

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

Геологорозвідувальний факультет

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння

ПОЯСНОВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи студента
магістра
(освітньо-кваліфікаційний рівень)

студента Жданюк Ольги Анатоліївни (ПІБ)

академічної групи 184М-18 ГРФ (шифр)

спеціальності 184 Гірництво (код і назва спеціальності)

спеціалізації Буріння свердловин

за освітньо-професійною програмою «Гірництво» (офіційна назва)

на тему Технічний проєкт буріння розвідувальної свердловини на газоконденсатному родовищі Західно-Полтавської площі з удосконаленням засобу глушіння свердловин (назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціал	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Судаков А.К.			
розділ р. Геологічний	Кузін Ю.Л.			
Технологічний	Судаков А.К.			
Охорона праці	Хоменко В.Л.			
Економічний	Судаков А.К.			
Рецензент	Хоменко О.Є.			
Нормоконтролер	Расцветаєв В.Є.			

Дніпро
2019

ЗАТВЕРДЖЕНО:

Завідуючий кафедрою нафтогазової інженерії та буріння

Коровяк С.А.

«_____» _____ 2019 року

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу
ступеню _____ магістра

студенту Жданюк Ольги Анатоліївни _____ академічної групи 184М-18 РФ

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 184 Гірництво

спеціалізації Буріння свердловин

за освітньо-професійною програмою «Гірництво»

на тему Технічний проєкт буріння розвідвальної свердловини на газоконденсатному родовищі Західно-Полтавської площі з удосконаленням засобу глушіння свердловини

затверджену наказом ректора НТУ «ДП» від 27.08.2019 №1540-л

Розділ	Зміст завдання	Термін виконання
1.	Геологічна частина	01.10.2019
2.	Технічна частина	01.11.2019
3.	Техніка безпеки, промсанітарія, протипожежні заходи і охорона довкілля	10.11.2019
4.	Економічна частина	20.11.2019
5.	Спец. питання: «Удосконалення засобу глушіння свердловин»	10.12.2019

Завдання видано

А.К. Судаков

(підпис)

Дата видачі 02.09.2019

Дата подання до екзаменаційної комісії 20.12.2019

Призначено до виконання

О.А. Жданюк

(підпис)

Анотація

Пояснювальна записка: 107 с, 5 рис, 36 табл., 1 додаток, 32 джерела.

СВЕРДЛОВИНА, БУРІННЯ, ГАЗОКОНДЕНСАТНІ ПОКЛАДИ, РЕЖИМИ БУРІННЯ, БУРОВІ РОЗЧИНИ, РЕЖИМИ БУРІННЯ, ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ КОЛОНИ, ГЛУШЕННЯ СВЕРДЛОВИН, ПНА.

Об'єкт розроблення – технологія буріння розвідувальної свердловин на газоконденсатному родовищі Західно-Полтавської площі.

Мета роботи – оптимізація технології буріння розвідувальної свердловини.

Результати та їх новизна – розроблена технологія буріння свердловини з метою експлуатації розвідки в нижньому карбоні газоконденсатних покладів для умов Західно-Полтавської площі. Новизна технічного рішення полягає в розробці заходів по удосконаленню засобу глушіння свердловин, що забезпечує мінімальний кольмотаж продуктивного горизонту.

Зменшення кольмотажу має підвищити строк працездатності свердловин за умови забезпечення відповідного режиму експлуатації свердловини.

Взаємозв'язок з іншими роботами – продовження інноваційної діяльності кафедри нафтогазової інженерії та буріння Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» в сфері буріння свердловин та розробки технологічних рішень.

З урахуванням наявності новизни та винахідницького рівня розробки підготовлено заявку на одержання патенту на винахід «Засіб глушіння свердловин».

Сфера застосування розробки – буріння, експлуатація та ремонт свердловин.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – обґрунтування технології буріння розвідувальної свердловин на газоконденсатному родовищі Західно-Полтавської площі з удосконаленням засобу глушіння свердловин.

Зміст

Вступ	
1. Геологічна частина	
1.1 Загальні відомості про район бурових робіт	
1.2 Тектоніка	
1.3 Стратиграфія і літологічний розріз	
1.4 Нафтогазоводоносність	
1.5 Умови проводки свердловини	
1.6 Геолого-геофізичні дослідження за процесом буріння свердловини	
2. Технічна частина	
2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини	
2.2 Бурові розчини	
2.2.1 Вибір і обґрунтування типів і параметрів бурових розчинів	
2.2.2 Витрати хімічних реагентів і матеріалів для приготування і обробки бурових розчинів	
2.2.3 Технологія приготування, очищення і обробки бурових розчинів	
2.3 Вибір і обґрунтування способів буріння	
2.4 Вибір типорозмірів доліт	
2.5 Вибір і розрахунок бурових труб	
2.6 Режими буріння	
2.7 Розрахунок експлуатаційної колони	
2.8 Розрахунок цементування експлуатаційної колони	
2.9 Організаційно-технічні заходи спуску і цементування обсадних колон	
2.10 Обладнання устя свердловини	
2.11 Відбір бурової установки	
2.12 Розкриття та випробування продуктивних пластів	
3. Техніка безпеки, промсанітарія, протипожежні заходи і охорона довкілля	
3.1 Навчання та інструктаж робітників	
3.2 Підготовка бурової установки до буріння	
3.3 Заходи безпеки при виконанні робіт	
3.4 Промсанітарія	
3.5 Пожежна безпека	
3.6 Охорона довкілля	
4. Економічна частина	
4.1 Нормативна тривалість будівництва свердловини	
4.2 Кошторисна вартість будівництва свердловини	
4.3 Техніко-економічні показники буріння свердловини	

8
9
13
16
18
24
26
31
33
34
34
49
54
53
68
70
71
75
74
74
75
77
78
79
80
81
81
82
90

5. Спецпитання: «Технологія глушення свердловин»

5.1. Причини переливання піни зі свердловини

5.2. Закупорюючі властивості пін

5.3. Технологія глушення трифазними пінами свердловин газових і газоконденсатних родовищ

Висновки

Література

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

Вступ

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

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

Національною програмою «Нафта і газ України до 2020 року» передбачено збільшити обсяги буріння на 74%, в т.ч. на газ – у 2,3 рази, на нафту – у 1,87 рази, розвідувального – у 1,44 рази. Це забезпечить домогтися стабілізації об'ємів видобування нафти і газу з подальшим їх нарощуванням.

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

1 Геологічна частина

1.1 Загальні відомості про район бурових робіт

Таблиця 1.1 - Відомості про район бурових робіт

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

Таблиця 1.2 - Відомості про площадку будівництва бурової

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

Таблиця 1.3 - Розміри земельних ділянок, які необхідно відвести в тимчасове користування

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

1.2 Тектоніка

Західно-Полтавська площа 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 чарно виражене, полого. Північна перикліналь зрізана розривним порушенням амплітудою 50 м, порушення скидвого характеру. Південна перикліналь також ускладнена скидом амплітудою 50 м. Центральна частина, а саме складінна частина, складки відносно периклінальних закінчень утворює

1.3 Стратиграфія і літологічний розріз

Таблиця 1.4 - 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		
340	1055	- верхній відділ	K ₂	1-2	350-2450 м K = 1,18
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	2450-4550 м K = 1,20
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		
		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	4550 (вибій)	верхньоєрпухівський під'ярус	C _{1s2}	7-10	

Таблиця 1.5 - 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 строкати, суглинки жовто-бурі лесові
78	340	піски мергелі пісковики	50 30 20	Піщано-глинисті утворення, піски різнозернисті, мергелі світло-сірі, блакитні, піщані з прошарками пісковиків
340	1055	крейда мергелі піски глини	80 10 5 5	Крейда з прошарками мергелів, в нижній частині – кварцово-гладуконітові піски, з прошарками зеленувато-сірих глин
1055	1225	піски пісковики глини	65 20 15	Піски світло-сірі, різнозернисті з прошарками пісковиків та вапнякових блакитно-сірих глин
1225	1570	глини пісковики вапняки	65 25 10	Перешарування глин з пісковиками і вапняками
1570	1760	глини пісковики	70 30	Глини з прошарками пісковиків у верхній частині
1760	2440	пісковики глини вапняки	65 30 5	Потужна континентальна товща піщано-глинистих утворень. Пісковики сірувато-зелені, алевритисті, глини сіруваті, зелені, бурі
2440	2685	доломіти вапняки глини пісковики ангідрити алевроліти	25 20 20 15 10 10	Перешарування вапняків, аргілітів з вапняками, глинами, алевролітами
2685	3290	пісковики аргіліти алевроліти вапняки	45 45 5 5	Чергування потужних піщаних пластів з глинистими пластками
3290	3740	пісковики аргіліти алевроліти вапняки	40 40 15 5	Перешарування пісковиків і щільних алевритистих 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	4550	аргіліти пісковики алевроліти вапняки	35 30 30 5	Перешарування аргілітів з пісковиками і алевролітами та незначними прошарками вапняків

1.4 Нафтогазоводоносність

Таблиця 1.6 - Нафтоносність

Індекс стратиграф підрозділу	Інтервал, м		Тип колек- тору	Густина, г/см ²		Рухо- мість на ОП, мкм ²	Вміст сірки, % по вазі	Вміст пара- фіну, % по вазі	Віль- ний дебіт, м ³ /доб.	Параметри розчиненого газу:				
	від	до		в пласто- вих умовах	після дегаза- ції					газовий фактор, м ³ /т	тиск насичення в пластових умовах, МПа	вміст вуглекислого газу, %	відносна до повітря густина газу	вміст сірки, %
	2	3		5	6		8	9	10	11	12	13	14	15
C _{2m} (C-2)	3299	3335	поров.	0,727	0,826	0,03	0,046	1	89	104	18,8	2,58	0,833	1,81

Таблиця 1.7 - Газоносність

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Тип колек- тору	Стан (газ, конденсат)	Вміст, % за обсягом		Відносна за повітрям густина газу	Дебіт газу тис.м ³ /д
	від	до			сірко-водню	вуглецю		
	2	3	4	5	6	7	8	10
C _{1s2} (C-4)	4371	4393	поровий	газ, конденсат		2,03	0,648	43,3-80,8
C _{1s1} (C-5)	4400	4436	поровий	газ, конденсат		1,05	0,648	від 3,0 180,8-229,3 до 32,7

Таблиця 1.8 - Водоносність

Індекс страти- графіч- ного підрі- злу	Інтервал, м		Тип колек- тору	Густи- на, м ³ /доб.	Вільний дебіт, м ³ /доб.	Хімічний склад води в % мг-еквівалентній формі					Ступінь мінера- лізації, г/л	Тип води по Суліну (СФН- сульфато- натрієвий, ГКН – гідрокарбонатно- натрієвий, ХЛМ – хлормагнієвий, ХКЛ – хлоркальцієвий)	Відно- ситься до джерела питтєво- го водо- на- чання (ТАК, НІ)	
	від	до				аніони			катиони					
						С ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ K ⁺	Mg ⁺⁺				Ca ⁺⁺
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
KZ	0	340	поров.	1,000- 1,010	140,0- 150,0							0,7-0	ГКН	ТАК
K	340	1225	поров.	1,000- 1,010	240,0- 2500,0							0,3-3	ГКН	ТАК
T	1775	2400	поров.	1,050- 1,060	100,0- 150,0							30,0 161,0	ХКЛ	НІ
C ₃ -C ₄	3290	4290	поров.	1,164	0,3-23,7							169,5 248,0	ХКЛ	НІ
C _{1S2}	4290	4550	поров.	1,164	4,7	49,80	0,09	0,11	36,22	5,01	8,77	156,04 222,2	ХКЛ	НІ

1.5 Умови проходки свердловини

Таблиця 1.9 - Дані про тиск та температуру по розрізу свердловини

Індекс графічного підозначення	Інтервал, м		Гradient тиску									Температура в кінці інтервалу	
	від (верх)	до (низ)	пластового			гідророзриву горді			гірського			°C	джерело
			МПа/м		джерело одержання	МПа/м		джерело одержання	МПа/м				
			від	до		від	від		від	до			
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Г	0	340	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0156	0,0156	РФЗ	0,0210	0,0210	Прогноз		Розрахунок
К	340	1225	0,0100	0,0103	-//-	0,0157	0,0157	-//-	0,0210	0,0210	-//-	36	-//-
Л	1225	1775	0,0103	0,0103	-//-	0,0157	0,0159	-//-	0,0210	0,0210	-//-	52	-//-
Т	1775	2440	0,0103	0,0104	-//-	0,0159	0,0163	-//-	0,0210	0,0220	-//-	61	-//-
Р	2440	2685	0,0104	0,0105	-//-	0,0163	0,0165	-//-	0,0220	0,0220	-//-	67	-//-
С ₃	2685	3290	0,0105	0,0105	-//-	0,0165	0,0167	-//-	0,0220	0,0220	-//-	80	-//-
С ₄	3290	3740	0,0105	0,0106	-//-	0,0167	0,0169	-//-	0,0220	0,0220	-//-	91	-//-
С ₅	3740	4290	0,0106	0,0106	-//-	0,0169	0,0172	-//-	0,0220	0,0230	-//-	104	-//-
С ₆	4290	4550	0,0106	0,0111	-//-	0,0172	0,0174	-//-	0,0230	0,0230	-//-	111	-//-

Можливі ускладнення по розрізу свердловини

Таблиця 1.10 - Поглинання бурового розчину

Індекс стратиграфічного розділу	Інтервал, м		Чи є втрага циркуляції (так, ні)	Гradient тиску поглинання, МПа/м		Умови виникнення
	від	до		при розкритті	після ізоляційних робіт	
	2	3	4	5	6	7
KZ	0	340	ні	0,0126	0,0156	при первинному розкритті
K ₂ - K ₁	1000	1225	ні	0,0143	0,0157	при первинному розкритті
F ₁	2025	2440	ні	0,0152	0,0163	при підвищенні густини бурового розчину вище передбаченого в проекті
C ₃ - C _{2b}	2685	4290	ні	0,0162	0,0172	при підвищенні густини бурового розчину вище передбаченого в проекті

Таблиця 1.11 - Осипи і обвали стінок свердловини

Індекс стратиграфічного розділу	Інтервал, м		Час до початку ускладнення, діб	Заходи по ліквідації наслідків (проробка, промивка і т.д.)
	від	до		
	2	3	4	5
KZ	0	340	В процесі розбурювання	Проробка, промивка, підтримування параметрів бурового розчину згідно проекту
C ₃ - C _{1s2}	2685	4550	В процесі розбурювання	Проробка, промивка, підтримування параметрів бурового розчину згідно проекту

Таблиця 1.12 - Нафтогазопрояви

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Вид флюїдопроявлення (вода, нафта, конденсат, газ)	Довжина стовпа газу при ліквідації проявлень, м	Густина суміші при проявленні для розрахунку надлишкових ків, г/см ³		Характер проявлень у вигляді проявлень нафти (бульбашки, перелигу води)
	від	до			внутрішнього	зовнішнього	
1	2	3	4	5	6	7	8
C ₃ , C ₄ , C ₅ m	3290	3340	нафта і газ	3340	0,727	зниження протитиску на пласт	плівка нафти, бульбашки газу
	4375	4515	газ	4510	1,1/0,648		-/-

Таблиця 1.13 - Інші можливі ускладнення

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Вид ускладнення: жолобоутворення, перегин ствола, викривлення, дифоноутворення	Характеристика ускладнень і умови виникнення
	від	до		
1	2	3	4	5
C ₂ , C ₃ , T, P ₁	340	1000	Звуження ствола свердловини	Здатність крейдяних порід до набуття
	1225	2440	Сальникове утворення, звуження ствола свердловини	Наростання кірки на стінках свердловини при проходженні промислових порід
	2440	2685	Утворення уступів, жолобів	При проходженні твердих порід

1.6 Геолого-геофізичні дослідження за процесом буріння свердловини

Таблиця 1.14 - Геофізичні дослідження

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

продовження таблиці 1.14

1	2	3	4	5
---	---	---	---	---

<p>ГК, НКт, термометрія</p> <p>АКД</p> <p>ГГК</p> <p>ІНД</p> <p>З метою прив'язки інтервалів перфорації поводи ГК і ЛМ до перфорації, та ГК і ЛПО після перфорації</p> <p>Газовий картаж</p>	<p>1:500</p> <p>1:500</p> <p>1:500</p> <p>1:200</p> <p>1:500</p> <p>Анатоліївна</p> <p>Анатоліївна</p> <p>Анатоліївна</p> <p>Анатоліївна</p> <p>Перед спуском обсадних колон в інтервалах: 0-350 м 350-2450 м 2450-4550 м</p> <p>0-350 м 0-2450 м 0-4550 м</p> <p>Після цементування експлуатаційної колони</p> <p>Після спуску експлуатаційної колони вибірково продуктивних інтервалах з глибини 3250 м</p> <p>З глибини 3250 м</p>
--	---

Жданюк Ольга

Жданюк Ольга

Жданюк Ольга

Жданюк Ольга

2 Технічна частина

2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

Конструкція свердловини визначається:

- числом обсадних колон, що опускаються, глибиною їхньої установки;
- діаметром застосовуваних труб;
- діаметром доліт, якими ведеться буровлення під кожною колоною;
- 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 стан порід, що розриваються свердловиною з погляду можливих обвалів, сипів, каверноутворень, передачі на колонах гірського тиску і т.д.

До керованих факторів можна віднести:

- мета і спосіб буровлення;
- число продуктивних горизонтів, що підлягають виробуванню;
- 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 ($P_{\text{пл}}$) і градієнта тиску гідророзриву ($P_{\text{гдр}}$).

Градієнт пластового тиску визначається за формулою

$$\beta_{nl} = \frac{P_{nl}}{\rho_w \cdot g \cdot H} \quad (2.1)$$

де P_{nl} – пластовий тиск, [Па];
 ρ_w – густина води, $\rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3$;
 g – прискорення вільного падіння, $g = 9,8 \text{ м/с}^2$;
 H – глибина залягання пласта з відповідним пластовим тиском, [м].
 Градієнт тиску гідророзриву визначається за формулою:

$$\beta_{zp} = \frac{P_{zp}}{\rho_w \cdot g \cdot H} \quad (2.2)$$

де P_{zp} – тиск гідророзриву пласта, [Па];
 Тиск гідророзриву пласта визначаю за формулою:

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

де P_{nl} – пластовий тиск [атм].

