

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

Геологорозв'язувальний факультет

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння

ПОЯСНОВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеня
магістра

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

студента Красій Тетяни Ігорівни

академічної групи 184М-18з-1 ГРФ

спеціальності 184 Гірництво

спеціалізації Буріння свердловин

за освітньо-професійною програмою «Гірництво»

на тему Розробка технології буріння експлуатаційної свердловини для умов ділянки Семиренківської газоконденсатного родовища з удосконаленням рецептури емульсійного бурового розчину

Керівник	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		випускною	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Судаков А.К.			
розділів:				
Геологічний	Кузнєв Ю.Л.			
Технологічний	Судаков А.К.			
Охорона праці	Хоменко В.Л.			
Економічний	Судаков А.К.			
Рецензент	Хоменко О.Є.			
Нормоконтролер	Расцветаев В.Ф.			

Дніпро
2019

ЗАТВЕРДЖЕНО:

Зав.дувач кафедри нафтогазової інженерії та буріння

Коровайка Є.А.

« _____ » _____ 2019 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню _____ магістра _____

студенту Красій Тетяни Ігорівни _____ академічної групи 184м-183-1 ГРФ
(прізвище та ініціали) _____ (шифр)

спеціальності 184 Гірництво _____

спеціалізації Буріння свердловин _____

за освітньо-професійною програмою «Гірництво» _____

на тему Розробка технології буріння експлуатаційної свердловини для умов ділянки Семиренківського газоконденсатного родовища з удосконаленням рецептури емульсійного бурового розчину _____

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

Розділ	Зміст завдання	Термін виконання
1.	Геологічна частина	01.10.2019
2.	Технічна частина	01.11.2019
3.	Спец. питання	15.11.2019
4.	Економічна частина	01.11.2019
5.	Техніка безпеки, промсанітарія, протипожежні заходи і охорона довкілля	01.12.2019

Завдання видано _____

С.К.Судаков

(підпис)

Дата видачі _____

02.09.2019

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

20.12.2019

Прийнято до виконання _____

Т.І.Красій

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 72 стор., 2 рис., 22 таблиць., 30 джерел.

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

Об'єкт дослідження – технологія буріння експлуатаційної свердловини для умов ділянки Семеренківського газоконденсатного родовища з удосконаленням рецептури емульсійного бурового розчину.

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 рецептури емульсійного бурового розчину.

Новизна одержаних результатів - вдосконалено вимоги до емульсійних розчинів для промивання свердловин в складних горно-геологічних умовах буріння. Виконано поетапне і послідовне вивчення впливу складу та властивостей дисперсійного середовища, виду і концентрації емульгатора, складу і міри мінералізації водної фази, виду і концентрації стабілізуючих і структуротворних реагентів на експлуатаційні властивості емульсійних розчинів.

Вивчено їх вплив на, структурно-механічні, фільтраційні і реологічні властивості розчинів.

На основі результатів регресійного аналізу уточнено концентрації компонентів бурового розчину.

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 зороти надр і довкілля. Обґрунтовано кошторис будівництва свердловини. Вдосконалено рецептуру емульсійного бурового розчину.

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 бурових свердловин.

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

З урахуванням наявності новизни та винахідницького рівня розробки подана заявка на одержання патенту на винахід «Емульсійний буровий розчин».

Сфера застосування розробки – буріння свердловин.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ.....	7
1.1 Географічне положення району робіт.....	7
1.2 Геологічна будова ділянки.....	7
1.3 Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу свердловини.....	9
1.4 Нафтогазоводоносність по розрізу свердловини.....	14
2 ПРОЕКТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ ВИБІР БУРОВОГО УСТАТКУВАННЯ І ІНСТРУМЕНТУ.....	17
2.1 Вибір і обґрунтування способу буріння.....	17
2.2 Конструкція свердловини.....	17
2.3 Техніка буріння.....	20
2.3.1 Вибір породоруйнуючого інструменту.....	20
2.3.2 Бурильна колона.....	20
2.3.3 Промивання свердловини.....	21
2.4 Технологія буріння.....	22
2.4.1 Розрахунок осьового навантаження на долото.....	22
2.4.2 Розрахунок частоти обертання долота.....	23
2.4.3 Розрахунок кількості промивальної рідини.....	23
2.5 Бурове устаткування.....	24
2.5.1 Вибір бурової установки.....	24
2.5.2 Вибір насосної установки.....	26
2.5.3 Вибір бурової вишки і розрахунок талевої системи.....	28
2.6 Цементування свердловини.....	30
2.6.1 Розрахунок об'єму цементного розчину.....	31
2.6.2 Розрахунок кількості сухого цементу.....	31
2.6.3 Розрахунок кількості води.....	32
2.6.4 Розрахунок кількості продавочної рідини.....	32
2.6.5 Розрахунок тиску при закачуванні.....	33
2.6.6 Розрахунок кількості цементувальних агрегатів.....	34
2.6.7 Розрахунок продуктивності цементування.....	34
2.6.8 Розрахунок кількості цементо-змішувальних машин.....	35
2.6.9 Цементувальне устаткування.....	36
3 УДОСКОНАЛЕННЯ РЕЦЕПТУРИ ЕМУЛЬСІЙНОГО БУРОВОГО РОЗЧИНУ.....	38
3.1 Аналіз застосування розчинів на вуглеводневій основі при бурінні свердловин.....	38
3.2 Вимоги до емульсійних розчинів.....	40
3.3 Обґрунтування складу і властивостей дисперсійного середовища емульсійних розчинів.....	41

3.4 Обґрунтування виду і концентрації емульгатора емульсійного розчину	46
3.5 Обґрунтування рецептури емульсійного розчину	49
4 ОРГАНІЗАЦІЯ РОБІТ І КОШТОРИС ЇХ ВИРОБНИЦТВО	53
5 ОХОРОНА ПРАЦІ	60
5.1 Основні нормативні документи	60
5.2 Основні вимоги до охорони праці	60
5.3 Промислова санітарія.....	63
5.4 Пожежна безпека.....	65
6 ОХОРОНА НАДР І ДОВКІЛЛЯ.....	67
6.1 Екологічність проекту.....	67
6.2 Джерела забруднення і види дії на природне середовище	67
6.3 Природоохоронні заходи при проведенні ГРП.....	67
6.4 Надзвичайні ситуації.....	67
ВИСНОВКИ.....	69
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	71

ВСТУП

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

Зменшення об'ємів здобичі пов'язане з виснаженням запасів родовищ, зносом 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 і 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 металоемності, в підвищенні довговічності кріплення і відокремлення нафтогазоводонесних горизонтів.

Нині до будівництва свердловини пред'являються все 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 і Кегичевського районів Харківської області України.

У орографічному відношенні район робіт є славно-пагорбною рівниною, яка порізана численними урочищами і балками, з найбільшою їх кількістю в межиріччя р. Орелі і р. Берестовою. Загальний нахил поверхні простежується з північного сходу на південний захід. Абсолютні відмітки рельєфу на вододілах +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, смт. 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-22) 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-пласти 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 приплив газу (ВПТ) розрахунковим дебітом 180 тис.м³/доба. У св. №15 розрахунковий дебіт склав 96 тис.м³/доба.

Колекторами пласта С- 5 є піщаники мезомиктозеріє і кварци з карбонатно-глинистим, місцями кварцевим цементом, з пористістю, по лабораторних дослідженнях керна - 10-15,8 %, газопрониємністю - 1,0-233,03-10¹⁵ м².

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

Для родовища характерні типово метанові гази з вмістом метану в пластах С- 4 - С- 5 (-а, - б) - 84 % геомологів метану (етан-пропан-бутанові фракції) 9-12%.

По типу вод пластів, величині мінералізації, міри метаморфізації і закритості гідрогеологічного надр на Семиренківському родовищі виділяються дві гідродинамічні зони: активного (кайнозойський і крейдяний водоносний комплекс) і уповільненого (тріас, пермський, кам'яновугільний водоносні комплекси) водообміну.

Води пластів нижньокаменовугільного комплексу (дольне-серпуховський і верхневизейський підкомплекси) приурочені до тріасових піщаників і є хлоркальцієві розчини з мінералізацією 156,04-238,3 г/л і коефіцієнтом метаморфізації 0,59-0,79.

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

Води пластів вище залягаючих верхнекаменовугільного і пермського тріаса комплексів відносяться до хлоркальцієвому типу з мінералізацією 30-169 г/л і коефіцієнтом метаморфізації 0,84-0,86.

Крейдяний водоносний комплекс верхньої гідродинамічної зони приурочений до пісків і піщаників селюманського ярусу, тріщинуватих крейдово-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 0,30-3,1 г/л, тип - гідрокарбонатно-натрієвий.

Води пластів кайнозойського водоносного комплексу приурочені до четвертинних алювіальних відкладень, пісків і піщаників новопетровської, мекгорської, бучакської свит, по хімічному складу відносяться до гідрокарбонатно-натрієвого типу з мінералізацією 0,7-0,9 г/л. Найбільш водозабачений - бучакско-каневський водоносний горизонт з дебетами 140-250 м³/доба при динамічних зниженнях на 30-25 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 колонії 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 залегання, коефіцієнт кавернозності пластів

Глибина залегання, м		Стратиграфічний розподіл		Елементи залегання (падіння) пластів по підшві град.	Коефіцієнт кавернозності в інтервалі
від (верх)	до (низ)	назва	індекс		
0	325	Кайнозойська група Мезозойська група Крейдяна система:	KZ MZ K		0-0-325 м До= 1,05
325	1050	- верхній відділ	K ₂	1-2	
1050	1215	- нижній відділ Юрська система:	K ₁ J	1-2	325-2450 м
1215	1385	- верхній відділ	J ₃	2-3	До=1,18
1385	1755	- середній відділ Система тріаса:	J ₂	2-3	
1755	2030	- глиниста товща	T _г	2-3	
2030	2085	- піщано-карбонатна товща	T _{пк}	2-3	
2085	2200	- піщана товща	T _п	2-3	
2200	2450	піщано-глиниста товща Палеозойська група Пермська система:	T _{пг} PZ P	2-3	
2450	2670	- нижній відділ Кам'яновугільна система:	P _{1C}	3-4	2450-4500м До= 1,20
2670	3300	- верхній відділ середній відділ	C ₃ C ₂	3-4	
3300	3700	московський ярус	C _{2m}	4-5	
3700	4225	башкирський ярус - нижній відділ	C _{2b} C ₁	-- II -	
4225	4500 забій	верхнесерпуховський під'ярус	C _{1s2}	-- II -	

Таблиця 1.2 - Літологічна характеристика розрізу свердловини

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Гірська порода		Стандартний опис гірської породи (по 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 з еси
P	80	325	піски глини мергелі піщаники	50 30 10 10	Піщано-глинисті утворення, піски різнозернисті, мергелі світло-сірі, блакитні, піщані з прошарками піщаників
K ₂	325	1050	міл 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 вапняних 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 Продовження табл. 1.2
T	1755	2450	піщаники	65	Потужна континентальна товща песчано-глинистих утво-

1	2	3	4	5	6
			глини вапняки	30 5	рень, яка за фаціально-літологічними ознаками 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 ₁	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 _{2b}	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 _{1s}	4225	4500	аргіліт піщаники алевроліт	45 25 30	Перешарування аргіліту з піщаниками і алевролітом

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

Стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Коротка назва гірської породи	Щільність г/см ³	Пористість, %	Проницаєість, мД	Глинистість %	Карбонатність %	Солоність, %	Силоність породи	Твердість по шкалі МПа	Розшарування породи	Абразивність по Баронові міліграм	Категорія породи по промисловій класифікації (м'яка, середня і так далі)	
	від	до													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Q+N	0	80	піски	1,65	40	900	6	6	0	1,0		2,0		м'яка	
			суглинки	1,55	30	10	70	5	0	1,5		1,5		---	
			глини	1,80	5	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	суглинки	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	20	85	12	3-8	0	1,0	240	2,0		
			глини	1,80	35	1-9	15-90	4	0	3,0	30	2,0'	0,3		м'яка
K ₁	1050	1215	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		
			глини	1,80	26-28	9	12-85	4	0	3,0	120	2,0	0,4		
J ₃	1215	1585	глини	1,65-2	17-30	1-9	180-9	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	
J ₂	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	---	

Продовження табл. 1.3.

