\text{з.}L_{\text{ст}}} - P_{\text{мін}} [\text{МПа}], \quad (3.42)$$

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:

$$P_{з.н.L} = 0,01 \cdot (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.}) \cdot (L - L_{cm}) [МПа], \quad (3.43)$$

де $\rho_{ц.р.}$ – густина цементного розчину, г/см³;

$\rho_{б.р.}$ – густина бурового розчину, г/см³.

б) на момент закінчення експлуатації:

$$P_{з.н.L} = P_{пл} - P_{\min} [МПа], \quad (3.44)$$

За розрахункове береться більше значення.

II. ступінь

1. На поверхні, коли $Z=0$

$$P_{з.н.0} = 0 [МПа], \quad (3.45)$$

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

В цій точці зовнішній надлишковий тиск визначається для двох випадків:

а) на момент закінчення цементування:

$$P_{з.н.L_{cm}} = 0,01 \cdot (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.}) \cdot L_{cm} [МПа], \quad (3.46)$$

б) на момент закінчення експлуатації:

$$P_{з.н.L_{cm}} = P_{пл} - P_{\min} [МПа], \quad (3.47)$$

За розрахункове береться більше значення.

V. Внутрішні надлишкові тиски:

I. ступені

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

$$P_{в.н.L_{cm}} = 1,1 \cdot P_{в.н.L_{cm}} - 0,01 \cdot \rho_{о.р.} \cdot L_{cm} [МПа], \quad (3.48)$$

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

$$P_{в.н.L} = 1,1 \cdot P_{в.н.L_{cm}} + 0,01 \cdot \rho_{о.р.} \cdot (L - L_{cm}) - P_{з.н.} [МПа], \quad (3.49)$$

II. ступінь

1. На поверхні, коли $Z=0$

$$P_{в.н.0} = 1,1 \cdot P_{в.н.0} [МПа], \quad (3.50)$$

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

$$P_{в.н.L_{cm}} = 1,1 \cdot P_{в.н.0} + 0,01 \cdot \rho_{о.р.} \cdot L_{cm} - P_{з.L_{cm}} [МПа], \quad (3.51)$$

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

$$P'_{в.н.0} = P_{в.н.0} \cdot n \text{ [МПа]} \quad (3.52)$$

$$P'_{в.н.L_{cm}} = P_{в.н.L_{cm}} \cdot n \text{ [МПа]} \quad (3.53)$$

$$P'_{в.н.L_{cm}} = P_{в.н.L_{cm}} \cdot n \text{ [МПа]} \quad (3.54)$$

$$P'_{в.н.L} = P_{в.н.L} \cdot n \text{ [МПа]} \quad (3.55)$$

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:

$$P_{діюче} = P_{з.н.L} \cdot n \text{ [МПа]} \quad (3.56)$$

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:

$$\frac{P_{кр}}{n} \quad (3.57)$$

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:

$$L_I = L_{св} - L_{визн} \quad (3.58)$$

де $L_{св}$ – глибина свердловини, м;

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

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

$$n_s = \frac{P_s}{P_{в.н.}} \quad (3.59)$$

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

$$n_{з.н.} = \frac{P_{кр}}{P_{з.н.}} \quad (3.60)$$

$$n_{зр.} = \frac{Q_{стр.}}{\sum Q_i} \quad (3.61)$$

Вага секцій знаходиться за формулою:

$$Q_i = q_i \cdot l_i [H] \quad (3.62)$$

де q_i – вага і-тої секції, Н;

l_i – довжина і-тої секції, м.

Для визначення довжини другої секції вибирають труби для третьої секції.

Сумарна вага секцій знаходиться за формулою:

$$\sum Q = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n [H] \quad (3.63)$$

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

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

$$l_i = \frac{Q_{стр.i} - \sum Q}{q_i} [M] \quad (3.64)$$

де $Q_{стр.i}$ – страгуюче 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):

$$l_i'' = \frac{Q_{стр.i}'' - 0}{q_i''} [M] \quad (3.65)$$

Результати розрахунку заносять в таблицю.

Вихідні дані для розрахунку експлуатаційної колони:

Глибина свердловини 4500 м

Секційність свердловини:

I секція 4500-2200 м

II секція 2200-0 м

Діаметр експлуатаційної колони:

труби меншого діаметру 140 мм 4500-2300 м

труби більшого діаметру 168 мм 2300-0 м

Густина бурового розчину 1,19 г/см³

Густина опресовочної рідини 1,0 г/см³

Густина цементного розчину:

для I секції 1,82 г/см³

для II секції 1,82 г/см³

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 1,11

Інтервал перфорації 4371-4393, 4436-4400 м

Визначаю тиски які діють на колону.

I. 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

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

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

3. Z=4500 м

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

$$P_{e,L} = 49,5 \text{ МПа}$$

II. Тиск опресовки першої і другої секції обсадних колон в точках:

1. Z=0 м

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

2. Z=2200 м

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

III. Зовнішній тиск в точках:

1. Z=0 м

$$P_{z,0} = 0 \text{ МПа}$$

2. Z=2200 м

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

3. $Z=4500$ м

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

IV. Зовнішні надлишкові тиски:

I. ступені

1. $Z=2200$ м

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

2. $Z=4500$ м :

а) на момент закінчення цементування:

$$P_{з.н.L} = 0,01 \cdot (1,82 - 1,19) \cdot (4550 - 2200) = 14,8 \text{ МПа},$$

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:

$$P_{з.н.L_{cm}} = 0,01 \cdot (1,85 - 1,19) \cdot 2200 = 14,52 \text{ МПа}$$

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

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

2. $Z=4500$ м

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

II. ступінь

1. $Z=0$ м

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

2. $Z=2200$ м

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

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

$$P'_{в.н.0} = 40,4 \cdot 1,15 = 46,5 \text{ МПа}$$

$$P'_{в.н.L_{cm}} = 37,51 \cdot 1,15 = 43,13 \text{ МПа}$$

$$P'_{в.н.L_{cm}} = 24,86 \cdot 1,15 = 28,6 \text{ МПа}$$

$$P'_{в.н.L} = 20,86 \cdot 1,15 = 24,0 \text{ МПа}$$

По даним розрахунку будує епюру внутрішніх і зовнішніх надлишкових тисків.

Розраховую обсадні труби для першої ступені.