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

$$1 \text{ МПа} = 10,2 \text{ атм}$$

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

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

Глибина спуску обсадної колони (установки 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 свердловин”.

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 двоколонній конструкції (направлення і кондуктор в конструкції свердловини не враховуються).

1 – направлення;

2 – кондуктор;

3 – проміжна колона;

4 – експлуатаційна колона.

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

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

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

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

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

Для визначення діаметра експлуатаційної колони користуємося таблицями 2.1 і 2.2

Діаметр долота визначається за формулою:

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

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

Δ_k – мінімально-необхідний радіальний зазор для вільного проходження колони в свердловині при спуску (див. таблицю 2.3).

Таблиця 2.1 - Відношення дебіту свердловини до 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

Таблиця 2.2 - 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 2.2.

Таблиця 2.3 - Залежність величини зазору від діаметра обсадної колони

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

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 2.1 [3].

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

$$d_{вн} = D_o + \Delta \quad (2.5)$$

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

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

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

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

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

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

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

Діаметр долота для буріння під дану колону (2.4):

- Вибираю діаметр долота $D_o = 270 + 2 \cdot 12 = 294 \text{ мм}$, 295,3 мм.

Внутрішній діаметр кондуктора складає:

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

Отже, діаметр кондуктора приймаю 324 мм.

Діаметр долота для буріння під цю колону буде рівним:

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

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

Характеристика конструкції свердловини приведена в таблиці 2.4.

Виходячи з 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 2.4 - 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	0-4550	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 0-4550м з метою перекриття і роздільного випробування продуктивних горизонтів. Перехід діаметра 168мм проводимо в інтервалі 0-2300м.

Конструкція свердловини зображена на рисунку 2.2.

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

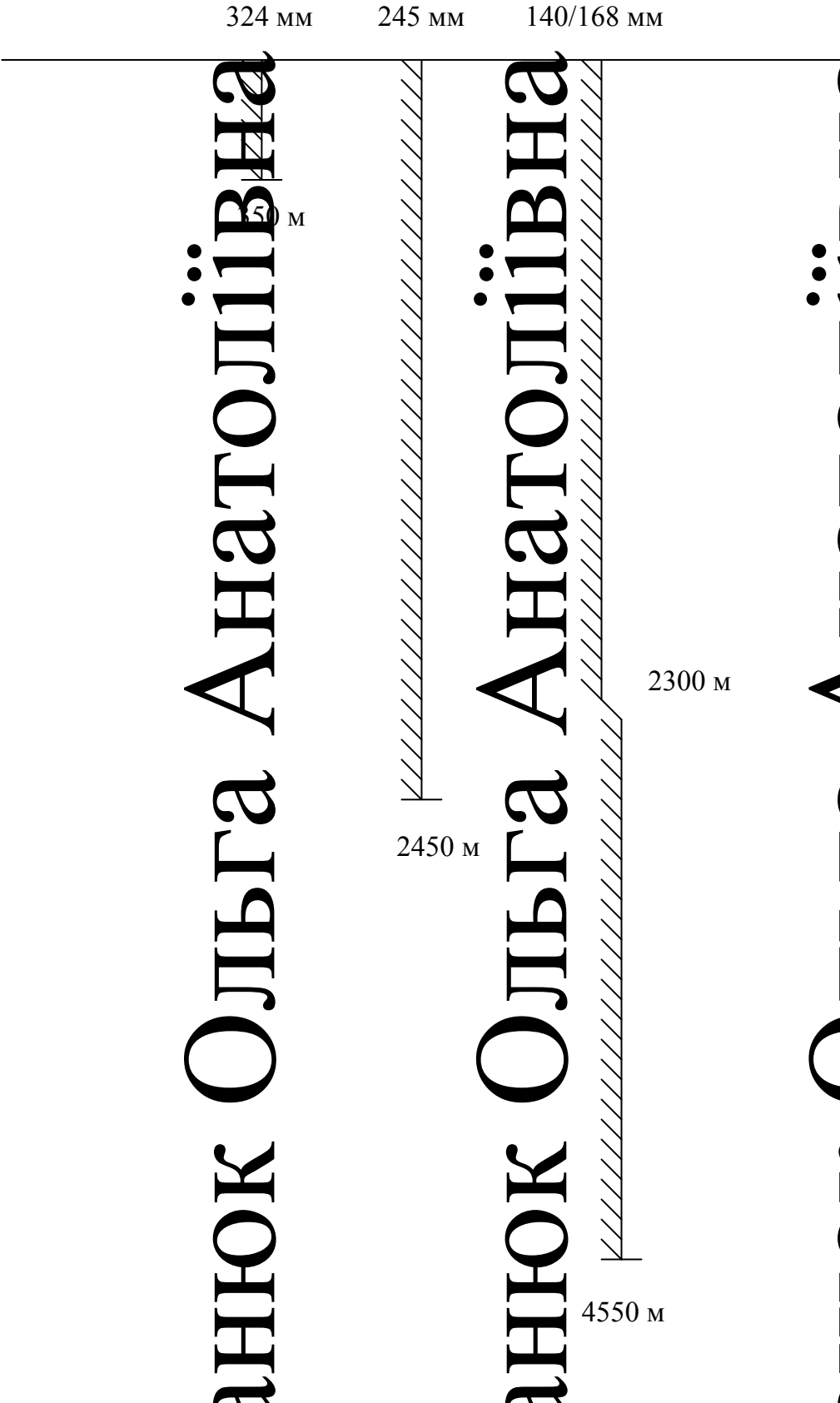


Рисунок 2.1 – Конструкція свердловини

2.2 Бурові розчини

2.2.1 Вибір і обґрунтування типів і параметрів бурових розчинів

Бурові розчини виконують багато функцій і здійснюють значний вплив на процес буріння нафтових і газових свердловин. Для досягнення найкращих техніко-економічних показників буріння важливо правильно 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:

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

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 2.6):

в інтервалі 0-350м

$$\rho_{b.p.} = \frac{3,35 + 3,35 \cdot 0,15 \cdot 10^6}{9,8 \cdot 350} = 1,23 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Приймаю густину 1100-1120 кг/м³

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

в інтервалі 350-2450м

$$\rho_{b.p.} = \frac{4,97 + 24,97 \cdot 0,1 \cdot 10^6}{9,8 \cdot 2450} = 1,44 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Приймаю густину 1140-1160 кг/м³

Визначаю густину бурового розчину при бурінні під експлуатаційну колону (згідно формули 2.6):
в інтервалі 2450-4550м

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

Приймаю густину 1170-1190 кг/м³

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

Таблиця 2.5 - Прийняті величини густин бурового розчину

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

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

- в інтервалі 0-350 м – глинистий буровий розчин, який має слідуєчі 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 (УЩР) для запобігання осипів і обвалів. В основному цей розчин використовується для буріння в порівняно нестійких розрізах, в яких присутні набухаючі і диспергуючі глинисті породи. Дозумна 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 УЩР – 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 2450-4550 м – полімер-калієвий буровий розчин для запобігання осипів і обвалів, які містять в собі в якості інгібіруючих електролітів з'єднання калію. Дія калієвих розчинів обумовлена наявністю іонів калію в глинистих мінералах. Найбільш швидке 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 2.6.

Таблиця 2.6 - Типи і параметри бурових розчинів

Тип розчину	Інтервал, м		Параметри бурового розчину:						
			густина, г/см ³	умовна в'язкість, с		CH ₃ , мг/см ²		кірочка, мм	рН
	від	до		с	см ³ /30хв	1	10		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глинистий	0	250	1,10 – 1,12	25 – 45	6 – 8	10	30	1,0	8
Гуліанно-акриловий	350	2450	1,14 – 1,16	40 – 60	4 – 6	20	60	1,0	9 – 10
Полімер-калієвий	2450	4550	1,17 – 1,19	40 – 60	4 – 6	20	60	1,0	8 – 9

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

Визначаємо необхідну кількість бурового розчину за формулою:

$$V_{б.р.} = V_{ж.с.} V_{н.ч.} + V_{бур.} + V_{св.} \cdot n \quad (2.7)$$

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

$$V_{ж.с.} = 4 \div 7 \text{ м}^3;$$

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

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

$V_{бур.}$ – 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:

$$V_{бур.} = n_1 \cdot l_1 + n_2 \cdot l_2 + K + n_n \cdot l_n \quad (2.8)$$

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

(див таблицю 2.9);

l_1, l_2, l_n – відповідні інтервали.

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

$$V_{ce} = 0,785 \cdot k_k \cdot D^2 \cdot H \quad (2.9)$$

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:

$$m_{gl} = \frac{\rho_{gl.p} - \rho_v}{\rho_{gl} - \rho_v} \cdot \rho_{gl} \cdot V_{б.р.} \quad (2.10)$$

де $\rho_{gl.p}$ – густина глинистого розчину (див. Табл. 2.5), [кг/м³];

ρ_v – густина води, [кг/м³];

ρ_{gl} – густина глиноповерхівки, [кг/м³],

$\rho_{gl} = 2300 \div 2600$ кг/м³;

$V_{б.р.}$ – об'єм бурового розчину.

Необхідний об'єм води визначаємо за формулою:

$$V_v = \frac{\rho_{uk} - \rho_{gl.p}}{\rho_{gl} - \rho_v} \cdot V_{б.р.} \quad (2.11)$$

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

$$m_{об} = \frac{\rho_{б.р.} - \rho_{gl.p}}{\rho_{обв} - \rho_{б.р.}} \cdot \rho_{обв} \cdot V_{б.р.} \quad (2.12)$$

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

$\rho_{обв} = 4200 \div 4500$ кг/м³,

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

Таблиця 2.7 - Розрахунок об'єму бурового розчину для обробки хімреагентами

№ інтервалу однаковим складом бурового розчину	Інтервал, м		Тип розчину	Густина розчину, г/см ³	Назва компо- нентів	Густина, г/см ³	Вміст речовини в товарному продукті	Вологість, %	Вміст реагента в буровому розчині, кг/г			
	від	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10			
Ольга Анатоліївна	0	350	Глинистий	1,10 –	ПБМБ	2,2	98	5	100,0			
				1,12	ПВЛР	1,5	95	3-5	100,0			
					Na ² CO ³	2,3	98	2-3	11,0			
					Нафта	0,88	98	-	110,0			
	350	2450	Гуманно-акриловий	1,14 –	ПБМБ	2,2	98	5	100,0			
				1,16	Na ² CO ³	2,3	98	2-3	5,0			
					ПВЛР	1,5	95	3-5	5,0			
					КЛСТ	1,18	32-35	-	150,0			
					Гіпанол	1,14	35-38	-	100,0			
					Нафта	0,88	98	-	50,0			
				2450	4550	Полімер-кашевий	1,17 –	ПБМБ	2,2	98	5	50
							1,19	Na ² CO ³	2,3	98	2-3	5,0
	Гіпанол	1,14	35-38				-	50,0				
	КЛСТ	1,18	32-35				-	130,0				
	Доломіт	2,8	98				4-8	50,0				
	Нафта	0,88	98				-	50,0				
Жданюк	Жданюк	Жданюк		KCL	2,4	95	5-7	70,0				
				Лакріс	1,1	43	-	50,0				
				PAC-R	1,2	95	-	50,0				
				POLY-PLUS	1,1	99	-	5,0				
				DUO-VIS	1,1	98	-	2,5				

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

Жданюк

Жданюк

Жданюк

Жданюк

Таблиця 2.8 - Потреба бурового розчину і компонентів для його приготування

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		4	5	6	7	8	9
0	350	Буровий розчин ПБМБ ПВЛР Na ² CO ³ Нафта	1,15 100,0 100,0 11,0 110,0	Норми витрат хімреагентів при обробці бурових розчинів згідно рецептури ЦНДІ УкрНДІГРІ		50,0 5000 5000 550 -	42,5 4250 4250 467,5 4375	92,5 9250 9250 1017,5 1017,5
0	2450	Буровий розчин ПБМБ Na ² CO ³ ПВЛР Гіпанол Нафта	0,9 100,0 5,0 75,0 100,0 50,0	-/- -/- -/-		50,0 5000 250 - 5000 2500	143,8 - 719,0 10785 14380 7190	193,8 3008 969,0 10785 19380 9690
0	4550	Буровий розчин ПБМБ Na ² CO ³ Гіпанол КЛСТ Дізоміт Нафта KCL Лакріс AC-R FOLE-PLUS DUC-VIS	0,5 5,0 5,0 50,0 130,0 70,0 50,0 70,0 40,0 10,0 5,0 2,5			170,0 - 850 8300 - 11900 8500 11900 6800 1700 850 425	76,8 3840 384 3840 9984 5376 3840 5376 3072 768 384 192	416,8 3840 2084 20840 32084 12276 20840 29176 16672 4768 2084 192

Таблиця 2.9 - Потреба бурового розчину і компонентів для його приготування

Назва компонентів бурового розчину	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ на виготовлення	Потреба компонентів бурового розчину, т			
		номер колони			
		1	2	3	сумарна потреба свердловини
1	2	3	4	5	6
ПВЛР		2,25	10,785		20,035
ПБМБ	ТУ 39-01-08-0658-81	9,25	5,6	3,84	18,09
Кальцинована сода	ГОСТ 5100-76	1,018	0,959	2,084	4,071
Гліанол	ГОСТ 9965-76	4,675	19,38	20,84	40,22
Нафта			9,600	20,84	35,205
КЛСТ			29,070	32,084	61,154
Доломіт				17,276	17,276
Біополімер				1,092	1,092
Лакріс				16,672	16,672
ТАС-R				4,168	4,168
РОМУPLUS	ГОСТ 4561-83			2,084	2,084
KCL	ГОСТ 4561-83			29,176	29,176
Буровий розчин	Готується на буровій	92,5	154,8	416,8	703,1

2.2.3 Технологія приготування, очищення і обробки бурових розчинів

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

Лопатева глиномішалка складається з періодичної ємності. Дерев'яних стінок ємності приварені кронштейни, на яких встановлюються підшипники вала. В середині ємності обертається вал, що має п'ять лопаток розміщених під кутом 90° . Зазор між кінцями лопаток і стінками ємності не менше 30-35 мм. Привід вала від електродвигуна приводиться за допомогою клинчастої 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-струменевих млинів 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 розшались.

Хімічна обробка та обваження бурових розчинів здійснюється в основному за допомогою механічної двошальної 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, вводяться таким чином не рекомендується, затягується приготування розчину, дисперсія глини, не ефективно. Тому порядок первинної хімічної обробки в процесі приготування розчину визначається в основному видами реагентів і сформованою технологією робіт.

Первинна хімічна обробка в процесі циркуляції розчину здійснюється рівномірним введенням в жолобну систему раніше приготовленого в

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 швидку 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 дегаційні 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 ній 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 частінок більше 0,074 мм застосовують гідроциклони діаметром більше 150 мм (ГЦ-50), а для відділення мулу з розміром частинок менше 0,074 мм застосовують гідроциклони діаметром 50-100 мм (ГЦ-45).

Гідроциклони складаються з металевого корпусу з тангентальним патрубком до якого кріпиться гумове сопло і під'єднуюча труба. В середині

корпуса встановлений і закріплений цільнолитий порожнинний гумовий корпус, до нижньої частини якого приєднується змінна піскова насадка (внутрішній 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 відкладаються до периферії корпусу гідро циклона, а по конусу опускається вниз і через насадку змивається назовні. Частинки бурового розчину концентруються в центральній частині гідро циклона і через патрубок у верхній частині змивається в ємність циркуляційної системи.

Таблиця 2.10

Найменування	Шифр	Кількість	ГОСТ, ОСТ, ТУ	Примітка
1	2	3	4	
Голомішалка	МГ 2-4	1	ГОСТ 1284-68	
Блок приготування бурового розчину	БПР-70	1	ТУ 2002-898-81	
Вібросито	ВС-1	1	ТУ 3001-08-416-78	
Циркуляційна система	ЗЦС	1	ТУ 41 УССР 64-84	
Бункер-шламоуловлювач	БШ-2	1	ТУ 41 УССР 93-82	
ФСМ	ФСМ-1		ТУ 41 УССР 41-80	
Гідроциклон	ГЦ-350	1	ТУ УССР 137-83	
Транспортер стрічковий	ТЛ	1	ГОСТ 2103-78	
Муловідділювач	ИВ-45	1	ТУ 2002-801-78	

2.3 Вибір і обґрунтування способів буріння

Прийняття рішення про використання того чи іншого способу буріння – один із відповідальних етапів проектування технології поглиблення, тому що надалі обраний спосіб визначає багато технічних рішень — 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 таблицею 4.25 [2], я вибираю оптимальний спосіб буріння.

2.4 Вибір типорозмірів доліт 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 долаті, а також вартість 1 м проходки.

Згідно вище проведених 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 маслорозбавленою камерою з герметизованими опорами та боковою промивкою з гідромоніторними насадками для буріння в породах середньої твердості з прошарками твердих і міцних абразивних порід, які відповідно мають наступні шифри:

0-350 м

III 393,7 С-ГВ

350-2450 м

III 295,3 С-ГВ

2450-4550 м

III 215,9 МС-ГАУ, III 215,9 С-ГНУ, ИСМ214,3 /80СТ

2.5 Вибір і розрахунок бурильних труб

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

Проектування та розрахунки бурильних колон здійснюють на основі даних про:

конструкцію та профіль свердловини;

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

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

Довжину ОБТ визначається за формулою:

$$L_{\text{ОБТ}} = \frac{115 \div 1,25 \cdot P_d}{q_{\text{ОБТ}} \cdot \beta} \quad (2.13)$$

де P_d – осьове навантаження на долото, Н;

β – коефіцієнт виштовувальної сили, який визначається за формулою:

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

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

$\rho_{\text{м}}$ – густина металу, $\rho_{\text{м}} = 7,85$ г/см³.

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

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

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

Для всіх способів буріння рекомендується встановлювати над ОБТ секцію довжиною не менше 250—300 м з труб нижчої групи міцності (Д) і максимальною товщиною стінки. Це забезпечує плавний перехід за жорсткістю від ОБТ до бурильних труб. Для роторного способу буріння ці труби повинні мати підвищені границі витривалості (труби ВК, НК, ПВ, ПН, ПК, імпорتنі бурильні труби).

