

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

Факультет природничих наук та технологій

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння

ПОЯСНОВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеню
бакалавр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

студента Зінченко Юлії Миколаївни (ПІБ)

академічної групи 184-Гаск-1 ГРФ (шифр)

спеціальності 184 Гірництво (код і назва спеціальності)

спеціалізації Буріння свердловин

за освітньо-професійною програмою «Гірництво»

(офіційна назва)

на тему Технічний проект буріння експлуатаційної свердловини в умовах Семішенківського газоконденсатного родовища

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за бачалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Дмитрук О.О.			
розділів:				
Геологічний	Дмитрук О.О.			
Технологічний	Дмитрук О.О.			
Охорона праці	Савельєв Д.В.			
Охорона довкілля	Дмитрук О.О.			
Рецензент	Хоменко О.Є.			
Перелюк контролер	Расцветаєв В.О.			

Дніпро

2021

ЗАТВЕРДЖЕНО
Завідувач кафедри нафтогазової
інженерії та буріння
Коровяка Є.А.
«___» _____ 2021 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню бакалавр

студенту Зінченко Юлії Миколаївни академічної групи 184-18зск-1 ГРД
(прізвище та ініціал) (шифр)
спеціальності 184 Гірництво

спеціалізації Буріння свердловин

за освітньо-професійною програмою «Гірництво»

на тему Технічний проєкт буріння експлуатаційної свердловини в умовах
Семиренківського газоконденсатного родовища

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

Розділ	Зміст завдання	Термін виконання
1.	Геологічна частина	10.05.2021
2.	Технічна частина	01.06.2021
3.	Техніка безпеки, промсанітарія, протипожежні заходи і охорона довкілля	10.06.2021

Завдання видано _____ О.О.Дмитрук
(підпис)

Дата видачі 30.05.2021

Дата подання до екзаменаційної комісії 10.06.2021

Прийнято до виконання _____ Ю.М.Зінченко

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка – 65 стор., 2 рис., 12 таблиць., 18 джерел.

СПОРУДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИНИ, ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ, ОБҐРУНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИНИ.

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

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

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

Новизна одержаних результатів полягає у вдосконаленні технології буріння свердловин в складних горно-геологічних умовах за рахунок оптимізації технологічних параметрів.

Практичні результати – розроблено технологію буріння експлуатаційної свердловини для умов ділянки Семеренківського газоконденсатного родовища; виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини; здійснено обґрунтування бурового устаткування; обґрунтовано породоруйнуючий інструмент, технологія кріплення свердловини. Розроблено питання охорони надр і довкілля.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – підвищення механічної швидкості буріння свердловин, що досягається за рахунок зниження коефіцієнта тертя інструменту о стінки свердловини та підвищення реологічних властивостей бурового розчину при підвищених температурах буріння свердловин.

Взаємозв'язок з іншими роботами – продовження інноваційної діяльності кафедри нафтогазової інженерії та буріння Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» в галузі спорудження нафтогазових свердловин.

Сфера застосування розробки – буріння свердловин.

ABSTRACT

Explanatory note: 65 pages, 2 figures, 12 tables, 18 sources.

WELL CONSTRUCTION, DRILLING TECHNOLOGY, WELL FIXING.

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

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

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

The novelty of the obtained results is to improve the technology of drilling wells in complex mining and geological conditions by optimizing its technological parameters.

Practical results - the technology of drilling an production well for the conditions of the Semerenkivsky gas condensate field has been developed: the analysis of the geological structure and characteristics of productive horizons has been performed; the construction of the well is substantiated; substantiation of drilling equipment was carried out; the rock-destroying tool technology of fastening of a well are substantiated. The issues of subsoil and environmental protection have been developed.

The practical significance of the qualification work is to increase the mechanical speed of drilling wells, which is achieved by reducing the coefficient of friction of the tool against the well walls and increase the rheological properties of drilling mud at elevated temperatures of drilling wells.

Relationship with other works - continuation of innovative activities of the Department of Oil and Gas Engineering and Drilling of the National Technical University "Dnieper Polytechnic" in the field of construction of oil and gas wells.

Scope of development - drilling wells.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ.....	8
1.1 Географічне положення району робіт.....	8
1.2 Геологічна будова ділянки.....	9
1.3 Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу свердловини.....	11
1.4 Нафтогазоводоносність по розрізу свердловини.....	16
2 ПРОЕКТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИН. ВИБІР БУРОВОГО УСТАТКУВАННЯ І ІНСТРУМЕНТУ.....	19
2.1 Вибір і обґрунтування способу буріння.....	19
2.2 Конструкція свердловини.....	19
2.3 Техніка буріння.....	22
2.3.1 Вибір породоруйнучого інструменту.....	22
2.3.2 Бурильна колона.....	23
2.3.3 Промивання свердловини.....	24
2.4 Технологія буріння.....	26
2.4.1 Розрахунок осьового навантаження на долото.....	26
2.4.2 Розрахунок частоти обертання долота.....	27
2.4.3 Розрахунок кількості промивальної рідини.....	29
2.5 Бурове устаткування.....	28
2.5.1 Вибір бурової установки.....	28
2.5.2 Вибір насосної установки.....	30
2.5.3 Вибір бурової вишки і розрахунок талевої системи.....	36
2.6 Цементування свердловини.....	38
2.6.1 Розрахунок об'єму цементного розчину.....	39
2.6.2 Розрахунок кількості сухого цементу.....	40
2.6.3 Розрахунок кількості води.....	41

2.6.4 Розрахунок кількості продавочної рідини	41
2.6.5 Розрахунок тиску при закачуванні	42
2.6.6 Розрахунок кількості цементувальних агрегатів	44
2.6.7 Розрахунок продуктивності цементування	45
2.6.8 Розрахунок кількості цементо-змішувальних машин	46
2.6.9 Цементувальне устаткування	46
3 ОХОРОНА ПРАЦІ	50
3.1 Основні нормативні документи	50
3.2 Основні вимоги до охорони праці	50
3.3 Промислова санітарія	56
3.4 Пожежна безпека	59
4 ОХОРОНА НАДР І ДОВКІЛЛЯ	61
4.1 Екологічність проекту	61
4.2 Джерела забруднення і види дії на природне середовище	61
4.3 Природоохоронні заходи при проведенні ГРП	61
4.4 Надзвичайні ситуації	62
ВИСНОВКИ	65
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	64

ВСТУП

Серед найважливіших видів промислової продукції, обсяги виробництва якої визначають сучасний стан і рівень розвитку матеріально-технічної бази цієї країни, одне з головних місць відводиться виробництву і споживанню нафтопродуктів, а також в добутку нафти і газу.

Зменшення об'єму буріння пов'язане з виснаженням запасів родовищ, зменшенням основних виробничих фондів. Вирішення цієї проблеми можливе тільки шляхом введення в розробку нових родовищ, а також шляхом розробки глибших горизонтів.

Для цього необхідно збільшувати об'єм бурових робіт і робіт по капітальному ремонту свердловин в основному шляхом підвищення техніко-економічних показників буріння за рахунок зростання продуктивності праці, поліпшення технологічної бази. Зростання продуктивності праці залежить від технології буріння (ремонту) і кваліфікації працівників, а поліпшення технологічної бази можливе шляхом впровадження нових розробок і збільшення науково-дослідної роботи в цій галузі.

Необхідність розвитку економіки країни ставить перед працівниками нафтогазової промисловості завдання - підвищити ефективність і поліпшити якість буріння. Це завдання включає як кількісне зростання, так і якісний: вдосконалення техніки і технології буріння свердловин, підвищення продуктивності бурових робіт і зниження їх собівартості. Чималі резерви полягають у вдосконаленні якості розтину нафтових і газових пластів при бурінні, прискоренні випробування і випробування, у вдосконаленні конструкцій свердловин і зменшенню металоємності, в підвищенні довговічності кріплення і відокремлення нафтогазоводонесних горизонтів.

Нині до будівництва свердловини пред'являються усе більш жорсткі екологічні і економічні вимоги. Будівництво свердловини і її експлуатація повинні чинити мінімальний вплив на екосистему. Розробка родовища повинна переслідувати мету не максимально швидке його вироблення, а найбільшу його нафтогазовіддачу із спричиненням мінімального збитку довкіллю.

1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ

1.1 Географічне положення району робіт

Семиренківська площа розташована на території Красноградського та Кегичівського районів Харківської області України.

У орографічному відношенні район робіт є слабо-пагорбною рівниною, яка порізана численними урочищами і балками, з найбільшою їх кількістю в межах річчя р. Орелі і р. Берестовою. Загальний нахил поверхні простежується з північного сходу на південний захід. Абсолютні відмітки рельєфу на вододілах +155...+195 м, в долинах до +108 м і нижче.

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

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

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

Найближча залізнична станція - Кегичівка.

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

Найближчими до Семиренківської площі є Кегичівський газодобувний промисел і ПСГ.

1.2 Геологічна будова ділянки

На родовищі покладу нафти і газу виявлені у відкладеннях верхнього карбону (пласт К-6), московського ярусу (пласти М-1, М-2а, М-2б) середнього карбону і серпуховського (пласти С-4, С-5) і визейського (пласти В-14, В-16, В-21) ярусів нижнього карбону.

Поклади нафти в пластах К-6, М-1, М-2а, М-2б, В-14, зведення, тектонічно екрановані. Поклади газу С-4, В-14, В-16 - пласти, зведення, літологічно і тектонічно екрановані. Поклади газу горизонтів С-5, В-22 - масивно-пластуні і пласти, тектонічно екрановані.

Початковий максимальний дебіт з пласта С-5 склав на діафрагмі 25,97 мм 748,1 тис.м³/доба при депресії 13,03 МПа, мінімальний дебіт газу з пласта С-4 - 10 тис.м³/доба на діафрагмі 0,25 мм (свердловина № 8). У свердловині № 9, яка пробурена в блоці, де закладається проектна свердловина № 115, з горизонту С-5 отриманий триплив газу (ВПТ) розрахунковим дебітом 130 тис.м³/доба. У св. №15 розрахунковий дебіт склав 96 тис.м³/доба.

Колекторами пласта С-5 є піщаники мезомиктові і кварци з карбонатно-глинистим, місцями кварцевим цементом, з пористістю, по лабораторних дослідженнях керна - 10-15,8 %, газопроникністю - 1,0-233,03-10⁻¹⁰ 15м².

Покришками для продуктивних пластів є панки щільних практично непроникних порід алеврито-аргілітового складу, завтовшки 30-170 м

Для родовища характерні типово метанові гази з вмістом метану в угіс-тах С-4 - С-5 (-а, - б) - 84 %, гомологів метану (етан-пропан, бутанові фракції) - 11%.

По типу вод пластів, величині мінералізації, міри метаморфізації і зони-тості гідрогеології надр на Семиренківському родовищі виділяються дві про-дnamічні зони: активного (кайнозойський і крейдяний водоносний комплекс) і уповільненого (тріас, пермський, кам'яновугільний водоносні комплекси) во-дообміну.

Води пластів нижньокаменовугільного комплексу (верхне-серпуховський і верхневизейський підкомплекси) приурочені до проникаючих піщаників і є хлоркальцієві розсоли з мінералізацією 156,04-238,5 г/л і коефіцієнтом метаморфізації 0,59-0,79.

Води пластів середньокаменовугільного комплексу (башкирський, московський підкомплекси) по хімічному складу - хлоркальцієвого типу з мінералізацією 169,5-248,9 г/л. Для вод нижнекаменновугільного і середнекаменновугільного комплексів Семиренківського родовища характерний високий вміст (до 1764 см³/л) розчинених газів вуглеводневого складу.

Води пластів вищезалегаючих верхнекаменовугільного і пермського триасових комплексів відносяться до хлоркальцієвому типу з мінералізацією 30-160 г/л і коефіцієнтом метаморфізації 0,4-0,86.

Крейдяний водоносний комплекс верхньої гідродинамічної зони приурочений до пісків і піщаників сеноманського ярусу, тріщинуватих крейдових мергельних утворень верхньої крейди і піщаників нижньої крейди. Дебити вод пластів досягають 240-2500 м³/доб при динамічних рівнях 30-90м. Мінералізація підземних вод складає 0,30-0,31 г/л, тип - гідрокарбонатно-натрієвий.