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

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

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

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

Довжина першої секції складе:

$$L_1^I = 4550 - 3490 = 1060 \text{ м}$$

Вага секції:

$$Q_1^I = 344 \cdot 1060 = 364640 \text{ Н}$$

Сумарна вага секцій складе:

$$\sum Q_1^I = 364640 \text{ Н}$$

Перевіряю верхню трубу верхньої першої секції на внутрішні тиски:

$$n_{e_1}^I = \frac{72,4}{21,5} = 3,37 > 1,15$$

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

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

$$n_{зр.1}^I = \frac{1640000}{364640} = 4,49$$

Довжина другої секції складе:

$$l_2^I = \frac{\frac{1130000}{1,15} - 364640}{344} = 1796 \text{ м}$$

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

$$L_2' = 3490 - 2300 = 1190 \text{ м}$$

Вага секції:

$$Q_2' = 344 \cdot 1190 = 409360 \text{ Н}$$

Сумарна вага секцій складе:

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

Перевіряю верхню трубу верхньої другої секції на внутрішні тиски:

$$n_{e_2}' = \frac{49,9}{23,5} = 2,12 > 1,15$$

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

$$n_{3,н,2}' = \frac{42,4}{36,9} = 1,15$$

$$n_{3р,2}' = \frac{1130000}{774000} = 1,46$$

III секції вибираємо із труб 168 – 10,6 D, для яких : $R_{кр} = 36,1 \text{ МПа}$; $R_v = 46,2 \text{ МПа}$; $R_{стр} = 1530 \text{ кН}$; $q_{III} = 0,423 \text{ кН}$. і встановлюємо до кінця першої ступені, тобто:

$$L_3' = 2300 - 2100 = 100 \text{ м}$$

Вага секції:

$$Q_2' = 423 \cdot 100 = 42300 \text{ Н}$$

Сумарна вага секцій складе:

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

Розраховую обсадні труби для другої ступені.

Перевіряю верхню трубу верхньої першої секції на внутрішні тиски:

$$n_{e_1}'' = \frac{60,7}{46,5} = 1,31 > 1,15$$

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

Довжина першої секції складе:

$$l_1'' = \frac{2010000}{422} - 0 = 4763 \text{ м}$$

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

Вага секції:

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

Сумарна вага секцій складе:

$$\sum Q_i'' = 928400 \text{ Н}$$

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

$$n_{з.н.1}'' = \frac{44}{24,86} = 1,76$$

$$n_{зр.1}'' = \frac{2010000}{928400} = 2,1$$

Результати розрахунку заносу в таблицю 3.13.

Таблиця 3.13

№ п/п	Типорозмір труб	Інтервал встановлення, м	Довжина секції, м	Вага секції, кН	Зростаюча вага, кН	пв.н.	пз.н.	пзр
І ступінь								
1	ОТТГ 140-10,5 Е	4500-3490	1060	364,64	364,64	3,73	1,21	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 Е	2200-0	2200	928,4	928,4	1,31	1,76	2,1

3.7 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 літофаціальною характеристикою розрізу, і основними факторами, визначаючими склад тампонажного розчину, являється температура, пластовий тиск, тиск гідророзриву, наявність соляних відкладів, вид флюїду і інші.

В нашій країні використовуються тампонажні цементы двох основних класів (по в'язучій основі): тампонажні портландцементи для температурним

умовам до 100⁰С; тампонажні шлакові цементи для температурних умов від 80 до 250⁰С.

Для цементування свердловин необхідно використовувати тампонажні матеріали, що випускаються промисловістю по технологічних регламентах (затвердженим виготовлювачем) і 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 у такий спосіб.

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

2. Інтервал зміни щільності тампонажного розчину (у г/см³) вибирають з умови $\rho_n \leq \rho_{\text{ц}} \leq \rho_p + 0,2$, де ρ_p — щільність бурового розчину; $\rho_{\text{ц}}$ — щільність тампонажного розчину.

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

3. В інтервалі цементування продуктивна товща містить нафто- і газоносні пласти, а також пласти з високомінералізованими водами. По табл. 4.47 [2] уточнюють марки цементів по видах флюїду і відкладенням 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, контракційними й іншими ефектами взаємодії тампонажних розчинів з породами, необхідно регулювати терміни 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 сольових відкладень у розрізі свердловини або ступеня мінералізації пластових вод.

Для запобігання передчасного загустівання тампонажного розчину й обводнювання продуктивних горизонтів необхідно знизити показник фільтрації тампонажного розчину. Як знижувачі цього показника застосовують гіпан, 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 в свердловині (див. таблицю 4.47 [2]).

У випадку застосування гіпану і КМЦ як знижувач показника фільтрації, що є ефективними сповільнювачами, у тампонажний розчин вводять прискорювачі схоплювання. При обробці з КМЦ застосовують хлористий кальцій, а з гіпаном вводять кальциновану соду. Гіпан 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 зазначених 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 4500-2800 м я використовую ПЦТ I-100 для теплих свердловин з температурою 100°C, густиною 1,82 г/см³. Для сповільнення загустівання використовую матеріали в такій кількості: ССБ – 0,1-0,5 %; КМЦ – 0,1-0,8 %; гіпан – 0,1-0,8 %; СВК – 0,3-0,5 %; хромпик – 0,1-0,15 %. Понижувачі показника фільтрації: КМЦ – 0,5-2 %; гіпан – 0,5-2 %; ПВС-ТР – 0,5-2 %. Для приготування цементного розчину використовую воду і глинопорошок густиною 3100 кг/м³. Об'єм буферної рідини для розмежування цементного розчину з буровим приймаю 6 м³, а висоту цементного стакану 20 м.

Для цементування II ступені експлуатаційної колони в інтервалі 2800-0 м я також використовую ПЦТ I-100 для теплих свердловин з температурою 100°C, густиною 1,85 г/см³. Для сповільнення загустівання використовую матеріали в такій кількості: ССБ – 0,1-0,5 %; КМЦ – 0,1-0,8 %; гіпан – 0,1-0,8 %; СВК – 0,3-0,5 %; хромпик – 0,1-0,15 %. Понижувачі показника фільтрації: КМЦ – 0,5-2 %; гіпан – 0,5-2 %; ПВС-ТР – 0,5-2 %. Для приготування цементного розчину використовую воду і глинопорошок густиною 3100 кг/м³. Об'єм буферної рідини для розмежування цементного розчину з буровим приймаю 6 м³, а висоту цементного стакану 20 м.

Розрахунок цементування обсадної колони починається з зображення схеми цементування.