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

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

де σ – результуюче (еквівалентне) напруження;

$[\sigma]$ – допустиме напруження.

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

$$\sigma = \sqrt{\sigma_0 + \sigma_3^2 + 3\tau^2} \quad (2.15)$$

або

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

де σ – розтягуючі або стискуючі напруження, Па;

σ_0 – згинаючі напруження, Па;

τ – тангенціальні напруження, Па;

G_i – розтягуюче навантаження в верхньому перерізі і-тої секції,

$$G_i = k \cdot Q_{OBT} + l_i \cdot q_i \cdot \beta + P_T \cdot F_K \quad ;$$

P_T – перепад тиску на долоті, Па;

F_K – площа поперечного перерізу каналу труби, м²;

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

l_i – довжина і-тої секції труб, м;

F_i – площа поперечного перерізу тіла і-тої труби (див. “приложение 1” [5]), м²;

Допустиме напруження визначають за формулою:

$$\sigma_T = \sigma_T / n \quad , \quad (2.16)$$

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

σ_T – границя текучості (див. таблицю 8.6 [5]), Па.

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

Запас міцності бурильної колони для операцій розширення, проробки, відбору керна, розбурювання цементу приймаються рівними запасам міцності при бурінні.

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

У випадку використання клинкового захвату умова міцності для довільного перерізу колони труб записується у вигляді

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

де G – вага нижчерозташованих секцій бурильної колони в рідині;

G_T^K

– граничне, що відповідає границі текучості, осьове навантаження на трубу в клиновому захваті. Нормативний коефіцієнт n_k запасу міцності за умови (2.18) становить 1,15.

Умови міцності від дії надлишкових зовнішніх p_3 та внутрішніх p_6 тисків мають вигляд:

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

$$p_6 \leq p_T / n_6 \quad , \quad (2.19)$$

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

Нормативні коефіцієнти запасу міцності для умов (2.18) n_3 і (2.19) n_6 становлять 1,15.

Статичний розрахунок бурильної колони здійснюється для таких основних операцій:

процес буріння;

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

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

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

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

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

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

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

$$n = \frac{n_\sigma n_\tau}{\sqrt{n_\sigma^2 + n_\tau^2}} \quad , \quad (2.20)$$

$$n_\sigma = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_a} \cdot \left(1 + \frac{\sigma_1}{\sigma_{-1}} \cdot \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_a} \right) \quad , \quad (2.21)$$

де

n_{σ} – запас міцності за нормальними напруженнями;

n_{τ} – запас міцності за дотичними напруженнями;

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

$\sigma_{\text{а}}$ – амплітуда змінних напружень згину;

$\sigma_{\text{г}}$ – границя міцності (див. таблицю 8.6 [5]), Па;

$\sigma_{\text{м}}$ – постійне напруження від розтягу (“+”) або стиснення (“-“) бурильної колони,

$$\sigma_{\text{м}} = 2 \cdot \sigma_{\text{а}} \quad [\text{Па}];$$

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

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

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

нижні перерізи всіх секцій;

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

верхні перерізи частин секцій, які перебувають в місцях непланового викривлення свердловин.

Бурильні труби на вертикальних і викривлених ділянках похило-скерованих і горизонтальних свердловин розраховують на опір втомі, причому на викривлених ділянках розрахунок підлягають верхні перерізи секцій та перерізи бурильної колони у верхніх частинах ділянок викривлення.

«ВНИИТнефть» рекомендує при розрахунку на витривалість бурильної колони у вертикальній свердловині або вертикальних ділянках ПСС враховувати постійні напруження $\sigma_{\text{м}}$ від осьових навантажень та змінні напруження $\sigma_{\text{а}}$ від згину внаслідок втрати колоною прямолінійної форми стійкості. Згинаючі напруження визначають для небезпечного перерізу труби (основна площина різьби на висадженому кінці, зварного шва, стабілізуючого пояса або тіла труби). При цьому осьовий момент інерції I у всіх випадках обчислюють для тіла труби, а осьовий момент опору W – для небезпечного перерізу.

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

«ВНИИТнефть» рекомендує проектувати бурильну колону в такій послідовності.

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

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

Проектування бурильної колони здійснюється згори доверху. Виконують перевірку підготовленої послідовності труб на відповідність сформульованим вимогам і умовам міцності, а саме:

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

гідратичним співвідношенням між зовнішніми діаметрами бурильних труб і діаметром свердловини;

жорсткісним вимогам плавного переходу від ОБТ до бурильних труб;

умовам статичної міцності;

умовам втомної міцності;

критеріям вибору бурильної колони.

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

для статичних осьових навантажень

$$l_j = \frac{G_{Tj}/n - G_{j-1}}{k_0 \cdot q_j \cdot \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m}\right)} \quad (2.21)$$

для статичних осьових навантажень і крутного моменту

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

для клинового захвату

$$l_j^k = \frac{G_{Tj}^k/n_k - \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m}\right) \sum_{i=1}^{j-1} q_i \cdot l_i}{\left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m}\right)} \quad (2.23)$$

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

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

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

$$B = \frac{2}{F_j^2} \cdot k_o \cdot \left(1 - \rho_p / \rho_m \right) \cdot q_j \cdot G_{j-1} + \frac{6 \cdot M_{j-1} \cdot \gamma_j}{W_{kj}^2} \cdot \frac{M^2}{M};$$

$$C = \left(\frac{G_{Tj}}{n \cdot F_j} \right)^2 - \left(\frac{G_{Tj-1}}{n \cdot F_j} \right)^2 - 3 \cdot \left(\frac{M_{j-1}}{W_{kj}} \right)^2 \cdot \frac{H^2}{M};$$

M_{j-1} – крутний момент на нижньому перерізі j -ї секції труб, Н·м;
 γ_j – коефіцієнт, який визначається за формулою

$$\gamma_j = k \cdot \rho_{o.p.} \cdot D_o \cdot \omega_{-}^{0,5} \cdot D_{BT}^2 \quad (2.24)$$

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

$$M_j = M_{j-1} + \gamma_j \cdot l_j \quad (2.25)$$

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

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

Для похило-скерованих і горизонтальних свердловин відповідно до рекомендацій «ВНИИТнефть» допускається оцінювати довжину секцій за статичними осьовими навантаженнями за формулою (2.21).

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

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

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

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

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

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

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

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

збільшити номенклатуру труб, в тому числі використати легкосплавні та імпортовані бурильні труби;

зменшити частоту обертання бурильної колони;

зменшити вагу КНБК і навантаження на долото;

зменшити діаметри бурильних труб;

розглянути можливість зміни конструкції свердловини і профілю похило скерованої або горизонтальної свердловини;

розглянути можливість окремого проектування бурильної колони для відповідних операцій;

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

Результати проектування бурильної колони подають у формі таблиці.

Вихідні дані для розрахунку бурильної колони.

1	Свердловина вертикальна	
2	Глибина свердловини	4550 м.
3	Інтервал буріння	2450 – 4550 м.
4	Глибина спуску проміжної колони діаметром 243 мм	0 – 2450 м
5	Спосіб буріння	рогорний
6	Діаметр долота	215,9 мм
7	Частота обертання	60 об/хв.
8	Тиск нагнітання бурового насоса	17 МПа
9	Спосіб навантаження	18 т.т.
10	Густина бурового розчину	1,19 г/см ³
11	Перепад тиску на долоті	3,5 МПа
12	Умови буріння	усилені
13	Коефіцієнт кавернозності	1,8
14	Тип клинового захвату	ПКР – 560

Розрахунок.

Вибраю діаметр ОБТ 165 і перевіряю його на співвідношення

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

В нашому випадку конструкція низу бурильної колони складається з однієї ступені. Це ОБТ – 165

$$Q_{\text{ОБТ}} = 135,4 \frac{\text{кГ}}{\text{м}}$$

$$Q_{\text{ОБТ}} \cdot q_{\text{ОБТ}} = \frac{1,15 \div 1,25 \cdot P_{\text{д}}}{\beta}$$

$$\beta = 1 - \frac{\rho_{\text{Б.Р}}}{\rho_{\text{М}}} = 1 - \frac{1,26}{1,85} = 0,82$$

$$l_{OBT} = \frac{115 \div 1,25 \cdot P_d}{\beta \cdot q_{OBT}} \quad l_{OBT} = \frac{115 \cdot 180 \div 1,25 \cdot 180 \cdot 10^3}{0,83 \cdot 1354} = 184 \div 200 \text{ м}$$

Приймаю довжину ОВТ $l_{OBT} = 199 \text{ м}$.

Визначаю вагу секції ОВТ:

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

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

$$D_{Б.Т} = 250$$

Перевіряю нижній перебік секції труб ТБПК наддодатного комплекту на відповідність запасу міцності по втомі нормативним значенням. Для цього:

визначаю амплітуду змінних напружень згибу

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

Стріла прогину:

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

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

$$D_{ce} = D_o \cdot k$$

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

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

$$L = \frac{3,14}{10,5} \cdot \sqrt{\frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 633,5 \cdot 10^{-8} \cdot 10,5^2}{32,1}} = 13,8 \text{ м}$$

$$\sigma_a = \frac{3,14^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 633,5 \cdot 10^{-8} \cdot 0,116}{13,8^2 \cdot 99,77 \cdot 10^6} = 78,5 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Постійна амплітуда:

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

Визначаю дотичне напруження при крученні:

$$M_d = 9,535 \cdot 10^{-5} \cdot D_{oot}^{0,4} \cdot P_d^{1,3} \cdot l_{OBT}^{0,7}$$

$$M_d = 9,535 \cdot 10^{-5} \cdot 5,5 \cdot 0,2159^{0,4} \cdot 180 \cdot 10^3 \cdot 199^{0,7} = 1928 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$M_{\text{в.р.}} = K_a \cdot \rho_{б.р} \cdot g^2 \cdot l \cdot \omega^{0,7} = 10,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1190 \cdot 10,5^{0,7} \cdot 0,165^2 \cdot 199 + 0,127^2 \cdot 250 = 648,4 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

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

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

Визначаю запас міцності за нормальними напруженнями:

$$n_{\sigma} = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_a} \cdot \left[1 + \frac{\sigma_{-1} \cdot \sigma_m}{\sigma_s \cdot \sigma_a} \right]^{-1}$$

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

$$1,68 > 1,5$$

Визначаю запас міцності за дотичними напруженнями:

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

$$n_{\tau} = \frac{1369 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 16,4 \cdot 10^6 \cdot 36,76 \cdot 10^{-4}} = 13,1$$

Визначаю коефіцієнт запасу міцності на витривалість:

$$n_6 = \frac{1,68 \cdot 13,1}{\sqrt{1,68^2 + 13,1^2}} = 1,67 > 1,5 \quad (\text{умова виконується})$$

Умова міцності для надлишкових внутрішніх дисків виконується.

$$\frac{P_T}{n} = \frac{24,31}{1,15} = 44,62 > 17 \quad (\text{умова виконується})$$

Перевіряю верхній переріз секцій труб наддолотного комплекту (ТБВК 127 – 10Д) довжиною 250. Для цього обчислюю:

а) Розтягуюче навантаження:

$$G_1 = K \cdot Q_{\text{ОБТ}} + l_1 \cdot q_1 \cdot \beta + P_T \cdot l_T = 1,15 \cdot 269446 + 321 \cdot 250 \cdot 0,83 + 3,5 \cdot 10^6 \cdot 89,92 \cdot 10^{-3} =$$

$$= 648,504 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

б) Крутний момент:

$$M_1 = M_0 + M_{KP} = 1928 + 648,4 = 2576,4 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

в) Результуючий момент складає:

$$\sigma_1 = \sqrt{\left(\frac{G_1}{F_1} \right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{M_1}{W_K} \right)^2} = \sqrt{\left(\frac{648,504 \cdot 10^3}{36,76 \cdot 10^{-4}} \right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{2576,4}{15^2 \cdot 10^{-6}} \right)^2} = 178,7 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

г) Запас міцності:

$$n_{\phi} = \frac{\sigma_T}{\sigma_1} = \frac{373 \cdot 10^6}{178,7 \cdot 10^6} = 2,09 \geq 1,5 \quad (\text{умова виконується})$$

д) Умова міцності для клинкового захвату буде рівна:

$$n_K = \frac{G_K}{G_1} = \frac{1157 \cdot 10^3}{648,504 \cdot 10^3} = 1,78 \geq 1,5$$

Вага наддолотного комплекту:

$$Q_1 = 250 \cdot 321 \cdot 89,92 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

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

Перевіряю другу секцію на внутрішній тиск:

$$\frac{P_T}{n} = \frac{67 \cdot 2}{1,15} = 58,71 > 17 \quad (\text{умова виконується})$$

Визначаю довжину другої секції бурильної колони за умови статичної рівноваги навантажень і крутного моменту для клинового захвату.

Необхідні дані для розрахунку:

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

$$M_1 = 2576,4 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

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

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

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

$$q_2 = 321 \text{ Н}$$

$$\gamma_2 = K \cdot \rho_{\text{б.р.}} \cdot D_0 \cdot \omega_{\text{к}}^{0,5} \cdot D^2 = 3,908 \cdot 10^{-2} \cdot 1190 \cdot 0,2159 \cdot 10,5^{0,5} \cdot 0,127^2 = 1,2 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

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

$$A = \left(\frac{K \cdot \beta \cdot q_2}{F_2} \right)^2 + \frac{3 \cdot \gamma_2^2}{W_{K_2}^2}$$

$$A = \left(\frac{1,15 \cdot 0,83 \cdot 321}{36,76 \cdot 10^{-4}} \right)^2 + \frac{3 \cdot 1,2^2}{199,54 \cdot 10^{-6}^2} = 7,06 \cdot 10^9 \left(\frac{\text{Н}^2}{\text{м}^2} \right)$$

$$B = \frac{2}{F_2^2} \cdot K \cdot \beta \cdot q_2 \cdot G_1 + \frac{6 \cdot M_1 \cdot \gamma_2}{W_{K_2}^2}$$

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

$$C = \left(\frac{G_{T_2}}{n \cdot F_2} \right)^2 - \left(\frac{G_1}{F_2} \right)^2 - 3 \cdot \left(\frac{M_1}{W_{K_2}^2} \right)^2$$

$$C = \left(\frac{1801 \cdot 10^3}{1,5 \cdot 36,76 \cdot 10^{-4}} \right)^2 - \left(\frac{648,504 \cdot 10^3}{36,76 \cdot 10^{-4}} \right)^2 - 3 \cdot \left(\frac{2576,4}{199,54 \cdot 10^{-6}} \right)^2 = 7,5 \cdot 10^{16} \frac{\text{Н}^2}{\text{м}^4}$$

$$l_{p_2} = \frac{\sqrt{2,99 \cdot 10^{13}^2 + 4 \cdot 7,06 \cdot 10^9 \cdot 7,5 \cdot 10^{16}} - 2,99 \cdot 10^{13}}{2 \cdot 7,06 \cdot 10^9} = 1749,2 \text{ м}$$

Визначаю довжину другої секції для клинового захвату за формулою:

$$l_{p_2}^K = \frac{G_{T_2}^K - G_1 \cdot \beta}{n_K} = \frac{1523 \cdot 10^3 - 648,504 \cdot 10^3 \cdot 0,83}{1,15} = 2950,4 \text{ м}$$

Згідно конструкції вертлюговини $l_2 = 1561$

Вага II секції:

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

Вага гаку:

$$G_{e_2} = G_1 + Q_2 = 648504 + 501,081 = 1149,585 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

Визначаю крутний момент:

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

$$M_2 = 1928 + 3,908 \cdot 10^{-2} \cdot 1190 \cdot 0,2159 \cdot 10,5^{0,5} \cdot 0,165 \cdot 199 + 0,127^2 \cdot 250 + 0,127^2 \cdot 561 = 4495,2 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Визначаю результуюче напруження:

$$\sigma = \sqrt{\left(\frac{G_{e_2}}{F_2}\right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{M_2}{W_{k2}}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{1149,585 \cdot 10^3}{36,76 \cdot 10^{-4}}\right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{4495,2}{199,54 \cdot 10^{-6}}\right)^2} = 314,3 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Визначаю коефіцієнт запасу міцності:

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

$$n_\phi = \frac{490 \cdot 10^6}{314,3 \cdot 10^6} = 1,56 \geq 1,5 \quad (\text{ умова виконується })$$

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

Третю секцію складаю з труб ТБВК 127 – 10Л

Перевіряю третю секцію на внутрішній тиск:

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

Необхідні дані для розрахунку III секції:

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

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

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

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

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

$$L_3 = 321 \text{ м}$$

$$\gamma_3 = K \cdot \rho_{o.p.} \cdot D_o \cdot \omega_{\text{тр}}^{0,5} \cdot D_{\text{тр}} = 3,908 \cdot 10^{-2} \cdot 1190 \cdot 0,2159 \cdot 10,5^{0,5} \cdot 0,127^2 = 1,2 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

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

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

$$A = \left(\frac{K \cdot \beta \cdot q_3}{F_3} \right)^2 + \frac{3 \cdot \gamma_3^2}{W_{\kappa_3}^2}$$

$$A = \left(\frac{1,15 \cdot 0,83 \cdot 321}{36,76 \cdot 10^{-4}} \right)^2 + \frac{3 \cdot 1,2^2}{199,54 \cdot 10^{-6}} = 7,06 \cdot 10^9 \left(\frac{H}{M} \right)^2$$

$$B = \frac{2}{F_3^2} \cdot K \cdot \beta \cdot q_3 \cdot G_{z_2} + \frac{6 \cdot M_2 \cdot \gamma_3}{W_{\kappa_3}^2}$$

$$B = \frac{2}{36,76 \cdot 10^{-4}} \cdot 1,15 \cdot 0,83 \cdot 321 \cdot 1149,585 \cdot 10^3 + \frac{6 \cdot 4495,2 \cdot 1,2}{199,54 \cdot 10^{-6}} = 5,29 \cdot 10^{13} \frac{H^2}{M^5}$$

$$C = \left(\frac{G_{T_3}}{n \cdot F_3} \right)^2 - \left(\frac{G_{z_2}}{F_3} \right)^2 - 3 \cdot \left(\frac{M_2}{W_{\kappa_3}} \right)^2$$

$$C = \left(\frac{2341 \cdot 10^3}{1,5 \cdot 36,76 \cdot 10^{-4}} \right)^2 - \left(\frac{1149,585 \cdot 10^3}{36,76 \cdot 10^{-4}} \right)^2 - 3 \cdot \left(\frac{4495,2}{199,54 \cdot 10^{-6}} \right)^2 = 8,09 \cdot 10^{16} \frac{H^2}{M^4}$$

$$n_{p_3} = \frac{\sqrt{5,29 \cdot 10^{13} + 4 \cdot 7,06 \cdot 10^9 \cdot 8,09 \cdot 10^{16}} - 5,29 \cdot 10^{13}}{2 \cdot 7,06 \cdot 10^9} = 1,02,8 \text{ м}$$

Визначаю довжину третьої секції для клинового захвату за формулою:

$$l_3^k = \frac{G_{T_3}^k - G_{z_3} \cdot \beta}{q_3 \cdot \beta} = \frac{1979 \cdot 10^3 - 1149,585 \cdot 10^3 \cdot 0,83}{1,15 \cdot 321 \cdot 0,83} = 1877,7 \text{ м}$$

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

Вага III секції:

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

Вага гаку:

$$G_{z_3} = G_{z_2} + Q_3 = 1149585 + 333840 = 1483,425 \times 10^3 \text{ Н}$$

Визначаю крутний момент:

$$M_3 = M + M_{x0}$$

$$M_3 = 1928 + 3,908 \cdot 10^{-2} \cdot 1190 + 0,2159 \cdot 10,5^{0,5} \cdot$$

$$165 \cdot 199 + 0,127^2 \cdot 250 + 0,127^2 \cdot 1561 + 0,127^2 \cdot 1040 = 5738,8 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Визначаю результуюче напруження:

$$\sigma_3 = \sqrt{\left(\frac{G_{z_3}}{F_3} \right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{M_3}{W_{\kappa_3}} \right)^2} = \sqrt{\left(\frac{1483,425 \cdot 10^3}{36,76 \cdot 10^{-4}} \right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{5738,8}{199,54 \cdot 10^{-6}} \right)^2} = 406,6 \text{ МПа}$$

Визначаю коефіцієнт запасу міцності:

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

$$n_{\phi} = \frac{637 \cdot 10^6}{406,7 \cdot 10^6} = 1,57 \geq 1,5 \quad (\text{ умова виконується })$$

$$n_K = \frac{G_K}{G_{\varepsilon_3}} = \frac{1979 \cdot 10^3}{1483,425 \cdot 10^3} = 1,33 > 1,15$$

Четверту секцію складають із труб ТБВК 140 - 1,1 М. Перевіримо четверту секцію на внутрішній тиск.