Води пластів кайнозойського водоносного комплексу приурочені до четвертинних алювіальних відкладень, пісків і піщаників новопетровської, меєгорської, бучакської свит, по хімічному складу відносяться до гідрокарбонатно-натрієвого типу з мінералізацією 0,7-0,9 г/л. Найбагатший водозбагачений - бучаксько-каневський водоносний горизонт з дебетами 140-250 м³/доба при динамічних зниженнях на 20-25 м. Цей водоносний горизонт є одним з основних джерел постачання вод.

Для повної стратиграфічної і літолого-фаціальної характеристики розкритого розрізу, його кореляції, визначення фільтраційних для місткості властивостей колекторних інтервалів і інтервалів випробування в проектній свердловині планується комплекс промислово-геофізичних досліджень.

Перфорацію експлуатаційної колони в інтервалах залягання продуктивного горизонту С- 5 планується проводити перфораторами типу "Спирал Шоган".

1.3 Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу свердловини

Таблиця 1.1 - Стратиграфічний розріз свердловини, елементи залягання, коефіцієнт кавернозності пластів

Глибина залягання, м		Стратиграфічний розподіл		Елементи залягання (падіння) пластів по підшві град.	Коефіцієнт кавернозності в інтервалі
від (верх)	до (низ)	назва	індекс		
0	325	Кайнозойська група Мезозойська група Крейдяна система:	К ₂ М ₂ К		0-0-325 м До= 1,05
325	1050	- верхній відділ	К ₂	1-2	
1050	1215	- нижній відділ Юрська система	К ₁	1-2	325-2450 м
1215	1585	- верхній відділ	Ж ₃	2-3	До=1,18
1585	1755	- середній відділ Система триаса :	Ж ₂	2-3	
1755	2030	- глиниста товща	Т _г	2-3	
2030	2085	- піщано-карбонатна товща	Т _{пк}	2-3	
2085	2200	- піщана товща	Т _п	2-3	
2200	2450	- піщано-глиниста товща Палеозойська група Пермська система:	Т _п Р ₇ Р	2-3	
2450	2670	- нижній відділ Кам'яновугільна система	Р ₁ С	3-4	2450-4500 м До= 1,20
2670	3300	- верхній відділ - середній відділ	С ₃ С ₂	3-4	
3300	3700	московський ярус	С _{2m}	4-5	
3700	4225	башкирський ярус - нижній відділ	С _{2b} С	-- II -	
4225	4500 забій	верхнесерпуховський під'ярус	С _{2z}	-- II -	

Зінченко Юлія Миколаївна

Таблиця 1.2 - Літологінні характеристики розрізу сврдловни

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Гірська порода		Стандартний опис гірської породи : повна назва, характерні ознаки (структура, текстура, мінеральний склад і так далі)
	від	до	коротка назва	% у інтервалі	
1	2	3	4	5	6
Q+N	0	80	піски суглинки глини	50 10 40	Піски кварцеві з прошарками глин строкатих, суглинки жовто-бурі леси
	80	325	піски глини мергелі піщаники	50 30 10 10	Піщано-лінійсті утворення, піски різнозернисті, мергелі світло-сірі, плакитні піщані з прошарками піщаників
K ₂	325	1050	мів мергелі піски глини	80 10 5 5	Крейда з прошарками мергелів, в нижній частині - кварцево-глауконітові піски, з прошарками зеленувато-сірих глин
K ₁	1050	1215	піски піщаники глини	65 20 15	Піски світло-сірі, різнозернисті з прошарками піщаників і вапняків, блакитно-сірих глин
J ₃	1215	1585	глини піщаники алевроліт вапняки	55 25 15 5	Перешарування глин з піщаниками, алевролітом і вапняками
J ₂	1585	1755	глини алевроліт піщаники	70 10 20	Глини з прошарками піщаників у верхній частині, і алевроліты
J ₁	1755	2450	піщаники	65	Потужна контигенція товща желто-сірих піщаників

Зінченко Юлія Миколаївна

	2	3	4	5	6
			глини вапняки	30 5	Утворення як за фактом літологічним роз'ясненням розділяється на глинисту, піщано-карбонатну, піщану і піщано-глинисту товщі. Піщаники сірувато-зелені, алевритисті, глини сіруваті, зелені, бурі
P ₁	2450	2670	доломіти вапняки глини піщаники ангідрит алевроліт	20 20 35 5 10 10	Перешарування доломітів, ангідриту з вапняками, глинами і алевролітом
C ₃	2670	3300	піщаники аргіліт алевроліт вапняки	45 45 5 5	Чергування потужних піщаних пластів і глинистих пачок з тонкими прошарками алевроліту і вапняків
C _{2m}	3300	3700	піщаники аргіліт алевроліт вапняки	40 40 10 10	Перешарування піщаників і щільних алевритистих аргілітів з тонкими прошарками вапняків
C _{1b}	3700	4225	піщаники аргіліт вапняки алевроліт	30 30 20 20	Чергування піщаників з алевролітом і вапняками, в нижній частині чергування потужних вапняків з аргілітами
C _{1s2}	4225	4500	аргіліт піщаники алевроліт	45 25 30	Перешарування аргіліту з піщаниками і алевролітом

Зінченко Юлія Миколаївна

Таблиця 1.3 - Фізико-механічні властивості гірських порід по розрізу вердловини

Стратиграфічно-го підрозділу	Інтервал, м		Коротка назва гірської породи	Щільність г/см ³	Пористість, %	Проникність, мД	Глинистість, %	Карбонатність, %	Солоність, %	Сплошність породи	Твердість по штампу МПа	Розшарування породи	Абразивність по Баронові міліграм	Категорія породи по промисловій класифікації (м'яка, середня і так далі)	
	від	до													
Q+N	0	80	піски	1,65	40	10	6	5	0	1,0		2,0		м'яка	
			суглинки	1,55	30	10	70	5	0	1,5		1,5			---
			глини	1,80	35	1	85	5	0	3,5		1,0			---
P ₂₋₁	80	325	піски	1,65	40	900	6	6	0	1,0		2,0			
			мергелі	2,30	10	5	60	40	0	1,5	400	1,0	0,7		---
			піщаники	2,55	25	650	6-12	6	0	1,0	320	1,0	14,0		
K ₂	325	1050	мів	2,30	45	1	5	95	0	1,5	80	1,0	1,2		
			мергелі	2,30	10-15	1-10	50-55	45	0	1,5	420	1,0	0,7		
			піски	1,65	35	10-50	12	3-8	0	1,0	240	2,0			
K ₁	1050	1215	глини	1,80	35	9	15-90	4	0	3,0	120	2,0	0,4		
			піски	1,65	40	850	12	3-8	0	1,0	240	2,0			
			піщаники	2,55	25	650	6-12	6	0	1,0	460	1,0	14,0		
J ₃	1215	1585	глини	1,65-2	17-30	1-9	180-90	6-8	0	3,0	120	3,0	0,4	м'яка	
			піщаники	2,60	25	550	20-30	4-9	0	1,0	320	1,0	21,5	---	
			вапняки	2,60	4	10	12	85	0	1,5	1310	1,5	1,3	середня	
I	1585	1755	глини	1,65-2	17-30	1-9	80-90	6-8	0	3,0	120	3,0	0,4	м'яка	
			піщаники	2,60	25	550	20-30	4-9	0	1,0	320	1,0	21,5	---	

T ₁	1715	2250	піщаники глини вапняки	2,60 2,00 2,60	23 17-20 4	500 59 10	19-25 75-85 12	6 69 85	1,0 2,5 1,5	460 180 1240	1,0 3,0 1,5	26,2 6,2 1,4	--- --- середня	
P ₁	2450	2670	доломіти вапняки глини піщаники ангідрит алевроліт	2,70 2,60 2,25 2,60 2,75 2,4	2 4 30 25 2 10	1 10 9 500 1 5	0 12 75 20 0 50	60 85 9 28 60 6	10-15 0 0 0 10-15 0	1,5 1,5 3,5 1,5 1,5 1,5	2300 1500 320 320 2300 580	1,0 1,5 1,0 3,0 1,0 1,0	5,8 1,4 1,1 21,5 5,8 10,3	тверда -- II - м'яка --- тверда середня
C ₃	2670	3300	піщаники аргіліт алевроліт вапняки	2,60 2,30 2,40 2,60	23 17-20 10 4	500 70 5 10	30 70 55 12	6 9 5 80	1,0 1,0 1,5 1,5	1000 380 580 1500	1,0 3,0 1,0 1,0	36,2 1,4 10,3 1,4	середня м'яка середня тверда	
C _{2m}	3300	3700	піщаники аргіліт алевроліт вапняки	2,63 2,35 2,35 2,60	20 8-9 8-9 4	300 1-9 1-9 10	11 80 32- 75 12	8 6 8-1 80	0 0 0 0	1,0 1,0 1,5 1,5	1000 380 520 1500	1,0 2,0 1,0 1,0	55,2 1,4 22,5 1,4	середня м'яка середня тверда
C _{2b}	3700	4225	піщаники аргіліт вапняки алевроліт	2,64 2,35 2,68 2,42	15-25 6-8 7-9 9	1 9 8 5	25-30 80 70 50	3-5 6 85-90 6	0 0 0 0	1,0 2,5 2,0 1,5	1440 500 2000 640	2,0 3,0 1,0 1,0	26,2 0,6 0,7 26,0	середня м'яка тверда середня
C _{1S2}	4225	4500	аргіліт піщаники алевроліт вапняки	2,40 2,64 2,45 2,68	5 9-14 19 3	1 250-900 7 8-9	75 25-30 55 10-12	9 4-5 7 85	0 0 0 0	2,5 2,0 2,0 1,5	560 1370 830 1140	3,0 2,0 1,0 1,0	0,7 45,0 14,0 2,4	--- --- --- ---

Зінченко Юлія Миколаївна

Зінченко Юлія Миколаївна

1.4 Нафтогазова оцінювання по горизонту свердловини

Таблиця 1.4 - Нафтоносність

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Тип колектора	Щільність, г/см ²		Рухливість на СП мкм ²	Зміст сірки, % по вазі	Зміст парафіну, % по вазі	Вільний дебіт, м ³ /доба	Параметри розчиненого газу					
	від	до		у умовах пластів	після дегазації					Газовий чинник, м ³ /т	Зміст сірководня, %	Зміст вуглекислого газу, %	Відносна до повітря в'язкість газу	Коефіцієнт стисливості, 10 ³ МПа ⁻¹	Тиск насичення в умовах пластів, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
C2 m ((M-2a))	3395	3410	поров.	0,6699	0,8225	0,03	0,015	0,18	125-197	158-207		0,45	0,812	2,271	24,5

Таблиця 1.5 - Газоносність

Індекс стратиграфічного підрозділу (пласт, горизонт)	Інтервал, м		Тип колектора	Стан газу, конденсат)	Вміст, % за об'ємом		Відносна до повітря в'язкість газу	Коефіцієнт стискування газу в умовах пластів	Дебіт газу тис.м ³ /сут	Щільність газоконденсату, г/см ³ у умовах пластів	Фазова проникність, мД	
	від	до			сірково-водень	вуглець						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
C, s2 (C- 4)	4250	4285	поров.	газ, конд.		2,03	0,648		43,3-180,8		0,7909	
C, s2 (C- 5)	4310	4340	-/-	-/-		1,05	-/-		120,5-179,5		0,7951	

Зінченко Юлія Миколаївна

Зінченко Юлія Миколаївна

Таблиця 1.6 - Водоненість

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Тип колектора	В'язкість, г/см ³	Вільний дебіт, м ³ /сут	Хімічний склад води в % мг-еквівалентної форми						Міра мінералізації, г/л	Тип води	Відноситься до джерела питного водопостачання
	від	до				аніони			катиони					
						CO ₂	SO ₄	HCO ₃	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
К	325	1215	посв	1,000-1,010	140,0-1500,0							0,7-0,9	хкл	ТАК
К	325	1215	-//-	1,000-1,010	240,0-2500,0							0,3-3,1	-//-	ТАК
Т	1755	2450		1,050-1,060	00,0-150,0							30,0-161,0	хкл	ТАК
С3-С2	2670	4225		1,164	0,3-23,7							169,5-248,9	-//-	ТАК
сІS2	4225	4500		1,164	4,7	49,80	0,09	0,11	36,22	5,01	8,77	156,04-222,2	-//-	ТАК