Т	1755	2450	піщаники	2,60	23	500	19-25	6	0	1,0	460	1,0	26,2	-//-
			глини	2,00	14-20	5-9	75-85	6-9	0	3,5	180	3,0	6,2	-//-
			вапняки	2,60	4	10	12	85	0	1,5	1240	1,5	1,4	середня
Р ₁	2450	2670	доломіти	2,70	2	1	0	60	10-15	1,5	2300	1,0	5,8	тверда
			вапняки	2,60	4	10	12	85	0	1,5	1500	1,5	1,4	-- II -
			глини	2,25	30	9	75	9	0	3,5	320	1,0	1,1	м'яка
			піщаники	2,60	25	500	20	28	0	1,5	320	3,0	21,5	-//-
			ангідрит	2,75	2	1	0	60	10-15	1,5	2300	1,0	5,8	тверда
алевроліт	2,4	10	5	50	6	0	1,5	580	1,0	10,3	середня			
С ₃	2670	3300	піщаники	2,60	23	500	30	8	0	1,0	1000	1,0	36,2	середня
			аргіліт	2,30	10	9	70	9	0	3,0	380	3,0	1,4	м'яка
			алевроліт	2,40	10	5	55	5	0	1,5	580	1,0	10,3	середня
			вапняки	2,60	4	10	12	80	0	1,5	1500	1,0	1,4	тверда
С _{2m}	3300	3700	піщаники	2,63	20	300	11	8	0	1,0	1000	1,0	55,2	середня
			аргіліт ал-	2,35	8-9	1-9	80 32-	6	0	1,0	380	2,0	1,4	м'яка
			роліт	2,35	8-9	1-9	75	8-1	0	1,5	520	1,0	22,5	середня
			вапняки	2,60	4	10	12	80	0	1,5	1500	1,0	1,4	тверда
С _{2Б}	3700	4225	піщаники	2,64	15-25	1	25 30	3-5	0	1,0	1440	2,0	26,2	середня
			аргіліт	2,35	6-8	9	80	9	0	2,5	500	3,0	0,6	м'яка
			вапняки	2,68	2-4	8	10	85-90	0	2,0	2500	1,0	0,7	тверда
			алевроліт	2,42	9	5	50	6	0	1,5	640	1,0	26,0	середня
С _{1S₂}	4225	4500	аргіліт	2,40	5	1	75	9	0	2,5	560	3,0	0,7	-//-
			піщаники	2,64	9-14	250-900	25-30	45	0	2,0	1370	2,0	45,0	-//-
			алевроліт	2,45	19	7	55	7	0	2,0	830	1,0	14,0	-//-
			вапняки	2,68	3	8-9	10-12	85	0	1,5	1140	1,0	2,4	-//-

1.4 Нафтогазоводоносність по розрізу свердловини

Таблиця 1.4 - Нафтоносність

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Тип колектора	Щільність, г/см ²		Рухливість на СП, м/м	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 сірки в олії, %	Зміст вуглекіслоного газу, %	Відносна до повітря в'язкість газу	Коефіцієнт стисливості, 10 ⁻³ МПа	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	0,818	2,771	24,5

Таблиця 1.5 - Газоносність

Індекс стратиграфічного підрозділу (пласт, герізонт)	Інтервал, м		Тип колектора	Стан (газ, 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		Фазова проникність, мД
	від	до			сірково-вогнетень	вуглець				у умовах пластів	на глибінні свердловини	
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	

Таблиця 1.6 - Водоносність

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Тип колектора	В'язкість, г/см ³	Вільний дебіт, м ³ /сут	Хімічний склад води в % мг-еквівалентной формі						Міра мінералізації, г/л	Тип води	Відноситься до джерела питного водопостачання
	від	до				аніони			катиони					
						CO ₂	SO ₄	HCO ₃	Na ⁺	Mg ⁺	Ca ⁺			
KZ	0	325	поров.	1,000-1,010	140,0-150,0							0,7-0,9	гкл	ТАК
K	325	1215	-/-	1,000-1,010	240,0-2500,0							0,3-3,1	-/-	ТАК
T	755	2450		1,050-1,060	100,0-150,0							30,0-161,0	гкл	ТАК
C3-C2	2670	4225		1,164	0,3-23,7							169,5-248,9	-/-	ТАК
clS2	4225	4500		1,164	4,7	4,80	0,09	0,11	36,22	5,01	8,77	156,04-322,2	-/-	ТАК

Таблиця 1.7 - Дані по тиску і температурі по розрізу 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		Градієнт тиску										Температу- ра у кінці інтервалу			
	від (верх)	до (низ)	пласта			порового		гідророзриву порід			гірського		°C	дже- рело		
			МПа/м		джерело	МПа/м		джерело	МПа/м		джерело отри- мання					
			від	до		від	до		від	до						
2	3	4	5	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 -
C2	2670	3300	0,0104	0,0104	-- II -				0,0165	0,0167	-- II -	0,0217	0,0221	-- II -	80	-- II -
C2г	3300	3700	0,0104	0,0105	-- II -				0,0167	0,0169	-- 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 -

Відносна щільність газу по повітрю - $\gamma = 0,648$

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 в конкретних геолого-технічних умовах.

При бурінні нафтових і газових свердловин набули поширення способи буріння : роторний, гідравлічними забійними двигунами і буріння електробурами. 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 поєднаному графіку тисків.

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

Кондуктор діаметром 324 мм спускається на глибину 350 м в покрівлю крейдових відкладень з метою перекриття нестійких, поглинаючих порід кайнозою, а також для попередження забруднення водоносних горизонтів, використовуваних для миття, хімічними реагентами бурового розчину.

Цементується до гирла.

Проміжна колона - 245 мм спускається на глибину 2450 м з метою перекриття відкладень крейди, схильних до набрякання, тощо теригенних порід юри і тріаса, де можливі збагачення бурового розчину глинистою фазою і його поглинання, в покрівлю нижньої пермі. Колона також потрібна для надійного устаткування гирла свердловини противовикизовим 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

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

(1)



Рисунок 2.1 - Поєднаний графік тисків

де $d_M^{\text{ЭК}}$ – діаметр муфти експлуатаційної колони; для заданої експлуатаційної колони $d_M^{\text{ЭК}} = 166$ мм;

δ - величина проміжку між муфтою експлуатаційної колони і стінкою свердловини, оскільки діаметр експлуатаційної колони рівний $d_M^{\text{ЭК}} = 166$ мм, то приймаємо $\delta = 10$ мм.

$$D^{\text{ЭК}} = 146 + 2 \cdot 10 = 166 \text{ мм}$$

Відповідно до ДСТУ на бурові долота приймаємо $D_D^{\text{ЭК}} = 215,5$ мм.

3. Визначаємо внутрішній діаметр проміжної обсадної колони

$$d_{\text{ВН}}^{\text{ПП}} = D_D^{\text{ЭК}} + 6 \div 8,$$

$$d_{\text{ВН}}^{\text{ПП}} = 215,5 + 6 = 196,5 \text{ мм.}$$

Приймаємо згідно ДСТУ на обсадні труби

$$d_{\text{Д}}^{\text{ПП}} = 219 \text{ мм}; d_{\text{ВН}}^{\text{ПП}} = 210,1 \text{ мм}; d_{\text{М}}^{\text{ПП}} = 241 \text{ мм.}$$

4. Визначаємо діаметр долота для буріння під проміжну колону

$$D_D^{\text{ПП}} = 245 + 2 \cdot 20 = 285 \text{ мм.}$$

Приймаємо згідно ДСТУ на бурові долота $D_D^{\text{ПП}} = 295,3$ мм

5. Визначаємо внутрішній діаметр кондуктора

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

Приймаємо згідно ДСТУ на обсадні труби

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

6. Визначаємо діаметр долота для буріння під кондуктор

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

Приймаємо згідно ДСТУ на бурові долота $D_D^{\text{ПП}} = 393,7$ 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	215,9	0-4500

2.3 Техніка буріння

2.3.1 Вибір породоруйнуючого інструменту

Враховуючи фізико-механічні властивості гірських порід і конструкцію свердловини, приймаємо наступний породоразрушаючий інструмент:

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

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

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

2.3.2 Бурильна колонна

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

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

Тоді

$$d_{\text{ОБТ}} = 0,75 \div 0,85 \cdot D_{\text{д}} = 0,75 \div 0,85 \cdot 215,5 = 162 \div 182 \text{ мм.}$$

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

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

Діаметр бурильних труб вибираємо із співвідношення

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

Тоді

$$d_{\text{бт}} = 0,75 \div 0,80 \cdot d_{\text{ОБТ}} = 0,75 \div 0,80 \cdot 146 = 110 \div 117 \text{ мм.}$$

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

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

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

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

2.3.3 Промивання свердловини. Обґрунтування щільності промивальної рідини

Щільність промивальної рідини вибираємо з'єднаним 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/с^2 ;

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 $\alpha = 1,12$.

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,12 \cdot 300 \cdot 10000}{9,81 \cdot 350} = 1123 \text{ кг/м}^3$$

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

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

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 300 \cdot 11600}{9,81 \cdot 2450} = 1141 \text{ кг/м}^3$$

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

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

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 3050 \cdot 10000}{9,81 \cdot 4500} = 1130 \text{ кг/м}^3$$

Приймаємо $\rho_{\text{пр}} = 1130 \text{ кг/м}^3$.

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:

- виділення шламів з-під долота, транспорт його по затрубному простору і забезпечення відділення його на поверхні;
- утримання шламів в зв'язаному стані при зупинці циркуляції розчину;
- охолодження долота і попередження руйнування породи в привибійній зоні;
- створення тиску із стінки свердловини для попередження водо-, нафто- і газопроявів;
- надання фізико-хімічної дії на стінку свердловини, попереджаючи їх обвалення;
- забезпечення збереження поглибленості продуктивного пласта при його розтині;
- передача енергії гідравлічному вибійному двигуну (при його використанні) та ін.

При бурінні проектованої свердловини використовуватимуться наступні бурові розчини.

В процесі буріння під кондуктор застосовуватиметься глинистий розчин щільністю $1,12 \text{ г/см}^3$ оброблений кальцинованою содою, ПВЛР, для попередження осипів, обвалів, поглинань.

Параметри глинистого розчину:

$$\rho = 1,12 \text{ г/см}^3,$$

$$T = 25 - 45 \text{ с.},$$

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

$$K = 1,5 \text{ мм},$$

$$\text{СНС} = 10 - 30 \text{ мгс/см}^3;$$

$$\text{рН} = 8.$$

При бурінні в інтервалі 350-2450 м можливі звуження ствола свердловини, нафрякання крейди, приоплювання. Тому тут передбачається гуматно-акріловий розчин оброблений кальцинованою содою, гіпанолом, лабріколом, нафтою:

Параметри розчину :

$$\rho = 1,14 \text{ г/см}^3,$$

$$T = 40 - 70 \text{ с.},$$

$$V = 4 - 6 \text{ см}^3 / 30 \text{ хв.},$$

$$K = 1 \text{ мм},$$

$$\text{СНС} = 20 - 30 \text{ мгс/см}^2$$

$$\text{рН} = 9$$

При бурінні в інтервалі 2450-4500 м можливі коагуляція розчину, каверни, жолоби, прохвати. Тут застосовується полімер-калієвий розчин з добавками КСл, лакрісом, кальцинованою содою, нафтою, ПАА, целюлозний реагент, лабрікол. Характеристика розчину :

$$\rho = 1,13 \text{ г/см}^3,$$

$$T = 40 - 60 \text{ с.},$$

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

$$\text{СНС} = 20 / 40 \text{ мгс/см}^2,$$

$$K = 1 \text{ мм},$$

$$\text{рН} = 8 - 9.$$

2.4 Технологія буріння

2.4.1 Розрахунок осьового навантаження на долото

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

$$P_{\text{дол}} = \alpha * P_{\text{ш}} * F_k \quad (6)$$

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

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

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

$$F_k = (D_{\text{дол.}} \cdot \eta \cdot \delta) / 2, \text{ мм.} \quad (7)$$

де η - коефіцієнт перекриття зубів;

δ - коефіцієнт притуплювання зубів.

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

Для долота діаметром 393,7 мм:

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

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$P_{\text{дол.}} = 1,2 \cdot 300 \cdot 295,3 \cdot 1,14 \cdot 2/2 = 131190,4 \text{ Н} = 15 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 215,9 мм:

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

2.4.2 Розрахунок частоти обертання долота

Частота обертання долота визначається по наступній формулі:

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

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

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$N = 60 \cdot 0,8 / 3,14 \cdot 0,3937 = 45,07 \text{ об/хв, тобто буріння здійснюватиметься на 1 швидкості ротора.}$$

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$N = 60 \cdot 1,5 / 3,14 \cdot 0,2953 = 97 \text{ об/хв, тобто буріння здійснюватиметься на 3 швидкості ротора.}$$

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$N = 60 \cdot 1,0 / 3,14 \cdot 0,2159 = 88 \text{ об/хв, тобто буріння здійснюватиметься на 2 швидкості ротора.}$$

2.4.3 Розрахунок кількості промивальної рідини

Технологічно необхідна кількість промивальної рідини для забезпечення своєчасного і безперерйного винесення шламу із забою по затрубному простору і очищення стіла свердловини знаходиться в співвідношенні:

$$Q = 0,785 \cdot (D_{\text{дол.}}^2 - d_{\text{нар.б.тр.}}^2) \cdot V_{\text{всх.}}, \quad (9)$$

де $V_{\text{всх.}}$ - мінімально допустима швидкість висхідного потоку зумови якісного очищення і ствола свердловини (чим менше діаметр, тим вона вища).

Для долота діаметром 393,7 мм:

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

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

Для долота діаметром 295,3 мм:

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

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

Для долота діаметром 215,9 мм:

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

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	142850	43850	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 умовної глибиною 5000 м в умовах пом'якшеного клімату, кліматичне виконання "У" категорія І.

Технічні характеристики

Тип	"Уралмаш 3Д-76"
Спосіб буріння	Роторний і турбінний
Умовна глибина буріння при масі 1 м бурильної колони	30 кг, м
Оснащення	5x6
Навантаження, що допускається, на крюку в процесі проводки і кріплення свердловини, кН	2250
Діаметр талевого каната, мм	32
Швидкість підйому крюка при ходінні обсадних колон і ліквідації аварій, м/с	0,19
Швидкість спального 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 навантаження, що допускається, на стіл ротора, кН	4000
Момент передачі столу ротора, кНм	50
Число основних бурових насосів, шт	2

Потужність приводу бурового насоса, кВт	600/530
Найбільший тиск на виході насоса (у манифолді), МПа	25
Номінальна довжина свічки, м	34
Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	6
Частота обертання столу ротора, з (об/хв) :	
мінімальна	0,33(20)
максимальна	3,87(232)
Тиск повітря в пневмосистемі, МПа (кг/см ²)	0,6(6) - 0,8(8)
Потужність дизель-генераторних установок (не обмежена), кВт	3 x 632
Маса комплексу, т, не більше	170
Навантаження на крюку від маси бурової колони не повинна перевищувати при оснащенні 5 x 6	1450 кН

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

У силовому блоці встановлені: коробка зміни передач з карданными валами, силовий електродвигун приводу лебідки СДБО- 6000-710 кВт і два електричні компресори 4ВУ1- 5/9 що забезпечують постачання бурової установки стислим повітрям (робочий тиск пневмосистеми 8 кг/см²).