Вихідні дані для розрахунку цементування експлуатаційної колони:

Глибина свердловини 4500 м
 Секційність колони:
 I секція 4500-2200 м
 II секція 2200-0 м
 Діаметр труб, які входять в секції:
 I секція з труб 140 мм 4500-2300 м
 II секція з труб 168 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 (4500-2200 м, ПЦТ I-100) 1,82 г/см³
 II ступінь (2200-0 м, ПЦТ I-100) 1,85 г/см³
 Густина продавочної рідини 1,19 г/см³
 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:

$$V_{ч.р.} = 0,785 \cdot [(1,2 \cdot 0,2159^2 - 0,14^2) \cdot 2100 + (0,221^2 - 0,14^2) \cdot 150 + (0,221^2 - 0,168^2) \cdot 100 + 0,119^2 \cdot 20] \\ = 65,2 \text{ м}^3$$

2. Кількість цементу:

$$G_{ц} = \frac{1,05}{1+0,5} \cdot 65,2 \cdot 1,82 = 83,1 \text{ т}$$

3. Кількість води для приготування цементного розчину:

$$V_{в} = 1,1 \cdot 83,1 \cdot 0,5 = 45,7 \text{ м}^3$$

4. Об'єм продавочної рідини:

$$V_{пр} = 0,785 \cdot [0,119^2 \cdot (2350 - 20) + 0,113^2 \cdot 2200] \cdot 1,02 = 48,9 \text{ м}^3$$

$$d_{сеп.б.м.} = \frac{107 \cdot 1300 + 118 \cdot 1500}{1300 + 1500} = 113 \text{ мм}$$

5. Тиск закінчення цементування:

$$P_{к} = 0,01 \cdot (1,82 - 1,19) \cdot 2350 + 0,001 \cdot 4550 + 1,6 = 20,1 \text{ МПа}$$

6. Витрати насосів:

Задаємося швидкістю висхідного потоку цементного розчину 0,8-1,5 м/с і знаходимо величину середньо звішеного 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 втулок 115 мм на II швидкості.

8. Кількість цементувальних агрегатів:

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

9. Кількість змішувачів:

$$m = \frac{83,1}{20} = 4,1 \Rightarrow 5$$

10 Фактична необхідність в ЦА – 320м

$$n = 2 \times m + 1 = 2 \times 5 + 1 = 11 \text{ агрегатів.}$$

11. Час цементування:

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

При цементуванні II ступені

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

$$V_{ц.р.} = 0,785 \cdot \left[(0,221^2 - 0,168^2) \cdot 200 + (0,225^2 - 0,168^2) \cdot 2000 + 0,1468^2 \cdot 20 \right] = 38,75 \text{ м}^3$$

2. Кількість цементу:

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

3. Кількість води для приготування цементного розчину:

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

4. Об'єм продавочної рідини:

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

5. Тиск закінчення цементування:

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

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 втулок 115 мм на II швидкості.

8. Кількість цементувальних агрегатів:

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

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:

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

Дані розрахунку заносу в таблицю 3.14.

Таблиця 3.14

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

3.8 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 ходу 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, перші 5 нижніх різьбових 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 3.15 Технологічна оснастка обсадних колон

Обсадна труба		Найменування елементів (шифр, ДЗСТ, ЗСТ, ТВ, МТВ)	Кількість, шт.	Глибина встанов- лення, м	Вага одиниці, кг	Загальна вага, кг
діаметр, мм	секція					
1	2	3	4	5	6	7
324	-	Башмак БК-324 Зворотний клапан ЦКОД-324-2	1	350	85	85
245	I	Башмак БК-245	1	2450	60	60
		Зворотний клапан ЦКОД-245-2	1	2860	57	57
		Центратори ЦЦ-245/295-320-1	5	-	16,8	84
		Допускний пристрій (роз'єднувач УСЦІ-245- 6403)	1	1700	140	140
245	II	Допускний пристрій (стиківка УС1-245-6406)	1	1700	140	140
		Зворотний клапан ЦКОД-245-2	1	1680	57	57
		Центратори ЦЦ-245/295-320-1	5	-	16,8	84
168 x 140	I	Башмак БП-140	1	4500	31	31
		Зворотний клапан ЦКОД-140-1	1	4530	17	17
		Центратори ЦЦ-140/191-216-1	10	-	10	100
		Допускний пристрій (роз'єднувач ВП 140-7093)	1	2800	120	120
168	II	Допускний пристрій (стиківка СС 140-7092)	1	2800	120	120
		Зворотний клапан ЦКОД-140-1	1	2780	17	17
		Центратори ЦЦ-140/191-216-1	5	-	10	50
		Упорно-розвантажувальна муфта для НКТ	1	2000	10	10

Таблиця 3.17

Спуск обсадних колон

Назва обсадних колон	Діаметр колони, мм	№№ секцій в порядку спуску	Тип ущільнювального мастила	Момент скручування обсадних труб, кгс х м (кн. Х м)	Допустима швидкість спуску обсадних колон, м/с	Допустиме випорожнення колони, 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	200
Експлуатаційна	140x168	I	P-402	580-800 (5,8-8)	1	300
	168	II	P-402	690-1070 (6,9-10,7)	1	300

3.9 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 продувкою вибою газоподібними агентами або аерованими буровими розчинами.

Гирлове обладнання включає колонну головку, кількість секцій якої на одиницю менше кількості опущених у свердловину від поверхні обсадних колон, превенторну установку, зливну воронку із швидкоз'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 підвищення 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:

ОКК3-70×426

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

3. Фонтанну арматуру:

АФ6-65×700 КІ

3.10. 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 п. 5.3 вибір типу бурової установки здійснюється по ГОСТу 16293-82 виходячи:

- із максимально 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 ліквідації ускладнень, або в аварійних ситуаціях (ліквідація прихвату або розклинки), які виникли в процесі буріння.

Його визначають по формулі:

- для бурильної колони:

$$G_{б.к.} = \eta_{стр.} \cdot Q_{б.к.} [кН] \quad (3.66)$$

- для обсадної колони:

$$G_{о.к.} = \eta'_{стр.} \cdot Q_{о.к.} [кН] \quad (3.67)$$

де $\eta_{стр.}$ - 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 під 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 3.18

Таблиця 3.18

№ п/п	Найменування обладнання і його шифр	Вантажопідйомність, кН	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 РПДЭ-3		1
10	СПО АСП-3М4, ПКР-560, АКБ-3М2		1
11	Допоміжне гальмо ЭМТ-4500		1
	Двигуни в приводі:		
12	лебідки СДЗБ-13-42-8		3
13	насоса АКЗ-15-41-8-2		2
14	ротора СДЗБ-13-42-8		1

3.11. Розкриття і випробування продуктивних пластів

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

Для оцінки промислової нафтогазоносності горизонтів виділених по даним геологічних та промислово-геофізичних досліджень проектується провести випробування 9 об'єктів.

Розкриття всіх об'єктів буде проводитись кумулятивними зарядами ПКС-80 густиною прострілу в протерозої 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 "знизу-вверх з станка 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 хімічно 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 спуску насосно-компресорних труб до покрівлі пласта, який випробовується, 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, п'єзо і гідропроводності пласта, кількості виділеного сирого конденсату в $\text{см}^3/\text{м}^3$ 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 опробуванних об'єктів проводиться шляхом установки цементних містків згідно інструкції по обладнанню гирла і стовбурів свердловини, герметичність яких потім визначається опресовкою тиском, розвантаженням НКТ і 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.