Зінченко Юлія Миколаївна

Зінченко Юлія Миколаївна

Таблиця 1.7. Дані по тиску і температурі по розвізу свердловини
(у графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляються умовні позначення джерела отримання градієнтів: ПСР - прогноз по розвідувальних для сейсмоданим, ПФГ - прогноз за геофізичними дослідженнями, РФЗ - розрахунок по фактичних вимірах у свердловинах)

Індекс страти- графіч- ного підроз- ділу	Інтервал, м		Градiєнт тиску											Температу- ра у кінці інтервалу		
	від верх	до (низ)	пласта			порового		гiдророзриву порід			гiрського			джерело отримання	°C	джерело
			МПа/м від	МПа/м до	джерело	МПа/м від	МПа/м до	джерело	МПа/м від	МПа/м до	джерело					
1	2	3			6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
KZ	0	325	0,0100	0,0100	РФЗ				0,0156	0,0156	РФЗ	0,0204	0,0204	Прогноз		РФЗ
K	325	1215	0,0100	0,0103	-- II -				0,0156	0,0158	-- II -	0,0204	0,0205	-- II -	36	-- II -
J	1215	1755	0,0103	0,0103	-- II -				0,0158	0,0159	-- II -	0,0205	0,0208	-- II -	49	-- II -
T	1755	2450	0,0103	0,0103	-- II -				0,0159	0,0163	-- II -	0,0208	0,0215	-- II -	62	-- II -
P	2450	2670	0,0103	0,0104	-- II -				0,0163	0,0165	-- II -	0,0215	0,0217	-- II -	67	-- II -
C3	2670	3300	0,0104	0,0104	-- II -				0,0165	0,0165	-- II -	0,0217	0,0221	-- II -	80	-- II -
C2т	3300	3700	0,0104	0,0105	-- II -				0,0167	0,0167	-- II -	0,0221	0,0224	-- II -	90	-- II -
c2ь	3700	4235	0,0105	0,0105	-- II -				0,0169	0,0171	-- II -	0,0224	0,0227	-- II -	102	-- II -
C, s2	4235	4500	0,0105	0,0106	-- II -				0,0171	0,0172	-- II -	0,0227	0,0228	-- II -	109	-- II -

Вiдносна щiльнiсть газу по повітрю - $v = 0,648$

Зінченко Юлія Миколаївна

2 ПРОЕКТУВАННЯ КОНСТРУКЦІ СВЕРДЛОВИН. ВИБІР БУРОВОГО УСТАТКУВАННЯ І ІНСТРУМЕНТУ

2.1 Вибір і обґрунтування способу буріння

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

При бурінні нафтових і газових свердловин забули поширення способи буріння : роторний, гідравлічними забійними двигунами і буріння електрорурами. Буріння проектної свердловини вироблятиметься роторним способом.

2.2. Конструкція свердловини

Конструкція свердловини проектується виходячи з очікуваного геологічного розрізу свердловини з урахуванням можливих ускладнень в процесі буріння. Дані про величини тисків і можливих ускладнень приведені в геологічній частині проекту і показані на наведеному графіку тисків.

Виходячи з тисків пластів і тисків гідророзриву порід, зважаючи на різні ускладнення, враховуючи допустимі величини виходу з-під черевика попередньої обсадної колони, а також досвід буріння на цій площі проектується така конструкція свердловини :

Кондуктор діаметром 224 мм спускається на глибину 350 м в покриття крейдних відкладень з метою перекриття нестійких доглинаючих порід кайнозой, а також для попередження забруднення водоносних горизонтів, використаних для питва, хімічними реагентами бурового розчину.

Цементується до гирла

Проміжна колона - 245 мм спускається на глибину 2450 м з метою перекриття відкладень крейди, схильних до набрякання, товщ теригенних порід юри і тріаса, де можливі збагачення бурового розчину глинистою фазою і його пог-

Зінченко Юлія Миколаївна

Зінченко Юлія Миколаївна

Зінченко Юлія Миколаївна

Зінченко Юлія Миколаївна

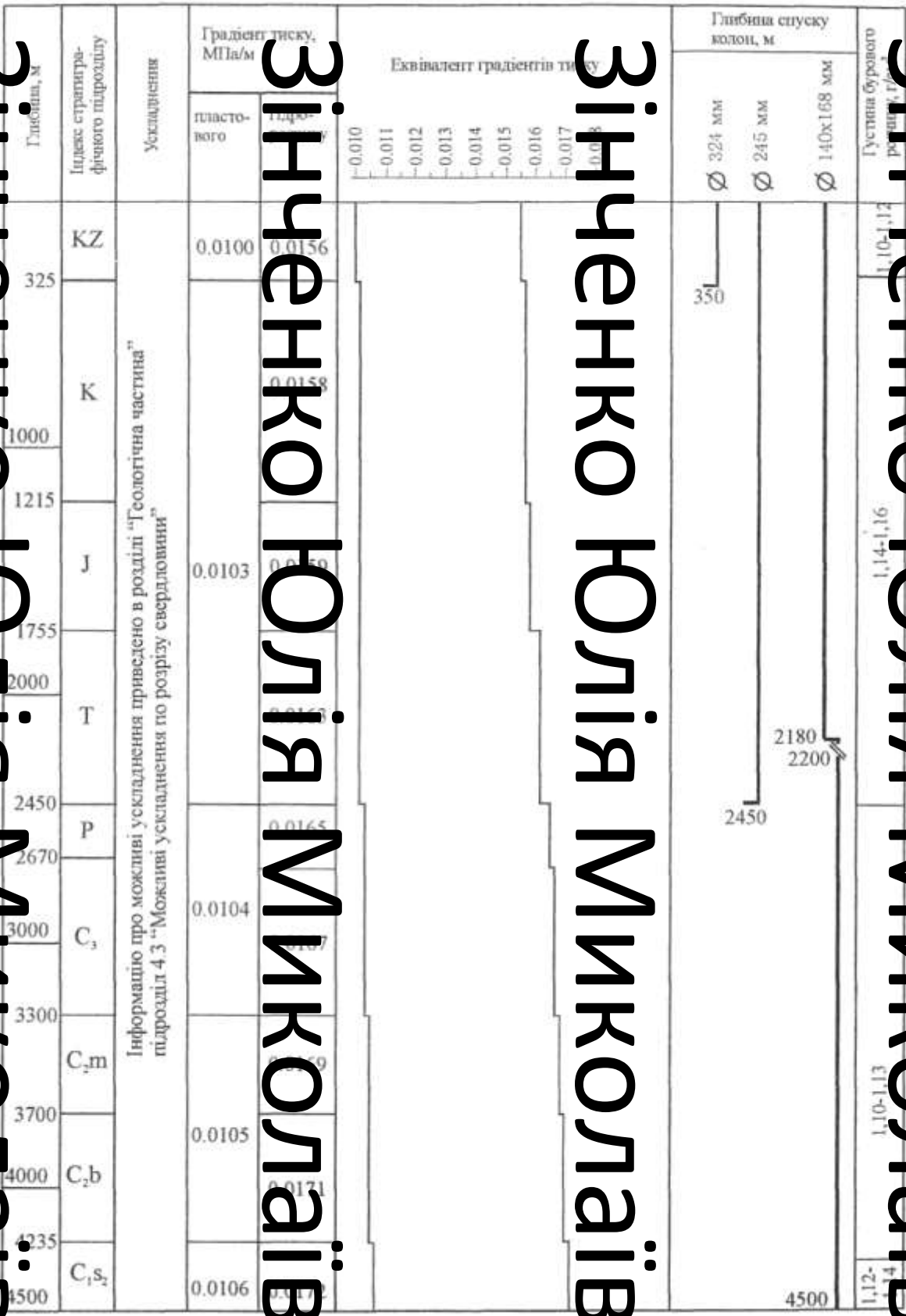


Рисунок 2.1 - Поєднаний графік тисків

дінання, в покрівлю нижньої пермі. Колона також потрібна для надійного устаткування гирла свердловини противикидовим устаткуванням перед розкриттям очікуваних продуктивних горизонтів при подальшому бурінні.

Колона цементується по усій довжині, до гирла.

Експлуатаційна колона - 146/168 мм - спускається в інтервалі 0-4500м

Колона цементується по усій довжині.

1. Відповідно до початкових даних діаметр експлуатаційної колони

$$d_{\text{ек}} = 146 \text{ мм.}$$

2. Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону

$$D_{\text{д}}^{\text{ек}} = d_{\text{м}}^{\text{ек}} + 2\delta, \quad (1)$$

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

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

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

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

3. Визначання внутрішнього діаметру проміжної обсадної колони

$$d_{\text{вн}}^{\text{пп}} = D_{\text{д}}^{\text{ек}} + 6 \div 8, \quad (2)$$

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

Приймаємо згідно ДСТУ на обсадні труби

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

4. Визначаємо діаметр долота для буріння під проміжну колону

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

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

5. Визначаємо внутрішній діаметр кондуктора

$$d_{\text{ВН}}^{\text{К}} = 295,3 + 6 = 301,3 \text{ мм}$$

Приймаємо згідно ДСТУ на обсадні труби

$$d_{\text{Н}}^{\text{К}} = 324 \text{ мм}; d_{\text{ВН}}^{\text{К}} = 301,9 \text{ мм}; d_{\text{Д}}^{\text{К}} = 351 \text{ мм.}$$

6. Визначаємо діаметр долота для буріння під кондуктор

$$D_{\text{Д}}^{\text{ПР}} = 324 + 2 \cdot 30 = 384 \text{ мм.}$$

Приймаємо згідно ДСТУ на бурові долота $D_{\text{Д}}^{\text{ПР}} = 393,7 \text{ мм.}$

Цементування обсадних колон ведемо на всю довжину колони.

Результати розрахунків зведемо в таблицю.

Таблиця 2.1 - Звідна таблиця обсадних колон

Найменування колони	Глибина спуску колони, м	Діаметр колони, мм	Діаметр долота, мм	Інтервал цементування, м
Кондуктор	350	324	393,7	0-350
Проміжна колони	2450	219	295,3	0-2450
Експлуатаційна колони	4500	146	295,3	0-4500

1.3 Техніка буріння

2.3.1 Вибір породоруйнівного інструменту

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

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

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

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

2.1.2 Бурильна колонна

1. Діаметр ОБТ вибираємо з урахуванням діаметру долота виходячи з таких умов

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

Тоді

$$d_{\text{УБТ}} = 0,75 \div 0,85 \cdot D_{\text{д}} = 0,75 \div 0,85 \cdot 215,9 = 162 \div 192 \text{ мм.}$$

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

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

Діаметр бурильних труб вибираємо із співвідношення

$$\frac{d_{\text{бт}}}{d_{\text{УБТ}}} = 0,75 \div 0,80, \quad (4)$$

Тоді

$$d_{\text{бт}} = 0,75 \div 0,80 \cdot d_{\text{УБТ}} = 0,75 \div 0,80 \cdot 165 = 110 \div 117 \text{ мм.}$$

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

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

Діаметри кондуктора і напрямки вибираємо відповідно до величини діаметрового проміжку між долотом і обсадною колоною, що спускається, і кільцевого проміжку між обсадною колоною і долотом, що спускається в неї, для наступного інтервалу. Діаметри доліт для кондуктора і обсадних складають 295,3 мм, 303,7 мм, а діаметри обсадних колон: 245 мм, 324 мм відповідно.

Висота підйому тампонажного розчину в затрубному просторі визначається на підставі діючих інструктивних і методичних матеріалів. Висоту підйо-

ду цементного розчину за усіма колонами слід виробляти до гирла свердловини [9].

2.3.3 Промивання свердловини. Обґрунтування щільності промивальної рідини

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

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH}; \quad (5)$$

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

g - прискорення вільного падіння, м/с²;

H - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

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

Щільність в інтервалі 0-350 м оскільки $H < 1200$ то приймаємо $\alpha = 1,12$.

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,12 \cdot 300 \cdot 10000}{9,81 \cdot 350} = 1125 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо $\rho_{\text{пр}} = 1120 \text{ кг/м}^3$.

Щільність в інтервалі 350-2450 м - $H > 1500$, приймаємо $\alpha = 1,05$.