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

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

Необхідні дані для розрахунку:

$$G_{\varepsilon_3} = 1483,425 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

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

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

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

$$W_{K_4} = 265,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

$$\gamma_4 = K \cdot \rho_{\text{б.р.}} \cdot D_0 \cdot \omega_{\text{б.т.}}^{0,5} \cdot D_{\text{б.т.}}^2 = 0,908 \cdot 10^{-2} \cdot 1260 \cdot 0,215 \cdot 10,5^{0,5} \cdot 0,14^2 = 1,45 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

$$q_4 = \frac{\sqrt{B^2 + 4 \cdot A \cdot C} - B}{2 \cdot A}$$

$$A = \left(\frac{K \cdot \beta \cdot q_4}{F_4} \right)^2 + \frac{3 \cdot \gamma_4^2}{W_{K_4}^2}$$

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

$$B = \frac{2}{F_4^2} \cdot K \cdot \beta \cdot q_4 \cdot G_{\varepsilon_3} + \frac{6 \cdot M_3 \cdot \gamma_4}{W_{K_4}^2}$$

$$B = \frac{2}{44,48 \cdot 10^{-4}^2} \cdot 1,15 \cdot 0,83 \cdot 400 \cdot 1483,425 \cdot 10^3 + \frac{6 \cdot 5738,8 \cdot 1,45}{265,6 \cdot 10^{-6}^2} = 5,78 \cdot 10^{13} \frac{\text{Н}^2}{\text{м}^5}$$

$$C = \left(\frac{G_{T_4}}{n \cdot F_4} \right)^2 - \left(\frac{G_{\varepsilon_3}}{F_4} \right)^2 - 3 \left(\frac{M_3}{W_{K_4}} \right)^2$$

$$C = \left(\frac{3269 \cdot 10^3}{1,5 \cdot 44,48 \cdot 10^{-4}} \right)^2 - \left(\frac{1483,425 \cdot 10^3}{44,48 \cdot 10^{-4}} \right)^2 - 3 \cdot \left(\frac{5738,8}{265,6 \cdot 10^{-6}} \right)^2 = 1,27 \cdot 10^{17} \frac{\text{Н}^2}{\text{м}^4}$$

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

$$l_{p4} = \frac{\sqrt{5,78 \cdot 10^{13} z^2 + 4 \cdot 7,42 \cdot 10^9 \cdot 1,27 \cdot 10^{17} - 5,78 \cdot 10^{13}}}{2 \cdot 7,42 \cdot 10^9} = 1787,2 \text{ м}$$

Визначаю довжину четвертої секції для кликового захвату за формулою:

$$l_{4k} = \frac{\frac{G_T^K}{n_k} - G_{z3} \cdot \beta}{q_4 \cdot \beta} = \frac{\frac{2722 \cdot 10^3}{1,15} - 1483,425 \cdot 10^3 \cdot 0,83}{400 \cdot 0,83} = 3420,8 \text{ м}$$

Відно конструкції свердловини $l_4 = 1500 \text{ м}$.

Вага IV секції:

$$Q_4 = 400 \cdot 1500 = 600 \times 10^3 \text{ Н}$$

Вага гаку:

$$G_{z4} = G_{z3} + Q_4 = 1483425 + 600000 = 2083,425 \times 10^3 \text{ Н}$$

Визначаю крутний момент:

$$M_4 = M + M_{x0}$$

$$M_3 = 1928 + 3,908 \cdot 10^{-2} \cdot 1190 \cdot 0,2159 \cdot 10,5^{0,5} + 0,165 \cdot 199 + 0,127^2 \cdot 250 + 0,127^2 \cdot 1561 + 0,127^2 \cdot 1040 + 0,14^2 \cdot 1500 = 7918,5 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Визначаю результуюче напруження:

$$\sigma_4 = \sqrt{\left(\frac{G_{z4}}{F_4}\right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{M_4}{W_K}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{2083,425 \times 10^3}{44,48 \times 10^{-4}}\right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{7918,5}{265,6 \times 10^{-6}}\right)^2} = 471,2 \text{ МПа}$$

Визначаю коефіцієнт запасу міцності:

$$n_\phi = \frac{\sigma_T}{\sigma_4} \quad n_\phi = \frac{735 \cdot 10^6}{471,2 \cdot 10^6} = 1,56 \geq 1,5 \quad (\text{умова виконується})$$

$$n_K = \frac{G_K}{G_{z4}} = \frac{2722 \cdot 10^3}{2083,425 \cdot 10^3} = 1,31 > 1,15$$

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

Результати розрахунку занесу в таблицю 2.

Таблиця 2.11 - Результати розрахунку

Компановка бурильної колони	Товщина стінки і внутрішній діаметр ОБТ, мм	Грида міцності	Інтервал установки		Довжина секції, м	Час роботи, кН	Наростаюча маса, кН	Робочі коефіцієнти значення запасу		
			від	до				n_b	$n_{пр}$	n_k
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
При бурінні під конду										
ОБТЗ-203	80		350	238	112	27,2	227,2	-	-	-
ТБПК-127	9,2		238	0	238	76,6	303,8	-	5,43	-
При бурінні під проміжну колону										
ОБТЗ-203	80		2450	2292	158	337,0	337	-	-	-
ТБПК-127	9,2		2292	0	2292	738,0	1075	-	1,3	2,7
При бурінні під експлуатаційну колону										
ОБТЗ-165	71,4		4550	4351	199	269,446	269,446	-	-	-
ТБПК-127	10		4351	4101	250	80,25	349,696	1,67	2,09	1,78
ТБВК-127	10		4101	2540	1561	501,081	850,77	1,67	1,56	1,32
ТБВК-127	10		2540	1500	1040	33,84	1184,617	1,67	1,57	1,33
ТБВК-140	11		1500	0	1500	598,5	1783,117	1,56	1,56	1,31

2.6 Режим буріння

До параметрів режиму буріння належать:

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

Параметри розчину.

I. Осове навантаження на долото:

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

$$P = \alpha \cdot P_{ш} \cdot F_k \cdot k_2 \cdot c \quad (2.26)$$

де α - коефіцієнт, який враховує вплив вибійних факторів на твердість породи:

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

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

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

$P_{ш}$ - твердість по штампу породи [8];

F_k - площа контакту зубів долота з породою [9]:

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

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

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 осевого навантаження визначають за формулою:

$$P_{\delta} = q_n \cdot D_{\delta} \cdot c \quad (2.27)$$

б) допустиме навантаження на долото P_{δ}^{\max} див. таблицю 2.12 [4].

ІІ. 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 Фёдоровца:

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

де z – кількість зубців на периферійному вінці шарошки;

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

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

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

$$n_{\delta} = \frac{2 \cdot V_{\delta}}{D_{\delta}} \quad \text{об/хв} \quad (2.29)$$

де V_{δ} – швидкість різання, приймається від 3 до 5 м/с

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

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

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

Якщо долота ИСМ 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:

$$L = \frac{N_p - N_{об} - N_d}{N_{х.о.}} \cdot M \quad (2.30)$$

Питомі витрати бурового розчину:

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

$$Q_{к.п.} = F_{к.п.} \cdot V_{к.п.} \quad \text{м}^3/\text{с} \quad (2.31)$$

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

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

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

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

$$Q_{п.в.} = F_{в.} \cdot q_{п.в.} \quad \text{м}^3/\text{с} \quad (2.32)$$

де $F_{в.}$ – площа вибою

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

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

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

З цих величин за розрахунком приймаємо найбільше. По цій величині вибираємо тип насоса, кількість насосів, діаметр циліндрових втулок, потужність насоса і тиск на насосі при цих втулках та кількість подвійних ходів поршня. Загальний тиск на стояку визначається за формулою

$$P_z = P_m + P_{б.к.} + P_a + P_m + P_{к.п.} \quad \text{Па} \quad (2.33)$$

де P_m – втрати тиску в лінії маніфольду, Па

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

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

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

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

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

P_d – перепад тиску на долоті, Па;

P_T – перепад тиску на турбобурі, Па;

$P_{\text{к.п}}$ – втрати тиску в кільцевому просторі [Па].

Розрахунок

І. Визначаю осьове навантаження на долота по інтервально:

0-350 м

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

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

$$P_{\text{д}} = 47000 \text{ кг} \cdot \text{с}$$

Приймаю осьове навантаження на долото до 100 кН,

350-2450 м

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

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

$$P_{\text{д}} = 40000 \text{ кг} \cdot \text{с}$$

Приймаю осьове навантаження на долото 100-220 кН;

2450-4550 м

$$F_{\text{к}} = \frac{15,9}{2} \cdot 1,1 \cdot 2 = 237,5 \text{ мм}^2$$

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

$$P_{\text{д}} = 22000 \text{ кг} \cdot \text{с}$$

Приймаю осьове навантаження на долото 140-160 кН.

ІІ 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 – 350 м

$n_q = 45-90 \text{ об/хв.}$

Інтервал : 350 - 2450 м

$$n_q = 60-120 \text{ об/хв.}$$

Інтервал : 2450 - 4550 м.

$$n_q = 45-60 \text{ об/хв.}$$

III. Визначимо продуктивність бурового розчину.

Інтервал: 0 – 350 м.

$$1) \quad Q_{н1} = 0,785 \times 0,3937^2 \times 0,3 = 0,0468 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$2) \quad Q_{н2} = 0,785 \times (0,3937^2 - 0,14^2) \times 0,4 = 0,041 \text{ м}^3/\text{с}$$

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, $P_{н} = 10,5 \text{ МПа}$.

Інтервал : 350 – 2450 м.

$$1) \quad Q_{н1} = 0,785 \times 0,2953^2 \times 0,5 = 0,0344 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$2) \quad Q_{н2} = 0,785 \times ((1,15 \times 0,2953)^2 - 0,14^2) \times 0,42 = 0,0402 \text{ м}^3/\text{с}$$

Приймаємо : $Q_{н} = 35-45 \text{ л/с}$.

Таку продуктивність може забезпечити 1 насос У8 – 6МА з діаметром циліндрових втулок 180мм і 66 подвійних ходів, $P_{н} = 12,5 \text{ МПа}$.

Інтервал : 2450 – 4550 м.

$$1) \quad Q_{н1} = 0,785 \times (1,15 \times 0,2159)^2 \times 0,50 = 0,0242 \text{ м}^3/\text{с}$$

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

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 ймовірно слід тримати згідно НТ, не допускати відхилення густини бурового розчину, який знаходиться в циркуляції від установлених НТП граничних величин більш ніж на $\pm 0,02 \text{ г/см}^2$.

Дані розрахунків занесемо в таблицю 2.12

Таблиця 2.12 - Дані розрахунку режиму буріння

№ інтервал буріння, м	Спосіб буріння	Навантаження долота кН	Частота обертання долота, об/хв	Продуктивність насоса л/с	Діаметр втулок, мм	Кількість насосів, шт.	Кількість подвійних ходів за хвилину	Тиск на стоянку МПа
1 0-350	Роторн	„навису” 100	45-90	40	190/1	65	65	3,0
2 350-2450	Роторн.	100-220	60-120	35-45	180/1	65	65	11,0
2 2450-4550	Роторн.	140-160	45-60	25-30	150/1	65	65	15-17

2.7 Розрахунок обсадних колон.

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 $Z=0$

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

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

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

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

$$P_{e,L_{cm}} = \frac{P_{nl}}{e^s} \text{ МПа} \quad (2.35)$$

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

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

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

$$P_{e,L} = \frac{P_{nl}}{e^s} \text{ МПа},$$

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

$$P_{e,L} = P_{nl} \text{ МПа} \quad (2.36)$$

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

1. На поверхні, коли $Z=0$

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

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

$$P_{\text{опр.L}_{\text{ст}}} = 1,1 \cdot P_{\text{в.L}_{\text{ст}}} + 0,01 \cdot \rho_{\text{о.р.}} \cdot L_{\text{ст}} \text{ МПа} \quad (2.38)$$

де $\rho_{\text{о.р.}}$ – густина опресовочної рідини;
III. Зовнішній тиск в точках.

1. На поверхні, коли $Z=0$

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

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

$$P_{\text{з.L}_{\text{ст}}} = 0,01 \cdot \beta_{\text{пл.L}_{\text{ст}}} \cdot L_{\text{ст}} \text{ МПа} \quad (2.40)$$

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

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

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

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 $Z=L_{\text{ст}}$

$$P_{\text{з.L}_{\text{ст}}} = P_{\text{з.L}_{\text{ст}}} - P_{\text{мін}} \text{ МПа} \quad (2.42)$$

де $P_{\text{мін}}$ – тиск закінчення експлуатації свердловини, $P_{\text{мін}}=1$ 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

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

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

б) на момент закінчення експлуатації

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

За розрахункове береться більше значення.

II. ступені

1. На поверхні, коли $Z=0$

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

2. На глибині стикування колон, коли $Z=L_{cm}$
 В цій точці зовнішній надлишковий тиск визначається для двох випадків:

а) на момент закінчення цементування:

$$P_{з.н.L_{cm}} = (P_{ф.ц.р.} - \rho_{о.р.} \cdot L_{cm}) \text{ МПа} \quad (2.46)$$

б) на момент закінчення експлуатації:

$$P_{L_{cm}} = P_{нл} - P_{мін} \text{ МПа} \quad (2.47)$$

За розрахункове береться більше значення.

Внутрішні надлишкові тиски:

I. ступені

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

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

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

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

II. ступінь

1. На поверхні, коли $Z=0$

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

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

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

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

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

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

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

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

Після цих розрахунків будується епора внутрішніх і зовнішніх тисків.

Для вибору типорозміру і довжини обсадних труб здійснюються спільні розрахунки.

Для вибору труб першого ступені.

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

$$P_{діюче} = P_{з.н.L} \cdot n \text{ МПа}$$

(2.56)

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

За отриманими значеннями діючого тиску в геліодиска (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 перекриває перша секція інтервал перфорації для труб другої секції знаходять величину:

$$\frac{P_{кр}}{n} \quad (2.57)$$

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

За отриманим результатом знаходять глибину, яка відповідає даному тиску. Тоді довжина першої секції дорівнює:

$$L_1 = L_{св} - L_{визн} \quad (2.58)$$

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:

$$n_в = \frac{P_в}{P_{в.н.}} \quad (2.59)$$

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

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

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

Вага секцій знаходиться за формулою:

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

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:

$$\sum Q_i = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n \cdot \# \quad (2.63)$$

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

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

$$l_i = \frac{Q_{стр.i} - \sum Q}{q_i} \cdot \mu \quad (2.64)$$

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

Приймають необхідну довжину секції.

Для вибору труб другого ступені.

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

$$l_i'' = \frac{Q_{стр.i}'' - 0}{q_i''} \cdot \mu \quad (2.65)$$

Результати розрахунку заносять в таблицю.

Вихідні дані для розрахунку експлуатаційної колони:

Глибина свердловини – 4550 м

Секційність свердловини:

І секція 4550-2200 м

ІІ секція 2200-0 м

Діаметр експлуатаційної колони:

труби меншого діаметру 140 мм 4550-2300 м

труби більшого діаметру 168 мм 2300-0 м

Густина бурового розчину 1,19 г/см³

Густина опресовочної рідини 1,0 г/см³

Густина цементного розчину:

для І секції 1,82 г/см³

для ІІ секції 1,82 г/см³

Відносна густина газу по повітрю 0,648

Максимальний пластовий тиск 49,5 МПа

Мінімальний тиск закриття 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.