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 АКSA AGQ 1130 - 3 комплекти., потужністю 824 кВт - кожна дизельні двигуни Cummins (США), потужністю 950 кВт кожен, генератори Stamford (Великобританія), призначені для живлення електроенергією електродвигунів, (привід ротора і лебідки, приводи бурових насосів УНБ- 600, компресорів і іншого електроустаткування, а також освітлення.

Спосіб монтажу і транспортування агрегатний, блоковий, універсальним транспортом.

Циркуляційна система ЦС ЗД-76м

Технічна характеристика:

1. Корисний об'єм бурового розчину, м³ 160
2. Встановлена потужність електроустаткування, кВт 60
3. Кліматичне виконання - У, категорія виробу 1 (при температурі навколишнього повітря від мінус 45°С до плюс 45°С) згідно ДСТУ 15150

Склад виробу : блок проміжний - 2шт., блок приймальний - 1шт., блок кінцевий - 1шт., блок БХР з основою, блок распредпристроїв з шафою управління, кабельною продукцією і електроустаткуванням, світильниками, кнопками управління, блок приготування розчину і хімреагентів БПР- 2, комплект майданчиків для обслуговування з периловими обгороджуваннями.

Спосіб монтажу і транспортування.

Конструкція бурової установки передбачає:

- великоблочне транспортування лебідкового для вишки і навісного блоків на тяжеловозах ТПП- 70 і Т- 60;
- транспортування середніми блоками на трайлерах і платформах ПП40Бр 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 комплектування бурового інструменту, обґрунтовано підібрати бурові насоси і повніше використовувати їх потенційні можливості.

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

$$P_{\Sigma} = P_m + P_{\text{в.т.}} + P_{\text{к.п.}} + P_d, \quad (10)$$

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

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

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

P_d - втрати натиску при русі бурового розчину через промивальні отвори бурового долота;

P_m , P_d - не залежать від глибини свердловини, а $P_{\text{в.т.}}$ і $P_{\text{к.п.}}$ збільшуються з глибиною свердловини.

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

$$P_m = 82,6 * \lambda * L_3 * \gamma * Q^2 / d^5, \quad (11)$$

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

Q - витрата бурового розчину, л/с ;

γ - питома вага розчину, г/см^3 ;

d - внутрішній діаметр бурових труб, см ;

L_3 - еквівалентна довжина наземних трубопроводів, яка визначається по формулі, :

$$L_3 = L_H * (d / d_H)^5 + L_c * (d / d_c)^5 + L_{\text{ш}} * (d / d_{\text{ш}})^5 + L_e * (d / d_e)^5 + L_{\text{в.т.п}} * (d / d_{\text{в.т.п}})^5 + L_{\text{в.ф.}} * (d / d_{\text{в.ф.}})^5 \quad (12)$$

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 буровою;

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

d_B, L_B - внутрішній діаметр ствола вертлюга і його довжина;

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

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

$$L_э = 30 * (0,107 / 0,114)^5 + 15 * (0,107 / 0,114)^5 + 15 * (0,107 / 0,09)^5 + 2,5 * (0,107 / 0,09)^5 + 15 * (0,107 / 0,1)^5 + 1 * (0,107 / 0,114)^5 = 98,5$$

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

$$P_{б.м} = 82,6 * \lambda * \gamma * Q^2 * (l + l_э / l) * L_э / d^5 \quad (13)$$

де $L_б$ - довжина бурильної колони, м;

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

l - відстань між замковими з'єднаннями, м

$$P_{б.м} = 82,6 * 0,026 * 2,03 * (31,11)^2 * (1 + 3,5 / 11) * 4500 / (10,7)^5 = 88,6 \text{ кГс/см}^2$$

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

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

d_H - зовнішній діаметр бурильних труб, см

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

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

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 долота, який можна вчислити по формулі:

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

де f_0 - 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 безперебійного винесення шламу із забою 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 передачі енергії потоку турбобуру і пов'язаному з ним долоту. Як промивальна рідина застосовується вода або глинистий розчин з наявністю нафти, луку, соди і інших компонентів.

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

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

Буровий насос УНБ-600 по основним параметрам відповідає ГОСТ 6031.

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	L - образна подвійної дії
Приєднувальні розміри клапанної групи в клапанній коробці	169 API Spec 7K
Тиск рідини на вході не менше, МПа (кгс/см ²)	0,1 (1)
Система подачі рідини, що охолоджує на штоки 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 накопичувальних лотків 2.Окунание 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 талеві системи

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

Визначимо висоту вишки (Н, м) по формулі:

$$H = k * L_{св.}, \quad (17)$$

де k - коефіцієнт, застережливий затягування бурового снаряда в кранблок при його перепідйомі (зазвичай $k=1,2 - 1,3$);

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

Приймаємо $k = 1,5$; $L_{св.}=32$ м

$$H = 1,5 * 32 = 48 \text{ м}$$

Для спуско-підймальних 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 бурильних 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 поліспасту від 4 до 14. Це досягається застосуванням різних оснащень.

Виробимо розрахунок оснащення і вибу талевого каната.

Визначимо кількість робочих шток по формулі:

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

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

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

η_m - ККД талевій 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:

$$m = 900925 / (1450000 * 0,8) = 6,2 - \text{приймаємо } 6 \text{ струн.}$$

Загальна кількість гілок каната при симетричній системі рівна:

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

Отже, застосовуватиметься оснащення 5 х 6.

Довжина талевого каната в оснащенні $L_{о.с.}$ залежить від числа струн m і висот і корисної висоти вишки $h_{п.}$

$L_{о.с.} = (m + 2) * h_{п.} + l_3$, где $l_3 = 30$ м – довжина каната, що намотується на барабан.

$$L_{о.с.} = (8 + 2) * 42 + 30 = 450.$$

Тоді вага каната $G_k = L_{о.с.} * q_k$, 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 системи :

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

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 $G_{тс}$:

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

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

Для колони діаметром 324 мм:

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

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

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

де m - число струн талевій системи.

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

Для колони діаметром 245 мм:

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

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

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

Для колони діаметром 146 мм:

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

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

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

Враховуючи вичислені статичні навантаження, вибираємо сталевий талевий канат правого хрестового зв'язу типу ЛК-РО конструкції 6*31+1 м з 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 зачинення цементного розчину;
- 3) кількість продавочної рідини;
- 4) можливий максимальний тиск до кінця цементування;
- 5) допустимий час цементування;
- 6) число цементувальних агрегатів і цементозмішувальних машин.

Виробимо розрахунок одноступінчатого цементування кожної з обсадних колон.

Таблиця 2.4 - Початкові дані для цементування

Параметр	Кондуктор	Проміжна	Експлуатаційна колона
Глибина спуску (H, м)	350	2450	4500
Діаметр долота (D, мм)	223,7	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)	250	3250	4450
Щільність глинистого розчину (ρ _г , кг/м ³)	1160	1160	1200
Щільність цементного розчину (ρ _ц , кг/м ³)	1860	1860	1860
Висота установки кільця "стоп" від забою (h, м)	5	20	20

2.6.1 Розрахунок об'єму цементного розчину

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

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

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

Цементування здійснюватиметься з використанням чистого портландцементу.

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 * [1,15 * (0,3937^2 - 0,324^2) * 350 + 0,3059^2 * 5] = 18,6 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 * [1,15 * (0,2953^2 - 0,245^2) * 2450 + 0,2305^2 * 20] = 60,90 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 0 – 2350 м:

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

Інтервал 2350 – 4500 м:

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

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:

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

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, $\text{г}/\text{см}^3$.

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

Для колони діаметром 324 мм:

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

Для колони діаметром 245 мм:

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

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 0 – 2450 м:

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

Інтервал 2450 – 4500 м:

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

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, визначимо по формулі:

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

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 цементозмішувальних машин $K_2 = 1,01$. У нашому випадку $K_2 = 1,01$.

Для колони діаметром 324 мм:

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

Для колони діаметром 245 мм:

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

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 0 – 2450 м:

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

Інтервал 2450 – 4500 м:

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

Загальна кількість сухого цементу з урахуванням втрат для колони:

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

2.6.3 Розрахунок кількості води

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

$$V_{\text{в}} = 0,5 \cdot Q_{\text{ц}}, \quad (25)$$

Для колони діаметром 324 мм:

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

Для колони діаметром 245 мм:

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

Для колони діаметром 146 мм:

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

2.6.4 Розрахунок кількості промислової рідини

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

$$V_{\text{пр}} = \Delta \cdot \pi \cdot d_2^2 \cdot (H - h) / 4, \quad (26)$$

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

Підставивши значення, отримаємо:

Для колони діаметром 324 мм:

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

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot 0,2305^2 \cdot (2450 - 20) / 4 = 104,39 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot 0,133^2 \cdot (4500 - 20) / 4 = 64,07 \text{ м}^3$$

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

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

де D_n - номінальний зовнішній діаметр колони труб, спущеної до свердловину, в дюймах;

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

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

Для експлуатаційної колони:

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

2.6.3 Розрахунок тиску при закачуванні

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

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

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

P_2 - тиск, необхідний для подолання гідравлічних опорів.

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

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

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

Для колони діаметром 324 мм:

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

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

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

$$D_{ц} = 244,5 \text{ мм;}$$

$$D_{к} = 8,9 \text{ мм;}$$

$$H_{к} = 550 \text{ мм;}$$

$$D_{з} = 146 \text{ мм;}$$

$$H_{з} = 4500 \text{ м;}$$

$$h_2 = 2050 \text{ м;}$$

$$c = 1200 \text{ кг/м}^3;$$

Рисунок 2.2 - Розрахункова схема цементування експлуатаційної колони.



Для колони діаметром 245 мм:

$$P_1 = (1/10^5) * [(2450 - 20) * (1420 - 1200)] = 4,6 \text{ МПа}$$

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

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

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 продавки (не менше 15 м/с для кондуктора і проміжних колон і не менше 1,8 - 2,0 м/с для експлуатаційних колон); ця умова витікає з припущення, що збільшення швидкості руху цементного розчину в затрубному просторі сприяє повнішому витісненню глинистого розчину і заміщенню його цементним.

Часто ствол свердловини викривлений, має локальні розширення, а колона не строго зцементована в ній. У подібних випадках доцільно цементний розчин витіснити з 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 продавка 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:

$$N_{ц.а} = [0,785 * K_1 * (D^2 - d_1^2) * \omega / Q^{IV}] + 1, \quad (31)$$

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

Вибірємо цементувальний агрегат типу ЦА-320М зі встановленими в його насосі 91 циліндровими 127 мм втулками (з цими втулками можна працювати при P_{\max} у кінці цементування). Максимальна продуктивність при цьому 0,9 м³/хв при тиску 6,1 МПа.

Для колони діаметром 324 мм:

$$n_{ц.а} = [0,785 * 1,2 * (0,3937^2 - 0,324^2) * 1,5/60] + 1 = 2 \text{ агрегати}$$

Приймаємо $n_{ц.а} = 2$ агрегати.

Для колони діаметром 245 мм:

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

Приймаємо 4 агрегати.

Для колони діаметром 146 мм:

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

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

2.6.7 Розрахунок продуктивності цементування

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

$$t_{ц} = [(V^1/Q_{ц.а}) + ((V_{ц} + V_{пр} - V^1)/Q_{м})] + t_{всп} \quad (32)$$

де $V^1 = V_{пр} - \Delta V$, ΔV приймаємо рівним 1 – 2 м³;

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

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

$$Q_M = 0,785 \cdot (D^2 - d_1^2) \cdot K_1 \cdot \omega, \quad (33)$$

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

Для колони діаметром 324 мм:

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

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

Для колони діаметром 245 мм:

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

$$t_{ц} = [(103,39/0,9 \cdot 4) + ((66,9 + 104,39 - 103,39)/2,4)] + 10 = 31,7 \text{ хв}.$$

Для колони діаметром 146 мм:

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

$$t_{ц} = [(63,1/0,9 \cdot 6) + ((73,25 + 131,6 - 63,1)/2,88)] + 10 = 60,9 \text{ хв}.$$

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

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

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

2.6.8 Розрахунок кількості цементозмішувальних машин

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

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

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

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

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

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

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

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

Для колони діаметром 324 мм:

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

Для колони діаметром 245 мм:

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

Приймаємо 5 цементозмішувальних машин 2СМН-20.

Для колони діаметром 146 мм:

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

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 колони труб;
- для обробки привибійної зони свердловин, закачування розчинів ізотопів, проведення гідропіскоструминної перфорації і інших технологічних операцій у свердловинах;
- для перекачування різних рідин або розчинів з місткостей колодязів і водонапірних;
- для гідравлічного опресовування обсадних труб і колон, а також різного устаткування.

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

При цементуванні проектноі 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	1Б
діаметр плунжера, мм	125
хід плунжера, мм	170
подача, л/с	13
тиск, кгс/см ²	15
привід	від двигуна ГАЗ-51А
місткість мірного бака, м	6,4
місткість цементного бачка, м	0,25
діаметр приймальних трубопроводів, мм	100
діаметр нагнітальних трубопроводів, мм	50
загальна довжина розбірного трубопроводу, м	22
Загальна маса агрегату, т	17,5

Цементозмішувальні машини

Цементозмішувальні машини і агрегати призначені для транспортування сухих тампонажних матеріалів (глінопорошків) 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- 10, 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 ³ /мін при приготуванні:	
Цементного розчину	0,6 - 1,2
Цементо-бенгтонітового 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 по ручиком

Щільність тампонажного розчину регулюються зміною кількості води, що подається в змішувач за допомогою пристрою з набором насадок і крану на обвідній лінії, а також кількості сухого цементу, що подається, за допомогою зміни швидкості обертання валу двигуна і двох паралельних завантажувальних шнеків, розташованих в днищі бункера 2СМН- 20 [7].