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 1300 \cdot 11600}{9,81 \cdot 2450} = 1140 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо $\rho_{\text{пр}} = 1140 \text{ кг/м}^3$.

Щільність в інтервалі 2450-4500 м - оскільки $H > 1500$ то приймаємо $\alpha = 1,05$.

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 3050 \cdot 10000}{9,81 \cdot 4500} = 1150 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо $\rho_{\text{пр}} = 1150 \text{ кг/м}^3$.

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

- видалення шламу від долота, транспорт його по затрубному простору і забезпечення відділення його на поверхні;
- утримання шламу в зваженому стані при зупинці циркуляції розчину;
- охолодження долота і полегшення руйнування породи в привибійній зоні;
- створення тиску із стінки свердловини для попередження водо-, нафто- і газопроявів;
- надання фізико-хімічної дії на стінки свердловини, попереджаючи їх обваління;
- забезпечення збереження проникності продуктивного пласта при його рестаурації;
- передача енергії гідравлічному вибійному вигину (при його використанні) та ін.

При бурінні проектованої свердловини використовуватимуться наступні бурові розчини.

В процесі буріння підкондуктор застосовуватиметься глинистий розчин щільністю 1,12 г/см³ оброблений кальцинованою содою, ПВЛР, для попередження осипів, обвалів, прилипань.

Параметри глинистого розчину :

$$\rho = 1,12 \text{ г/см}^3,$$

$$T = 25 - 45 \text{ с.},$$

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

$$K = 1,5 \text{ мм},$$

$$\text{CHC} = 10 - 30 \text{ Па}\cdot\text{с};$$

$$\text{pH} = 8.$$

При бурінні в інтервалі 350-2450 м можливі звуження ствола свердловини, набрякання крейди, прихоплювання. Тому тут передбачається гуматно-

акриловий розчин оброблений кальцинованою содою, гіпанолом, лабріксом, нафтою:

Параметри розчину :

$$\rho = 1,14 \text{ г/см}^3,$$

$$T = 40-70 \text{ с},$$

$$V=4-6 \text{ см}^3 /30\text{хв.},$$

$$K=1 \text{ мм},$$

$$\text{СНС}=20-30 \text{ Па}\cdot\text{с},$$

$$\text{pH}=9$$

При бурінні в інтервалі 2450-4500 м можливі коагуляція розчину, каверни, желоби, прихвати. Тут застосовується полімер-кашевий розчин з добавками КСІ, лакрісом, кальцинованою содою, нафтою, ПАА, целюлозний реагент, лабріол. Характеристика розчину :

$$\rho = 1,13 \text{ г/см}^3,$$

$$T = 40-60 \text{ с},$$

$$V=6-8 \text{ см}^3 /30\text{хв.},$$

$$\text{СНС}=20/40 \text{ Па}\cdot\text{с},$$

$$K=1 \text{ мм},$$

$$\text{pH}=8-9.$$

2.4 Технологія буріння

2.4.1 Розрахунок осевого навантаження на долото

Величина осевого навантаження на долото P_d , яка повинна забезпечувати об'ємне руйнування породи на вибої, з урахуванням показників механічних властивостей гірських порід і конструктивних даних про площу контакту зубів долота із забоем визначається по формулі:

$$P_{\text{дол.}} = \alpha * P_{\text{ш}} * F_k$$

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

$P_{\text{ш}}$ - твердість гірських порід за методикою Л.А.Шреінера (по штампу) кг/мм².

F_k - площа контакту зубів долота із вибоєм мм², визначається по формулі В.С. Федорова :

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

де η - коефіцієнт перекриття зубів;

δ - коефіцієнт притуплювання зубів.

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

Для долота діаметром 393,7 мм:

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

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$P_{\text{дол.}} = 1,2 * 200 * 295,3 * 1,14 * 2/2 = 151190,4 \text{ Н} = 15 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$P_{\text{дол.}} = 1,59 * 350 * 215,9 * 1,4 * 2/2 = 168207,69 \text{ Н} = 17 \text{ т.}$$

2.1.2 Розрахунок частоти обертання долота

Частота обертання долота визначається по наступній формулі:

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

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

Для долота діаметром 393,7 мм:

$N = 60 * 0,8 / 3,14 * 0,3937 = 45,07$ об/хв, тобто буріння здійснюватиметься на швидкості ротора.

Для долота діаметром 295,3 мм:

$N = 60 * 1,5 / 3,14 * 0,2953 = 97$ об/хв, тобто буріння здійснюватиметься на швидкості ротора.

Для долота діаметром 215,9 мм:

$N = 60 * 1,0 / 3,14 * 0,2159 = 88$ об/хв, тобто буріння здійснюватиметься на 2 швидкості ротора.

2.4.3 Розрахунок кількості промивальної рідини

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

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

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

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$Q = 0,785 * (3,937^2 - 1,1^2) * 3 = 45,9 \text{ л/с.}$$

Робота насоса здійснюватиметься на 190 мм втулках з продуктивністю 46,0 л/с.

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$Q = 0,785 * (2,953^2 - 1,1^2) * 7 = 45,9 \text{ л/с.}$$

Робота насоса здійснюватиметься на 180 мм втулках з продуктивністю 43,0 л/с.

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$Q = 0,785 * (2,159^2 - 1,1^2) * 8 = 21,7 \text{ л/с.}$$

Робота насоса здійснюватиметься на 150 мм втулках з продуктивністю 22,0 л/с.

2.5. Бурове устаткування

2.5.1 Вибір бурової установки

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

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

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

Таблиця 2.2 - Вага бурильних і обсадних колон

Показники	Бурильна колона	Проміжна колона	Експлуатаційна колона
Довжина колони	4500	2450	4500
Вага 1 м, Н	—	179	91
Вага колони, Н	142950	438550	409500

Таким чином, максимальну вагу має проміжна колона.

Для буріння свердловини вибираємо бурову установку Уралмаш 3Д-76

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

Технічні характеристики:

Тип	"Уралмаш 3Д-76"
Спосіб буріння	Роторний і турбінний
Умовна глибина буріння при масі 1м бурильної колони 30 кг, м	5000
Самощення	546
Навантаження, що допускається, на крюку в процесі провідки і кріплення свердловини, кН	2250
Діаметр талевого каната, мм	56
Швидкість підйому крюка при ходінні обсадних колон і ліфтації аварій, м/с	0,19
Швидкість сталого руху при підйомі незавантаженого елеватора, м/с	1,58
Потужність на приводному (вхідному) валу підйомного агрегату, кВт	710

Прохідний діаметр столу ротора, мм	560
Потужність на приводному валу ротора, кВт	215
Статичне завантаження, що допускається, на стіл ротора, кН	4000
Момент передачі столу ротора, кНм	50
Число основних бурових насосів, шт	2
Можучність приводу бурового насоса, кВт	600/530
Найбільший тиск на виході насоса (у манифольді), МПа	25
Номинальна довжина свічки, м	34
Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	9
Частота обертання столу ротора, з (об/хв) :	
мінімальна	0,33(20)
максимальна	3,87(232)
Тиск повітря в пневмосистемі, МПа (кг/см)	0,6(6) - 0,8(8)
Потужність дизель-генераторних установок (не обмежена), кВт	3 x 632
Маса комплекту, т, не більше	170
Навантаження на крюку від маси бурильної колони не повинна перевищувати при оснащенні 5 x 6	1450 кН
Склад: На силовій для вишки основи розташовані бурова вишка з елементами талевої системи, ротор з пневмоклиньями, буровий ключ АКБ-3М2, лебідка з гідродинамічним гальмом. Привід ротора здійснюється дворядним вугільно-роликівим ланцюгом 2ПР- 50,8 від бурової лебідки.	
У силовому блоці встановлені: коробка зміни передач з карданними валами, силовий електродвигун приводу лебідки СДБО- 6000-710 кВт. і два електричні компресори 4ВУ1 (2/3), що забезпечують постачання бурової установки стислим повітрям (робочий тиск пневмосистеми 8 кг/см ²);	
У привышечном споруді на основі встановлені два бурових насоса, кожен з них має індивідуальний електропривод, який здійснюється клиноременною передачею від електродвигуна СМБО- 6000-600/630 кВт.	
На окремому фундаменті розміщені дизель-генераторні установки АКСА АСQ 1130 - 3 комплекти., мощностью 824 кВт - кожна, дизельні двигуни	

Cummins (США), потужністю 956 кВт кожен, генератори Stamford (Великобританія), призначені для живлення електроенергією електродвигунів, (привід потужності лебідки, приводи бурових насосів УНБ- 600, компресорів і іншого електроустаткування, а також освітлення.

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

Циркуляційна система ЦС 3Л-76М

Технічна характеристика.

- | | |
|---|-----|
| 1. Теоретичний об'єм бурового розчину, м ³ | 160 |
| 2. Встановлена потужність електроустаткування, кВт | 60 |

3. Тип матичне виконання - , категорія виробу 1 (при температурі навколишнього повітря від мінус 40 °С до плюс 45 °С) згідно ДСТУ 15150

Склад виробу : блок проміжний - 2шт., блок приймальний - 1шт., блок кінцевий - 1шт., блок БХР з основою, блок распредпристроїв з шафою

управління, кабельною продукцією і електроустаткуванням, світильниками і кнопками управління, блок приготування розчину і хімреагентів БПР- 2, комплект майданчиків для обслуговування з периловими обгороджуваннями.

Спосіб монтажу і транспортування.

Конструкція бурової установки передбачає:

- великоблочне транспортування лебідкової установки для вишки і навесних блоків на тяжеловозах ТПШ- 70 і Т- 60;
- транспортування середніми блоками на трайлерах і платформах ПШ40Бр вантажопідйомністю 40т;
- агрегатний спосіб перевезення транспортом загального призначення [4].

2.5.2 Вибір насосної установки

Буровий насос для промивання свердловини в конкретних геологічних умовах вибирається по технологічно необхідній кількості промивальної рідини

і тиску, що розвивається при цьому, для подолання втрат натиску в елементах циркуляційної системи бурової.

Кількість необхідної промивальної рідини при бурінні під експлуатаційну колону складає 31,11 л/с. Визначимо втрати тиску в циркуляційній системі, знаючи які можна вибрати найбільш раціональне комбонування бурильного інструменту, обгрунтовано підібрати бурові насоси (поніше використовувати їх по енційні можливості).

Втрати натиску, кГс/см^2 , в циркуляційній системі бурової при роторному бурінні визначаються по формулі:

$$P_{\Sigma} = P_m + P_{б.т.} + P_{к.п.} + P_{д.} \quad (10)$$

де P_m - втрати натиску при русі бурового розчину в наземних трубопроводах від насосної частини до колони бурильних труб, включаючи стояк в буровій, буровий шланг, а також вертлюга і провідну трубу (втрати натиску в зовнішньому об'язуванні буровою - манифольде);

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

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

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

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

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

$$P_M = 82,6 * \lambda * L_s * \gamma * Q^{1,75} \quad (11)$$

де λ - безрозмірний коефіцієнт гідравлічних опорів при русі в трубах;

Q - витрата бурового розчину, л/с;

γ - питомо вага розчину, г/см^3 ;

d - внутрішній діаметр бурильних труб, см;

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

$$L_{\phi} = L_H * (d/d_H)^5 + L_c * (d/d_c)^5 + L_{ш} * (d/d_{ш})^5 + L_{\phi} * (d/d_{\phi})^5 + L_{\phi,мп} * (d/d_{\phi,мп})^5 + L_{\phi,ф} * (d/d_{\phi,ф})^5 \quad (10)$$

де d_H , L_H - внутрішній діаметр і довжина нагнітальної лінії, що йде від бурових насосів до стояка;

d_c , L_c - внутрішній діаметр і довжина стояка з бурового;

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

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

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

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

$$L_{\phi} = 30 * (0,107 / 0,114)^5 + 15 * (0,107 / 0,114)^5 + 15 * (0,107 / 0,09)^5 + 2,5 * (0,107 / 0,09)^5 + 15 * (0,107 / 0,1)^5 + 2 * (0,107 / 0,114)^5 = 08,5$$

$$P_M = 82,6 * 0,026 * 96,85 * 1,2 * (31,11)^2 / (0,107)^5 = 1,72 \text{кГс/см}^2$$

$$P_{\phi,м} = 82,6 * \lambda * \gamma * Q^2 * (l + l_{\phi} / l) * L_{\phi} / d^5 \quad (12)$$

де L_{ϕ} - довжина бурильної колони, м;

l - еквівалентна довжина замкових з'єднань, м;

l_{ϕ} - відстань між замковими з'єднаннями, м

$$P_{\phi,м} = 82,6 * 0,026 * 2,03 * (31,11)^2 * (1 + 3,5/11) * 0,085 / (0,107)^5 = 88,6 \text{кГс/см}^2$$

$$P_{к.л.} = 82,6 * \lambda_1 * \gamma * Q^2 * L / (D_c - d_H)^3 * (D_c + d_H)^2 \quad (14)$$

де λ_1 - коефіцієнт гідравлических опорів при русі бурового розчину в кільцевому (затрубному) просторі; D_c - діаметр свердловини (долота), см;

d_H - зовнішній діаметр бурильних труб, см.