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

1. $Z=0$ м

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

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

$$2. Z=200 \text{ м}$$

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

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

$$3. Z=4550 \text{ м}$$

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

$$P_{\text{в.г.ст}} = 49,5 \text{ МПа}$$

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

$$1. Z=0 \text{ м}$$

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

$$2. Z=2200 \text{ м}$$

$$P_{\text{опр.г.ст}} = 1,1 \cdot 42,6 - 0,01 \cdot 1 \cdot 2200 = 24,86 \text{ МПа}$$

III. Зовнішній тиск в точках:

$$1. Z=0 \text{ м}$$

$$P_{\text{з.0}} = 0 \text{ МПа}$$

$$2. Z=2200 \text{ м}$$

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

$$3. Z=4550 \text{ м}$$

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

IV. Зовнішні надлишкові тиски:

I. ступені

$$1. Z=2200 \text{ м}$$

$$P_{\text{з.г.ст}} = 24,86 - 1 = 23,86 \text{ МПа}$$

$$2. Z=4550 \text{ м} :$$

а) на момент закінчення цементування:

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

б) на момент закінчення експлуатації:

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

II. ступінь

$$1.$$

$$P_{\text{з.н.0}} = 0 \text{ МПа}$$

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

2. $Z=2200$ м:

а) на момент закінчення цементування:

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

б) на момент закінчення експлуатації:

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

V. Внутрішні надлишкові тиски:

I. ступені

1. $Z=2200$ м

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

2. $Z=4550$ м

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

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 $n=1,15$:

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

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

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

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

По даним розрахунку будує епюру внутрішніх і зовнішніх надлишкових тисків.

Розраховую обсадні труби для першої ступені:

$$P_{об.т.е} = 48,5 \cdot 1,15 = 55,9 \text{ МПа}$$

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:

$$L = 4550 - 3490 = 1060 \text{ м}$$

Вага секції:

$Q_1^I = 344 \cdot 1060 = 364640$ Н

Сумарна вага секції складе:
 $\sum Q_1^I = 364640$ Н

Перевіряю верхню трубу верхньої першої секції на внутрішні тиски:

$$n_{\theta_1}^I = \frac{2,4}{21,5} = 3,37 > 1,15$$

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

$$n_{\sigma, \mu_1}^I = \frac{58,9}{48,6} = 1,21$$

$$n_{\mu_1}^I = \frac{1640000}{364640} = 4,49$$

Довжина другої секції складе:

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

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

$$l_2^I = 2490 - 2300 = 1190 \text{ м}$$

Вага секції:

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

Сумарна вага секцій складе:

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

Перевіряю верхню трубу верхньої другої секції на внутрішні тиски:

$$n_{\theta_2}^I = \frac{49,9}{23,5} = 2,12 > 1,15$$

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

$$n_{\sigma, \mu_2}^I = \frac{42,4}{36,9} = 1,15$$

$$n_{\mu_2}^I = \frac{1130000}{774000} = 1,46$$

III секції вибираємо із труб 168 – 10,6 D, для яких : $R_{кр} = 36,1$ МПа ; $R_{\theta} = 46,2$ МПа ; $R_{стр} = 520$ кН ; $q_{III} = 0,423$ кН і встановлюємо до кінця першої ступені, тобто:

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

Вага секції:

$$Q_1^I = 423 \cdot 100 = 42300 \text{ Н}$$

Сумарна вага секцій складе:

$$Q_1^I = 774000 + 42300 = 816300 \text{ Н}$$

Розраховую обсадні труби для другої ступені

Перевіряю верхню трубу верхньої першої секції на внутрішні тиски:

$$n_{вн}^I = \frac{60,7}{46,5} = 1,31 > 1,15$$

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

Довжина першої секції складе:

$$L_1^{II} = \frac{2010000 - 0}{422 \cdot 1,15} = 4141 \text{ м}$$

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

Вага секції:

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

Сумарна вага секцій складе:

$$Q_1^{II} = 928400 \text{ Н}$$

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

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

$$n_{сум}^{II} = \frac{2010000}{928400} = 2,1$$

Результати розрахунку заносу в таблицю 2.12.

Таблиця 2.13 - Результати розрахунку експлуатаційної колони

№ п/п	Типорозмір труб	Інтервал встановлення, м	Довжина секції, м	Вага секції, кН	Зростаюча вага, кН	$n_{вн.}$	$n_{з.н.}$	$n_{сум}$
І ступінь								
1	СТТГ 140-10,5 Е	4550-3490	1060	364,64	364,64	3,73	1,31	4,49
2	СТТГ 140-10,5 Д	3490-2300	1190	409,36	774,0	2,12	1,15	1,88
3	СТТГ 168-10,6 Д	2300-2200	100	42,3	816,3			
ІІ ступінь								
1	СТТГ 168-10,6 Е	2200-0	2200	928,4	928,4	1,31	1,76	2,1

2.8 Розрахунок цементування експлуатаційної колони.

Різноманіття геолого-технічних умов при бурінні нафтових і газових свердловин, зростання глибини, які призвели до необхідності закачування великих об'ємів тампонажних розчинів в стиснуті терміни, і підвищення вимог до якості роботи по кріпленню свердловини призвели до використання ширшої номенклатури тампонажних цементів і хімічних реагентів, 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, являються температура, пластовий тиск, тиск гідророзриву, наявність соляних відкладів, вил флюїду і інші.

В нашій країні використовуються тампонажні цементи двох основних класів (по в'язучій основі): тампонажні портландцементи для температурним умовам до 100°C; тампонажні шлакові цементы для температурних умов від 80 до 250°C.

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

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

Тампонажний цемент вибирають у такий спосіб.

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

2. Інтервал зміни щільності тампонажного розчину (γ г/см³) вибирають з умови $\rho_n \leq \rho_c \leq \rho_p + 0,2$, де ρ_p — щільність бурового розчину; ρ_c — щільність тампонажного розчину.

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

3. В інтервалі цементування продуктивна товща містить нафто- і газonosні 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 суттєво 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 зазначений термін і попередження ускладнень, зв'язаних із седиментаційним, контракційними й іншими ефектами в процесі 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 понизити показник фільтрації тампонажного розчину. Як знижувачі цього показника застосовують гіпан, КМЦ, ПВС-ТР. Для підвищення термостійкості хімічних добавок, структування 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 ориєнтовані 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 сополімер ПВС-ТР застосовують як добавку до тампонажних розчинів (приготовленим із усіх видів тампонажних цементів і зачиненим як прісною, так і на морській воді) при цементуванні свердловин із забійними температурами до 100°C. Реагент являє собою водорозчинний сополімер винилового 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 4550-2800 м використовують ПЦТ І-100 для теплих свердловин з температурою 100°C, густиною 1,82 г/см³. Для сповільнення загустівання використовують 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/м^3 . Об'єм буферної рідини для розмежування цементного розчину з буровим приймаю 6 м^3 , а висоту цементного стакану 20 м .

Для цементування II ступені експлуатаційної колони в інтервалі $2200-0 \text{ м}$ також використовую ПЦТ I-100 для теплих свердловин з температурою 100°C , густиною $1,85 \text{ г/см}^3$. Для збільшення загустівачів використовую матеріали в таких 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-ТН – $0,5-2 \%$. Для приготування цементного розчину використовую воду і глинопорошок густиною 3100 кг/м^3 . Об'єм буферної рідини для розмежування цементного розчину з буровим приймаю 6 м^3 , а висоту цементного стакану 20 м .

Розрахунок цементування обсадної колони починається з зображення схеми цементування.

Вихідні дані для розрахунку цементування експлуатаційної колони:

Глибина свердловини 4550 м

Секційність колони:

I секція $4550-2200 \text{ м}$

II секція $2200-0 \text{ м}$

Діаметр труб, які входять в секції:

I секція з труб 140 мм $4550-2300 \text{ м}$

II секція з труб 168 мм $2300-0 \text{ м}$

Глибина спуску попередньої колони $0-2450 \text{ м}$

Внутрішній діаметр попередньої колони:

225 мм $2450-150 \text{ м}$

$217,4 \text{ мм}$ $150-0 \text{ м}$

Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону $215,9 \text{ мм}$

Коефіцієнт кавернозності $1,8$

Довжина цементного стакану 20 м

Густина цементного розчину

I ступінь ($4550-2200 \text{ м}$, ПЦТ I-100) $1,82 \text{ г/см}^3$

II ступінь ($2200-0 \text{ м}$, ПЦТ I-100) $1,85 \text{ г/см}^3$

Густина продавочної рідини $1,19 \text{ г/см}^3$

Внутрішній діаметр бурільних труб, які використовуються для спуску I секції:

207 мм $2200-1500 \text{ м}$

18 мм $1500-0 \text{ м}$

Розрахунок

При цементуванні I ступені

Об'єм цементного розчину необхідного для цементування колони:

$$V_{\text{нр}} = 0,785 \cdot \left[2 \cdot 0,2159^2 - 0,14^2 \right] \cdot 2100 + 0,221^2 - 0,14^2 \cdot 150 + (0,221^2 - 0,168^2) \cdot 100 + 0,119^2 \cdot 20 = 55,2 \text{ м}^3$$

2. Кількість цементу:

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

3. Кількість води для приготування цементного розчину:

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

4. Об'єм продавочної рідини:

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

$$d_{\text{середн}} = \frac{107 \cdot 1300 + 118 \cdot 1500}{1300 + 1500} = 113 \text{ мм}$$

5. Тиск закінчення цементування:

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

6. Витрати насосів:

Задаємося швидкістю руху цементного розчину $0,8 \text{ м/с}$ і знаходимо величину середнього збільшеного 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:

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

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

8. Кількість цементувальних агрегатів:

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

9. Кількість змішувачів:

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

10 Фактична необхідність в ЦА – 320м

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

1. Час цементування:

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

При цементуванні II ступені

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

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

2. Кількість цементу:

$$V_{ц} = \frac{1,05}{1 + 0,5} \cdot 38,75 \cdot 1,85 = 50,2 \text{ м}^3$$

3. Кількість води для приготування цементного розчину:

$$V_{в} = 11 \cdot 50,2 \cdot 0,5 = 27,6 \text{ м}^3$$

4. Об'єм продавочної рідини:

$$V_{пр} = 0,785 \cdot 0,1468^2 \cdot 2200 - 20 \cdot 1,03 = 37,6 \text{ м}^3$$

5. Тиск закінчення цементування:

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

6. Витрати насосів:

Визначаємо швидкістю всхідного потоку цементного розчину $0,8 \text{ м/с}$ 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 колоди вибираю цементувальні агрегати типу ЦА-320М з діаметром втулок 115 мм на II швидкості.

8. Кількість цементувальних агрегатів:

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

9. Кількість змішувачів:

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

10. Фактична необхідність в ЦА – 320М

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

1. Час цементування:

$$t_{ц} = \frac{1}{60} \cdot \left(\frac{6 \cdot 10^3}{1 \cdot 12,2} + \frac{38,75 \cdot 10^3}{6 \cdot 7,9} + \frac{27,6 - 1 \cdot 10^3}{5 \cdot 7,9} + \frac{1 \cdot 10^3}{1 \cdot 4,2} \right) + 15 = 56,2 \text{ хв}$$

Дані розрахунку занести в таблицю 2.14.

Таблиця 2.14 – Дані розрахунку цементування експлуатаційної колони

№ п/п	Матеріал і параметри цементу	Експлуатаційна колона	
		I ступінь ПЦТ I-100	II ступінь ПЦТ I-100
1	Тип цементу		
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

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

До початку робіт по підготовці свердловини до спуску обсадної колони необхідно перевірити стан фундаментів, основи вишки і інших агрегатів бурової установки. Фундаменти не повинні мати порушень, підмивів і ходу ґрунту. Стела під обладнання і вишку не повинна мати тріщин і інших дефектів. Вишка повинна бути відрегстрована 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 націше ніж на 5% перевищувати внутрішній надлишковий тиск, який діє на ді круби при випробуванні колони на герметичність. Проводиться замір довжини обсадних труб і укладання їх на мостки в порядку, зворотньому спуску в свердловину. Резерві трури (5%) складають окремо. Різби 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 різбових стиків після закріплення фіксуються електрозаклепками. Бурильні труби, які використовуються при спуску нижньої секції експлуатаційної колони повинні бути прошафтовані по максимальному внутрішньому діаметру, опресовані на 1,5 кратний максимальний

очікуваний тиск при цементуванні і перевірені методом не руйнуючого контролю. Цементування верхніх секцій проміжних і експлуатаційної колон проводити після перевірки глибинного стикування.

Таблиця 2.15 - Технологічна оснастка обсадних колон

Обсадна труба		Найменування елементів (шифр, ДЗСТ, ЗСТ, ТВ, МТР)	Кількість шт.	Глибина встанов- лення, м	Вага одиниці, кг	Загальна вага, кг
діаметр, мм	секція					
168	2	3	4	5	6	7
245	-	Башмак БК-245 Зворотний клапан ЦКОД-324-2	1	350	85	85
245	I	Башмак БК-245 Зворотний клапан ЦКОД-245-2 Центратори ЦЦ-245/295-320-1 Допускний пристрій (роз'єднувач УСЦ-245- 6403)	1 1 5 1	2450 2860 - 1700	60 57 16,8 140	60 57 84 140
245	II	Допускний пристрій (стиківка УСЦ-245-6406) Зворотний клапан ЦКОД-245-2 Центратори ЦЦ-245/295-320-1	1 1 5	1700 1680 -	140 57 16,8	140 57 84
168 x 140	I	Башмак БК-140 Зворотний клапан ЦКОД-140-1 Центратори ЦЦ-140/191-216-1 Допускний пристрій (роз'єднувач ВП-140-7093)	1 1 10 1	4550 4530 - 2800	31 17 10 120	31 17 100 120
168	II	Допускний пристрій (стиківка УСЦ-140-7092) Зворотний клапан ЦКОД-140-1 Центратори ЦЦ-140/191-216-1 Упорно-роз'єднувальна муфта для ЦСТ	1 1 5 1	2800 2780 - 2000	120 17 10 10	120 17 50 10

Таблиця 2.17 - Спуск обсадних колон

Назва обсадних колон	Діаметр колони, мм	№ секцій в порядку спуску	Тип ущільнювального мастила	Момент скручування обсадних труб, кгс x м (кН x м)	Допустима швидкість спуску обсадних колон, м/с	Допустиме відкорочення 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	560-880 (5,6-8,8)	1	300
	168	II	P-402	690-1070 (6,9-10,7)	1	300

2.10 Обладнання устя свердловини

Гирлове обладнання призначене для обв'язки всіх опущених у свердловину обсадних колон, для контролю за станом міжтрубного простору, керування свердловиною при виникненні ускладнень і буріння з 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, зливу воронку із швидкоз'ємним жолобом.

Обладнання гирла свердловини забезпечує:

- герметизацію виходу з свердловини при опущеній (або відсутній) колоні труб;

- циркуляцію промивального агента за прямою (або) зворотною схемами;

- підтримання надлишкового тиску на гирлі при бурінні в умовах рівноваги вибійного і пластового тисків;

- перерізування опущеної у свердловину колони труб та підвішування на гирлі частини, залишеної у свердловині;

- спорожнювання свердловини з регульованою витратою потоку на виході.

Основні вимоги до гирлового обладнання:

- колонні головки, превентори та інші елементи повинні мати мінімальну висоту;

- розміри приєднувальних фланців колонних головок та превенторів мають бути узгодженими з урахуванням послідовного встановлення на гирлі секцій колонних головок і ПВО на більш високий робочий тиск, ніж при бурінні попереднього інтервалу;

- прохідні отвори фланців мають забезпечувати підвішування опущеної обсадної колони на клинову підвіску без демонтажу ПВО;

- повинні бути узгоджені міцнісні характеристики гирлового обладнання і обсадних колон, на які воно встановлюється.

Для даної свердловини я використовую:

1. Колонні головки марки:
 - ОКК3-70×426
 - 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

2.11 Вибір бурової установки

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

Згідно ЕТП 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 роз'єдинки), які виникли в процесі буріння.

Його визначають по формулі:

для бурильної колони

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

для обсадної колони

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

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

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

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

Визначаю максимальне робоче навантаження:

для бурильної колонії:

$$G_{\text{бур}} = 1,3 \cdot 1783,117 = 2318,1 \text{ кН}$$

для обсадної колонії:

$$G_{\text{обс}} = 1,25 \cdot 1617,8 = 2022,25 \text{ кН}$$

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 2.18

Таблиця 2.18 - Обладнання, яке входить в комплект зібраної бурової установки

№ 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	Галевий 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, ПКГ-500, АКБ-3М2		1
11	Допоміжне гальмо ЭМТ-4500		1
12	Двигуни в приводі:		
12	Лебідки СДЗБ-13-42-8		3
13	Насоса АКЗ-15-41-8-2		2
14	Ротора СДЗБ-13-42-8		-

2.12 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 нафтогазонасності горизонтів виділених по даним геологічних та промислово-геофізичних досліджень проектується провести

випробування 9 об'єктів.

Розкриття всіх об'єктів буде проводитись кумулятивними зарядами ІКС 80 густиною прострілу в протерозої 30 отв./п.м., в кам'яновугільних відкладах 12 отв./п.м.

Випробування І об'єкту проекту проектується здійснювати зі стаціонарного станка, а інших об'єктів по системі "знизу-вверх" 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 випробується, відбірні 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, перзо 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, який 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.

Зволяція опробування об'єктів проводиться шляхом установки цементних містків згідно інструкції по обладнанню гірла 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 припливу – ліквідується на І категорії.

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

3 Техніка безпеки, промсанітарія, протипожежні заходи і охорона довкілля

3.1 Навчання та інструктаж робітників

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

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

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

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

Навчання робочих складається із наступних етапів:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.2 Підготовка бурової установки до буріння

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

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

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

Для забезпечення безпечних умов праці під час експлуатації бурової установки необхідно щоденно перевіряти стабільність основи. При цьому потрібно

слідкувати, щоб встановлене на основі бурове обладнання, інструмент та комунікації на весь час експлуатації були надійно закріплені, зварні шви основи не руйнувались від дії на них динамічних і вібраційних навантажень.

Необхідно звертати увагу на розміщення блоків основи відносно одна до одного.

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

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

В процесі експлуатації редукторі необхідно виконувати наступні вимоги:

- постійно перевіряти кріплення редуктора до рами і основи блока;
- валів ведучих валів редуктора і валів електродвигунів повинні бути зцентровані між собою. Еластичні муфти повинні бути закриті щитами, а малці кожного зчеплення повинні бути в комплекті, надійно закріплені і зашпінтовані.