3 УДОСКОНАЛЕННЯ РЕЦЕПТУРИ ЕМУЛЬСІЙНОГО БУРОВОГО РОЗЧИНУ

3.1 Аналіз застосування розчинів на вуглеводневій основі при бурінні свердловин

В зарубіжній і вітчизняній практиці буріння сфера можливого застосування технології розчину продуктивних пластів горизонтальними і багатовибійними горизонтальними свердловинами значно розширюється. Ці свердловини мають складний профіль, часто з великими і наддалекими відходами. Провідною ролью в бурінні і використанні горизонтальних свердловин у світі займає США, де пробурено більше 8 тисяч таких свердловин. У Західній Європі за допомогою горизонтальних свердловин розроблені усі родовища Північного моря, а також родовища Данії, Франції, Італії. В останні 5-10 років в Україні буріння горизонтальних свердловин і свердловин з великим відхиленням вибоїв від вертикалі дозволяє ефективно розробляти родовища.

Існує ряд проблем, що обмежують широке використання технологій горизонтального буріння. Одна з основних проблем при бурінні горизонтальних свердловин пов'язана з передачею навантаження на вибій. Реалізація потужності на вибої шляхом передачі власної ваги бурильної колони (БК) на долото, що обертається, при великих зенітних кутах і великих глибинах обмежена величиною опорів, що виникають при русі БК в стволі свердловини, і залежить від зенітного кута і коефіцієнта тертя K_f в парі "порода-метал". Зазвичай, чим крутіше траєкторія похилої ділянки, тим більше сили тертя і тим коротше горизонтальна ділянка, яка може бути пробурена. Щоб збільшити його протяжність, слід грамотно спроектувати траєкторію, зменшити різкі траєкторію ствола свердловини, підвищити якість бурових розчинів [25].

Найбільш ефективним методом вирішення вказаної вище проблеми є використання емульсійних розчинів, що забезпечують істотне зниження сил тертя бурильної і породоруйнуючого інструменту об стінки свердловини в порівнянні з розчинами на водній основі. За даними зарубіжних досліджень при бурінні свердловин з промиванням розчинами на водній основі з антифрикційними добавками вдається понизити $K_{тр}$ у відкритому стволі до 0,35. При цьому, здійснення передачі навантаження на долото власною вагою БК практично обмежено зенітним кутом 65° . При використанні як промивальна рідина ЕР можна понизити $K_{тр}$ до 0,1-0,15, що дозволить передачі як навантаження на долото близько 30% ваги БК і здійснити процес буріння при звичайній конструкції БК, при цьому можливо досягти відхилення від вертикалі в межах 2000-3000 м.

Більшість горизонтальних свердловин з наддалеким відхиленням від вертикалі пробурена з використанням ЕР, застосування яких дозволяє зменшувати коефіцієнти тертя в парах "метал-метал" і "метал-фільтраційна кірка" відносно розчинів на водній основі, скорочує ускладнення при СПО, позитивно позначається на механічній швидкості буріння і ресурс доліт.

Окрім проблем з подоланням сил тертя при бурінні свердловин складного профілю, існує проблема забезпечення стійкості ствола. В більшості випадків

при будівництві пологих і горизонтальних свердловин проектна траєкторія ствола передбачає розтин значного інтервалу нестійких теригенних відкладень під великими зенітними кутами. Крім того, від моменту розтину нестійких відкладень до моменту перекриття їх обсадною колоною проходить, як правило, не менше 7-10 діб. Зниження швидкості будівництва свердловин, а також велика протяжність ствола свердловини призводять до збільшення часу контакту нестійких глинистих порід з буровим розчином. Коли час контакту перевершує "пори́г стійкості" глин у водному середовищі, починаються проблеми, що пов'язані з втратою стійкості ствола свердловини, які у ряді випадків вирішуються тільки радикальним способом - забуркою нового ствола.

У ряді нафтогазових районів зустрічаються теригенні породи, представлені глинами, сланцями, аргілітами, які при контакті з водною фазою практично миттєво адсорбують воду з розтріскуванням по площинах нащурювання. Для таких порід використання ЕР має як рідину масло, яке фільтрується в породу, актуально незалежно від профілю ствола свердловини. Оскільки дозволяє повністю виключити процес гідратації глин. Позитивні властивості ЕР відносно збереження стійкості ствола свердловини обумовлені їх особливою фізико-хімічною природою і складом фільтрату і є несприятливими для водних розчинів.

Питання якості розтину продуктивного пласта при будівництві горизонтальних свердловин має також велике значення. Первинний розтин продуктивних пластів з використанням ЕР дозволяє максимально зберегти колекторні властивості продуктивних пластів на етапі закінчення свердловин. ЕР характеризується повною сумісністю фільтрату з нафтою пласта завдяки схожій фізико-хімічній природі вуглеводневої основи розчину і нафти. Використання ЕР виключає утворення олюкующих емульсій в нафтонасиченій частині колектора.

Проте, незважаючи на безліч успішних прикладів використання ЕР при будівництві свердловин складного профілю, існує ряд складнощів з регулюванням технологічних властивостей таких розчинів. Особливо показників реологічних властивостей. Застосування ЕР зв'язане з необхідністю рішення специфічних проблем цього типу дисперсних систем, а саме забезпечення стабільності їх властивостей в часі і при дії агресивних чинників у свердловині, якими є [26]:

- втрата частини дисперсійного середовища при фільтратовіддачі на межі свердловина-пласт;
- забруднення водою пласта і гідрофільною твердою фазою;
- розрідження і загущення відповідно при високих і низьких температурах.

Існує два чинника, характерних для усіх вуглеводневих рідин, використовуваних як основа ЕР (нафта, дизельне паливо, мінеральні і синтетичні масла), - їх вислипливість і дуже істотна залежність в'язкості розчину від температури. Найістотнішим чинником є сильне падіння в'язкості, динамічної і статичної напруги зрушення (СНЗ) ЕР при збільшенні температури, що призводить до помітного погіршення якості очищення ствола горизонтальних свердловин, осадження шламу і обважнювача, зростання коефіцієнта тертя, виникнення затягувань і посадок інструменту, прихватів.

Виходячи з вищевикладеного, можна зробити висновок про важливість і необхідність вирішення проблеми підвищення якості традиційних рецептур ЕР. Для вирішення цієї проблеми потрібний ретельний підбір вуглеводневої основи і емульгатора, розробка технології стабілізації профілю реології розчину за рахунок введення добавок, що збільшують в'язкість вуглеводневих рідин із зростанням температури.

3.2 Вимоги до емульсійних розчинів

До емульсійних розчинів пред'являється як ряд загальних вимог, сформульованих А.М. Булатовим [27], характерних для будь-яких бурових промивальних рідин, так і ряд специфічних вимог. Відповідно до сучасних представлень ЕР повинен володіти:

1 Щільністю, регульованою в широких межах, від 870 кг/м^3 - для розчину порід з низькими тисками пластів, до 1750 кг/м^3 - для розчину геомеханічних нестійких порід, а також пластів з аномально високими тисками;

2 Регульованими в широкому діапазоні показниками реологічних властивостей, що необхідно для ефективного вивезення шламу зі свердловин складного профілю. При цьому здатність ЕР повинна регулюватися переважно за рахунок збільшення показників динамічної в'язкості при низьких швидкостях зрушення (ВНШЗ) і динамічної напруги зрушення, а не показника пластичної в'язкості. Крім того, необхідно прагнути, щоб реологічні властивості ЕР чинили мінімальний вплив на еквівалентну циркуляційну щільність розчину і не викликали надлишкових гідродинамічних тисків. Напевно, що ЕР повинні мати досить високу міру псевдопластичності. Згідно з досвідом застосування ЕР показники пластичної в'язкості ЕР при кімнатній температурі не повинні перевищувати $90 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, показники динамічної напруги зрушення повинні знаходитися в діапазоні $80\text{-}220 \text{ дПа}$, показники ВНШЗ - не менше $14000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ (при швидкості зрушення $\sim 0,5 \text{ с}^{-1}$);

3 Низьким показником фільтрації, як при нормальних температурах, так і при підвищених температурах (до 150°C) і перепадах тисків (до $3,5 \text{ МПа}$), оскільки великі втрати дорогої вуглеводневої фази розчину при фільтрації неприйнятні. Показник фільтрації при $\Delta P = 0,7 \text{ МПа}$ і $T = 25^\circ\text{C}$ не повинен перевищувати $3 \text{ см}^3/30\text{хв.}$, а при $\Delta P = 3,5 \text{ МПа}$ і $T = 150^\circ\text{C}$ - $8\text{-}10 \text{ см}^3/30\text{хв.}$;

4 Високою агрегативною стійкістю, що характеризується збереженням достатнього показника електростабільності емульсії протягом тривалого часу, у тому числі при зміні виробничих умов (попаданні в ЕР води пласта, цементу, бурового шламу, підвищенні температури та ін.);

5 Високою седиментаційною стійкістю протягом тривалого часу, а також прийнятними значеннями показників структурно-механічних властивостей, достатніми для утримання в розчині обважнювачів і бурового шламу. Показник СНЗ через 10 хв має бути не менше 20 дПа ;

6 Високою термостійкістю - вище 170°C ;

7 Стабільністю необхідних (робочих) показників властивостей реологій і

структурно-механічних в широкому інтервалі температур (20...150°C);

8 Високими показниками інгібуючих властивостей по відношенню до порід, що складають розтин свердловин;

9 Високими властивостями пропускоси і антифрикційними;

10 Низькою корозійною активністю;

11 Здатністю не чинити негативного впливу на фільтраційні властивості продуктивного пласта;

12 Відносною недефіцитністю початкових хімічних реагентів, простотою (технологічністю) приготування і застосування;

13 Прийнятною вартістю;

14 Екологічною безпекою по відношенню до довкілля і обслуговуючого персоналу;

15 Складом і властивостями, які є відповідними правилам техніки безпеки робіт, низькою пожежою і вибухонебезпеці;

16 Тривалою стабільністю властивостей з метою повторного використання.

3.2. Обґрунтування складу і властивостей дисперсійного середовища емульсійних розчинів

Для обґрунтування складу ЕР необхідно зробити вибір його основи. Такою основою є вуглеводневі рідини (ВВР). Критерієм вибору є експлуатаційні властивості ВВР, які потенційно можуть бути використані як дисперсійні середовища для приготування ЕР. Дослідження проведені за методикою викладеною в [28] на зразках мінеральних мастил різного призначення:

- дизельного і суднового палива;

- середнев'язкої і маловязкої нафти;

- рослинної соняшникової олії;

- поліальфаолефінових речовин, що є основою для виробництва синтетичних мастил.

Результати лабораторних досліджень властивостей початкових ВВР представлені в табл. 3.1.

Аналіз результатів досліджень показав, що більшість мінеральних мастил мають високу температуру спалаху і низьку температуру застигання. Ці показники є перевагою мінеральних мастил при виборі дисперсійного середовища ЕР, оскільки забезпечують ним технологічність і безпеку. Проте, ряд мастил (И-20А, И-40А, ИГВ-46В) спочатку мають високі показники ефективної в'язкості, тому їх застосування як вуглеводневе середовище ЕР є технологічно недоцільним.

На основі досліджених ВВР були приготовані ЕР з однаковим водомасляним співвідношенням - 50/50, яке є традиційним при виготовленні базових рецептур розчинів на основі дизельного палива. Як емульгатор використовувався реагент Домультал, що відноситься до класу аміно-амідних з'єднань, в об'ємній концентрації 3% (% об.), як водна фаза - насичений водний розчин хлористого кальцію.

Таблиця 3.1 - Експлуатаційні властивості вуглеводневих рідин

Вуглеводнева рідина	ρ , кг/м ³	УВ ₁₀₀ с	$\eta_{\text{эф.}}$ мПа×с	$\eta_{\text{вн.}}$ мПа×с	τ_0 , дПа	СНЗ дПа	T _{всп.} , °C	T _{заст.} , °C	VG
Дизельне паливо	833	3,0	2	2	0	0/0	6	-10	2
Суднове паливо	841	3,0	3,5	3	4,8	0/0	52	-13	2
Мастило гідравлічне ВГМЗ	874	14,0	36	35	9,6	5,1/5,1	164	-45	15
Мастило індустріальне И-8А	860	10,1	22,5	22	4,8	0/0,1	130	-15	10
Мастило індустріальне И-12А	862	11,6	33	32	9,6	5,1/5,1	196	-15	15
Мастило індустріальне И-20А	865	25,0	73	72	9,6	5,1/5,1	201	-15	32
Мастило індустріальне И-40А	881	47,4	135,5	134	14,4	5,1/10,2	222	-15	68
Мастило гідравлічне веретенне АУ	893	16,0	37	36	9,6	5,1/5,1	186	-45	15
Мастило гідравлічне МГЕ-46В	888	47,1	138,5	136	24,0	10,2/10,2	236	-32	46
Мастило мінеральне С- 9	868	8,2	20	20	0	0/0	160	-40	10
Мастило трансформаторне Т-1500У	885	8,1	20	20	0	0/0	135	-45	10
Основа масла АМТ- 300	960	9,2	22,5	22	4,8	0/0	177	-31	10
Мастило мінеральне Мінот- 12	880	7,0	11	11	0	0/0	81	-15	7
Мастило мінеральне Еколайт	875	7,2	12	12	0	0/0	102	-22	7
Поліальфаолефіни С12-С14	773	3,2	2	2	0	0/0	107	-36	3
Поліальфаолефіни С16-С18	787	3,8	4	3	9,6	0/0	98	+3	3
Мастило рослинне соняшникове	925	23,4	68	67	9,6	5,1/5,1	225	-18	32
Нафта середнев'язка	874	6,6	12,5	12	4,8	0/0	33	-3	-
Нафта малов'язка	825	5,0	6,5	6	4,8	0/0	25	-7	-

Примітка: VG - клас в'язкості ВВР відповідно до рекомендацій, вказаних в ІСО 3448-1992 [29].