Втрати тиску від замкових з'єднань в кільцевому просторі складають не велику величину, тому нею звичай нехтують.

$$P_{к.л.} = 82,6 * 0,027 * 2,03 * 31,11^2 * 4500 / (21,59 - 12,7)^3 * (21,59 + 12,7)^2 = 11,22 \text{кГс/см}^2,$$

Втрати натиску в долоті залежать від конфігурації промивальних отворів, від кількості і площі їх перерізу, витрати очисного агента (бурового розчину).

$$P_d = C * \gamma * Q^2, \quad (15)$$

де C - коефіцієнт, що характеризує втрати натиску в промивальних отворах до
лопа, який можна вчислити по формулі:

$$C = 0,51 / (\mu^2 * f_0^2), \quad (16)$$

де μ - коефіцієнт витрати, f_0 - сумарна площа перерізів промивальних отворів
см².

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

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

Вчислимо сумарні втрати натиску :

$$P_{\Sigma} = 1,72 + 88,6 + 11,22 + 8,13 = 109,67 \text{ кгс/см}^2.$$

Таким чином, технологічно необхідна кількість (витрата) промивальної
рідини для забезпечення своєчасного і безперерійного винесення шламу із за-
бою по затрубному простору і очищення ствола свердловини з урахуванням
втрат тиску, забезпечить нам насос УНБ- 600.

Опис бурового насоса УНБ-600:

Буровий насос УНБ-600 (У86МА2) призначений для подачі промивальної
рідини на забій при бурінні свердловин завглибшки до 5000 м. Промивальна рі-
дина подається насосом через колону бурильних труб на забій свердловини для
охолодження і винесення зруйнованої долотом гірської породи, а також для пе-
рдачі енергії потоку турбобуру і пов'язаному з ним долоту. Як промивальна рі-
дина застосовується вода або глинистий розчин з наявністю нафти, луку, седи-
ментних компонентів.

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

У розрахунку основних характеристик прийнято: коефіцієнт подачі η -
к.к.д. - 0,85.

Буровий насос УНБ-600 по основних параметрах відповідає ГОСТ 6051.

Таблиця 2.3 - Технічні характеристики бурового насоса УНБ-600:

Потужність, кВт	600
число поршнів двосторонньої дії :	2
Частота подвійних ходів найбільша в хв	65
Довжина ходу поршня, мм	400
Тип зубчастого зачеплення кривошипно-ползунного механізму	косозуба
Кут нахилу зуба, град	9°22'00"
Конструкція клапанної коробки	Симетрична подвійної дії
Приєднувальні розміри клапанної групи в клапанній коробці	№9 API Spec 7K
Тиск рідини на вході не менше МПа (кгс/см ²)	0,1 (1)
Система подачі рідини, що охолоджує, на шпindel поршнів	Під тиском від допоміжного відцентрового насоса з електроприводом
Тиск рідини, що охолоджує, не менше, МПа (кгс/см ²)	0,15 (1,5)
Система подачі масла у вузли тертя механічної частини :	1.Самотечная з накопичувальними лотків 2.Осунання у масляну ванну
Габаритні розміри, мм:	
довжина	5 100
ширина	3 000
висота	4 040
Корпус частини редуктора	Литий
Маса, кг	25 450

2.5.3 Вибір бурової вишки і розрахунок талевої системи

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

Визначимо висоту вишки (H , m) по формулі:

$$H = k * L_{cb}, \quad (1)$$

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

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

Приймаємо $k = 1,5$; $L_{cb} = 32 \text{ м}$

$$H = 1,5 * 32 = 48 \text{ м}$$

Для спуско-підйомальних операцій приймаємо вишку ВБ 53-320М, яка підходить для виконання проектованих робіт.

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

У міру збільшення глибини свердловин вага бурових колон, які доводиться спускати і піднімати, збільшується, а максимальна швидкість намотування провідної струни талевого каната на барабан лебідки залишається практично незмінною для бурових установок різних класів. Тому для кожної установки застосовують талеву систему зі своєю кратністю поліспасти від 4 до 11. Це досягається застосуванням різних оснащень.

Виробимо розрахунок оснащення і вибір талевого каната.

Визначимо кількість робочих гілок по формулі:

$$m = Q_{кр} / P_{л} * \eta_m, \quad (18)$$

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

$P_{л}$ - вантажопідйомність лебідки верстата, H ;

η_m - ККД талевої системи, рівний 0,8 - 0,9.

Оскільки найбільшу вагу (90,09 т) буровий снаряд матиме при бурінні під експлуатаційну колону, то виробляти розрахунок будемо тільки для цієї колони.

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

Загальна кількість блоків каната при симетричній системі рівна:

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

Отже, застосовуватиметься оснащення 5 х 6.

Довжина талевого каната в оснащенні $L_{o.c.}$ залежить від числа струн m та корисної висоти вишки h_{Π} .

$$L_{o.c.} = (m + 2) * h_{\Pi} + l_3, \text{ де } l_3 = 30 \text{ м} - \text{довжина каната, що намотується на барабан.}$$

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

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

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

Визначимо найбільше статистичне навантаження на рухливі струни каната талевій системі :

$$P_{тс} = L * q + l_{убт} * q_{убт} + G_{тс} \quad (19)$$

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

$l_{убт}$ - довжина ОБТ, м;

$q_{убт}$ - маса 1 м ОБТ, Н;

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

Розрахуємо $G_{тс}$:

$$G_{тс} = G_{тб} + G_{каната} + G_{крюка} \quad (20)$$

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

Для колони діаметром 324 мм:

$$l_{убт} = 28 \text{ м, } q_{убт} = 1,56 \text{ т/м.}$$

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

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

де m - число струн талевій системи.

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

Для колони діаметром 245 мм:

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

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

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

Для колони діаметром 146 мм:

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

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

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

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

2.6 Цементування свердловини

Початкові дані

При розрахунку цементування свердловин визначають:

- 1) кількість сухого цементу;
- 2) кількість води для зачистки цементного розчину;
- 3) кількість продавочної рідини;
- 4) можливий максимальний тиск до кінця цементування;
- 5) допустимий час цементування;
- 6) число цементувальних агрегатів і цементомішувальних машин.

Виробимо розрахунок одноступінчатого цементування кожної з обсадних колон.

Таблиця 2.4 - Початкові дані для цементування

Параметр	Кондуктор	Проміжна	Експлуатаційна колонна
Глибина спуску (H, м)	350	2450	4500
Діаметр долота (D, мм)	393,7	295,3	215,9
Зовнішній діаметр обсадних труб (d ₁ , мм)	324	245	168

Внутрішній діаметр обсадних труб (d_2 , мм)	305,9	230,5	140
Висота підйому цементного розчину ($H_{ц}$, м)	2250	3250	4450
Щільність глинистого розчину (ρ_p , кг/м ³)	1160	1160	1200
Щільність цементного розчину ($\rho_{ц}$, кг/м ³)	1860	1860	1860
Висота установки кільця "сечеп" від забоя (п, м)	5	20	20

2.6.1 Розрахунок об'єму цементного розчину

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

$$V_{ц} = (\pi/4) * [K_1 * (D_2^2 - d_1^2) * H_{ц} + d_2^2 * h], \text{ м}^3 \quad (21)$$

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

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

Цементування здійснюватиметься з використанням чистого портландцементу.

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{ц} = 0,785 * [1,15 * (0,3037^2 - 0,324^2) * 350 + 0,3037^2 * 5] = 18,6 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{ц} = 0,785 * [1,15 * (0,2933^2 - 0,245^2) * 2450 + 0,2933^2 * 20] = 60,90 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 0 – 2350 м:

$$V_{г.ц.} = 0,785 * [1,15 * (0,2159^2 - 0,168^2) * 2450 + 0,140^2 * 20] = 40,98 \text{ м}^3$$

Інтервал 2350 – 4500 м:

$$V_{ц} = 0,785 * [1,15 * (0,225^2 - 0,168^2) * 4500 + 0,140^2 * 20] = 90,59 \text{ м}^3$$

Загальний об'єм цементного розчину для експлуатаційної колони:

$$40,98 + 90,59 = 131,57 \text{ м}^3$$

2.6.2 Расчет количества сухого цемента

Кількість сухого цементу для приготування цементного розчину визначають з вираження:

$$Q_{\text{ц}} = \rho_{\text{ц}} * V_{\text{ц}} * 1 / (1 + m) \quad (23)$$

де m - водоцементне відношення;

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

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

де $\rho_{\text{с.ц.}}$ - щільність сухого цементу, $\text{г}/\text{см}^3$;

$\rho_{\text{в}}$ - щільність води, $\text{г}/\text{см}^3$.

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

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{\text{ц}} = 1,85 * 18,6 * 1 / (1 + 0,5) = 22,94 \text{ т,}$$

Для колони діаметром 445 мм:

$$Q_{\text{ц}} = 1,85 * 60,90 * 1 / (1 + 0,5) = 75,11 \text{ т,}$$

Для колони діаметром 446 мм:

Інтервал 0 – 2450 м:

$$Q_{\text{ц}} = 1,85 * 40,98 * 1 / (1 + 0,5) = 50,54 \text{ т.}$$

Інтервал 2450 – 4500 м:

$$Q_{\text{ц}} = 1,85 * 90,59 * 1 / (1 + 0,5) = 111,73 \text{ т,}$$

Загальний об'єм цементу для колони: $Q_{\text{ц}} = 50,54 + 111,73 = 162,27 \text{ т.}$

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

$$Q_{\text{ц}}^1 = K_2 * Q_{\text{ц}}, \quad (24)$$

де K_2 - коефіцієнт, що враховує наземні втрати при затворінні цементного розчину. Якщо затворіння виробляється без цементозмішувальних машин, $K_2 =$

1,054-5-1,15, при використанні цементнозмішувальних машин $K_2 = 1,01$. У такому випадку $K_2 = 1,01$.

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 * 22,94 = 23,17 \text{ т,}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 * 75,11 = 75,86 \text{ т,}$$

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 0 – 2450 м.

$$Q_{ц}^1 = 1,01 * 50,54 = 51,04 \text{ т,}$$

Інтервал 2450 – 4500 м.

$$Q_{ц}^1 = 1,01 * 111,73 = 112,85 \text{ т,}$$

Загальна кількість сухого цементу з урахуванням втрат для колони:

$$Q_{ц}^1 = 51,04 + 112,85 = 163,89 \text{ т.}$$

2.3.3 Розрахунок кількості води

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

$$V_{в} = 0,5 * Q_{ц},$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{в} = 0,5 * 23,17 = 11,59 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{в} = 0,5 * 75,86 = 37,93 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$V_{в} = 0,5 * 51,04 + 0,5 * 112,85 = 81,95 \text{ м}^3.$$

2.3.4 Розрахунок кількості продавочної рідини

Потрібна кількість продавочної рідини (як яка часто використовують су-ровий глинистий розчин) визначається по формулі:

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

(26)

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

Підставивши значення, отримаємо:

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 * 3,14 * 0,3059^2 * (350 - 5) / 4 = 26,11 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 * 3,14 * 0,2301^2 * (2450 - 20) / 4 = 104,39 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 * 3,14 * 0,1332^2 * (4500 - 20) / 4 = 64,07 \text{ м}^3$$

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

$$V_{\text{пр}} = D_{\text{н}}^2 * H_1 / 2, \quad (27)$$

де $D_{\text{н}}$ - номінальний зовнішній діаметр колони труб, спущених у свердловину, в дюймах;

$H_1/2$ - кількість продавочної рідини, необхідна для заповнення 1 м спущених труб, л;

H_1 - глибина установки кільця "стоп", тобто глибина продавки цементного розчину.