4 ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ ТА ОХОРОНА ДОВКІЛЛЯ

4.1 Навчання та інструктаж робітників

Нафтогазовидобувне підприємство постійно впроваджує нову техніку, нові технологічні та трудові процеси, прогресивні методи праці. Тому необхідно постійно навчати робітників вмінню працювати з новим виробничим обладнанням, правильно і безпечно вести технологічні процеси.

Навчання робітничим професіям в бурінні проходить в навчально-курсних комбінатах. Для отримання кваліфікації помічника бурильника III розряду необхідно пройти 1,5-місячний курс теоретичного та 2-місячний курс практичного навчання, для підвищення кваліфікації помічника бурильника чи отримання кваліфікації бурильника – 1,5-2-місячний курс теоретичного і практичного навчання.

Незалежно від форм попереднього навчання кожний робітник при прийомі на роботу проходить ввідний інструктаж тривалістю не менше двох годин, індивідуально або в групі (до 10 чоловік), інструктаж на робочому місці (первинний), стажування на робочому місці та контроль знань по безпечному проведенню робіт. Первинний інструктаж робітник проходить також при переводі на роботу з іншим характером діяльності. Крім того, кожні 3 місяці проводиться повторний інструктаж і не рідше, чим один раз на рік – періодична перевірка знань. Передбачений також і позачерговий інструктаж, який проводиться в таких випадках:

- при зміні виробничого процесу, заміні обладнання, в результаті чого змінюються умови праці;
- якщо в цеху, на дільниці, в бригаді стався нещасний випадок, аварія;
- при введенні нових правил, інструкцій по безпечному проведенню робіт, в яких передбачені додаткові вимоги;

- якщо виявлені порушення правил, інструкцій, виробничої дисципліни, незалежно від проведених заходів впливу.

Програми всіх видів навчання та контролю знань складаються відповідно до вимог нормативних документів, затверджуються головним інженером. Ввідний інструктаж проводить служба охорони праці, первинний інструктаж робітників – майстер, стажування на робочому місці – досвідчений кваліфікований робітник, перевірка знань здійснюється спеціальною комісією в складі представника служби охорони праці, головних спеціалістів підприємства.

Робітники, які при перевірці знань, показали незадовільний результат, до роботи не допускаються. Вони повинні на протязі двох тижнів пройти повторну перевірку знань по безпечному проведенню робіт.

Проведення всіх видів інструктажів реєструється в “Журналі реєстрації інструктажів”, проведення перевірки знань – в “Журналі реєстрації перевірки знань” встановленої форми.

Ввідний інструктаж включає в себе такий перелік питань:

- 1) основні положення трудового законодавства;
- 2) правила внутрішнього розпорядку та поведінки на території підприємства, у виробничих, допоміжних приміщеннях; значення попереджувальних написів, плакатів, знаків, звукової та світлової сигналізації;
- 3) правила перевезення робітників різними видами транспорту, правила при проведенні завантажувально-розвантажувальних робіт, транспортуванні вантажів;
- 4) вимоги пожежної безпеки;
- 5) вимоги техніки безпеки при застосуванні кислот, лугів, легкозаймистих та горючих рідин, зрідженого повітря, газів, кисневих та ацетиленових балонів;
- 6) обставини та причини найбільш характерних нещасних випадків, аварій, які сталися на підприємстві внаслідок порушення правил та інструкцій по техніці безпеки та виробничій дисципліні;

- 7) методи та способи надання першої (долікарняної) допомоги при нещасних випадках, отруєннях, дії електричного струму високої напруги;
- 8) призначення та порядок використання спецодягу, спецвзуття, засобів індивідуального захисту;
- 9) основні вимоги особистої та виробничої гігієни, санітарії, порядок користування санітарно-побутовими приладами та приміщеннями;
- 10) значення вентиляції на виробництві та правила користування вентиляційними установками;
- 11) значення раціонального освітлення виробничих приміщень, робочих місць для безпечної та безаварійної роботи.

В залежності від професії та характеру роботи, робітнику пояснюють специфіку умов праці на окремих ділянках, в цехах, установках, відповідні заходи безпеки при організації робочого місця, заходи по попередженню аварій, нещасних випадків, вимоги техніки безпеки при обслуговуванні машин, агрегатів, котлів, які працюють під тиском, вантажопідйомних кранів, електроустановок та іншого небезпечного обладнання.

Первинний інструктаж містить аналогічний перелік питань.

Якщо робітник підтверджує свої знання після ввідного інструктажу, йому видають посвідчення по техніці безпеки, в якому відмічають проходження ввідного інструктажу. Робітників, які мають посвідчення про проходження навчання і які підтвердили свої знання на даному підприємстві, звільняють від проходження стажування на робочому місці.

4.2 Підготовка бурової установки до буріння

Перед початком робіт на новій свердловині буровий майстер в присутності бурової бригади приймає від вишкономонтажної бригади наземні будівлі і обладнання бурової, проводить підготовчі роботи до буріння, до яких входять оснастка талевої системи, установка механізмів для спуско-підйомних операцій, підвіска ключів, регулювання індикатора ваги, установка і перевірка

роботи об'єктів малої механізації, опресовка ліній обв'язок бурових насосів, буріння шурфу у заданому напрямку та кріплення шурфу, складання бурильних труб у свічки, спуск спрямовуючих клинів, розміщення інструменту та засобів, які забезпечують безпеку праці, та інші роботи.

Змонтовану бурову установку здають в експлуатацію тільки після прийому її комісією, яка перевіряє комплектність обладнання даної свердловини, його відповідність вимогам нормативних документів, специфіці робіт, а саме:

- 1) стан під'їзних доріг і території біля бурової, розміщення обладнання на буровій площадці;
- 2) вантажопідйомність вишки і талевої системи (повинна перевищувати максимально очікуване навантаження);
- 3) працездатність і міцність прийомного мосту, стелажів, підлоги бурової, прибудов і насосної, проходів вздовж жолобів, фундаменту вишки, основ блоків;
- 4) надійність драбин і майданчиків вишки;
- 5) працездатність контрольно-вимірювальних приладів і пускової апаратури (манометрів, індикаторів ваги, кнопок "Стоп");
- 6) працездатність і міцність всіх щитків і огорожень частин і механізмів, які рухаються, станції управління, ланцюгових передач;
- 7) працездатність протизатягувача підйому гако-блоку під кронблок;
- 8) присутність об'єктів малої механізації та їх працездатність;
- 9) працездатність страхуючого поясу для робітника, який працює на висоті;
- 10) наявність аптечки та її укомплектованість необхідним набором перев'язувальних засобів, медикаментів для надання першої медичної допомоги при нещасних випадках;
- 11) працездатність заземлення та освітлення бурової;
- 12) працездатність ручного інструменту;
- 13) працездатність засобів зв'язку з буровою;

- 14) укомплектованість буровим і ловильним інструментом, запасними ємностями, які забезпечують подвійний (для газових свердловин – потрійний) запас промивальної рідини;
- 15) готовність бурової до роботи у зимових і літніх умовах;
- 16) наявність повного комплекту пожежного інвентарю, індивідуальних засобів захисту, обладнання необхідними інструментами, плакатами по техніці безпеки і безаварійних умовах проходки свердловини.