Результати досліджень реологічних властивостей і агрегативної стійкості отриманих емульсій представлено в табл. 3.2. Вимір технологічних показників ЕР здійснено при $T = 22 \pm 2^\circ\text{C}$.

Таблиця 3.2 - Показники властивостей реологій і агрегативної стійкості ЕР при зміні виду дисперсійного середовища

Дисперсійне середовище ЕР	$УВ_{100},$ с	Φ_{600}	Φ_{300}	$\eta_{пл},$ мПа \times с	$\tau_0,$ дПа	СНЗ, дПа	$\Xi,$ В
Дизельне паливо	6,5	35	19	16	14,4	5,1/5,1	420
Суднове паливо	5,8	36	20	16	19,2	5,1/5,1	454
Масло гідравлічне ВГМЗ	59,8	>330	201	-	-	35,8/51,1	574
Масло індустриальне І-8А	40,4	242	130	12	86,4	20,4/20,4	760
Масло індустриальне І-12А	62,0	327	176	5	120,0	40,9/61,3	780
Масло індустриальне І-20А	165,0	>330	>330	-	-	112,4/117,5	750
Масло індустриальне І-40А	ні тече	>330	>330	-	-	286,2/301,5	698
Масло гідравлічне веретенне АУ	36,0	>330	241	-	-	5,3/81,8	870
Масло гідравлічне МГФ-46В	ні тече	>330	>330	-	-	429,2/434,4	528
Масло мінеральне С-9	37,0	242	132	10	105,6	25,6/35,8	630
Масло трансформаторне Т-1500У	34,0	223	120	103	81,6	15,3/20,4	775
Основа масла АМТ-300	35,0	230	124	106	86,4	20,4/20,4	750
Масло мінеральне Мінол-12	10,0	87	49	38	52,8	15,3/15,3	710
Масло мінеральне Еколайт	10,5	86	47	39	38,4	15,3/15,3	754
Поліальфаолефіни С12-С14	6,0	26	15	11	19,2	5,1/5,1	324
Поліальфаолефіни С16-С18	8,5	52	28	21	19,2	5,1/10,2	462
Масло рослинне соняшникове	28,5	94	55	39	76,8	40,9/46,0	10
Нафта середньої в'язкості	340,0	>330	>330	-	-	434,4/444,6	562
Нафта малої в'язкості	211,0	243	156	87	331,2	143,1/153,3	698

Примітка:

1. Вимір технологічних показників ЕР здійснено при $T = 22 \pm 2^\circ\text{C}$.
2. Умовна в'язкість ($УВ_{100}$) деяких ЕР після воронка ВВР-2 не заміряється (розчин не тече через капіляр воронки, крапає) - не текучий.
3. Неможливо вичислити пластичну в'язкість ($\eta_{пл}$) і динамічну напругу зрушення (τ_0) деяких ЕР, оскільки значення кутів повороту шкали ротаційного віскозиметра при частотах обертання гільзи, рівних 600 (Φ_{600}) і/або 300 об/хв (Φ_{300}), перевищують максимальне значення шкали приладу.

Результати експериментальних досліджень (табл. 3.1 та 3.2) підтвердили відомі літературні дані про безпосередній вплив в'язкісних характеристик початкових ВВР на показники умовної і пластичної в'язкості ЕР. При цьому для ЕР приготованих на основі нафт, міра зростання показників умовної і пластичної в'язкості відносно в'язкості початкової нафти істотно вище, ніж для ЕР на

основі дизельного палива і мастил. Зокрема, показники умовної в'язкості зворотних емульсій на основі мінеральних мастил збільшуються в 2-6 разу в порівнянні з аналогічними показниками початкових мастил, тоді як показники умовної в'язкості для ЕР на основі нафти зростають в 40-50 разів. Видно, це пов'язано з тим, що компоненти смолянисто-асфальтенів і парафінових нафт в системі розчину виконують функцію додаткових стабілізаторів, обумовлюючи підвищені структурно-механічні показники ЕР, приготованих на основі нафти.

Крім того, встановлено, що за інших рівних умов показники електростабільності для ЕР на основі мінеральних мастил вище, ніж аналогічні показники для ЕР на основі дизельного палива. Також виявлено, що емульгатори аміноамідного типу не дозволяють отримувати агрегативно-стійкі ЕР на основі рослинних олій. Про що свідчить низьке значення показника електростабільності емульсії ($\Theta = 10$ В). В цьому випадку як емульгатори слід застосовувати реагенти на основі солей високомолекулярних карбонових кислот, що є продуктами взаємодії цих кислот з гідроксидами лужних або лужноземельних металів (аніонні ПАВ).

З даних, приведених в табл. 3.1 і 3.2, очевидно, що для ЕР на основі ВВР з показником ефективної в'язкості більше $20 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ потрібне збільшення змісту вуглеводневої фази у складі емульсії, щоб показники пластичної в'язкості розчинів знаходилися в робочому діапазоні (до $90 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ при кімнатній температурі). Тому далі нами проведені експериментальні дослідження по підборі співвідношення фаз У:В в емульсіях на основі ВВР з різною в'язкістю.

Для систематизації ВВР по в'язкості доцільно використовувати класифікацію в'язкості індустріальних мастил за ІСО 3448-1992, яка передбачає ділення мастил по в'язкості на 20 класів. Кожному класу в'язкості відповідає свій діапазон кінематичної в'язкості, заміряної при $T = 40^\circ\text{C}$. Для більшості мастил (мінеральних, індустріальних, моторних) що промислово випускаються, згідно з цим стандартом клас в'язкості встановлено в паспорті на продукцію. Для ВВР, клас в'язкості яких не встановлено, він може бути легко враховано виходячи з кінематичної в'язкості.

Використання цієї класифікації дозволило об'єднати ВВР (табл. 3.2) в групи по в'язкості і для кожної такої групи визначити прийнятне співвідношення фаз У:В в емульсії. Такий підхід є досить раціональним, оскільки дозволяє скоротити кількість досліджень на початковому етапі при формуванні рецептури ЕР. У експериментах як емульгатор використовувався реагент Домультал (3% об.), як стабілізатор - ортанофільний бентоніт Консіт-А (0,2% об.), як водна фаза - насичений водний розчин хлористого кальцію $\rho = 1380-1400 \text{ кг/м}^3$. Результати досліджень по підборі водомастильного відношення ЕР на основі різних по кінематичній в'язкості ВВР приведено в табл. 3.3.

Встановлено, що найтехнологічніше прийнятне співвідношення фаз У:В в базових рецептурах ЕР з добавкою як стабілізатор тільки ортанофільного бентоніта, складає:

- при використанні ВВР з класом в'язкості 2 (кінематичною в'язкістю при 40°C - 1,98-2,42 мм²/с) - 50:50;
- при використанні ВВР з класом в'язкості 7 (6,12-7,48 мм²/с) - 60:40;

- при використанні ВВР з класом в'язкості 10 (9,0-11,0 мм/с) - 70:30;
- при використанні ВВР з класом в'язкості 15 (13,5-16,5 мм/с) - 85:15.

Красій Тетяна Ігорівна
Красій Тетяна Ігорівна
Красій Тетяна Ігорівна
Красій Тетяна Ігорівна
Красій Тетяна Ігорівна

Таблиця 3.3 - Вплив співвідношення фаз емульсії на технологічні показники властивостей ЕР з вуглеводневою основою різного класу в'язкості

Дисперсійне середовище ЕР	Клас в'язкості УЖ	Співвідношення фаз У:В	Величина показника властивостей ЕР									Фільтрат
			ρ , кг/м ³	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	СНЗ, дПа	K_c , с ⁻¹	Ξ , В	$K_{тр}$	$T_{сп}$, °С	Φ , см/30 хв	
ДТ	2	60:40	1050	17	10,2	5,1/5,1	60,0	531	-	83	3,6	ВВР
		50:50	1117	32	24,0	5,1/5,1	76,0	485	0,096	97	3,6	ВВР
		40:60	1161	67	124,8	25,0/25,1	186,3	402	-	104	4,0	ВВР + емульсія
Масило Еколайт	7	70:30	1028	24	4,8	5,1/5,1	20,0	825	-	108	2,9	ВВР
		60:40	1076	33	14,4	10,2/10,2	43,6	776	0,085	124	3,0	ВВР
		50:50	1127	58	100,8	20,4/20,4	173,8	658	-	127	3,2	ВВР
Масило Т-1500У	10	80:20	981	31	4,8	5,1/5,1	15,5	1025	-	135	3,2	ВВР
		70:30	1028	36	4,8	10,2/10,2	13,2	938	0,083	132	3,0	ВВР
		60:40	1069	47	24	20,4/20,4	51,1	867	-	138	3,0	ВВР
Масило ВМГЗ	15	85:15	956	40	4,8	10,2/15,3	12,0	1278	-	160	3,0	ВВР
		80:20	982	45	10,2	15,3/15,3	22,7	1191	0,077	165	3,0	ВВР
		70:30	1034	64	28,8	20,4/25,6	35,6	1119	-	164	3,2	ВВР

Примітка: вимір технологічних показників ЕР вироблений при $T = 22 \pm 2^\circ\text{C}$.

Проте, у випадках застосування рецептур ЕР, що не обважнюють, а також використання ЕР при підвищених температурах співвідношення У:В може коригуватися у бік збільшення водної фази.

Аналіз даних, приведених в табл. 3.3, також показав, що розчини приготовані на основі мінеральних мастил, мають вищу агрегативну стійкість і антифрикційні властивості в порівнянні з розчинами на основі палива, про що свідчать показники $\Delta K_{тр}$. Проте, отримані ЕР, що мають задовільні показники пластичної в'язкості, характеризуються досить високими показниками фільтрації і низькими показниками динамічної і статичної напруги зрушення. Очевидно, що для усунення цих недоліків в рецептуру ЕР необхідно додатково вводити реагенти, що мають стабілізуючу функцію як по фільтрації так і за структурно-механічними властивостями.

Таким чином, як дисперсійне середовище вибрані масла з класом в'язкості не більш 10: мінеральне Мастило Еколайт (ТУ 2458-012-38892610-2012); трансформаторне Мастило Т-1500У (ДСТУ 982-80, ТУ 38.401.58-107-94); мінеральне Мастило С-9 (ТУ 38.10133-01).

3.4 Обґрунтування виду і концентрації емульгатора ЕР

Фізико-хімічні властивості емульгаторів чинять істотний вплив на реологічні і структурно-механічні властивості отримуваних на їх основі ЕР. Усі емульгатори, що промислово випускаються, для приготування бурових розчинів можна умовно віднести до двох категорій:

- емульгатори на основі аміно-амідних з'єднань, що є сумішшю ефірів жирних кислот, амінів, амідів різної будови і складу (неіонні ПАВ);
- емульгатори на основі солей вищих карбонових (насичених і ненасичених), або нафтоєвих кислот, що є продуктами взаємодії цих кислот з гідроксидами лужних або лужноземельних металів, низькомолекулярних амінів або аміноспиртів (аніонні ПАВ).

Одним з недоліків емульгаторів другої категорії є необхідність підтримки і постійного контролю надлишку речовин в розчині для їх ефективного функціонування. Тому в роботі використанні таких емульгаторів не розглядалося.

З метою вивчення впливу виду емульгатора на властивості ЕР проведені дослідження найбільш доступних вітчизняних реагентів - емульгаторів для зворотних емульсій: Інверол, Оленол, ЭКС-М, Cleave марки С, Нефтенол НЗ, Алдінол-10, Richmole emulgator 700, Девон-4В марки А, СФГ- 1. За базу порівняння був взятий емульгатор Домульта, який є аналогом Емульта і є сумішшю складних ефірів вищих жирних кислот і багатомольних спиртів. Цей емульгатор широко застосовується на родовищах ДДЗ у складі розчинів на основі дизельного палива, стабілізованих органічним інітом. Результати досліджень емульгаторів представлені в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 - Технологічні параметри ЕР виготовлених на основі емульгаторів

Найменування емульгатора	Значення показників властивостей ЕР						
	Э, В	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	СНЗ, дПа	K_c , с ⁻¹	Φ , см/30 хв	С, %
Домультал	867	47	24	20,4/20,4	51,1	3,0	0
Інверол	906	44	72	25,6/30,7	163,6	2,4	0
Оленол	568	58	48	15,3/20,4	82,8	4,4	2
ЭКС-М	320	55	9,6	10,2/10,2	17,5	5,2	8
Cleave марки С	842	50	82	20,4/20,4	124,0	3,2	0
Нефтенол НЗ	425	41	19,2	10,2/10,2	46,8	5,6	5
Алдінол- 10	160	51	100,8	25,6/30,7	197,6	3,6	2
Richmole Emulgator 700	498	61	33,6	20,4/25,6	55,1	3,4	3
Девон-4В марки А	180	41	115,2	30,7/35,8	281,0	3,4	0
СЭТ-1	456	46	120,0	30,7/35,8	260,9	3,8	4

Примітка:

1. Склад ЕР (% об): трансформаторне Масло Т-1500У - 58,1%; емульгатор - 3%; органікеліт Консіт-А - 0,2%; насичений розчин хлориду кальцію ($\rho = 1390 \text{ кг/л}^\circ$) - 38,7%. Співвідношення фаз У:В = 60:40.