Для експлуатаційної колони:

$$V_{\text{пр}} = 5 * 4500 / 2 = 11250 \text{ л} = 11,3 \text{ м}^3.$$

2.6.6 Розрахунок тиску при закачуванні

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

$$P_{\text{max}} = P_1 + P_2 \quad (28)$$

де P_1 - тиск, необхідний для подолання опору, течії рідини в трубах і затрубному просторі;

P_2 - тиск, необхідний для подолання гідравлічних опорів.

$$P_1 = (1/10^5) * [(H_{\text{ц}} - h) * (\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{р}})], \text{ МПа} \quad (29)$$

Величину P_2 зазвичай знаходять по емпіричних формулах. Найбільш поширеною формулою Шищенко-Пашанова; для свердловин на глибшки більше 500 м (рис.2.1, 2.2):

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

Для колони діаметром 324 мм:

$$P_1 = (1/10^5) * [(250 - 5) * (1420 - 1100)] = 0,8 \text{ МПа}$$

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

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

$$D_k = 244,5 \text{ мм}$$

$$D_k = 8,9 \text{ мм};$$

$$H_k = 550 \text{ мм}$$

$$D_3 = 146 \text{ мм};$$

$$H_3 = 4500 \text{ м};$$

$$h_2 = 2050 \text{ м};$$

$$c = 1200 \text{ кг/м}^3,$$

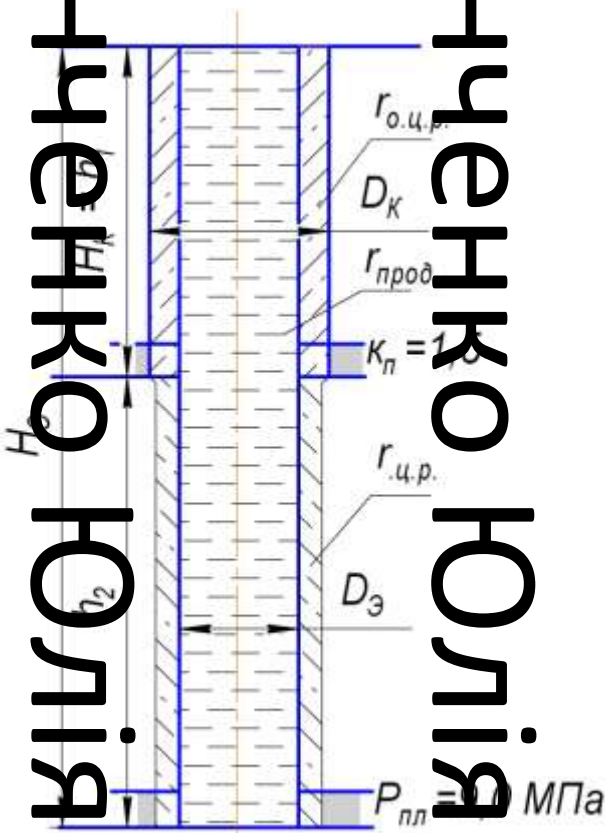


Рисунок 2.2 - Розрахункова схема цементування експлуатаційної колони.

Для колони діаметром 245 мм:

$$P_1 = (1/10^5) * [(245 - 20) * (1420 - 1200)] = 4,6 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 * 2450 + 1,6 = 4,1 \text{ МПа.}$$

$$P_{\max} = 4,6 + 4,1 = 8,7 \text{ МПа.}$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$P_1 = (1/10^5) * [(4500 - 20) * (1420 - 1200)] = 9,8 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 * 4500 + 1,6 = 6,1 \text{ МПа.}$$

$$P_{\max} = 9,8 + 6,1 = 15,9 \text{ МПа.}$$

2.6.6 Розрахунок кількості цементувальних агрегатів

Число цементувальних агрегатів визначимо, виходячи з умови отримання швидкості підйому цементного розчину в кільцевому просторі у черевика колони у момент початку подавки (не менше 15 м/с для кондуктора і проміжних колон і не менше 1,8 - 2,0 м/с для експлуатаційних колон); ця умова витіснення припускає, що збільшення швидкості руху цементного розчину в затрубному просторі сприяє повнішому витісненню глинистого розчину і заміщенню його цементним.

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

$$n_{ц.а} = [0,785 * K_1 * (D^2 - d_1^2) * \omega / Q^{IV}] + 1, \quad (2.1)$$

де Q^{IV} – продуктивність цементувального агрегату на IV швидкості, м³/с.

Вибираємо цементувальний агрегат типу ЦА-520М зі встановленими в його насосі 9Т циліндровими 127-мм втулками (з цими втулками можна працювати при p_{max} у кінці цементування). Максимальна продуктивність при цьому $Q = 0,9$ м³/хв при тиску 6,1 МПа.

Для колони діаметром 324 мм:

$$n_{ц.а} = [0,785 * 1,2 * (0,917^2 - 0,324^2) * 1,5 / 60] + 1 = 2 \text{ агрегати.}$$

Приймаємо $n_{ц.а} = 2$ агрегати.

Для колони діаметром 245 мм:

$$n_{ц.а} = [0,785 * 1,2 * (0,295^2 - 0,245^2) * 1,5 / 60] + 1 = 3 \text{ агрегати.}$$

Приймаємо 4 агрегати.

Для колони діаметром 146 мм:

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

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

2.6.7 Розрахунок продуктивності цементування

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

$$t_{ц} = [(V^1/Q_{ц.а}) + ((V_{ц.а} - V_{пр} - V^1)/Q_{м})] + t_{всп.} \quad (3)$$

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

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

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

$$Q_{м} = 0,785 * (D^2 - d_1^2) * K_1 * \omega, \quad (32)$$

$t_{всп.}$ - час, що витрачається при цементуванні на допоміжні операції (мм (т_{всп.} - 10 - 15 хв.)

Для колони діаметром 324 мм:

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

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

Для колони діаметром 245 мм:

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

$$t_{ц} = [(103,39/0,9 * 4) + ((60,9 + 104,39 - 103,39)/2,4)] + 10 = 81,7 \text{ хв.}$$

Для колони діаметром 146 мм:

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

$$t_{ц} = [(63,1/0,9 * 6) + ((71,15 + 131,6 - 63,1)/2,88)] + 10 = 60,9 \text{ хв.}$$

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

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

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

2.6.8 Розрахунок кількості цементозмішувальних машин

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

$$n_{\text{цсм}} = n_{\text{ца}} * Q_{\text{ца}} / Q_{\text{цсм}} \quad (34)$$

де $Q_{\text{ца}}$ - середня продуктивність одного працюючого агрегату при закачуванні цементного розчину в колоду, м³/хв;

$Q_{\text{цсм}}$ - середня продуктивність однієї цементозмішувальної машини 2СМН-20, м³/хв.

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

$$n_{\text{цсм}} = Q_{\text{ц}}^1 / q_{\text{цб}} \quad (35)$$

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

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

Для колони діаметром 324 мм:

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

Для колони діаметром 345 мм:

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

Приймаємо 5 цементозмішувальних машин 2СМН- 20.

Для колони діаметром 446 мм:

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

Приймаємо 5 цементозмішувальних машин 2СМН- 20.

2.6.9 Цементувальне устаткування

Цементувальні агрегати

Цементувальні агрегати призначені:

– для приготування, закачування і продавки тампонажних (чи інших) розчинів у свердловини;

- для проведення різного роду промивань свердловин через спущені колонні труби;
- для обробки прирубійної зони свердловин, закачування розчинів ізолянтів, проведення гідропіскоструминної перфорації інших технологічних операцій у свердловинах;
- для перекачування різних рідин або розчинів з місткостей колод, зливової мережі;
- для гідравлічного спресовування обсадних труб і колон, а також різного устаткування.

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

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

Технологічна характеристика цементувального агрегату ЦА-320М :

Монтажна база	шасі автомобіля КрАЗ- 257
<i>цементувальний насос:</i>	
тип	9Т
гідравлічна потужність, л. с.	125
хід поршня, мм.	250
максимальний тиск, кгс/см ²	320
максимальна подача, л/с	23
привід	від двигуна автомобіля КрАЗ- 257
<i>водоподаючий насос:</i>	
тип	1В
діаметр плунжера, мм	125
хід плунжера, мм	170
подача, л/с	13
тиск, кгс/см ²	15
привід	від двигуна ТАЗ-51А
місткість мірного бака, м	6,4

місткість цементного бачка, м	0,25
діаметр приймальних трубопроводів, мм	100
діаметр нагнітальних трубопроводів, мм	50
загальна довжина розбірного трубопроводу, м	22
Загальна маса агрегату, т	17,5

Цементозмішувальні машини

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

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

В даному випадку застосовуватимуться цементозмішувальні машини 2СМН- 20.

Технічна характеристика машини 2СМН-20:

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

Щільність тампонажного розчину регулюються зміною кількості води, що подається в змішувач, за допомогою пристрою з набором насадок і крану на обвідній лінії, а також кількості сухого цементу, що подається, за допомогою

зміни швидкості обертання валу двигуна і двох паралельних завантажувальних
пінків, розташованих в днищі бункера 2СМН- 20 [7].

Зінченко Юлія Миколаївна

Зінченко Юлія Миколаївна

Зінченко Юлія Миколаївна

Зінченко Юлія Миколаївна

3 ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1 Основні нормативні документи

Буріння свердловини повинне проводитися з дотриманням вимог Закону України "Про внесення змін до Закону України "Про охорону праці", затвердженим БРЕШУ 21.11.02 №229 - IV; Закону України "Про пожежну безпеку", затвердженим БРЕШУ 17.12.93 №3747 - XII; Закону України "Про нафту і газ", затвердженим БРЕШУ, 12.07.01 №2665 - III; Закону України "Про об'єкти підвищеної небезпеки", затвердженим БРЕШУ, 18.01.01 №2245 - III, Закону України "Про забезпечення санітарного і епідеміологічного благополуччя населення", затвердженим БРЕШУ 24.01.94 №4004 - XII; Земельного кодексу України, затвердженим БРЕШУ 25.10.01 №2196 - XII; Водного кодексу України, затвердженим БРЕШУ 06.06.95 №213/95-ВР; Кодексу законів про працю України, затвердженій ВР УРСР 10.12.71 №322 - VIII; Кодексу України про надра, затвердженим БРЕШУ, 27.07.94 № 132/94-ВР; постанови КМУ "Про затвердження переліку об'єктів і окремих територій, які підлягають постійному і обов'язковому обслуговуванню державними аварійно-рятувальними службами" від 04.08.00 № 1214, Закону України "Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування від нещасного випадку на виробництві і професійного захворювання, які спричинили втрату працездатності", затвердженого БРЕШУ 23.09.99 № 1405 - XIV і прийнятих відповідно до них міжгалузевих і галузевих нормативних актів з питань охорони праці, промислової санітарії і пожежної безпеки, дотримання яких обов'язкове при будівництві свердловини.

3.2 Основні вимоги до охорони праці

3.2.1. До робіт, пов'язаних з будівництвом свердловини, можуть бути допущені особи не молодше 18 років, які пройшли медичне обстеження з метою визначення їх фізичного стану і відповідності вимогам цієї професії і не мають протипоказань за станом здоров'я для роботи за фахом згідно

ДНАОП 0.03-8.06-94, ДНАОП 0.03-8.07-94, ДНАОП 0.03-8.08-93, а також пройшли навчання охороні праці відповідно до вимог ДНАОП 0.00-4.12-99.

3.2.2. Забороняється праця жінок по професіях з шкідливими і важкими умовами праці згідно ст. 16 Закону України "Про охорону праці" і ДНАОП 0.03-8.08-93. Відповідно до атестації робітників проведеної згідно вимог Постанови КМУ від 11.08.92 № 442 "Про порядок проведення атестації робочих місць за умовами праці" до робіт пов'язаним з будівництвом середловини допускаються жінки на посаді лаборантського колектора.