Безпосередньо бурові роботи можна розпочинати лише тоді, коли буде складений і підписаний всіма членами приймальної комісії акт приймання повністю змонтованої бурової установки, який підтверджує працездатність бурової і обладнання, його відповідність технічній документації. До складу комісії входять представники адміністрації, Держгіртехнагляду, пожежної інспекції, органу, який займається питаннями охорони навколишнього природного середовища

Перед початком буріння свердловини проводять пускову конференцію, на якій присутні члени бригади, буровий майстер, а також головний інженер, головний механік, геолог, інженер по техніці безпеки, робітники технічного, технологічного, планового відділів, відділу праці і зарплати. Бурова бригада отримує геолого-технічний наряд, наряд на проведення бурових робіт і інструктивно-технологічну карту. Члени бурової бригади під час пускової конференції знайомляться з геолого-технічним нарядом, з особливостями геологічного розрізу, вивчають проектний режим буріння, отримують інструктаж по технології проходки свердловини, експлуатації обладнання та безпечним методам роботи.

Всі члени бурової бригади, які будуть брати участь у будівництві свердловини, повинні бути навчені безпечних методів роботи за своїми професіями і до початку роботи проінструктовані з загальних правил безпеки та спеціальних питань техніки безпеки та протипожежної безпеки при

виконанні конкретних видів робіт. Кожному робітникові необхідно мати інструкцію про безпечні прийоми роботи за його професією, бурова бригада повинна мати інструкції з попередження відкритих фонтанів та інструкцію про дії у випадку нафтогазопроявлень.

Перед початком роботи кожний робітник повинен перевірити своє робоче місце, справність механізмів, інструментів, приладів. При виявленні несправностей вжити заходів до їх усунення. Заборонено експлуатувати несправне обладнання, інструменти, прилади і пристосування, обладнання з несправними пристроями безпеки, користуватися несправними засобами індивідуального захисту. Якщо несправні електрообладнання, лінія електропередач, необхідно відключити електропостачання та викликати електрика. Заборонено експлуатувати обладнання, інструменти, прилади при навантаженнях, тисках, температурах, які виходять за межі, вказані у паспорті.

4.3 Заходи безпеки при виконанні робіт

Основні джерела підвищеної небезпеки у процесі буріння свердловини можна поділити на такі групи:

- 1) роботи пов'язані з переміщенням вантажів, які мають велику вагу і можуть спричинити у випадку падіння важкі травми робітникам (труби, долота, вибійні двигуни та інші інструменти, недостатньо або неправильно закріплена вишка);
 - 2) експлуатація механізмів, що обертаються (ротор, лебідка, насоси);
 - 3) можливість руйнування вузлів обладнання, які працюють під тиском, в умовах вібрації (бурові, цементувальні насоси, компресори, бурильні, обсадні колони, вертлюг, бурові шланги);
- можливість виникнення заколонних газонафтоводопроявлень та грифонів;

- 4) використання цементів, глинопорошків, хімічних реагентів, наявність у вибуреній породі, промивальній рідині сірководню, вуглекислого газу, газоподібних вуглеводнів, які мають токсичні властивості;
- 5) прояви нафти та газу, які можуть стати причиною вибухів, пожеж, отруєнь;
- 6) експлуатація електроустановок (відсутність заземлення, несправність);

Значну роль у виникненні аварій, травматизму відіграє порушення робітниками правил техніки безпеки, недотримання правил протипожежної безпеки, низька трудова дисципліна та низька кваліфікація робітників.

При проектуванні свердловини розробляється цілий комплекс заходів з техніки безпеки та протипожежної безпеки.

Після закінчення монтування бурової установки все обладнання повинно бути перевірене і випробуване без навантаження. Всі вузли, які будуть працювати під тиском, необхідно опресувати тиском, що перевищує в півтора рази максимальний очікуваний тиск в період буріння або закінчування свердловини.

В період експлуатації буровий майстер і механік повинні детально перевіряти стан бурового обладнання не рідше одного разу на два місяці, а також перед спуском кожної обсадної колони, перед початком і закінченням ловильних робіт, пов'язаних з розходженням колони труб, після викидів і відкритих фонтанів, після сильного вітру. Не рідше одного разу на шість років вишку повинні випробовувати за затвердженою методикою за участю спеціальної комісії.

Бурова установка повинна мати щит з приладами контролю за роботою механізмів, веденням технологічних процесів і станом свердловини. Прилади повинні бути встановлені на видному місці і захищені від вібрацій.

Всі машини і механізми повинні мати міцні металеві огорожі, що надійно закривають доступ з усіх сторін до рухомих частин, виконані у відповідності з нормативними вимогами.

Якщо при бурінні можливі нафтогазопроявлення, необхідно обов'язково встановлювати противикидне обладнання, робочий тиск якого більший максимально очікуваного. Кількість і типи превенторів погоджують з органом Держтехнагляду. Працездатність превенторів повинна перевіряти кожна вахта.

До роботи з токсичними речовинами допускаються лише робітники, які знають правила роботи з ними, та забезпечені засобами індивідуального захисту. Горючі гази необхідно відводити трубопроводом до спеціального факела не ближче 100 м від свердловини і спалювати. Нафту і нафтопродукти зберігають в герметичних резервуарах із заземленням, не ближче 40 м від свердловини.

Підлогу в буровій, насосному сараї, настили вздовж жолобів, площадку біля устя свердловини під підлогою бурової і підхід до неї у випадку забруднення слід промити струменем води, при забрудненні мастильними матеріалами – засипати піском або землею. Навколо території бурової, де розміщені вишка, бурові насоси, очисна система, обладнання для приготування промивальної рідини, ємності для її зберігання та зберігання нафтопродуктів, повинні бути споруджені дренажні рівчаки для відводу стічних і зливних вод і земляне відвалування.

Об'єкти, для обслуговування яких потрібен підйом на висоту більше 0,75 м, повинні бути обладнані сходами з поруччям.

Промислово-геофізичні, вибухові і прострілочні роботи в свердловині повинні проводитись у присутності представника замовника під керівництвом начальника партії або іншого відповідального інженерно-технічного працівника, призначеного наказом по підприємству.