При експлуатації ланцюгових редукторів потрібно:

- регулярно перевіряти стан ланцюгів, їх шпінтовку, кріплення і посадку планшайб на валах;

- слідкувати за зносом і змазкою ланцюгів, а також за тим, щоб зірочки редуктора і трансмісійного вала лебідки були зцентровані;

- постійно перевіряти герметичність ущільнюючих пристроїв.

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

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

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

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

3.3 Заходи безпеки при виконанні робіт

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

При експлуатації машинних ключів потрібно:

- 1) слідкувати за справністю запірною пристроєм ключа;
- 2) не використовувати ключі з тріщинами, напльивами та іншими дефектами;
- 3) підбирати сухарі, розмір яких відповідає розміру паза машинного ключа;
- 4) своєчасно змащувати шарнірні з'єднання;
- 5) не допускати кріплення страхових канатів до ніг вишки, так як вони можуть мати прогин, що створюється під час розкріплення інструмента.

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

- 1. не можна підходити близько до працюючих механізмів ключа, проводити будь-які поправки «на ходу», проводити роботи у випадку виявлення несправностей в механічних частинах ключа і пневматичній сітці;
- 2. потрібно підводити ключ плавно;
- 3. слід проводити всі роботи, пов'язані з ремонтом, регулюванням, усуненням несправностей в механічних частинах в пневмолінії при перекритті краном пневматичної лінії;
- 4. забороняється спускати колону труб в свердловину при недостатньо відведеному ключі;
- 5. проводити обертання трубокзакімного пристрою і вмикання зажиму нижніх щелеп лише після того, як щелепи повністю обхватять замок.

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

Елеватори відбраковують, якщо наявні наступні дефекти:

- 1) тріщина в корпусі;
- 2) зношення торця елеватора під замком бурильних чи обсадних труб більше 2 мм;
- 3) прогнутість нижньої торцевої поверхні;
- 4) люфт в шарнірних з'єднаннях дверці елеватора;
- 5) ручка елеватора деформована, зварні шви порушено;
- 6) тріщина в замковій чи в його виступах;
- 7) заклинювання в шарнірі замка;
- 8) деформація чи злам пружини, гвинта чи втулка.

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

Д у р і н н я. Для забезпечення безпечної і безаварійної роботи членів бурової бригади, перед тим як приступити до провідки чергової свердловини, необхідно вивчити геологічний технічний наряд, розподілити обов'язки між членами вахти, встановити звердий порядок здачі-прийому вахт, перевірити

наявність і справність огорожень, засобів і пристроїв по техніці безпеки, наявність і справність контрольно-вимірювальних приладів.

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

Перед початком буріння свердловини, обладаної превентором, необхідно впевнитись, що підходи до штурвалу і засувки превентора вільні, легко доступні, а в нічний час освітлені.

Під час буріння забороняється забирати огороження чи проходити за них, здійснювати ремонт, кріплення, чистку і змазку будь-яких рухомих частин механізмів.

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

К р і п л е н н я. Перед спуском обсадної колони слід перевірити стан і вертикальність вишки, стан бурової основи фундаментів, справність бурового обладнання, талеві системи.

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

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

Під час закачування промислової рідини необхідно слідкувати за роботою насосів, герметичністю магистральної лінії, кранів тиску на цементувальній бловці і сальників штуцерів.

3.4 Промсанітарія

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

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

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

Дія мікрокліматичних факторів на організм людини відображається на його працездатності та продуктивності праці. Так, висока температура оточуючого повітря робочої зони погано впливає на життєво важливі органи і системи людини (серцево-судинну, центральну нервову), викликаючи

порушення нормальної їх діяльності, а при найбільш неблагоприємних умовах – серйозні захворювання у вигляді перевтоми організму (теплові удари).

При низьких температурах навколишнього середовища в організмі починаються окислювальні процеси, посилюється внутрішня теплопродуктивність, за рахунок чого і зберігається постійна температура тіла.

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

Санітарними нормами передбачено, що температура нагрітих поверхонь обладнання і огорожень на робочих місцях не повинна перевищувати 45 °С, а для обладнання, в середині якого рівна чи нижче 100 °С, температура на його поверхні не повинна перевищувати 35 °С. Для забезпечення цього застосовують водні і повітряні завіси, що не заважають роботі. Застосовуються також стаціонарні і пересувні екрани із азбесту, сталі чи інших матеріалів.

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

3.5 Пожежна безпека

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

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

Дороги, проїзди і під'їзди до промислових об'єктів, водоймищ, пожежних гидрантів і засобів пожежезахислення слід підтримувати в належному стані.

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

Основними технологічними процесами в нафтовій і газовій промисловості являється буріння нафтових і газових свердловин, процеси видобутку,

підготовки і транспортування нафти і газу, а також зв'язані зі здійсненням цих процесів будівельно-монтажні і ремонтні роботи.

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

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

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

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

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

Фонтанні і компресорні свердловини обладнуються відповідною стандартною арматурою. Для попередження потрапляння нафти і газу із свердловини в компресорні лінії від газо- і повітрерозподільвальних будок біля компресорних свердловин монтується зворотні клапани.

3.6 Охорона довкілля

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

Звести до мінімуму забруднення навколишнього середовища при бурінні можна комплексним вирішенням задачі. Для цього зберігати промивальні рідини, реагенти, нафту і нафтопродукти необхідно в металевих або бетонних ємкостях. Для збору і тимчасового зберігання всієї вибуреної породи, пластових і бурових стінних вод, а також нафти, що виливається із свердловини

під час її освоєння, нафтогазових викидах і відкритих фонтанам, використовують земляні комори з достатньо високим і надійним обвалуванням, яке не може бути зруйноване зливними водами. Дно і стінки земляних комор повинні мати добру гідрозахисну здатність, щоб рідини і реагенти, що зберігаються в них, не могли проникнути на горизонти ґрунтових вод і в природні водонасичення. На околицях бурової установки повинні бути споруджені стічні канали для видалення бурових стічних вод і пролітої промивальної рідини в збірну комору.

У процесі бурових робіт утворюється велика кількість стічних вод. Необхідно організувати їх очиску і повторне використання.

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

4 Економічна частина

4.1 Нормативна тривалість будівництва свердловини

1.	Площа (родовище)	Західно-Полтавської св. № 14
2.	Призначення свердловини	Експлуатаційна: експлуатація продуктивних горизонтів С-4-5 верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону
3.	Вид буріння	Вертикальний
4.	Спосіб буріння	Роторний
5.	Метод буріння	Індивідуальний
6.	Проектний горизонт	С-4 – верхньосерпухівський (С-5)
7.	Місце знаходження	Сучасна
8.	Проектна глибина, м	4550
9.	Тип бурового верстата	«Уралма 4Е-76»
10.	Тип будівництва	Портвонний
11.	Вид енергії	Електричний
12.	Швидкість буріння, м/верст.міс	653
13.	Тривалість виробничого циклу, діб, в тому числі	55
	- будівельно-монтажні роботи	60
	- підготовчі роботи до буріння	6
	- буріння	299
	- кріплення свердловини	35
	- випробування 1 об'єкту	12
	- випробування наступних об'єктів	24
	- демонтаж бурового верстата	20
14.	Конструкція свердловини:	
	кондуктор	Д=324 мм 0-350 м
	проміжна	Д=245 мм 0-2450 м
	експлуатаційна	Д=148/168 мм 2300-4550 м
	експлуатаційна	Д=168 мм 0-2300 м

4.2 Кошторисна вартість будівництва свердловини

Таблиця 4.1

Зведений кошторисний розрахунок

№ розрах. та ін.	№ кошт. розрах. та ін.	Найменування робіт та витрат	Вартість, грн			
			Підрядник		Замовник	
			прямі витрати	повернення матеріалів	Всього	
1	2	3	4	5	6	7
		<i>Розділ 1</i>				
		Підготовчі роботи до будівництва свердловини				
1.	1.1.	Підготовка площадки, будівництво під'їздної дороги, трубопроводів, ліній передач та інше	123 117	22 722		100 395
2.	1.1.	Розбирання трубопроводів, ліній передач та ін.	9 947			9 947
		Всього по розділу 1:	133 064	22 722		10 342
		<i>Розділ 2</i>				
		Будівництво і монтаж вишки, при-вишкових споруд, монтаж бурового обладнання				
2.1.		Будівництво і монтаж	358 362	98 212		460 150
2.1.		Розбирання і демонтаж	49 692			49 692
		Всього по розділу 2:	408 054	98 212		309 843
		<i>Розділ 3</i>				
		Буріння і кріплення свердловини				
3.1.		Буріння свердловини	1 624 086		1 589 611	3 213 693
		в тому числі:				
		- витрати, що залежать від часу	1 412 229		383 486	1 795 714
		- витрати, що залежать від обсягу	211 854		1 206 124	1 417 979
3.2.		Кріплення свердловини	286 279		2 110 580	2 396 859
		в тому числі:				
		- витрати, що залежать від часу	274 613		274 509	549 122
		- витрати, що залежать від обсягу	11 666		1 836 071	1 847 737
		Всього по розділу 3:	1 910 365		3 700 190	5 610 552
		в тому числі:				
		- витрати, що залежать від часу	1 686 841		657 995	2 344 836
		- витрати, що залежать від обсягу	223 520		3 042 195	3 265 716
		<i>Розділ 4</i>				
4.1.		Випробування на продуктивність	204 916		43 560	248 476
		в тому числі:				
		- витрати, що залежать від часу	204 771			204 771
		- витрати, що залежать від обсягу	145		43 560	43 704
		<i>Розділ 5</i>				
8.	Довідка.	Промислово-геофізичні роботи			380 000	380 000
		Всього по розділу 4:	2 656 396		4 123 750	6 780 146
		<i>Розділ 6</i>				
		Накладні витрати від семи прямих витрат (17,3 %)	459 556			459 556
		Всього по розділах 1-6:	3 115 952		4 123 750	7 239 703
1	2	3	4	5	6	7
		<i>Розділ 7</i>				
		Планові накопичення (20% від	623 190			623 190

		суми розділів 1-6)			
		Усього по розділах 1-7	3 739 143		4 123 750 7 862 893
		<i>Розділ 8</i>			
		Інші роботи і витрати			
		Охорона навколишнього середовища			
	1а	- технічна рекультивация	35 486		35 486
	-“	- біологічна рекультивация		9 341	9 341
	Коштор.	Будівництво водопровідної мережі		36 538	36 538
	13. Розрах.	Польове забезпечення	93 204		93 204
		Усього по розділу 8:	128 690	45 879	174 569
		Усього по розділах 1-8:	3 867 833	4 169 629	8 037 462
		<i>Розділ 9</i>			
	14. Договір	Проектно-вишукувальні роботи		16 667	16 667
	Довідка	Геолого-технологічний контроль та газокоротажні вимірювання		229 900	229 900
	Довідка	Авторський нагляд (0,2% від суми р.1-8)		16 075	16 075
	14.	Технологічний супровід будівництва свердловини (5% від суми р. 1-8)		401 873	401 873
		Усього по розділу 9		664 515	664 515
		Усього по розділах 1-9:	3 867 833	4 834 144	8 701 977
		Резерв коштів на передбачені роботи і витрати (2% від суми розділів 1-9)		174 040	174 040
	17. Довідка	НКТ Ø 73 x 5,51 P-110 (43,5 т)		326 250	326 250
	18. Довідка	АФК 6x80/65x700		165 000	165 000
		Усього по зведеному кошторисному розрахунку з врахуванням повернення матеріалів	3 867 833	120 934	5 499 434 9 246 333
			3 746 890	3 807 366	5 499 434 9 246 333
		ПДВ (20%)	749 380		1 099 887 1 849 267
		Загальна кошторисна вартість (з ПДВ)	4 496 279	4 568 839	6 599 321 11 095 000

Таблиця 4.2 - Кріплення свердловини

№ розцінки згідно ОКР СТП п.п. 320.00135-390.155-2003, коеф. 2	Найменування робіт та витрат	Одиниця виміру	Вартість одиниці, грн.	Кондуктора 324 мм		Проміжною колоною 245 мм		Експлуатаційною колоною 168/140 мм	
				к-ть	всього	к-ть	всього	к-ть	всього
6	7	8	9	10	11				
	РОБОТИ ТА ВИТРАТИ ПІДРЯДНИКА								
	Витрати Підрядника, що залежать від часу:								
526	Оплата праці буровій бригаді	доб.	1371,95	2	2744	12	16463	20	27439
538	Оплата праці	год.	215,84	2	432	12	2590	20	4317
1738	Утримання пересувної лабораторії польової лабораторії	доб.	11,45	2	23	12	137	20	227
724	Утримання бурового обладнання	доб.	868,49	2	1737	12	10422	20	17370
613 K=1,45	Амортизація бурового обладнання	доб.	1017,15	2	2950	12	17698	20	29497
583	Матеріали і запчастини при роторному бурінні	шт.	632,20	2	1264	12	7586	20	12644
7 597	Матеріали і запчастини на ремонт вежі і споруд	шт.	635,06	2	1270	12	7621	20	12701
	Електроенергія:								
розрах.	Основна плата	кВт.год.	653,63	2	1307	12	844	20	13073
розрах.	Додаткова плата п 542,53	кВт.год.	635,06	2	2672	12	16033	20	26722
730	Утримання бурильних труб 25,28x4,6	шт.	116,29	2	233	12	1395	20	2326
778	Знос двигуна в.станції	шт.	52,91	2	106	12	635	20	1058

продовження таблиці 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
12	798 К=0,12	Витрати пального при експлуатації ел.станції	доб.	535,94	2	129	12	772	20	1186
13	720	Знос бурового інструменту	-	167,48	2	335	12	2010	20	3350
14	722	Знос ловильного інструменту	-	42,84	2	86	12	514	20	867
15	1751	Амортизація насосатора ОП2-230-700	кат	23,87	-	-	-	-	20	475
16	2139 К=0,5	Спец транспорт на 100 км	доб.	197,52	2	198	12	1185	20	1975
17	2133	Експлуатація трактора по підтягуванню вантажів 3 год.	доб.	92,61	2	185	12	1111	20	1852
18	738	Утримання тасов в контролю	-	181,03	2	362	12	2172	20	3621
19	1935	Транспортування вахт на 110 км 460,17:3:4=38,35	-	38,35	2	77	12	460	20	767
20	2046- 2074	Транспортування на 110 км: Матеріалів і запчастин	т	62,07	0,12	7	0,9	56	1,2	74
21	2104- 2132 К=0,12	ПММ для пересувної ел.станції	с	56,00	1,26	8	9,45	64	12,6	85
		Всього витрат Підрядника, що залежать від часу	грн.			16 124		96 769		161 720
		Разом витрат Підрядника, що залежать від часу	грн.							274 613
22	розрах.	Польове забезпечення 10,8х3х10	с	324,00	2	648	12	3888	20	6480
		Витрати Підрядника, що залежать від обсягу:								
23	804	Дефектоскопія обсадних труб	пер.	1,75	-	-	540	945	900	1575
24	806	Виклик дефектоскопії лабораторії 2х110х0,78=171,6	викл.	171,60	-	-	1	172	1	172
25	1988- 2016 К=2	Транспортування на 110 км: Бурильних труб Ø101,6 мм і Ø73 мм	т	50,36	-	-	-	-	87,4	8803
		Всього витрат Підрядника, що залежать від обсягу	грн.			0		1117		15 350

продовження таблиці 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		Разом витрат Підрядника, що залежать від обсягу	грн.							11 666
		Всього по кошторисному розрахунку витрат Підрядника	грн.			16 124		7 886		172 267
		Разом по кошторисному розрахунку витрат Підрядника	грн.							286 977
		РОБОТИ ТА ВИТРАТИ ЗАМОВНИКА								
		Витрати Замовника, що залежать від часу:								
		Породоруйнучий інструмент:								
26	довідка	Ш-295,3 ТГ-ГНУ R 57	шт.	19726	1	19726				
27	довідка	Ш-215,9 С-152	шт.	6886			2	13772		
28	довідка	ФЗ-140	шт.	1800					2	3600
29	довідка	ФЗ-113	шт.	1500					2	3600
		Технологічна оснастка:								
30	довідка	БК-245	шт.	1500			1	1500		
31	довідка	БР-140	шт.	1200					1	1200
32	довідка	ЦКОД-245	шт.	2100			2	4200		
33	довідка	ЦКОД-140	шт.	1350					2	2700
34	довідка	ЦЦ-245/295-20	шт.	760			15	11400		
35	довідка	ЦЦ-140/191-116	шт.	340					25	8500
36	довідка	ЦЦ-168/216-245	шт.	450					15	6750
37	довідка	Стикувальний пристрій УС-245	шт.	32640			1	32640		
38	довідка	Стикувальний пристрій УС-140	шт.	24500					1	24500
39	довідка	Колонна головка ОКК 3-700	шт.	112560					1	112560
40	довідка	Продавочні пробки	шт.	410			2	820	2	820
		Транспортування на 110 км:								
41	1988-2016	Обсадних труб	т.	50,36	31,5	1586	150	7554	149,5	7529
42	2075-2103	Матеріалів 5 групи	т.	40,02	27,7	1109	80	3202	130	5203
43	2046-2074 K=1,02	Матеріалів 4 групи	т.	62,07	0,1	6	2,5	1,8	7,5	4,5

продовження таблиці 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		Всього витрат Замовника, що залежать від часу	грн.			22 427		73246		176 000
		Разом витрат Замовника, що залежать від часу	грн.							277 300
		Витрати Замовника, що залежать від обсягу:								
		Обсадні труби								
44	Довідка	34x11 Д	т	4500	31,5	141750				
45	Довідка	245x10 К	т	4500			150	675000		
46	Довідка	140x10,5 Е	т	6000					36,46	218700
47	Довідка	140x10,5 Д	т	5300					40,93	216000
48	Довідка	168x10,6 Д	т	5300					4,23	22419
49	Довідка	168x10,6 Е	т	6000					92,84	557040
50	Довідка	НТФК	т	200			0,2	40	0,25	50
51	Довідка	Сода кальциювана	т	550	0,2	110	0,3	165	0,5	275
52	Довідка	ПЦГ-100	т	274			40	19960	133,3	365240
53	Довідка	ПЦГ-50	т	265	27,7	7341				
54	Довідка	Зола Курахівської ДРЕС	т	36			40	1440		
		Виклик техніки:								
55	912 К=1,04	ЦА-320М 2x110x2,09 = 459,80	викл.	459,80	5	2391	16	7651	14	6695
56	927 К=1,04	БМ-700 2x110x2,01 = 442,20	т	442,20	1	460	2	920	2	920
57	929 К=1,04	СКЦ-2М 2x110x0,88 = 193,60	т	193,60	1	201	1	201		405
58	932 К=1,04	СМН-20 2x110x1,20 = 264,00	т	264,00	3	824	8	2196	11	3020
59	926 К=1,04	Осереднююча ємність 2x110x1,35 = 297,00	т	297,00			1	309	2	618
		Робота техніки:								
60	807 К=1,04	ЦА-320М	арт.- опер.	259,57	5	1350				
61	817 К=1,04	ЦА-320М	т	303,89			16	3057	14	4425