2. Вимір технологічних показників ЕР виконано при $T = 22 \pm 2^\circ\text{C}$.

Основною функцією емульгатора в системі є забезпечення агрегативної і кінетичної стійкості емульсії. Тому критеріями ефективності емульгаторів вибрані показник електростабільності емульсій Э, а також показник седиментаційної стабільності до відділення вуглеводневого середовища С. Седиментаційну стабільність ЕР до відділення вуглеводневого середовища оцінювали по кількості дисперсійного середовища, що відокремлюється в статичних умовах, з об'єму емульсії за 24 години при кімнатній температурі. Показник С розчину розраховано по формулі [29]

де: $V_{дс}$ - об'єм дисперсійного середовища, що відокремлюється, см³;

$V_{ем}$ - загальний об'єм емульсії, см³.

Крім того, при виборі емульгатора враховувалася його багатфункціональність, тобто здатність надавати ЕР додаткові позитивні властивості, а саме знижені показники Φ і $\eta_{пл}$, підвищені показники τ_0 , СНЗ і K_c .

Аналіз даних, приведених в табл. 3.4, показав наступне:

- ЕР на основі емульгаторів Алдінол-10 і Девон-4В марки А мають низькі показники електростабільності (нижче 200 В);
- незважаючи на задовільні показники електростабільності, в ЕР на ос-

нові реагенти Оленол, ЭКС-М, Нефтенол НЗ, Richmole 700, СЭТ- 1 після добової витримки візуально спостерігається відділення вуглеводневої фази, що говорить про недостатню кінетичну стійкість розчинів. Крім того, ЕР на основі цих реагентів мають вищі показники фільтрації в порівнянні з базовим розчином на основі Домультала.

- емульгатор Cleave марку С має неприємний дратівливий запах, оскільки містить в складі як вуглеводневий розчинник бензол. Цей реагент при використанні в промислових умовах може мати високу небезпеку для здоров'я обслуговуючого персоналу.

- використання емульгатора Інверол є найбільш прийнятним, оскільки ЕР, приготовані на його основі за стандартних умов мають задовільні показники електростабільності і седиментації, знижені показники $\Phi_{пл}$, підвищені показники τ_0 , СНЗ і K_C в порівнянні з базовим розчином на основі Домультала.

Збільшення концентрації емульгаторів призводить до зростання показника електростабільності і зниження показника фільтрації ЕР. Проте, при збільшенні концентрації емульгаторів більше 3% інтенсивність зміни як показника Φ , так і показника Φ значно знижується. За інших рівних умов емульгатор Інверол дозволяє отримувати якісніші ЕР за агрегативної стійкості за Φ по фільтрації. Таким чином, найбільш прийятна концентрація емульгатора Інверол в розчині, що не обважнює без твердої фази складає 3% об., а подальше збільшення його концентрації доміє не тільки при збільшенні вмісту дисперсної (водною або твердою) фази в розчині.

Однією з важливих характеристик емульгаторів є їх термостійкість. Термостійкість ЕР необхідно враховувати особливо при бурінні свердловин з високими вибірими температурами. Тому нами проведені дослідження за визначенням термостійкості ЕР на основі емульгатора Інверол. За базу порівняння використовували емульгатор Домультал. Методика випробувань полягала в наступному. Готували ЕР із співвідношенням фаз У:В рівним 60:40, по рецептурі (% об.): Мاستило Т-1500У - 58,1; емульгатор - 3; органобентонит - 0,2; насичений розчин $CaCl_2$ - 38,7. Виробляли вимір показника електростабільності розчину. Далі об'єм розчину ділили на 4 порції кожна з порцій заливали в герметичний середок старіння (бомбу) і термостатировали в печі при різних температурах: 50, 75, 100, 120°C, протягом 24 годин. Після термостатування візуально визначали зміну стану емульсії в кожній порції розчину і заміряли показники електростабільності.

Таким чином, цим емульгатор вибраний реагент Інверол (ТУ 2458-060-40912231-2010), що є сумішшю аміноэфірів і амідів жирних кислот у вуглеводневому розчиннику. Переважна концентрація реагенту в розчині складає 3% об. Цей емульгатор забезпечує розчину високу агрегативну і кінетичну стійкість, прийнятні значення показників реологічних і фільтраційних властивостей. Проте, термостійкість ЕР на його основі обмежена 120°C і, на нашу думку, є недостатньою для буріння високо температурних свердловин.

3.5 Обґрунтування рецептури ЕР

З метою уточнення концентрації синтетичного латексу (СЛ, X_1) і діоксано-вих спиртів (ДС, X_2) у складі ЕР в умовах підвищення температур (T , X_3) проведено планування експерименту по методу Бокса-Уілсона [6]. За базу використовували наступну рецептуру ЕР (% об.) : мінеральне Мастило Еколайт - 58,1; Інверол - 3; органіобентоніт - 0,2; насичений розчин CaCl_2 - 38,7; співвідношення фаз У:В = 60:40.

Рівні значення варійованих чинників, їх кодові і натуральні позначення приведені в табл. 3.5. У табл. 3.6 приведена матриця планування багатофакторного експерименту.

Таблиця 3.5 - Рівні значення варійованих чинників

Рівні варійованих чинників	Кодове позначення	Чинники		
		X_1 (СЛ, %)	X_2 (ДС, %)	X_3 (Т, °С)
Основний	X_{i0}	3	1,75	90
Інтервал варіювання	ΔX_{i0}	2	1,25	70
Верхній	+1	5	3	160
Нижній	-1	1	0,5	20

Таблиця 3.6 - Матриця планування експерименту

Номер досвіду	X_1	X_2	X_3	$X_1 X_2$	$X_1 X_3$	$X_2 X_3$	$X_1 X_2 X_3$
1	+1	-1	-1	+1	+1	+1	-1
2	+1	+1	-1	-1	-1	+1	+1
3	+1	-1	+1	-1	-1	-1	+1
4	+1	+1	+1	+1	-1	-1	-1
5	-1	-1	+1	+1	-1	-1	+1
6	-1	+1	-1	+1	-1	-1	-1
7	+1	-1	+1	+1	-1	+1	-1
8	+1	+1	-1	+1	+1	+1	+1

Як вихідні параметри прийняті показник статичної напруги зрушення через 10 секунд спокою СНЗ і коефіцієнт коагуляційного структуроутворення K_C вищезгаданого ЕР. Показники СНЗ, $\eta_{пл}$ і τ_0 для обчислення K_C визначалися за допомогою вискозиметра високого тиску і температури печі. Кожен досвід повторювався три рази. Результати дослідів приведені в табл. 3.7 і 3.8.

Обробка результатів планованого експерименту дозволила отримати рівняння регресії :

$$- \text{СНЗ} = 4,39 + 13,39 X_1 - 1,21 X_2 - 0,05 X_3 + 0,16 X_1 X_2 - 0,04 X_1 X_3 + 0,04 X_1 X_2 X_3$$

(узагальнений коефіцієнт детерміації $R^2 = 0,948$);

$$- K_C = 91,35 + 12,79 X_1 - 9,42 X_2 + 0,63 X_3 + 2,90 X_1 X_2 - 0,20 X_2 X_3 + 0,12 X_1 X_2 X_3$$

(узагальнений коефіцієнт детерміації $R^2 = 0,963$).

Таблиця 3.7 - Результати дослідів по вихідному параметру СНЗ

Номер досвіду	Значення вихідного параметра СНЗ			
	$Y_{и1}$	$Y_{и2}$	$Y_{и3}$	—
1	15,33	15,33	15,33	15,33
2	71,54	66,43	66,43	68,13
3	10,22	15,33	10,22	11,92
4	71,54	76,65	76,65	74,95
5	5,11	2,56	5,11	4,26
6	51,10	51,10	45,99	49,40
7	7,67	10,22	5,11	7,67
8	120	122,64	127,75	123,46

Таблиця 3.8 - Результати дослідів планованого експерименту по вихідному параметру К

Номер досвіду	Значення вихідного параметра, К			
	$Y_{и1}$	$Y_{и2}$	$Y_{и3}$	—
1	122,7907	125,7143	117,0732	121,8594
2	222,0303	220,8000	216,1000	220,0101
3	98,8235	96,0000	109,7143	101,5126
4	258,4615	252,0000	246,0000	252,1538
5	280,0000	251,6667	274,5455	268,7374
6	645,5172	638,5714	651,4286	655,1724
7	240,0000	228,5714	192,0000	220,1905
8	864,0000	800,0000	807,5923	823,8974

Аналіз отриманих рівнянь регресії виробляється по дослідженню поверхні "відгуку" - значенням вихідних параметрів при різних значеннях змінних X_1 , X_2 , X_3 . Проведений аналіз рівнянь дозволив уточнити концентрації синтетичного латексу і діоксанових спиртів у складі ЕР: СЛ - 2÷4%, ДС - 1÷2%. Наприклад, стосовно термобаричних умов Семереньковського родовища, для якого характерна температура пласта близько 90°C, уточнені концентрації компонентів складають: СЛ - 2,9%, ДС - 2,0%.

Таким чином, на основі результатів регресійного аналізу уточнені концентрації синтетичного латексу і діоксанових спиртів у складі ЕР, найкращі показники статичної напруги зрушення і коефіцієнта коагуляційного структуроутворення, що забезпечують розчину.

За результатами експериментальних досліджень, розроблена рецептура низкотоксичного емульсійного розчину такою, що складається з синтетичного латексу і діоксанових спиртів, для промивання свердловин в складних умовах буріння. Як приклад в табл. 3.9 приведена вдосконалена рецептура ЕР із співвідношенням фаз У:В, рівним 60:40.

Таблиця 3.9 - Приклад вдосконаленої рецептури ЕР на основі термопластичної композиції

Найменування компонента	Призначення компонента	Концентрація компонента в 1 м ³ розчину
Масило Еколайт	Дисперсійне середовище (малов'язке мінеральне масло)	550 л
Інверол	Емульгатор	30 л
Корелат	Термопластична композиція (регулювальник властивостей реологій і структурно-механічних, термостабілізатор)	40 л
Флоторреагент-оксаль Т-92		20 л
Насичений водний розчин CaCl ₂	Дисперсна фаза	368 л
Органобентоніт Консіт А	Понижувач фільтрації, коркообразуючий реагент	5 кг
Пента-467	Піногасник	0,3 л
Барій мармурова крихта	Обважнювач	до необхідної щільності

У рецептуру ЕР входять низкотоксична вуглеводнева рідина, емульгатор, термопластична композиція, органобентоніт і водна фаза, додатково можуть входити піногасник і обважнювач. Як вуглеводнева рідина рекомендується використовувати малов'язкі мінеральні масла з класом в'язкості по ІСО 3448-1992 не більше ІІ; мінеральне Масило Еколайт, трансформаторне Масило Т-1500У, мінеральне Масило С-9. Тер важке співвідношення фаз У:В при використанні масла Еколайт складає 60:40, при використанні масил Т-1500У і С-9 - 70:30. Як емульгатор пропонується використовувати реагент Інверол, що є сумішшю аміноэфірів і ам до в жирних кислот у вуглеводневому розчиннику. Цей емульгатор забезпечує розчину високу агрегативну і кінетичну стійкість, задовільні властивості реологій і фільтраційних. Як дисперсна фаза рекомендується використовувати насичені водні розчини CaCl₂ і Ca(NO₃)₂, застосування яких забезпечує ЕР вищі властивості, що інгібують, і агрегативну стійкість. Завдяки хорошим коркообразуючим властивостям органобентоніта пропонується використовувати його в рецептурі ЕР в малих концентраціях як додатковий понижувач фільтрації. Як основний структуроутворювач, а також стабілізатор, структурно-механічних і фільтраційних властивостей реологій ЕР рекомендується використовувати запропоновану термопластичну композицію, що складається з синтетичного латексу і діоксанових спиртів. На відміну від традиційно вживаних як структуроутворювачі органіфільних бентонітів, які різко піднімають в'язкість зворотних емульсій, розроблена термопластична композиція діє цілеспрямовано на підвищення показників динамічного, статичного напруження зрушення і в'язкості при низьких швидкостях зрушення, при цьому, практично не збільшуючи показники пластичної і ефективної в'язкості. Крім того, добавка ці-

єї композиції здатна стабілізувати властивості реологій розчинів при підвищенні температури, тобто зберігати що несе і утримує здатності розчинів незалежно від коливань температури у свердловині, знижувати показник фільтрації і підвищувати загальну термостійкість ЕР.

Красій Тетяна Ігорівна
Красій Тетяна Ігорівна
Красій Тетяна Ігорівна
Красій Тетяна Ігорівна
Красій Тетяна Ігорівна
Красій Тетяна Ігорівна

4 ОРГАНІЗАЦІЯ РОБІТ І КОШТОРИС IX ВИРОБНИЦТВА

При визначенні кошторисної вартості матеріальних ресурсів і послуг слід керуватися наступним [15].

1. Кошторисна вартість матеріалів, вживаних при будівництві свердловин, визначається згідно з вимотами збірки ЕРЕР на будівництво свердловин.

2. Витрата електроенергії, доліт, обсадних труб, компоновання колони, технологічних матеріалів і технічної води приймається з робочого проекту, розрахований згідно з вимогами справжньої Інструкції.