Газові свердловини з високими та аномальними тисками та свердловини з складними геологічними умовами повинні бурити кваліфіковані бригади під керівництвом спеціалістів, які мають достатній практичний досвід, та у відповідності з ГТН. При бурінні свердловин на

газових та газоконденсатних родовищах необхідно особливу увагу приділяти підйому колони. Промивання газової свердловини перед підйомом долота потрібно проводити при максимальній витраті розчину та обертанні колони на протязі одного циклу промивання. На майданчиках повинна бути вода в достатній кількості. При бурінні газових свердловин в колоні бурильних труб необхідно встановлювати зворотній клапан. Випробування та дослідження таких свердловин допускається лише при умові спуску в них насосно-компресорних труб.

Роботи, пов'язані з використанням вибухонебезпечних, радіоактивних, їдких, токсичних, пилоподібних матеріалів потрібно проводити у відповідності з правилами техніки безпеки для даних робіт.

Всі виявлені недоліки по техніці безпеки та заходи, які були проведені для їх усунення, повинні бути зафіксовані у журналі, що знаходиться на кожній буровій.

Всі роботи по будівництву свердловини необхідно виконувати у повній відповідності з вимогами таких директивних документів з техніки безпеки:

- “Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности”, затверджених Держгіртехнаглядом СРСР 31.01.74, М.: Надра, 1974;
- “Единых технических правил ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях”, затверджених Міннафтопромом, Мінгазпромом і Мінгеології СРСР 08-09.09.1982, М.: Типографія Міннафтопрому, 1983;
- “Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей”, затверджених начальником Головенергонагляду 21.12.1984;
- “Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов”, Государственный комитет Украины по надзору за охраной труда, г. Киев, 1994;

- “Правил устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением”, затверджених наказом Держкомітету України по нагляду за охороною праці, 18.10.94, № 104;
- “Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов”, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці України, 26.05.1994, № 51;
- “Приказов и директивных писем Миннефтепрома и Госгортехнадзора по безопасному и безаварийному ведению работ”;
- “Будівельних норм і правил”;
- “Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности”, ППБО-85, затверджені першим заступником міністра НП, 25.11.1985.;
- “Типовая инструкция о порядке ведения сварочных и других огневых работ во взрывоопасных, взрывопожарных объектах нефтяной промышленности”, 1977 р.;
- “Инструкция по обеспечению пожарной безопасности при сварке обсадных колонн над устьем нефтяных и газовых скважин”, 1975. ;
- Санітарних норм і правил;
- “Нормативов оснащения объектов промышленности механизмами, приспособлениями и приборами, повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации”, затверджених Міннафтопромом, Держгіртехнаглядом СРСР по узгодженню з ЦК Профспілок (п.1.1.9 ПБ);
- Правил безопасности в газовом хозяйстве (с изменениями и дополнениями, утв. Постановлением Коллегии Госгортехнадзора Украины от 13.05.1992, № 5, Управление Харьковского округа Госгортехнадзора Украины ИКЦ “Техсервис”, г. Харьков, 1992.

На основі цих норм і правил на кожному буровому підприємстві розробляють виробничі інструкції та заходи з техніки безпеки і

протипожежної безпеки з урахуванням місцевих норм для кожної професії та кожного виду робіт, які періодично переглядають та перезатверджують.

4.4 Промсанітарія

Для створення безпечних умов праці при будівництві свердловини і виконання умов з промислової санітарії і гігієни праці робочий персонал повинен бути забезпечений засобами захисту працюючих: засобами індивідуального захисту – спецодягом, спецвзуттям (таблиця 4.1), засобами захисту від шуму і вібрації (таблиця 4.2), санітарно-побутовими приміщеннями (таблиця 4.3), засобами захисту органів дихання, а також засобами контролю повітряного середовища і необхідного рівня освітленості.

Виробничі приміщення повинні бути виконані у відповідності з СНіП, санітарними нормами проектування підприємств, вказівками по будівельному проектуванню споруд нафтової промисловості і протипожежними технічними умовами будівельного проектування.

Враховуючи, що у процесі буріння працюючі піддаються дії підвищених рівнів шуму та вібрації і у відповідності з вимогами ГОСТ 12.1.003-83 / Ст. СЭВ 1930-79 / і ГОСТ 12.1.012-78 / Ст. СЭВ 1932-79 і Ст. СЭВ 2602-80 / по обмеженню рівнів шуму і вібрації бурова установка повинна бути обладнана колективними засобами зниження рівня шуму і вібрації, вказаними в таблиці 4.1.

Розміщення апаратури, обладнання у виробничих приміщеннях, а також трубопроводів повинно забезпечувати зручність їх обслуговування, ремонту і огляду.

Виробничі приміщення і робочі місця слід утримувати у чистоті. Підлога повинна бути рівною і зручною для очищення і ремонту. Для збору відходів і сміття повинні бути встановлені ящики і урни.

У виробничих приміщеннях повинні бути застосовані заходи для максимального використання природного освітлення. Вікна повинні бути повністю зашклені і утримуватись в чистоті.

Буро́ва, згідно проекту, повинна бути обладнана обвалуванням, збірною (відвідною) кана́вою, амбарами для збору стоків і виробничих відходів. Відходи буріння необхідно регулярно вивозити або відповідним чином захороняти.

Влаштування санвузлів повинно відповідати санітарним нормам. Зовнішні санвузли стаціонарного типу, які влаштовуються на ділянках без каналізації, не повинні забруднювати ґрунт, колодязі і свердловини питного водопостачання.

Виробничі приміщення повинні бути обладнані природною, механічною або змішаною вентиляцією, що забезпечує необхідні умови повітряного середовища у відповідності з діючими СН.

Таблиця 4.1

Засоби індивідуального захисту, спецодяг

Найменування, а також тип, вид, шифр	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ і т. д. на виготовлення	Потрібна кількість для бригади		
		вишко-монтажної	бурової	випробування
Куртка бавовняна на утепленій підкладці	ГОСТ 17222-71 (ТН)	16	24	
Штани бавовняні на утепленій підкладці	ГОСТ 18235-72 (ТН)	16	24	
Валянки	ГОСТ 18724-80	16	24	
Костюм брезентовий	ГОСТ 12.4.039-78	16	24	

Чоботи кирзові	ГОСТ 5394-74 (3)	16	24	
Рукавиці	ГОСТ 12.4.010-75	16	24	
Захисна каска “Труд” з підшоломником	ТУ 17-08-149-81	16	24	
Протишумові навушники для дизелістів		0	6	
Респіратор фільтруючий “Лепесток”	ГОСТ 12.4.028-78	0	24	

Таблиця 4.2

Засоби колективного захисту від шуму вібрації

Найменування, а також тип, вид, шифр	Місце встановлення на буровій
Віброізолюючий майданчик конструкції ВНИИБТ	Біля пульту бурильника
Приглушувач шуму конструкції ВНИИБТ	Викидний патрубок пневматичного бурового ключа АКБ-3М2

Таблиця 4.3

Санітарно-побутові приміщення

Найменування, а також тип, вид, шифр, число, місяць і т. д.
Вагон-будиночок з кабінетом майстра і кімнатою відпочинку, обладнаною пристроями для обігрівання і охолодження, умивальником, баком для питної води

Вагон-будиночок з гардеробною, сушильною для спецодягу і взуття, душовою кабіною
Зовнішня вбиральня, виконана у вигляді дерев'яної будки з вигрібною ямою з двома санітарними приладами
Вагон-їдальня на 8 посадочних місць

4.4 Пожежна безпека

Головне завдання протипожежних заходів – це попередження виникнення пожеж або обмеження їх поширення у випадку виникнення.