продовження таблиці 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
62	809 К=1,04	БМ-700	шт.	149,77	1	156				
63	819 К=1,04	БМ-700	шт.	175,34			2	365	2	365
64	830 К=1,04	СКЦ-2М	шт.	159,67			1	156	2	312
65	831 К=1,04	Осереднююча ємність	шт.	250,69			1	261	2	521
66	887 К=1,04	СМН-20 (милування цементу)	год.	4,16	27,7	120	80	346	130	562
67	905 К=1,04	СМН-20 (перетворення)	год.	45,58	27,7	1313	80	3792	130	6162
68	933 К=1,04	Опресовка обсадних труб на поверхні	шт.	15,30	35	557	240	3819	460	730
69	933 К=1,04	Опресовка зворотних клапанів	шт.	15,30	2	32	4	64	2	32
70	912 К=1,04	Виклик цементних агрегатів для опресовки обсадних труб на поверхні: ЦА-320М 2х110х2,09 = 459,80	викл.	459,80	1	478	1	478	1	478
71	916 К=1,04	АСФ-700 2х110х2,23	викл.	490,60					1	510
72	912 К=1,04	Робота цементних агрегатів при опресовці колонн: ЦА-320М	викл.	459,80			1	478	1	478
73	888 К=1,04	-"-	шт.-осер.	160,81	1	167	1	167		
74	891 К=1,04	-"-	год.						25	1646
75	916 К=1,04	АСФ-700 2х110х2,23	викл.	490,60					1	510
76	888 К=1,04	-"-	шт.-осер.	160,81					1	167

продовження таблиці 4.2

4.3 Техніко-економічні показники буріння свердловини

Розрахунок швидкостей

1. Середня механічна швидкість. Характеризує інтенсивність руйнування гірських порід, яка залежить від типу породоруйнівного інструменту, його якості, технології буріння, досвіду бурильника.

$$v_m = \frac{H_c}{T_{мб}} \quad [\text{м/год}]$$

де, $T_{мб}$ – час механічного буріння;
 H_c – глибина свердловини.

$$v_m = \frac{4550}{4659,45} = 0,98 \quad [\text{м/год}]$$

2. Рейсова швидкість. Характеризує не тільки ефективність праці бурової бригади і обладнання в процесі руйнування гірських порід, але й проведення комплексу операцій по СПО.

$$v_p = \frac{H_c}{t_{мб} + t_{СПО} + t_{нар} + t_{з.дол}} \quad [\text{м/год}]$$

$$v_p = \frac{4550}{4567,25 + 1771,64 + 72,4} = \frac{4550}{6503,49} = 0,70 \quad [\text{м/год}]$$

3. Технічна швидкість. Залежить в основному від ступеня досконалості застосованих технологій буріння, природних умов, кваліфікації бурової бригади.

$$v_{mex} = \frac{720 \cdot H_c}{T_{пр}} \quad [\text{м/верстато міс}]$$

де, 720 – тривалість одного станко-місяця буріння, год;
 $T_{пр}$ – продуктивний час.

$$v_{mex} = \frac{720 \cdot 4550}{10662,57} = 307,24 \quad [\text{м/верстато міс}]$$

4. Комерційна швидкість визначається як відношення довжини стовбура свердловини до календарного часу буріння, характеризує загальний темп буріння та кріплення свердловини.

$$v_{ком} = \frac{720 \cdot H_c}{T_{бк}} \quad [\text{м/верстато міс}]$$

$$T_{бк} = t_{np} + t_p + t_{yc} + t_{nn}$$

$$v_{ком} = \frac{720 \cdot 4550}{10662,57 + 915,73} = 282,94 \quad [\text{м/верстато міс}]$$

Комерційна швидкість характеризує загальний темп буріння та кріплення свердловини і залежить від таких основних факторів:

- природних умов;
- етапу технічного озброєння прогресивності технології буріння;
- ступеня організації виробництва;
- кваліфікації кадрів.

4. Циклова швидкість буріння – це відношення ствола свердловини до тривалості циклу будівництва.

$$v_{ц} = \frac{720 \cdot H_c}{T_{ц}} \quad [\text{м/верстато міс}]$$

де, $T_{ц}$ – час циклу будівництва свердловини

$$v_{ц} = \frac{720 \cdot 4550}{13344} = 245,5 \quad [\text{м/верстато міс}]$$

Циклова швидкість характеризує загальний рівень техніки, технології та організації виробничого процесу в бурінні свердловини. Від цієї швидкості залежить кількість свердловин, які протягом року будуть передані замовнику.

6. Розрахунок витрат металу:

$$P_{мет} = \frac{Q_{мет}}{H}$$

Жданюк Ольга Анатоліївна

$$Q_{мет} = 31,5 + 150 + 36,46 + 40,93 + 4,23 + 92,84 = 355,96 \text{ т} \quad [Т/М]$$

$$P_{мет} = \frac{355,96}{4550} = 0,078 \text{ [Т/М]}$$

7. Розрахунок витрат хіміагентів:

$$P_{хім} = \frac{Q_{хім}}{H} \text{ [Т/М]}$$

УНН: $9,25 + 10,785 = 20,035 \text{ (т)}$

Бентонітова глина: $9,25 + 8,84 = 18,09 \text{ (т)}$

Сола кальцинована: $1,018 + 0,969 + 2,084 = 4,071 \text{ (т)}$

Гіпсол: $19,38 + 20,84 = 40,22 \text{ (т)}$

Нафла: $4,675 + 9,69 = 14,365 \text{ (т)}$

РАС R: 4,168 (т)

POLYPLUS: 2,084 (т)

КЛСТ: 32,084 (т)

Хлористий калій: 29,186 (т)

Бополімер: 1,092 (т)

Лакрис: 16,672 (т)

Доломіт: 17,276 (т)

НТФК: $0,2 + 0,25 = 0,45 \text{ (т)}$

Сола кальцинована: $0,2 + 0,3 + 0,5 = 1 \text{ (т)}$

$$Q_{хім} = 20,035 + 18,09 + 4,071 + 40,22 + 14,365 + 4,168 + 2,084 + 32,084 + 29,186 + 1,092 + 16,672 + 17,276 + 0,45 + 1 = 200,793 \text{ т}$$

$$P_{хім} = \frac{200,793}{4550} = 0,04$$

8. Розрахунок витрат цементу:

$$P_{цем} = \frac{Q_{цем}}{H} \text{ [Т/М]}$$

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

ПШТ-100: $40 + 133,3 = 173,3$ (т)
 ПШТ-50: 27,7 (т)
 Залишок Курахівської ДРЕС: 40 (т)

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

$$Q_{\text{цем}} = 173,3 + 27,7 + 40 = 241 \text{ т}$$

$$P_{\text{цем}} = \frac{241}{4550} = 0,053 \quad [\text{т/т}]$$

9. Вартість 1 м будівництва:

$$B_{1,м} = \frac{B_{\kappa} - \text{ПОВ}}{H} \quad [\text{грн}]$$

$$B_{1,м} = \frac{9246333 - 126934}{4550} = 2004 \quad [\text{грн}]$$

10. Вартість будівництва свердловини:

$$B_{\sigma} = B_{1,м} \cdot H \quad [\text{грн}]$$

$$B_{\sigma} = 2004 \cdot 4550 = 9118200$$

Дані розрахунків заносу в таблицю

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

№ п/п	Найменування робіт та витрат	Одиниця виміру	Кількість
1	Проектна глибина свердловини	м	4,50
2	Тривалість циклу будівництва свердловини в т.ч.	доба	156
	• будівельно-монтажні роботи;	доба	60
	• підготовчі роботи до буріння;	доба	6
	• буріння;	доба	399
	• кріплення свердловини;	доба	5
	• випробування 1 об'єкту;	доба	5
	• випробування наступних об'єктів;	доба	21
	• демонтаж бурового верстата	доба	20
3	Швидкість буріння:		
	• механічна;	м/год	0,98
	• рейсова;	м/год	170
	• технічна;	м/верст-міс	307,24
	• комерційна;	м/верст-міс	282,94
	• циклова;	м/верст-міс	243,5
4	Витрати матеріалів:		
	• цементу;	т/м	0,055
	• металу;	т/м	0,078
	• хімреагентів.	т/м	0,04
5	Вартість 1 метру будівництва свердловини	грн/м	2004
6	Повна кошторисна вартість будівництва свердловини	грн.	9118200

Таблиця 4.3 - Техніко-економічні показники

5. ТЕХНОЛОГІЯ ГЛУШЕННЯ СВЕРДЛОВИН

При низьких тисках пластів, що становлять менше половини гідростатичного, для запобігання забрудненню привибійної зони позитивні результати дає застосування трифазних пен як робочі рідини для глушення свердловин. Для прикладу розглянемо їх застосування в складних геолого-фізичних умовах ДДВ.

Для горно-геологічних умов родовищ ДДВ, що характеризуються великими глибинами залягання продуктивних горизонтів, високими забійними температурами, великим скупченням в стволах свердловин флюїдів (вода, газоконденсат) пластів, можливістю часткового проникнення трифазних пен в пласт і іншими чинниками, було потрібно розробку вдосконаленої технології глушення свердловин, що передбачає застосування, окрім трифазних пен, газоконденсату і двофазних пен для руйнування піни в привибійній зоні при освоєнні свердловин і видалення рідини із ствола свердловин при їх глушенні.

Крім того, для зменшення негативного впливу трифазної піни на привибійну зону із-за високих температур пластів було потрібно створення методики розрахунків процесів глушення, а також розробку табличних довідкових матеріалів для спрощення використання розробленої технології в промислових умовах.

Піни є дисперсні системи, що складаються з осередків - бульбашок газу, розділених плівкою рідини. Газ розглядається як дисперсна фаза, а рідина - як безперервне дисперсійне середовище. Розділяючи бульбашки газу рідкі плівки утворюють в сукупності плівковий каркас, що є основою піни.

Для стримання піни в скелі рідина - газ обов'язкова присутність поверхнево-активних речовин. Молекула ПАВ складається з гідрофобної частини і здатної гідратуватися залишку - гідрофільної групи. Адсорбуючись на поверхні розділу рідини з газом (повітрям), молекули ПАВ утворюють своєрідний поверхневий шар, в якому вони розташовуються певним чином. Орієнтація відбувається так, що гідрофільна частина молекули знаходиться у водній фазі, а гідрофобна частина спрямована у бік газового середовища.

Добавка до рідини ПАВ призводить до зниження поверхневого натягнення, яке є роботою, необхідною для утворення одиниці нової поверхні. Механізм утворення бульбашки піни зводиться до утворення адсорбційного шару на міжфазній поверхні газоподібного включення в рідину середовищі, що містить ПАРШІ. При виході бульбашок на поверхню рідини він оточується подвійним шаром орієнтованих молекул.

Структура пен визначається співвідношенням об'ємів газової і рідкої фаз, і залежно від цього співвідношення середку піни можуть мати сферичну або багатогранну форму.

Пінну систему характеризують наступні властивості:

- пінотворна здатність розчину ПАВ - об'єм або висота стовпа піни, яка утворюється з певного об'єму пінотворної рідини при дотриманні заданих умов протягом цього часу;
- кратність піни - відношення об'єму піни до об'єму пінотворної рідини, що пішла на її освіту;
- стійкість або стабільність піни - час існування (життя) елемента піни (окремої бульбашки, плівки) або певного її об'єму;
- щільність піни змінюється в широких межах і залежить від щільності пінотворної рідини, міри аерації α_0 і умов, в яких вона визначається (тиск, температура);
- коефіцієнт ежекції η - об'єм газу, що доходить на одиницю об'єму пінотворної рідини при тиску змішаного потоку (у разі застосування ежектора);
- пластична міцність Q або статична напруга зрушення $Q(\tau)$;
- міцність гранично зруйнованої структури визначається на конічному пластометри або приладі СНС- 2;
- дисперсність пен, яка може бути задана середнім розміром бульбашки, розподілом бульбашок по розмірах або поверхнею розділу розчин - газ в одиниці об'єму піни.

5.1. ПРИЧИНИ ПЕРЕЛИВАННЯ ПІНИ ЗІ СВЕРДЛОВИНИ

Практика проведення робіт по глушенню і освоєнню свердловин із застосуванням трьох- і двофазних пен показує, що після припинення закачування піни у свердловину відбувається її переливання як з трубного простору, так і міжтрубного. Відомо, що в результаті переливання заобиний тиск може бути понижений більш ніж на 50 % в порівнянні з тиском, який спостерігався при циркуляції (В.А. Амیان, Н.П. Васильєва).

Причини переливання піни зі свердловини після припинення циркуляції наступні:

- пружне розширення піни в результаті зняття тиску на зняття гравітаційних втрат на терезі;
- температурне розширення піни в результаті прогрівання до температури тих, що оточують свердловину гірських порід;

- додаткове температурне розширення піни за рахунок отримання додаткової кількості теплоти, компенсуючої зниження температури в результаті зменшення тиску.

Усі ці процеси відбуваються одночасно, і переливання піни припиняється за умови рівності сумарної енергії, що призводить до збільшення об'єму піни, втратам енергії на тертя в результаті руху піни.

Виходячи з цих положень, з метою запобігання переливанню піни зі свердловини технологія глушення свердловин повинна передбачати закачування певної кількості бурового розчину як в міжтрубний простір, так і в трубі. Гідростатичний тиск стовпа бурового розчину повинен компенсувати тиск, що розвивається піною, в результаті температурного розширення.

У загальному вигляді це може бути виражено наступною залежністю:

$$P_{гр} = P_{тр.п} + P_{тр} + P_t$$

де $P_{гр}$ - необхідний гідростатичний тиск стовпа бурового розчину для запобігання переливанню піни; $P_{тр.п}$ - втрати тиску на тертя при переливанні піни; a - коефіцієнт запасу енергії піни; P_t - тиск, що створюється піною в результаті температурного розширення.

Значення $P_{гр}$ визначається на основі промислових даних за технологією глушення.

5.2. ЗАКУПОРЮЮЧІ ВЛАСТИВОСТІ ПЕН

Закупорюючі властивості пен пояснюються наступними фізико-хімічними процесами, що відбуваються в привибійній зоні при проникненні піни в пласт, :

- руйнуванням шарів гідратів на твердій поверхні і частковою її гідрофобізацією в результаті адсорбції ПАВ;
- прилипанням бульбашок піни до гідрофобізованої поверхні пористих каналів;
- проявом ефекту Жамена;
- електровязкістими властивостями пен;
- збільшенням міжфазної питомої поверхні при фільтрації піни через пористе середовище.

Таким чином, можна зробити висновок, що піна проникає в пласт на невелику глибину і для подальшого її проникнення необхідно прикласти зростаючі градієнти тиску.

Разом з високими закупорюючими властивостями стійкі піни мають і низькою водовіддачею, а це означає, що і проникнення фільтрату в пласт буде

значно менше, ніж при використанні звичайних рідин; водовіддача пен в 3 - 6 разів менший, ніж водовіддача початкових бурових розчинів.

5.3. ТЕХНОЛОГІЯ ГЛУШЕННЯ ТРИФАЗНИМИ ПЕНАМИ СВЕРДЛОВИН ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

Виходячи з розглянутих властивостей трифазних пен (закупорюючі властивості пен, зміна гідростатичного тиску на забої заповненою піною свердловини, водоотдача пен та ін.), а також промислових досліджень розроблена наступна технологія глушення ними свердловин стосовно горно-геологічних умов розробки газових і газоконденсатних родовищ ДДВ.