3.2.3. Згідно ст. 7 Закону України "Про охорону праці" і атестації робочих місць, працівникам вишко-монтажних і бурових бригад, зайнятих на роботах з важкими і шкідливими умовами праці, має бути передбачене право на пенсію за віком на пільгових умовах за списком № 2 згідно постанови КМУ від 01.09.92 № 41 і 7 додаткових днів до загальної відпустки згідно закону України "Про відпустки".

3.2.4. Працівники бурової бригади, а також обслуговуючий персонал зайнятий на важких роботах, роботах з шкідливими або небезпечними умовами праці або таких, які вимагають професійного вибору повинні проходити періодичний медичний огляд згідно "Положення про медичний огляд працівників певних категорій", затвердженому наказом МОЗ України 31.03.94 № 45 відповідно до доповнень 1, 2 наказу МОЗ СРСР 29.09.89 № 555, Постанов КМУ: "Про обов'язковий профілактичний наркологічний огляд і порядок його проведення" від 06.11.97 № 1238, "Про затвердження Порядку проведення обов'язкових попередніх і періодичних медично-психіатричних оглядів і переліку медичних психіатричних протипоказань відносно виконання окремих видів діяльності (робот, професій, служби), які можуть представляти безпосередню небезпеку для особи, яка здійснює цю діяльність або оточення" від 27.09.2000 № 1465.

3.2.5. Забороняється допуск працівників до роботи у разі незадовільного висновку (його відсутності) медичної комісії відносно можливості продовжувати роботу по професії.

3.2.6. Для забезпечення виконання вимог безпеки і контролю стану охорони праці в управлінні мають бути призначені відповідальні посадові особи за стан охорони праці. Спов'язки відносно забезпечення нормативного стану охорони праці повинні встановлюватися відповідно до вимог Закону України "Про охорону праці", "Єдиної системи управління охороною праці в нафтовій промисловості", затвердженої наказом Держнафтопрому" від 16.05.96р. №70, "Довідника кваліфікаційних характеристик професій працівників" Випуску 1, затвердженого наказом Міністерства праці і соціальної політики України від 16.02.98р. №24 і випуску від 28.07.99р. На основі вищезгаданих нормативних актів в посадових інструкціях працівників управління мають бути відображені обов'язки відносно охорони праці.

3.2.7. З метою проведення профілактичних заходів, спрямованих на усунення шкідливих і небезпечних виробничих чинників, запобігання нещасним випадкам на виробництві, професійних захворювань і іншим випадкам загрози здоров'ю застрахованих, викликаних умовами праці; відновлення здоров'я і працездатності потерпілих на виробництві від нещасних випадків або професійних захворювань; відшкодування матеріальної і моральної шкоди застрахованих і членам їх сімей, провести необхідні види соціального страхування і передбачити, при необхідності, інші види страхування.

3.2.8. При будівництві свердловини необхідно забезпечити наступні заходи відносно захисту працівників від травмування:

Загальні вимоги:

- устаткування бурової установки, робочі місця, а також територія бурової мають бути забезпечені необхідними плакатами і знаками безпеки визна-

ченими в "Єдиному переліку обов'язкового мінімуму плакатів по техніці безпеки на буровій установці глибокого буріння", затвердженого заступником міністра нафтової промисловості СРСР в 28.11.88 р. і ГОСТ 12.4.026-76 ССБТ "Кольору сигнальні і знаки безпеки"; ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ "Устаткування виробниче. Загальні вимоги безпеки до робочих місць";

устаткування бурової установки повинне відповідати вимогам ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Устаткування виробниче. Загальні вимоги безпеки" і ГОСТ 12.2.041-79 ССБТ "Устаткування бурове. Вимоги безпеки", а також вимогам паспортів або документації по експлуатації.

Обгороджування рухомих механізмів бурового устаткування, які представляють небезпеку для тих, що працюють, повинно забезпечувати виконання вимог ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ "Устаткування виробниче. Обгороджування захисні" і розділу 5.4. ДНАОП 1.1.21-1.20-03.

Монтаж, налагодження, випробування і експлуатація електроустаткування бурової установки повинні здійснюватися відповідно до вимог ДНАОП 0.00-1.21-98, ПУЄ, ДНАОП 0.00-1.32-01, ДНАОП 1.1.10-1.07-01.

Для забезпечення безпеки людей металеві частини електроустановок, корпуси електроустаткування і приводне устаткування мають бути виконані відповідно до п. 5.5.12 ДНАОП 1.1.21-1.20-03 і заземлені, занулено відповідно до вимог ПУЄ, ДНАОП 0.00-1.32-01 і ДНАОП 1.1.10-1.07-01.

погрузо-разгрузочні роботи повинні проводитися з урахуванням вимог ДНАОП 0.00-1.03-02 і розроблених відповідно до них в управлінні інструкцій з охорони праці і експлуатації погрузо-разгрузочних механізмів.

При виконанні будівельно-монтажних робіт необхідно:

дотримуватися вимог технічних правил "Будівництво і монтаж бурових установок", затверджених заст. ген. директори В "Укрнафта" в 20.07.78 р., Київ в 78 р., технічних умов "Будівництво і монтаж бурових, ТУ" затв. заст. ген. директори В "Укрнафта" 1974р., Київ в 1975 р.

проводити їх з урахуванням вимог безпеки визначених в "Проекті організації робіт по монтажу-демонтажу бурової установки" розробленого, узгодженого і затвердженого в установленому порядку управління бурових робіт. Проект розробляється на основі "Проекту організації робіт по монтажу-демонтажу бурових установок БУ 5000 ЭУ, БУ 5000 ДГУ, БУ 2500 ЭУ (ЕП), БУ-4 ЭУ (ств. "УкргазпроНДІнт" в 10.12.1991 р.).

перед проведенням будівельно-монтажних робіт необхідно майданчик для монтажу бурової установки підготувати відповідно до п. 3.1.2 ПНП нафтовій промисловості.

розміщення бурового устаткування повинне проводитися відповідно до "Схеми розміщення бурового устаткування" розробленої, узгодженої і затвердженої в установленому порядку управління бурових робіт, на основі "Уніфікованих схем розміщення бурового устаткування" (вказаних в ТУ), з урахуванням устаткування на території об'єкту.

під час будівництва, перетягування, демонтажу бурової установки, перетягування блоків необхідно дотримуватися вимог "Заходів щодо безпечного будівництва, перетягуванні (стягуванні), демонтажі бурової установки, перетягування блоків" розроблених, узгоджених і затверджених в установленому в управлінні порядку з урахуванням вищезгаданих інших нормативних актів з питань охорони праці і пожежної безпеки.

При бурінні свердловин

буріння свердловини може бути почате тільки після пуску бурової в експлуатацію, який проводиться згідно п.п. 6.1.1-6.5.1. ДНАОП 1.1.21-1.20-03.

буріння свердловини повинне проводитися відповідно до нормативних актів з питань охорони праці визначених в таблиці 1, зокрема розділу ДНАОП 1.1.21-1.20-03, розділу 7 НАОП 1.1.21-1.18-82, а також діючих в управлінні інструкції з охорони праці по професіях і видах робіт.

буріння свердловини повинне проводитися з дотриманням вимог "Збірки інструктивних карт передових і безпечних прийомів робіт при бурінні свердловин" розроблених ЦНЕД і затверджених Заступником Голови Правління по бурінню в 01.07.04 р.

для запобігання газонефтеводопроявлень і відкритому фонтануванню свердловини обв'язування гирла свердловини і роботи повинні проводитися відповідно до розділу 6.6. ДНАОП 1.1.21-1.20-03, розділу 6 НАОП 1.1.21-1.18-82, а також СОУ 11.1-00135390-004-2004 "Облаштування гирла нафтових і газових свердловин ППО. Типові схеми обв'язування гирла, правила виконання робіт" розроблених Полтавською воєнізованою частиною ВАТ "Укрнафта" і введених в дію 01.07.2004р.; розроблених, узгоджених і затверджених в установленому порядку управлінням бурових робіт "Заходів щодо безаварійної провідки свердловин".

При закінченні, освоєнні і виконанні технологічних операцій, які супроводжують процес будівництва свердловини,:

кріплення свердловини повинне проводитися згідно затвердженого керівництвом плану робіт (узгодженого із замовником) з дотриманням вимог розділу 6.4. ДНАОП 1.1.21-1.20-03, розділу 13 НАОП 1.1.21-1.18-82. При спуску обсадної колони необхідно дотримуватися вище перерахованих нормативних актів з питань охорони праці, а також вимог "Інструктивної карти передових і безпечних прийомів робіт при спуску обсадних колон із застосуванням спайдер- елеватора, гідравлічного силового ключа "Резерфорд" і ПКРО" розроблених ЦНЕД, затверджених Заступником Голови правління по бурінню в 04.12.2003 р.

освоєння свердловини повинне проводитися згідно затвердженого керівництвом плану робіт (узгодженого із замовником) з дотриманням вимог розділу 6.8. ДНАОП 1.1.21-1.20-03, розділу 14 НАОП 1.1.21-1.18-82.

під час проведення геофізичних, прострельно-вибухових робіт необхідно дотримуватися вимог розділу 8. ДНАОП 1.1.21-1.20-03, розділу 12 НАОП 1.1.21-1.18-82.

під час проведення сумісних робіт необхідно виконувати вимоги "Положення про організацію безпечного виконання робіт на об'єктах декількох підприємствами (цехами) ВАТ "Укрнафт" затвердженого наказом ВАТ "Укрнафта" від 30.09.1999 р. і розробленим в управлінні "Положенням про організацію безпечного ведення сумісних робіт на об'єктах Прилуцького УБР".

планово-запобіжні ремонтні (ПЗР) і поточні ремонтні роботи повинні проводитися згідно графіків, відповідно до розробленого в управлінні "Положення про порядок організації і проведення планово-запобіжного ремонту бурового і енергетичного устаткування" і "Положення про безпечний порядок проведення ремонтних і профілактичних робіт бурового і енергетичного устаткування".

3.5 Промислова санітарія

3.5.1. Для забезпечення нормативного санітарно-епідеміологічного стану в управлінні мають бути призначені відповідальні посадові особи за санітарно-епідеміологічний стан і у сфері поводження з відходами. Обов'язки відносно забезпечення нормативного санітарно-епідеміологічного стану повинні встановлюватися відповідно до вимог Закону України "Про забезпечення санітарного і епідеміологічного благополуччя населення", Закону України "Про відходи", і "Довідника кваліфікаційних характеристик професій працівників" Випуску 1, затверджений наказом Міністерства праці і соціальної політики України від 16.02.98 р. № 24, і випуску 6 від 28.07.99 р.. На основі вищезгаданих нормативних актів в посадових інструкціях працівників управління мають бути відображені обов'язки відносно забезпечення нормативного санітарно-епідеміологічного стану.

3.3.2. Робітники бурових бригад, а також обслуговуючий персонал мають бути забезпечені засобами індивідуального і колективного захисту від небезпечних і шкідливих чинників виробничого середовища відповідно до "Типових галузевих норм безкоштовної видачі спецодягу, спецвзутті і других засобів індивідуального захисту працівникам підприємств нафтової і газової промисловості" ДНАОП 0.05-3.24-80 і "Галузевих норм безкоштовної видачі спецодягу, спецвзутті і других засобів індивідуального захисту", затверджених 1979-1981р.р. Держком СРСР по праці і соціальним питанням (необхідні засоби індивідуального захисту приведені в таблиці 3.4). Необхідна їх кількість визначається згідно вищезгаданих нормативних актів і "Коллективним договором".

5.3.3 Бурова бригада має бути забезпечена необхідними санітарно-побутовими приміщеннями (перелік приведений в таблиці 3.6). Побутові приміщення і приміщення для відпочинку повинні відповідати СНП 2.09.04-87.

Таблиця 3.1 - Санітарно-побутові приміщення

№ п/п	Найменування, тип, вид, шифр і тому подібне
1	2
1	Вагон-будиночок з кабінетом майстра і кімнатою відпочинку, обладнаний пристроями для обігріву і охолодження, умивальником, баком для питної води
2	Вагон-будиночок зі вбиральною, сушаркою для спецодягу і взуття
3	Вагон-будиночок з душовою кабіною
4	Вагон-їдальня на 8 посадочних місць
5	Вагонні будиночки житлові - 5 шт.
6	Зовнішня вбиральня, виконана у вигляді дерев'яної будки з вигрібною ямою з одним санітарним отвором

3.3.5. Працівники зайняті на роботах пов'язаних з будівництвом свердловин повинні забезпечуватися безкоштовно милом і дезінфікуючими засобами відповідно до ДНАОП 0.05-3.06-22 "Про видачу мила на підприємствах", затвердженою постановою Народного комісаріату праці (НКП) РРФСР від 06.08.22 р. і роз'ясненнями з цього питання НКП СРСР від 22.06.24 р. і в 14.04.26 р.