Пожежна профілактика промислових об'єктів забезпечується цілим комплексом заходів:

- суворе дотримання норм пожежної безпеки;
- навчання, інструктаж персоналу та пропаганда основ пожежної безпеки;
- правильне планування підприємств, цехів;
- організаційно-технічні заходи з пожежної безпеки;
- застосування вогнестійких матеріалів для будівельних конструкцій;
- обмеження використання пожежонебезпечних речовин;
- автоматизація та механізація пожежонебезпечних виробничих процесів;
- герметизація обладнання та технологічних ліній та інше.

На стадії проектування підприємств обов'язковим є дотримання вимог відповідних нормативних документів, що регламентують пожежну профілактику: СНіП “Протипожежні вимоги. Основні положення проектування”, “Виробничі приміщення промислових підприємств. Норми проектування”, ПТУБП (“Протипожежні технічні умови будівельного проектування”) підприємств нафтогазовидобувної промисловості, “Правила пожежної безпеки в нафтовій промисловості”, норми та правила влаштування виробничої вентиляції, опалення, електричного освітлення.

Відповідно нормативних документів виділяють шість категорій підприємств за вибухопожежонебезпечністю (таблиця 4.4).

На бурових основними причинами виникнення пожеж є:

- 1) необачне поводження з вогнем під час зварювальних робіт та паління;
- 2) робота з несправним електричним, газозварювальним обладнанням;
- 3) порушення правил пожежної безпеки при монтажу пожежонебезпечного технологічного обладнання;
- 4) неправильне зберігання горюче-мастильних матеріалів, горючих речовин;
- 5) забрудненість мазутом території бурової, накопичення на ній будівельних матеріалів;
- 6) виділення газу з промивальної рідини, яка поступає із свердловини.

Тому для попередження виникнення пожеж необхідно дотримуватись правил та інструкцій пожежної безпеки, виконувати заходи пожежної безпеки.

Для паління повинні бути відведені спеціальні місця. Вихлопні труби двигунів внутрішнього згорання виводять на відстань не менше 15 м від устя свердловини, на 5 м від зовнішньої стіни машинного укриття та обладнують глушниками та іскрогасниками. Іскрогасники виводять на 1,5 м вище даху машинного укриття. Склад горюче-мастильних матеріалів розташовують не ближче 40 м від бурової, а паливопровід обладнують задвижкою чи запірним вентилям, який встановлюють на відстані 5 м від стіни машинного приміщення.

Таблиця 4.4

Характеристика виробництв	Категорія виробництв	Характеристика речовин, які застосовуються у виробництві
	В	

<p>Вибухопожежонебезпечні</p>	<p>А</p>	<p>Горючі гази, нижня межа вибуху яких 10% чи менше відносно об'єму повітря; рідини з температурою спалаху парів до 28 °С включно при умові, що вказані гази та рідини можуть утворювати вибухонебезпечні суміші об'ємом, який перевищує 5% об'єму приміщення; речовини, здатні вибухати та горіти при взаємодії з водою, киснем повітря чи один з одним</p>
	<p>Б</p>	<p>Горючі гази, нижня межа вибуху яких більше 10% відносно об'єму повітря; рідини з температурою спалаху парів від 28 °С до 61 °С включно; рідини, нагріті в умовах виробництва до температури спалаху і вище; горючий пил та волокна, нижня межа вибуху яких 65 г/м³ чи менше відносно об'єму повітря при умові, що вказані гази, рідини та пил можуть утворювати вибухонебезпечні суміші об'ємом, який перевищує 5% об'єму приміщення</p>
<p>Пожежонебезпечні</p>	<p>В</p>	<p>Рідини з температурою спалаху парів вище 61 °С; горючий пил та волокна, нижня межа вибуху яких більше 65 г/м³ відносно об'єму повітря; речовини, які можуть горіти лише при взаємодії з водою, киснем повітря чи один з одним; тверді горючі речовини та матеріали</p>

	Г	Негорючі речовини та матеріали в гарячому розпеченому чи розплавленому стані, процес обробки яких супроводжується виділенням тепла, іскр, полум'я; тверді, рідкі, газоподібні речовини, які спалюються чи утилізуються у вигляді палива
	Д	Негорючі речовини та матеріали в холодному стані
Вибухонебезпечні	Е	Горючі гази без рідкої фази та вибухонебезпечного пилу в такій кількості, що можуть утворювати вибухонебезпечні суміші в об'ємі, який перевищує 5% об'єму приміщення, і в якому за умовами технологічного процесу можливий лише вибух (без подальшого горіння); рідини, які можуть вибухати без подальшого горіння при взаємодії з водою, киснем повітря чи один з одним

Не дозволяється зберігати паливо всередині машинного приміщення. В зимовий період необхідно попереджувати замерзання палива. Між вихлопними лініями та стіною укриттів передбачений проміжок не менше 15 см, а труби вихлопних ліній в цьому місці покривають азбестом. В машинних приміщеннях повинні бути ящики з піском, вогнегасники та інші засоби пожежегасіння.

Зварювальні роботи слід виконувати лише на працездатному обладнанні з дотриманням відповідних правил пожежної безпеки.

Бурові бригади повинні бути забезпечені пожежним інвентарем, який повинен зберігатися на пожежному щиті та підручними засобами для гасіння пожежі (таблиця 4.5). Пожежний інвентар фарбують червоним кольором. Використання пожежного інвентарю та підручних засобів з іншою метою не дозволяється.

Таблиця 4.5

Первинні засоби пожежегасіння

Найменування	Кількіст ь, шт.	Примітки
Вогнегасники пінні ОХП-10	6	Допускається застосовувати вогнегасники порошкові ОП-5, ТУ 22-3952-77 на центральному пожежному щиті
Ящики з піском:		
0,5 м ³	4	
1,0 м ³	1	
Лопати	4	
Лом пожежний легкий ЛПЛ	2	
Сокира пожежна поясна СПП	2	
Багор пожежний БМП	2	
Відро пожежне ВП	4	
Щит пожежний дерев'яний ЩПД	2	

Не можна використовувати воду для гасіння легкозаймистих речовин (керосин, бензин) та електричного обладнання під напругою, щоб запобігти ураження електричним струмом. Найбільш ефективним засобом гасіння пожеж є пінні вогнегасники типу ОП. Обладнання, яке загорілось, електроустановки та апаратуру гасять вуглекислотними вогнегасниками типу ОУ, в яких використовується вуглекислий газ, що не має електропровідності. Працездатність вогнегасників необхідно періодично перевіряти.