3. Вартість електричної енергії визначається по одно- або двухтарифному тарифу залежно від порядку встановленого для району будівництва свердловини; при одностарифному тарифі враховується вартість спожитої електроенергії в кВт х ч; при двухтарифному тарифі враховується вартість спожитої електроенергії в кВт х ч і плата за заявлену потужність в кВт, включаючи заявлену потужність трансформаторів. Вартість 1 кВт х ч приймається по тарифах на електроенергію, що відпускається енергосистемами. Вартість електроенергії, обумовлена заявленою потужністю, розраховується по заявленій потужності в кВт і відповідним тарифам. Вартість з'єднання високовольтної (будівельної) мережі визначається на основі калькуляцій, затверджених в установленому порядку з розрахунку на 1 день-сутки.

4. Вартість доліт визначається виходячи з кількості, розрахованої в робочому проекті, і гуртових цін (у разі відсутності - по бухгалтерській довідці) з урахуванням транспортно-заготівельних витрат. При бурінні свердловин алмазними долотами враховується вартість повернення алмазів, згідно Інструкції по бурінню свердловин із застосуванням алмазних доліт.

5. Вартість зносу елементів компоновання низу бурової колони, за винятком доліт, УБТ і забійних двигунів приймається по встановлених нормах зносу і за гуртовими цінами відповідних преїскурантів (при їх відсутності - по бухгалтерській довідці) з урахуванням транспортно-заготівельних витрат.

6. Вартість мінеральних обсадних і насосно-компресорних труб визначається з урахуванням групи міцності, групи виконання, діаметрів, товщини стінок і довжини, розрахованої в робочому проекті, за гуртовими цінами на 1 м труб з нарахуванням транспортно-заготівельних витрат. При розрахунку вартості труб коефіцієнти на допуск при постачанні і запас не застосовуються. У разі, якщо гуртові ціни вітчизняних труб, що приймаються, вище граничних, то їх вартість розраховується згідно п. 19 Загальних станів збірки ЕРЕР на будівництво свердловин.

7. Вартість черевиків, пробок, зворотних клапанів, пакерів, ліхтарів, спецпереводників і усіх інших елементів технологічного оснащення визначається за гуртовими цінами, за відсутності - по бухгалтерській довідці, з урахуванням транспортно-заготівельних витрат.

8. Витрати по витраті технічної води для потреб свердловини визначаються за даними робочого проекту. При застосуванні як буровий розчин води витрата її в інтервалах буріння приймається з урахуванням тривалості довшаного. Вартість 1 м³ технічної води приймається за затвердженими цінами або визначається

ся по калькуляції, затвердженій об'єднанням. Передбачаються витрати на транспортування води.

9. Вартість змісту турбодоліт (турбобурів з порожнистим валом) з взірною ґрунтоноскою і кернорвачем передбачає розцінками на зміст комплексу турбобурів і додатково не приймається. Вартість снаряда "Надра" та ін. приймається виходячи з його вартості з урахуванням транспортно-заготівельних витрат, нормативній тривалості його роботи по паспорту і часу доданого з відбором керна.

10. Кошторисна вартість устаткування, на яке в збірці ЕРЕР на будівництво свердловин відсутня добова амортизація, визначається:

серійного, освоєного промислою істою устаткування - за затвердженими в установленому порядку гуртовими цінами. При цьому уперше введеними гуртовими цінами вважаються гуртові ціни, опубліковані в доповненнях до діючих прейскурантів, в позиціях яких в порівнянні з позиціями основного прейскуранта внесені зміни хоч би в одному з параметрів устаткування (найменування, тип (марка) номер стандарту або технічних умов, технічна характеристика устаткування);

серійного, знову освоюваного промисловою істою устаткування - за лімітними цінами, розрахованими на підставі затверджених лімітних цін на знову освоюване устаткування;

імпортного устаткування при відповідності його техніко-економічних характеристик вимогам стандартів або технічних умов, на основі діючих гуртових цін на аналогічне устаткування вітчизняного виробництва з урахуванням надбавок або коефіцієнтів, що підвищують, що враховують якісніше виконання або поліпшення споживчих властивостей імпортного устаткування;

11. Порядок визначення кошторисної вартості матеріалів і конструкцій, що отримуються по імпорту, аналогічний порядку визначення вартості імпортного устаткування.

12. При визначенні в кошторисній документації витрат на імпортне устаткування, інструмент, матеріали і запчастини слід керуватися п. 19 Загальної частини збірки ЕРЕР на будівництво свердловин. Якщо вартість менше або рівна граничній, то ці витрати передбачаються у складі прямих витрат відповідних кошторисних розрахунків.

13. При застосуванні виробів власного виготовлення витрати визначаються за гуртовою ціною (калькуляції), що складається і стверджуваний в порядку, встановленому міністерством. Гуртова ціна (калькуляція) металоконструкцій встановлюється на 1 т цих виробів. У кошторисній документації на гуртові ціни (калькуляції) транспортно-заготівельні витрати не нараховуються.

14. Транспортування вахт усіма видами транспорту, окрім авіатранспорту, річкового і морського транспорту, що орендується, визначається в кошторисних розрахунках.

15. Витрати на транспортування машин і механізмів при виконанні підготовчих робіт до будівництва свердловин, первинному і повторному монтажі, пересуваннях і бурінні свердловини приймаються з коефіцієнтом 2 (перевезен-

ня в обидва кінці). При виконанні розбирання і демонтажних робіт - приймається коефіцієнт 1 (0,5 x 2).

16. Транспортні витрати у випадках, коли доставка вантажів від баз (підбаз) УПТОиКО і баз (підбаз) бурової організації до свердловини виробляється декількома видами транспорту, окрім повітря, або проходить через декілька перевалочних баз, визначаються виходячи з калькуляції вартості доставки однієї тонни вантажу змішаним транспортом.

17. Витрати по транспортуванню вантажів для власне будівництва свердловин, передбачених кошторисними розрахунками, наземним, у тому числі залізничним, річковим і морським транспортом до баз (підбаз) УБР (УРБ), експедиції, партії дозволяється визнавати за окремим кошторисним розрахунком і включити в звітний кошторисний розрахунок після глави окремим рядком. У кошторисному розрахунку витрати на поповнення парку баз (підбаз) не передбачаються.

При цьому у відповідних кошторисних розрахунках витрати по транспортуванню вантажів передбачаються тільки від баз (підбаз) УБР (УРБ), експедиції, партії до свердловин.

РОБОЧИЙ ПРОЕКТ

на буріння розвідувальної свердловини Семеренківське родовище.

Мета робіт	розвідка
Спосіб буріння	роторний
Вид буріння	вертикальний
Місце	розташування лушачи
Вид енергії	дизпаливо
Бурова установка	Уралмаш УД- 76
Глибина свердловини	4500
Швидкість буріння	508 м/стан.-мес
<i>Тривалість циклу</i>	
будівництва свердловини, сут	195,1
• будівельно-монтажні роботи	57,2
• підготовчі роботи до буріння	7,8
• буріння	87,3
• кріплення	25,1
• випробування	17,7
у тому числі:	
- в експлуатаційній колоні	10,6
- у відкритому стволі	7,1
<i>Конструкція свердловини</i>	
• напрям	426мм×10м
• кондуктор	324мм×350м
• проміжна колона	245мм×2450м
• експлуатаційна колона	146мм×4500м

Техніко-економічні показники буріння свердловини

I. Розрахунок швидкостей буріння

Баланс календарного часу і його окремі елементи служать основою для визначення швидкостей буріння, які відображують темпи будівництва свердловини.

1. Середня механічна швидкість проходження по свердловині

$$=4500/2095,2=2,15 \text{ м/ч.}$$

де H_c - глибина свердловини; $t_{мб}$ - час механічного буріння.

2. Середня рейсова швидкість проходження по свердловині

$$=4500/(2095,2+937+81)=1,44 \text{ м/год.}$$

де H_c - глибина свердловини; $t_{мб}$ - час механічного буріння; $t_{сп}$ - час на СПО; $t_{нар}$ - час на наרוшування.

3. Технічна швидкість буріння, яка визначається відношенням довжини ствола свердловини до продуктивного часу в м/ст-міс.

$$=720*4500/789,6=1034,7 \text{ м/ст-міс.}$$

де, 720 - тривалість одного ст-міс буріння в годинах; $t_{пр}$ - продуктивний час буріння.

4. Комерційна швидкість буріння визначається як відношення довжини ствола до календарного часу буріння в м/ст-міс.

$$=30*4500/232=581,9 \text{ м/ст-міс.}$$

де $t_{бк}$ - час буріння і кріплення;

5. Циклічна швидкість буріння це відношення довжини ствола свердловини до тривалості циклу будівництва в м/верс-міс.

$$= \frac{H_c}{t_{цик}}, \text{ (м/ст-міс),}$$

$$V_{цик}=30*4500/337=400,6 \text{ м/ст-міс.}$$

де $t_{цик}$ - тривалість циклу будівництва свердловини

II. Розрахунок витрат матеріалів.

1. Витрати цементу $Q_{ц} = 63,89/4500=0,036 \text{ т/м.}$

2. Витрати металу $V_{м} = 43,86/4500=0,0097 \text{ т/м.}$

3. Витрати хімреагентів $Q_{хр} = 342,1/4500=0,076 \text{ т/м}$

де $Q_{ц}$ - витрати цементу; $G_{об}$ - вага обсадних труб; $Q_{хр}$ - кількість хімреагентів.

III. Розрахунок вартості 1 метра будівництва свердловини.

Вартість одного метра будівництва визначається по формулі:

$$= (24980847 - 142334) / 4500 = 5519,67 \text{ грн./м}$$

де $B_{пр}$ - витрати прями;

$P_{ов}$ - повернення матеріалів;

$K_{попр}$ - поправочний коефіцієнт;

D_o - індексація.

Таблиця 4.1 - Звідний розрахунок вартості будівництва свердловини

Найменування робіт і витрат	Вартість, усього		
	У цінах 1991 року		У поточних цінах, грн.
	Прямі витрати, грн.	В т.ч. оренди з/плати робітників	
1	2	3	4
Глава 1. Підготовчі роботи до будівництва			
Розбирання До=0,1	3115,30	311,39	
Разом	3115,30		
Транспорт 9,8%	14468,30	311,39	
Разом по гл. 1	1417,89		
Глава 2. Будівництво і розбирання вишки, привишкові будівлі., монтаж і демонт. БУ	15886,19	311,39	408275,17
Будівництво і монтаж			
Розбирання і демонт. До=0,2	7201,00	630,01	
Разом	1740,20		
Транспорт 9,8%	2641,20		
Разом по гл. 2	846,84		
Глава 3. Буріння і кріплення свердловини	9488,04	630,01	243842,57
Буріння свердловини			
Кріплення свердловини	125080,00	6754,00	
Разом	142354,00	2981,86	
Транспорт 9,8%	267434,00		
Разом по гл. 3	26208,52		
Глава 4. Випробування вкв. на продуктивність	203042,53	9235,86	7546613,07
Обв'язування ширла свердловини			
Випробування вкв. на продуктивність	811,00	21,60	
Разом	8735,00	766,23	40,60
Транспорт 9,8%	9546,00		
Разом по гл. 4	935,61		
Глава 5. Додаткові витрати при будівництві в зимовий час 0,8%	10481,51	825,86	269374,76
Разом	202,99	7,53	5216,94
Разом по гл. 1-5	329701,26	11010,65	8473323,51
Глава 6. Накладні витрати 26,0%	85722,33		2203063,85
Глава 7. Планові накопичення 20,9%	65940,25		1694664,50
Разом по гл. 1-7	481363,85	11010,65	12371050,86
Глава 8. Інші роботи і витрати			
Платежі по страховим внескам 3,0%	14440,92		371131,53
Виплата премій 2,2%	10590,00		272163,12
Польове постачання 2,3%	11077,37		284534,17
Лабораторні роботи 0,15%	722,05		18556,58
Охорона пожежля	10633,18	21,27	273272,61
Рекультивція	1337,12		34364,03
Разом по гл. 8	48794,63	21,27	1254022,03
Разом по гл. 1-8	530158,48	11031,91	13625072,89

Продовження таблиці. 4.1

1	2	3	4
Глава 9. Авторський нагляд 0,2%	1060,32		27250,15
Глава 10. Резерв на непередбачені роботи 5,0%	26507,92		681253,64
Разом по гл. 1-10 (у цінах 91 г.)	557726,72	11031,91	
Індекс дорожчання до ціт 91 г. До=25,7			
Разом по гл. 1-10 (у поточних цінах)		283520,19	14333576,68
Глава 11. Доп. витрати в поточних цінах			
Оренда землі			56345,00
Геоекологічний моніторинг			41103,00
Чергування інженерів СКВО			16949,15
Виготовлення Технічного паспорту			12456,00
Інженерне супроводж. (супервайзер)			321503,00
Інженерні дослідження			25300,00
Оформлення землі			7632,00
Плата за розміщення відходів			47052,00
Платежі за викиди в атмосферу			81,00
Майданчик для свердловини			1125661,80
Підвезення води автоцистернами на 10 км			3551,00
Під'їзна технологічна дорога			341256,00
Втрати сільгосп. виробництва			18532,00
Пробіг К. Лабораторії на 170 км			765,00
Програма по розширенню			1234423,00
Проектні роботи, в т.ч. узгодження			22142,00
Промислово-геофізичні роботи			552145,00
Пуско-налагоджувальні роботи			87523,00
Радіаційний контроль			9541,00
Реєстрація			10523,00
Сервісні послуги "Еколог"			50000,00
Зміст шламосховища			101353,00
Технологічна дорога і майданчик			126566,00
Збиток госохозказнику			0,00
Збиток ПНВХ			246658,00
експертиза проекту			354113,00
Разом по гл. 11			4893172,95
Разом по гл. 1-11			19226749,63
ПДВ 20,0%			3845349,93
Всього за кошторисним розрахунком			23072099,55

Вартість устаткування, що придбавалося замовником, :	
колонна голівка типу ОКК2- 35-168*245*324	86441
противибросове устаткування ОП2- 230*35	454521,00
універсальний превентор: ПУ1- 230*35.	245365,00
Плащечний превентор: ППГ- 230*35	154329,00
Манифольд: МПБ2- 80*35	245663,00
Разом:	1186483,00
ПДВ 20% :	237296,60
ВСЬОГО:	1423779,60

Разом, витрати на свердловину з урахуванням устаткування	
що придбавалося замовником складає	24495870,15
Зміст служби замовника	434368,59
ВСЬОГО витрат на свердловину:	24980247,74

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 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 - XIII; Земельного кодексу України, затвердженим БРЕШУ 25.10.01 №2196 - XII; Водного кодексу України, затвердженим БРЕШУ 06.06.95 №23795-ВР; Кодексу законів про працю України, затвердженої 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 № 1244, Закону України "Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування від нещасного випадку на виробництві 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.