3.3.6. Порядок забезпечення працівників спецодягом, спецвзуття і іншими засобами індивідуального захисту визначається "Положенням про порядок забезпечення працівників спеціальним одягом, спеціальним взуттям і іншими засобами індивідуального захисту", затвердженим наказом Державного комітету України по нагляду за охороною праці від 29 жовтня 1996 року № 170.

3.3.7. Рівень шуму і вібрації на робочих місцях має бути в допустимих межах вказаних в ГОСТ 12.003-76 і СН 245-71. Згідно проведених намірів (Науково-дослідна робота "Дослідження шуму і вібрацій на бурових і розробка рекомендацій і заходів щодо їх зниження" проведених Івано-Франківським Інститутом нафти і газу, в 1979 р. результати атестації робочих місць, ЦНЕС ВАТ Укрнафта,) визначено перевищення допустимого рівня шуму в силовому і насосному блоках. У зв'язку з тим що понижені вони бути не можуть, що пов'язано з технологічним процесом проводки свердловин і існуючим типом устаткування, потрібно в силовому і насосному приміщеннях обов'язково використовувати індивідуальні протишумові навушники. На інших робочих місцях необхідно користуватися протишумовими навушниками "Беруші" (див. таблицю. 3.5) На робочих місцях бурильника і в агрегатному приміщенні для зниження рівня вібрації до допустимого згідно СН 245-71, необхідно встановлювати віброізоляційні майтаники конструкції ВНИИГТ.

3.3.8. Рівень освітленості і його виконання на бурових повинні відповідати вимогам ПУЕ, ДНАОП 0.00-1.32-01 і будівельних норм і правил, встановлених СН 245-71, ОНТП 51-1-85 і Сніп II - 4-79.

3.3.9. Промислові відходи, сміття, металобрухт повинні своєчасно забиратися і накопичуватися на спеціально відведених місцях. Видалення відходів повинне проводитися спеціальним транспортом, згідно вимог розробленої, узгодженої та затвердженої в установленому порядку "Інструкції відносно збору, тимчасового зберігання і транспортування промислових відходів, заборони правил з гігієни і охорони праці в процесі поводження з ними" згідно вимог ДсанПиН 2.2.7.029-99 "Гігієнічних вимог відносно поводження з промисловими відходами і визначення їх класу небезпеки для здоров'я населення".

3.4 Пожежна безпека

3.4.1. Працівники, які беруть участь в будівництві свердловини, а також посадовці можуть бути допущені до роботи після проведення навчання і перевірки знань з питань пожежної безпеки (перелік визначений в "Переліку посад, при призначенні на які обличчя зобов'язані проходити навчання і перевірку знань з питань пожежної безпеки і порядок їх організації" затвердженого наказом МНС України від 29.09.2003 № 368) відповідно до "Типового положення про інструктажі, спеціальне навчання і перевірку знань з питань пожежної безпеки на підприємствах, в установах і організаціях України", затвердженого наказом МНС України від 29.09.2003 № 368 (з1147 - 03).

3.4.2. З метою забезпечення пожежної безпеки в управлінні бурових робіт мають бути призначені відповідальні посадові особи за пожежну безпеку, зміст і експлуатацію технічних засобів протипожежного захисту. Обов'язки відносно забезпечення нормативного стану пожежної безпеки повинні встановлюватися відповідно до вимог Закону України "Про пожежну безпеку", НАПБ А. 01.001-2004, НАПБ В. 01.027-85/112 і "Довідника кваліфікаційних характеристик професій працівників" Випуску 1, затвердженого наказом Міністерством праці і соціальної політики України від 16.02.98 р. № 24 і випуску 6 від 28.07.99 р.. На основі вищезгаданих нормативних актів в

посадових інструкціях працівників УБР мають бути відображені обов'язки відносно забезпечення пожежної безпеки, змісту і експлуатації технічних засобів протипожежного захисту.

3.4.3. Пожежна безпека при будівництві свердловини повинна організовуватися відповідно до вимог Закону України "Про пожежну безпеку", НАПБ А. 01.001-2004 "Правила пожежної безпеки в Україні", НАПБ В. 01.027-85/112 "Правила пожежної безпеки в нафтовій промисловості", ДБН В. 1.1-7-2002 "Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва", "Правила пожежної безпеки в лісах", ДБН 360-92 "Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень", СНиП 89-89 "Генеральних планів промислових підприємств", ГОСТ 12.1.004-91 "Пожежна безпека. Загальні вимоги", ГОСТ 12.4.009-83 "Пожежна техніка для захисту об'єкту. Основні види. Розміщення і обслуговування" і інших чинних нормативних актів з питань пожежної безпеки.

3.4.4. Бурова має бути оснащена первинними сертифікованими засобами пожегасіння (вогнегасники, пожежні рукави, стволи і гідранти) відповідно до вимог доповненню 3 НАПБ А. 01.001-2004, доповненню 21 НАПБ В. 01.027-85/112. Сертифікати якості (чи їх копії) на первинні засоби пожегасіння повинні знаходитися на буровій.

3.4.5. Вогневі роботи повинні проводитися відповідно до "Інструкції з організації безпечного ведення вогневих робіт на вибухопожежаопасних і вибухонебезпечних об'єктах" розробленою, узгодженою і затвердженою в установленому порядку управлінням бурових робіт на основі "Інструкції з організації безпечного ведення вогневих робіт на вибухопожежаопасних і вибухонебезпечних об'єктах", затвердженою наказом Міністерства праці і соціальної політики України від 05.06.2001 р. № 255, а також з урахуванням вибухонебезпечних зон бурової установки.

4 ОХОРОНА НАДР І ДОВКІЛЛЯ

4.1 Екологічність проекту

Природоохоронні заходи повинні відповідати вимогам і нормативних актів, державних стандартів з довкілля охорони.

4.2 Джерела забруднення і види дії на природне середовище

а). Основні джерела забруднення довкілля при ГРП:

рідини для проведення ГРП;

горючі мастильні матеріали (ГСМ);

продукти згорання палива при роботі двигунів внутрішнього згорання;

господарчо-побутові рідики і тверді відходи;

забруднені зливові води.

б). Види можливої дії на природне середовище при ГРП:

забруднення рідинами ГРП і хімреагентами, використовуваними у складі рідин для проведення ГРП, ГСМ: ґрунту, поверхневих водоймищ, атмосферного повітря.

в). Можливі об'єкти дії:

ґрунти;

надра;

поверхневі водоймища,

атмосферне повітря,

рослинний і тваринний світ.

4.3 Природоохоронні заходи при проведенні ГРП

Як рідини для проведення ГРП передбачено використання складів на основі нафти, які обробляються реагентами фірми "CLEARWATER Inc". За даними фірми більшість використовуваних реагентів орієнтовно мають 2-3 клас небезпеки. Крім того, основа складів речовини 3 класу токсичності, що представляє потенційну небезпеку для довкілля. У зв'язку з цим основним природоохо-

ронним заходом при проведенні ГРП є унеможливлення проникнення рідини розриву в довкілля, що досягається наступними заходами:

- - для запобігання вливу рідини при зборі розбиранні комунікацій від арматуру і швидкознімні з'єднання трубопроводів встановлюються переносні місткості (піддони);
- - приготування рідин ГРП виробляється за технологією, що виключає попадання її компонентів в ґрунт;
- - проводити операції по ГРП у свердловині з негерметичною обсадною колоною і відповідно із законами перетіканнями заборонено.

4.4 Надзвичайні ситуації

Багато кущових майданчиків розташовано в складних природно-кліматичних умовах. У нашому районі видобутку нафти заболоченість і заводненість території складає близько 70%.

Надзвичайна ситуація – стан, при якому в результаті виникнення джерела надзвичайної ситуації на об'єкті або певній території порушуються нормальні умови життя і діяльності людей, виникає загроза їх життя і здоров'ю, завдається збитку майну населення, народному господарству і природному довкіллю. ЧС класифікуються залежно від кількості людей, постраждалих в цих ситуаціях, або людей, у яких виявилися порушені умови життєдіяльності, розміру матеріального збитку, а також межі зон поширення вражаючих чинників надзвичайних ситуацій. Надзвичайні ситуації підрозділяються на локальні, місцеві, територіальні, регіональні, федеральні і трансграничні.

У наших суворих природно-кліматичних умовах при ремонті свердловин можуть виникнути наступні надзвичайні ситуації:

- Природного характеру: паводкові повені; лісові і торф'яні пожежі; урагани; люті морози (нижче - 40⁰С); завірюхи і снігові замети.
- Техногенного характеру: відкриті фонтани; пожежі; вибухи; відключення електроенергії.

ВИСНОВКИ

У роботі запроєктовано буріння і кріплення розвідувальної свердловини на газ завглибшки 4500 м на Семиренківському родовищі Харківської області.

У загальній частині дано географічне положення, огляд раніше проведених геолого-геофізичних досліджень і геологічну характеристику району робіт. Описані: стратиграфія, тектоніка і нафтогазоносна цього району.

Проходка проектної свердловини здійснюватиметься буровою установкою Уралмаш 3Д- 76 в чотири інтервали буріння : під напрям діаметром 426 мм, кондуктор діаметром 324 мм, проміжну колону діаметром 245 мм і під експлуатаційну колону діаметром 168 мм, із застосуванням полімерно-глинистого розчину. Контроль процесу буріння забезпечить станція ГТН. Цементування свердловини здійснюватиметься із застосуванням цементозмішувальних машин 2СМН- 20, 6 цементувальних агрегатів середньої місткості. Контроль процесу забезпечить станція контролю цементування СКЦ-2М.

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

Зінченко
Юлія
Миколаївна

Зінченко
Юлія
Миколаївна

Зінченко
Юлія
Миколаївна

Зінченко
Юлія
Миколаївна

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Калинин А.Г. Практическое руководство по технологии бурения на твердые и газообразные полезные ископаемые. Справочное пособие – М.: ООО «Недра – Бизнес-центр», 2001.
2. Бочаров А.И., Бургин О.А. Организация безопасного ведения геологоразведочных работ. – М.: Недра, 1981
3. Булатов А. И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы: Учебн. пособие для вузов, – М.: Недра
4. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах – М.: Недра, 1985
5. Булатов А.И. Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 2 т. – М.: Недра, 1985. – т. 1-2.
6. Алексеевский, Г.В. Буровые установки Уралмаш завода. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1981.
7. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для нач. проф. образования – М.: Издательский центр «Академия», 2003.
8. Воздвиженский Б.И. Васильев М.Г. Буровая механика. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ГНТИ, 1954.
9. Ганджумян, Р.А., Калинин А.Г. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин – М.: Недра, 2000.
10. Технология бурения горизонтальных скважин. Фирма «Сперри-ман» 1992г.
11. Бурение горизонтальных скважин. Фирма «Бейкер Хьюз». 1990г.
12. Калинин А. Г., Никитин Б. А. Бурение наклонных и горизонтальных скважин - Москва. «Недра», 1997г.
13. Учебник по буровым растворам для инженеров. Компания М-1 Дрилинг Флюидз. 1991г.
14. Сайт <http://narod.ru/disk/48252000/106.pdf>.
15. Сайт drilling.ru

16. Хаустов А.П. Редига М.М. Охрана окружающей среды при добыче нефти – М.: изд-во «Депо», 2006.

17. Ведомственные строительные нормы. Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ ВСН 39-86. Разработаны ВНИИОЭНГ Миннефтепрома СССР (к.э.н. Б.Р. Лазарян, инж. В.А. Блинков).

18. Булатов А.И. Макаренко П.П., Проселков Ю.Л. Буровые промывочные и тампонажные растворы : Учебное пособие для вузов – М.: Недра, 1998. 424 с.

Зінченко Юлія Миколаївна

Зінченко Юлія Миколаївна

Зінченко Юлія Миколаївна

Зінченко Юлія Миколаївна