У зупинену свердловину через міжтрубний або трубний простір закачується об'єм піни, достатній для створення тиску, рівного $(0,5 \div 0,7) P_{пл}$ (рис. 5.1, а). Для того, щоб запобігти проникненню піни в продуктивний пласт, сума тиску стовпа піни $P_{гп}$ і тиску на гирло свердловини $P_б$ повинна дорівнювати тиску пласта $P_{пл}$:

$$P_{заб} = P_{гп} + P_б = P_{пл} \quad (5.1)$$

Після закачування піни свердловина закривається на якийсь час τ , достатнє для її прогрівання. При цьому тиск на гирло свердловини підтримується постійним ($P_б = const$), а тиск на забої в результаті структуроутворення і інших чинників знизиться до значення (рис. 5.1 б)

$$(5.2)$$

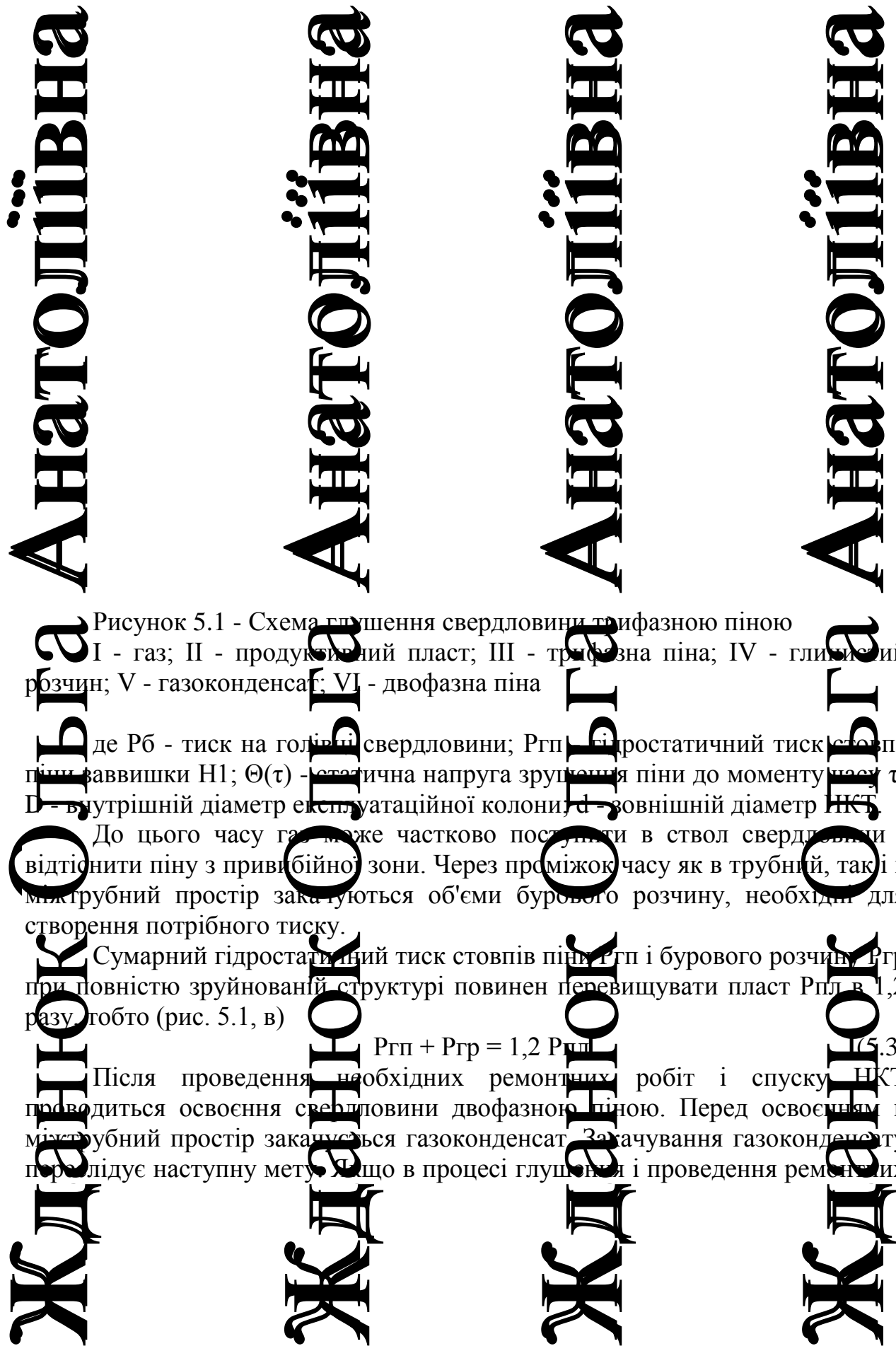


Рисунок 5.1 - Схема глушення свердловини трифазною піною
 I - газ; II - продуктивний пласт; III - трифазна піна; IV - глинистий розчин; V - газоконденсат; VI - двофазна піна

де P_6 - тиск на голівці свердловини; $P_{гп}$ - гідростатичний тиск стовпа піни заввишки H_1 ; $\Theta(\tau)$ - статична напруга зрушення піни до моменту часу τ ; D - внутрішній діаметр експлуатаційної колони; d - зовнішній діаметр НКТ.

До цього часу газ може частково поступити в ствол свердловини і відтіснити піну з привибійної зони. Через проміжок часу як в трубній, так і в міжтрубний простір закачуються об'єми бурового розчину, необхідні для створення потрібного тиску.

Сумарний гідростатичний тиск стовпів піни $P_{гп}$ і бурового розчину $P_{гр}$ при повністю зруйнованій структурі повинен перевищувати пласт $P_{пл}$ в 1,2 разу, тобто (рис. 5.1, в)

$$P_{гп} + P_{гр} = 1,2 P_{пл} \quad (5.3)$$

Після проведення необхідних ремонтних робіт і спуску НКТ проводиться освоєння свердловини двофазною піною. Перед освоєнням в міжтрубний простір закачується газоконденсат. Загачування газоконденсату передує наступну мету. Якщо в процесі глушення і проведення ремонтних

робіт піна практично не контактує з пластом, то в процесі освоєння картина міняється.

Забійний тиск у момент відновлення циркуляції (рис. 5.1, д)

(5.4)

тобто створюються умови для контакту піни з продуктивним пластом. Незважаючи на те що час цього контакту незначний, піна все-таки може проникнути в пласт на незначну відстань. Для руйнування піни, що потрапила в пласт, і піни в стволі свердловини виробляється закачування газоконденсату (рис. 5.1, е).

З метою ширшого промислового впровадження розробленої технології глушення і спрощення розрахунків її проведення в промислових умовах $R_{пл} = 0,1 \div 0,8 Pг$.

Рекомендується наступна послідовність проведення робіт.

На глушення свердловини складає план. У плані вказуються мета робіт, короткі геолого-технічні дані про свердловину, необхідні матеріали і техніка, технологія проведення робіт і заходу щодо техніки безпеки безаварійному веденню робіт.

Виробляється дослідження свердловини з метою визначення ефективності робіт. Готується пінотворна рідина. На приготування пінотворної рідини об'ємом 1 м^3 потрібно 100 - 125 кг бентонітової глини і 10-15 л 30 -40 %-ного водного розчину сульфонулу. Об'єм бурового розчину має бути в 1,5 разу більше, ніж необхідно для приготування піни і рідини для подавки піни. Приготований буровий розчин з бентонітової глини (без сульфонулу) оставляється на добу для повної диспергації глини. Через добу буровий розчин переміщується цементувальним агрегатом і до нього додається розрахункова кількість сульфонулу. Після додавання сульфонулу розчин знову переміщується по закритому циркулю протягом 1 - 1,5 ч.

Розраховуються необхідні технологічні параметри для проведення операції:

1. Визначається об'єм пінотворної рідини, необхідної для приготування піни з розрахунку, щоб її стовп в умовах свердловини створив тиск $(0,3 - 0,7)$ від пласта по формулі.

2. Визначаються об'єми бурового розчину, необхідні для закачування в трубний і міжтрубний простір з метою запобігання переливанню піни.

При цьому щільність пінотворної рідини прийнята $1,06 \text{ г/см}^3$, як найчастіше вживана на практиці. Для спрощення на практиці вибору необхідної міри аерації користуються рис. 5.2.

3. Визначають час прогрівання піни. Практично цей час складає 8-10 ч. Розраховується режим роботи агрегатів.

Знаючи тиск на вході в ежектор, можна визначити і продуктивність агрегату. Знаючи продуктивність агрегату Q_{agr} і подачу компресора Q_g , можна знайти міру аерації.

Для зручності Булатовим розраховані побудовані залежності міри аерації α_0 від тиску на вході в змішувач (ежектор) для діаметрів сопла 4,5 і 5,6 мм (рис. 5.3).

Необхідна щільність піни при заданих мірі аерації і тиску закачування визначається з графіка (рис. 5.4).

Рисунок 4.2 -
Залежність міри аерації
піни від пластового тиску
1 - $\alpha_g = 2$;
2 - $\alpha_g = 1,5$

Жданюк Ольга Анатоліївна

Жданюк Ольга Анатоліївна

Рисунок 5.3 - Залежність міри аерції піни від тиску при виході реактор: 1, 2 - діаметр сопла відповідно 4,5 і 5,5 мм

Жданюк Ольга Анатоліївна

Рисунок 5.4 - Залежність міри аерції піни від тиску при різних значеннях її щільності

Жданюк Ольга Анатоліївна

Проводяться підготовчі роботи. Глушення здійснюється з використанням цементирозовного агрегату, компресора і ежектора. Для реєстрації технологічних параметрів використовується станція СКЦ-2М.

Перед глушенням здійснюється обв'язування ежектора: вихід ежектора через станцію контролю цементування під'єднується до трубного (міжтрубному) простору, вхід через зворотний клапан до цементирозовному агрегату, а приймальна камера ежектора через зворотний клапан - до компресора.

Сполучні лінії опресовуються на тиск в 1,5 разу що перевищує очікуване робоче.

На міжтрубному і трубному просторі встановлюються манометри.

Свердловина відключається від колектора.

З метою видалення рідини (вода, газоконденсат), що скупчилася на забої перед глушенням свердловину промивають двофазною піною: для цього через свердловину прокачують 3 - 5 м³ піноутворюючої рідини (0,7-1% - ний водний розчин ПАВ сульфнол), перетворюючи її на піну щільністю 100 - 300 кг/м³ (при тиску закачування). Агрегат ЦА-320 працює при мінімально можливій частоті з одночасною роботою компресора.

Виробляється глушення свердловини.

При відкритій засувці на трубному (міжтрубному) просторі через ежектор прокачується піноутворююча рідина. Одночасно з агрегатом працює компресор.

Щільність закачуваної у свердловину піни повинна відповідати визначеною по графіку (см. рис. 5.4).

При підвищенні тиску в міжтрубному (трубному) просторі його знижують шляхом випуску газу в атмосферу до тиску (0,3÷0,5) Рпл.

Закривають свердловину (після закачування необхідного об'єму піни) на якийсь час, необхідне для прогрівання піни до температури тих, що оточують свердловину гірських порід. В цей час через 15 - 20 мін фіксується тиск в трубному і міжтрубному просторі. Тиск в міжтрубному (трубному) просторі підтримується постійним, рівним (0,3 ÷ 0,5) Рпл. У разі його підвищення воно періодично знижується шляхом випуску газу в атмосферу. Після закінчення часу, достатнього для прогрівання піни, знижують тиск на трубному (міжтрубному) просторі шляхом випуску газу в атмосферу. Тиск знижується до появи на вихіді ознак піни. У трубний (міжтрубне) простір закачується буровий розчин. Одночасно виробляється випуск газу в атмосферу з міжтрубного (трубного) простору. У міжтрубний (трубне) простір закачується буровий розчин в необхідному об'ємі.

Свердловина витримується 2 - 4 год в закритому стані. Скидаються газові "шапки" з трубного і затрубного простору. Виробляється демонтаж

арматури фонтану. Здійснюється освоєння свердловини двофазною піною. Готується пінотворна рідина (на 1 м³ пінотворної рідини у воді розчиняється 7-10 кг сульфонолу). У трубний (міжтрубне) простір закачується 5 - 6 м³ газоконденсату (дизельного палива). Ежектор об'язується зі свердловиною станцією контролю цементування, цементувальним агрегатом компресором. Здійснюється заміна рідини, що знаходиться у свердловині, на двофазну піну. Після різкого зниження тиску закачування двофазної піни, свідчить про її вступ в трубний (міжтрубне) простір, витрата пінотворної рідини знижується до мінімально можливої. При подальшій тиску закачування двофазної піни менше 5,9 МПа закачування пінотворної рідини припиняють. Витіснення двофазної піни зі свердловини здійснюють компресором. Відпрацьовують свердловину на факел. Виробляється дослідження свердловини.

Промислове впровадження розробленої технології глушення свердловин показало, що в основному усі свердловини, які глушилися трифазними пінами, практично відразу після освоєння підключалися до газозбірних мереж з дебітами нижче доремонтних.

Для виключення зниження проникності привибійної зони при глушенні свердловин в СевКавНІГазе розроблений склад безгліністої рідини, яка є гідролітичною емульсією.

Рідина для глушення складається з сульфітспіртової барди (38% -ної концентрації) і газоконденсату в об'ємному співвідношенні 1:5. Для запобігання спінюванню розчину при температурі вище 50 °С додається 0,2-0,5 % гумової крихти (по масі до об'єму газоконденсату).

Газоконденсат - вуглеводнева рідина щільністю 0,7 - 0,8 г/см³, добувна на газоконденсатних родовищах.

Гумова крихта - відхід шинно-відновних заводів. Розрахунок необхідної кількості компонентів емульсії зводиться до наступного.

Допустимо, вимагається приготувати 1 м³ емульсії при об'ємному співвідношенні ССБ і газоконденсату 1:5. Розділивши 1000 на 4 частини, отримаємо, що 1 частина дорівнює 250 л. Отже, для приготування 1 м³ емульсії необхідно узяти 250 л ССБ і 750 л газоконденсату.

Кількість гумової крихти визначається із співвідношення $750(0,2=0,5)/100 = 1,5 \div 3,75$ кг.

Порядок приготування емульсії наступний:

1. Визначається щільність розчину ССБ. Для приготування емульсії слід використовувати розчин ССБ 37 - 38% -ної концентрації, тобто щільністю 1,20-1,21 г/см³. Якщо на свердловину завезений розчин ССБ з більшою щільністю, то його слід розбавити водою до вказаної концентрації. Для підрахунку кількості води для розбавлення можна використовувати цю таблицю. 5.2. Розчин ССБ щільністю менше 1,20 для приготування емульсії використовувати не можна.

2. Виміряти щільність газоконденсату і переконатися, що конденсат не містить воду. Конденсат, що містить воду, непридатний для приготування емульсії.

3. Гумову крихту необхідно просіювати через сито з осередками розміром 5 мм.

4. Перевірити чистоту місткостей, в яких готуватиметься рідина для глушення оскільки домішки негативно впливають на якість емульсії.

5. У чисту ємність послідовно завантажують розраховану кількість газоконденсату і гумової крихти. Після перемішування протягом 30 мін додається необхідна кількість ССБ, і суміш знову перемішується до отримання однорідної маси (приблизно 2 - 2,5 ч). Після перевірки параметрів рідина готова до застосування.

При глушенні свердловин необхідно контролювати наступні параметри, щільність, в'язкість, фільтрацію, статичну напругу зрушення добовий відстій.

Щільність, в'язкість, фільтрація і статична напруга зрушення визначаються стандартними методами, вживаними для бурових розчинів, на приладах АГ-3ПП, СПВ- 5, ВМ- 6, СНС- 2 відповідно.

Добовий відстій визначають за допомогою градуйованого циліндра об'ємом 100 см³. Хорошо перемічану рідину наливають в циліндр до мітки 100 см³ і залишають в спокої. Після закінчення 24 ч вимірюють кількість конденсату, що відстоявся вверху циліндра, що і виражає добовий відстій.

Щільність змінюється збільшенням або зменшенням змісту газоконденсату.

В'язкість регулюється додаванням води. Емульсія легко розріджується як прісною, так і мінералізованою водою.

Жданюк Ольга Анатолії

Жданюк Ольга Анатолії

Жданюк Ольга Анатолії

Жданюк Ольга Анатолії

Висновки

При розробці даного дипломного проекту було обґрунтовано закладання розвідувальної свердловини на Західно-Полтавській площі. На основі геолого-геофізичних досліджень. Проведено розрахунок конструкції свердловини, обґрунтовано спосіб буріння, здійснено підбір породоруйного інструменту.

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

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

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

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

Також розраховано техніко-економічні показники будівництва свердловини.

Результати вивчення проблеми, висвітленої в спецчастині дипломного проекту, прищепили до наступних висновків:

- на проникність теригенних заглинизованих колекторів істотний вплив чинить хімічна природа рідини глушення;

- визначальним чинником в проблемі збереження колекторних властивостей пласта, разом з хімічною природою рідини глушення, являється наявність в ній механічних домішок з діаметром часток більше 2 мкм;

- розробка нових ефективних складів рідин глушення може здійснюватися на основі водних розчинів хімічних сполук з підвищеними дисперсуючими здібностями по відношенню до суцільної фази колектора, а також розчинів на цій основі, що містять розчинну тверду фазу;

- застосування нових складів рідин глушення на водній основі "без твердої фази" повинне супроводжуватися очищенням (розчину, використовуваного устаткування, свердловини), при якому в привійному зоні виключається проникнення нерозчинних твердих мехдомішок.

ЛІТЕРАТУРА

1. Гиматудинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. – М., Недра, 1974.
2. Авторский надзор за состоянием разрезки. ТОО «ТЭРМ», 2006-2007 г.
3. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М., Недра, 1986 г.
4. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. – М., Недра, 1986 г.
5. Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М., Недра, 1986 г.
6. Правила устройства электроустановок. М., Энергоатомиздат, 1986 г.
7. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. - Москва-Ижевск: Удмуртский Госуниверситет. 2004, 720 с.
8. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.
9. НПБ 107-97. Определение категорий наружных установок по пожарной опасности.
10. ПБ 03-108-95. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов.
11. СН 2.2.4/2.1.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки», М.,1995.
12. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
13. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
14. ПУЭ-2000, издание 7. Правила устройства электроустановок.
15. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.» М.,2003г.
16. http://eizvestia.com/news/news_economy/full/4194197
17. Бережной Д.М., Марчук В.В. и др. Герметизирующий состав. Д.С. 1504331, СССР, кл. F21 В 33/138. Оpubл. В.И. № 32, 1989.
18. Инструкция по проведению исследований межколонных флюидопроявлений на месторождениях и ЦИГ РАО Газпром-ОАО "СевкавНИПИгаз". - Ставрополь, 1997.
19. Булатов АМ. Формирование и работа цементного камня в скважине. - М: Недра, 1990.
20. Теория и практика заканчивания скважин: В 5 т. - М.: Недра, 1998-1999.
21. Крылов В.И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. -М: Недра, 1980.
22. Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Мавромати В.Д. Ремонт

газовых скважин. - М: Недра, 1958.

23. Будников В.Ф., Макаренко П.П., Юрьев В.А. Диагностика и капитальный ремонт обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах. - М: Недра, 1997.

24. Булатов АМ., Кочмар Ю.Д, Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. Освоение скважин. Справочное пособие; Под ред. Р.С. Яремийчука - М.: Недра, 1999.

• 25. Тагиров К.М., Гноевых А.Н., Лобкин А.Н. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями. — М.: Недра, 1995.

26. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов ИМ. Теория и опыт добычи газа. - М: Недра, 1998.

27. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного пласта. - М: Гостоптехиздат, 1965.

28. Чубик П.С. Квалиметрия буровых промывочных жидкостей. – Томск: Изд-во НТЛ, 1999.

29. Фритрихсберг Д.А. Курс коллоидной химии. – Л.: Химия, 1974.

30. Грей. Дж. Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). – М.: Недра, 1985.

▲ 31. Техника безопасности при геологоразведочных работах. – М.: Недра, 1990

32. Бочаров А.И., Бургин О.А. Организация безопасного ведения геологоразведочных работ. – М.: Недра, 1991

Жданюк Ольга

Жданюк Ольга

Жданюк Ольга

Жданюк Ольга