4.6 Охорона довкілля

Основними джерелами забруднення навколишнього середовища при бурінні є: промивальна рідина і реагенти для регулювання її властивостей; частинки гірських порід, що виносяться потоком промивальної рідини із свердловини, пластові рідини, залишки тампонажних розчинів. Охорона прісних вод, особливо в зоні активного водообміну (верхня частина розрізу), має велике економічне, соціальне значення. Природоохоронні заходи при розробці нафтових та газових родовищ направлені на:

- попередження забруднення поверхневих та підземних прісних вод нафтою, солоними водами, поверхнево-активними речовинами, нафтовими газами, сірководнем;
- припинення скидання промислових стічних вод у поверхневі води;
- ліквідацію земляних комор, де зберігаються забруднені води і відпрацьований буровий розчин;
- своєчасне усунення проривів та витоків з нафтопромислових споруд, систем зберігання, підготовки і транспортування нафти та промислових вод, які використовують для заводнення.

Одним із заходів, направлених на збереження оточуючого навколишнього середовища є спорудження на відстані 100 – 200 м від свердловини з підвітряного боку до початку робіт по розкриттю продуктивних пластів земляної комори для збору і тимчасового зберігання всієї вибуреної

породи, пластових і бурових стічних вод, нафти, що виливається із свердловини під час її освоєння, випробування, нафтогазових викидах і відкритих фонтанах. Дно і стінки земляних комор повинні мати надійну гідроізоляцію для захисту горизонтів ґрунтових вод та природних водоймищ, обвалування земляних комор повинно бути достатньо високим і надійним, стійким до руйнування зливними водами. Навколо бурової установки повинні бути споруджені стічні канали для видалення бурових стічних вод і пролітої промивальної рідини в збірну комору.

Якщо виникло некероване фонтанування (при відсутності противикидного обладнання, його несправності, руйнуванні устя), необхідно терміново спорудити земляний вал для обмеження розтікання пластового флюїду по великій території.

Ефективним в природоохоронному плані є використання герметизованої системи збору і транспортування нафти, промислових стічних вод та замкненого циклу водоспоживання, коли вся пластова вода після її очистки повторно використовується.

Горючі гази, що виділяються при дегазації промивальної рідини або виходять із свердловини при її освоєнні, дослідженні, фонтануванні, потрібно спалювати у спеціальному факелі, який встановлюють не ближче 100 м від свердловини. Якщо гази містять сірководень, то спалювання недостатньо через утворення при цьому важчих за повітря оксидів сірки, які скупчуються в низинах і утворюють з вологою отруйну сірчану кислоту. Тому сірководень, інші токсичні компоненти пластових рідин необхідно нейтралізувати в свердловині чи очисній системі.

Радіоактивні ізотопи не можна використовувати в свердловині, якщо попередньо не були надійно ізольовані горизонти артезіанських вод, проникні пласти, що мають сполучення з поверхнею поблизу бурової, щоб не допустити виходу активованої рідини на поверхню. Після закінчення роботи територію свердловини та одяг робітників необхідно перевірити, впевнитись у

відсутності небезпечних концентрацій радіоактивних речовин. Залишки невикористаних ізотопів, рідину після промивання ємностей та насосів, які зазнали впливу таких речовин, потрібно розвести водою до безпечної концентрації та поховати в спеціально відведеному місці.

Охорона земельних ресурсів передбачає перед початком робіт по будівництву свердловини зняття родючого шару і закагатування його на окремій площадці. Після завершення робіт знятий ґрунт використовують для відновлення родючості поверненої ділянки. Територію, що підлягає рекультивації, необхідно звільнити від залишків промивальної рідини та шламу гірських порід одним із способів:

- транспортувати промивальну рідину на інші бурові для використання;
- закачувати промивальну рідину і шлам в зони катастрофічного поглинання сусідніх свердловин, якщо ці зони не сполучаються з прісних і лікувальних вод;
- збір у спеціальні шламосховища;
- отвердіння промивальної рідини на водній основі домішками мінеральних в'язучих і полімерних матеріалів з наступним використанням її як будівельного матеріалу або іншими домішками для використання її як добрива;
- обезводнення відходів підсушуванням їх у земляних коморах з подальшим засипанням родючою землею.

Зберігати нафту, нафтопродукти, промивальні рідини, реагенти необхідно в металевих або бетонних ємностях; промивальні рідини на вуглеводневій основі – в закритих металевих ємностях в спеціальних складах, а вибурену з використанням такої рідини породу збирати в металеві ємності і перед похованням промивати у водному розчині ПАР з метою видалення адсорбованих нафтопродуктів або піддавати термічній обробці.

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



Загальні висновки

Мета роботи – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини на газ глибиною 4500 м в Полтавській області повністю досягнута в проекті.

Основні завдання роботи, що виконано:

- виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини;
- розроблено технологію буріння експлуатаційної свердловини на газ глибиною 4500 м в Полтавській області;
- здійснено обґрунтування бурового устаткування;
- обґрунтовано породоруйнуючий інструмент;
- розрахована технологія буріння свердловини;
- розрахована технологія кріплення свердловини;
- проведено аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.

Література

1. Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин. У 5-ти томах. Том. 1 Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 366 с.
2. Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин. У 5-ти томах. Том. 5 Київ: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 373 с.
3. Вайсберг Г. А., Римчук Д. В. Фонтанна безпека (запитання і відповіді), Харків, 2002. – 474 с.
4. Інструкції ДК "Укргазвидобування" "Попередження та ліквідація проявів при бурінні" від 02 вересня 1998 р.
5. Куксов А. К., Бабаян Э. В., Шевцов В. Д. Предупреждение и ликвидация газонефтепроявлений при бурении. - М.: Недра, 1992. – 251 с.
6. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. – Г., Недра, 1985.
7. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. – Г., Недра, 1990.
8. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник. – Коломыя ВПТ, "Возраст", 1999.
9. Калинин А.Г., Левицкий А.З. Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. – Г., Недра, 1988.
10. Серета Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – Г.: Недра, 1988. – 360 с.
11. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – Г.: Недра, 1987. – 304 с.
12. Методические указания к курсовому проектированию по курсу «БНГС», Бражененко А.М. Хоменко В.Л., Днепропетровск НГУ, 2003.