5.2 Основні вимоги до охорони праці

- 5.2.1. 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 охорони праці відповідно до вимог ДНАОП 0.00-4.12-92.
- 5.2.2. Забороняється праця жінок по професії з шкідливими і важкими умовами праці згідно ст. 10 Закону України "Про охорону праці" і ДНАОП 0.03-8.08-93. Відповідно до атестації робітників проведеної згідно вимог Постанови КМУ від 01.08.92 № 442 "Про порядок проведення атестації робочих місць за умовами праці" до робіт пов'язаних з будівництвом свердловини допускаються жінки на посаді лаборантського колектора.
- 5.2.3. Згідно ст. 7 Закону України "Про охорону праці" 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".
- 5.2.4. Працівники бурової бригади, а також обслуговуючий персонал зайнятий на важких роботах, роботах з шкідливими або небезпечними умовами праці або таких, які вимагають професійного відбору 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'яз-

ковий профілактичний наркологічний огляд і порядок його проведення" від 06.11.97 № 1238, "Про затвердження Порядку проведення обов'язкових попередніх і періодичних психіатричних оглядів і переліку медичних психіатричних протипоказань відносно виконання окремих видів діяльності (робіт, професій, служби), які можуть представляти безпосередню небезпеку для особи, яка здійснює цю діяльність або оточення" від 27.09.2000 № 1465.

- 5.2.5. Забороняється допуск працівників до роботи у разі незаложливого висновку (його відсутності) медичної комісії відносно можливості продовжувати роботу по професії.
- 5.2.6. Для забезпечення виконання вимог безпеки і контролю стану охорони праці в управлінні мають бути призначені відповідальні посадові особи за стан охорони праці. Обов'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. №76, "Довідника кваліфікаційних характеристик професій працівників" Випуску 1, затвердженого наказом Міністерством праці і соціальної політики України від 16.02.98р. №24 і випуску 6 від 28.07.99р. На основі вищезгаданих нормативних актів в посадових інструкціях працівників управління мають бути відображені обов'язки відносно охорони праці.
- 5.2.7. 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.
- 5.2.8. 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 визначеними в "Єдиному переліку обов'язкового мінімуму плакатів по техніці безпеки на буровій установці глибокого буріння", затвердженого заступником міністра нафтової промисловості СРСР в 18.11.88 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 рухливих 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 повинно 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 привідне устаткування мають бути виконані відповідно до п. 5.5.12 ДНАОП 1.1.21-1.20-03 і заземлені, занулено відповідно до вимог ПУЭ, 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" 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 4Э (утв. "УкрнафтоНДІнста" в 10.12.1991 р.)
- перед проведенням будівельно-монтажних робіт необхідно мати планчик для монтажу бурової установки підготувати відповідно до п. 3.1.2 НПБ в 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'єкта.
- під час будівництва, перетягування, демонтажу бурової установки, перетягування блоків необхідно дотримуватися вимог "Заходів щодо безпечного будівництва, перетягування (стягування), демонтажі бурової установки, перетягування блоків" розроблених, узгоджених і затверджених у встановленому в управлінні порядку з урахуванням вищезгаданих і інших нормативних актів з питань охорони праці і пожежної безпеки.

При бурінні свердловини :

- 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 6 ДНАОП 1.1.21-1.20-03, розділу 7 ДНАОП 1.1.21-1.18-82, а також діючих в управлінні інструкцій 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 управління бурових робіт "Заходів щодо безпечної проводки свердловин".

При закінченні освоєння 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 управління 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 підприємств (цехах) ВАТ "Укрнафта", 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 ремонти (ПЗР) і поточні ремонтні роботи повинні проводитися згідно графіку, 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".

5.3 Промислова санітарія

- 5.3.1. 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 відобра-

жені обов'язки відносно забезпечення нормативного санітарно-епідеміологічного стану.

5.3.2. 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, спецвзуття і других засобів індивідуального захисту працівникам підприємств нафтової і газової промисловості" ДНАОП 0.05-3-24-80 і "Галузевих норм безкоштовної видачі спецодягу, спецвзуття і других засобів індивідуального захисту", затверджених 1979-1981р.р. Держком СРСР по праці і соціальному питанню (необхідні засоби індивідуального захисту приведені в таблиці 5.4). Необхідна їх кількість визначається згідно вищезгаданих нормативних актів і "Колективним договором".

5.3.3. Бурова бригада має бути забезпечена необхідними санітарно-побутовими приміщеннями (перелік приведений в таблиці 5.6). Побутові приміщення і приміщення для відпочинку повинні відповідати СНіП 2.09.04-87.

Таблиця 5.1 - 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 душевою 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 сніжним санітарним отвором

5.3.5. Працівники, зайняті на роботах пов'язаних з будівництвом свердловини повинні забезпечуватися безкоштовно милом і знешкодуючими 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.

5.3.6. 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.

5.3.7. 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 рекомен-

дацій і заходів щодо їх зниження" проведених Івано-Франківським Інститутом нафти і газу, в 1979 р. результати атестації робочих місць, ЦНЕД 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 свердловини 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. 5.5). На робочих місцях бурильника і в агрегатному приміщенні для зниження рівня вібрації до допустимого згідно СН 245-71, необхідно встановлювати віброізоляційні майданчики конструкції ВНИИБТ.

- 5.3.8. Рівень освітленості і його виконання на буровій повинні відповідати вимогам ПУЕ ДНАОП 0.00-1.32-01 і будівельних норм і правил, встановлених СН 245-71 СНПІ 51-1-85 і Сніп II - 4-79.
- 5.3.9. Промислові відходи, сміття, металобрухт повинні своєчасно вивозитися і накопичуватися на спеціально виведених майданчиках. Вивіз відходів повинен проводитися спеціальним транспортом, згідно вимог розробленої, узгодженої і затвердженої в установленому порядку "Інструкції відносно збору, тимчасового зберігання і транспортування промислових відходів, заборони і правил з гігієни і охорони праці в процесі поводження з ними" згідно вимог ДСанПІН 2.2.7.02-99 "Гігієнічних вимог відносно поводження з промисловими відходами і визначення їх класу небезпеки для здоров'я населення".

5.4 Пожежна безпека

- 5.4.1. 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 обов'язки 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).
- 5.4.2. 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.
- 5.4.3. 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 поже-

жної безпеки в нафтовій промисловості", ДБН В. 1.1-7-2002 "Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва", "Правил пожежної безпеки в лісах", ДБН 360-92 "Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень", СНиП 89-80 "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.

5.4.4. Бурова має бути оснащена первинними сертифікованими засобами пожежогасіння (вогнегасники, пожежні рукави, стволи і гідранти) відповідно до вимог доповнення 3 НАПБ А. 01.091-2004, доповненню 21 НАПБ В. 01.027-85/112. Сертифікати якості (чи їх копії) на первинні засоби пожежогасіння повинні знаходитися на буровій.

5.4.5. Вогневі роботи повинні проводитися відповідно до "Інструкції з організації безпечного ведення вогневих робіт на вибухопожежоопасних і вибухонебезпечних об'єктах" розробленою, узгодженою і затвердженою в установленому порядку управління бурових робіт на основі "Інструкції з організації безпечного ведення вогневих робіт на вибухопожежоопасних і вибухонебезпечних об'єктах", затвердженою наказом Міністерства праці і соціальної політики України від 06.06.2001 р. № 255, а також з урахуванням вибухонебезпечних зон бурової установки.

6 ОХОРОНА НАДР І ДОВКІЛЛЯ

6.1 Екологічність проекту

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

6.2 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,
газопарчо-побутові рідкі 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 :
ґрунт;
надра;
поверхневі водоймища;
атмосферне повітря;
рослинний і тваринний світ.

6.3 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, основні складів речовини 3 класу токсичності, що представляє потенційну небезпеку для довкілля. У зв'язку з цим основним природоохоронним заходом при проведенні ГРП є унеможливлення проникнення рідини розриву в довкілля, що досягається наступними заходами:

- для запобігання розливу рідини при зборці-розбиранні комунікацій під арматуру і швидкознімні з'єднання трубопроводів встановлюються переносні місткості (піддони);

- приготування рідин ГРП виробляється за технологією, що виключає попадання її компонентів в ґрунт;

- проводити операцію по ГРП у свердловинах з негерметичною обсадною колоною і відповідно із законами переміканнями заборонено.

6.4 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 зони 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
поводкові повені;
лісові і торф'яні пожежі;
урагани;
люті морози (нижче - 400);
завірюхи і сніжні замети.
Техногенного характеру
відкриті фонтани;
пожежі;
вибухи;
відключення електроенергії.

ВИСНОВКИ

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

У загальній частині дано географічне положення, огляд раніше проведених геолого-геофізичних досліджень і геологічну характеристику району робіт. Описали 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 колоду діаметром 168 мм, із застосуванням полімерно-глинистого розчину. Контроль процесу буріння забезпечить станція ГТИ. Цементування свердловини здійснюватиметься із застосуванням 5 цементозмішувальних машин 2СМН- 20, 6 цементувальних агрегатів і осреднительної місткості. Контроль процесу забезпечить станція контролю цементування СКЦ-2М.

Виконано поетапне і послідовне вивчення впливу складу і властивостей дисперсійного середовища, виду і концентрації емульгатора, складу і міри мінералізації водної фази, виду і концентрації стабілізаторів і структуротворних реагентів на експлуатаційні властивості ЕР. Особлива увага приділена вивченню їх впливу на структурно-механічні, фільтраційні і такі, що інгібують властивості реологій розчинів. Визначені вимоги до емульсійних розчинів для промивання свердловин в складних горно-геологічних умовах буріння.

Теоретично обгрунтований і експериментально підтверджений вибір дисперсійного середовища ЕР. Для скорочення кількості досліджень при виборі дисперсійного середовища ЕР запропоновано використання класифікації масил по в'язкості згідно ІСО 3448-1992. Встановлені оптимальні співвідношення фаз У:В в базових рецептурах ЕР для вуглеводневих рідин з різними класами в'язкості. Як дисперсійне середовище вибрані мінеральні масла з класом в'язкості не більше 10 (кінематичною в'язкістю при 40°С - 9,0-11,0 мм/с) наступних марок Еломіт, Т-1500У, С- 9. Ці масла відповідають вимогам пожежо-вибухобезпечної доступності і екологічності.

Обгрунтований вибір виду і концентрації емульгатора для ЕР. Як емульгатор вибраний реагент Інверол , що є сумішшю амінофірів і амидов жирних кислот у вуглеводневому розчиннику. Цей емульгатор забезпечує розчину високу агрегативну і кінетичну стійкість, задовільні властивості реологій і фільтраційних, проте, термостійкість ЕР на його основі обмежена 120°С. З метою підвищення термостійкості розчину обгрунтований вибір термопластичної композиції на основі синтетичного латексу і діоксанових спиртів.

Обгрунтований вибір дисперсної водної фази ЕР. Як дисперсна фаза вибрані насичені водні розчини CaCl_2 і $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$, застосування яких забезпечує ЕР вищі властивості, що інгібують, і агрегативну стійкість. Встановлено, що показник ерозії порід аргілітових відкладень знижується при використанні як водна фаза емульсії замість прісної води насичених розчинів CaCl_2 , $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$,

КС1, МдС1₂ в 2,7; 2,4; 1,4; 1,1 разу, відповідно.

Розроблені рецептури ЕР на основі термопластичної композиції, зокрема одна з них включає наступні компоненти (% об'єм): мінеральне Мاستило Еколайт - 55,1; Інверол - 3; Корелат - 3%; флотореагент-оксаль Т- 92 - 2%; органіобентонит - 0,2; насичений розчин СаС1₂ - 36,7; співвідношення фаз У В = 60:40. Розроблені ЕР мають вдосконалений профіль реології і мають здатність зберігати в робочому діапазоні показники структурно-механічних (СМЗ) і фільтраційних властивостей (Φ , $\Phi_{\text{нрп}}$) реологій (τ_0 , K_C , ВНШЗ) при промиванні свердловин складного профілю в умовах підвищених температур (до 160°C).

На основі результатів регресійного аналізу уточнені концентрації синтетичного латексу і діоксанових спиртів у складі ЕР, найкращі показники статичної напруги зрушення і коефіцієнта коагуляційного структуроутворення, що забезпечують розчину. Уточнені концентрації компонентів складароть: СЛ - 3%, ДС - 2%

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

Повна вартість робіт 24 980 тис. грн.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Калинин А.Г. Практическое руководство по технологии бурения на жидкие 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 4т. – М.: Недра, 1985. – т. 1-2.
6. Алексеевский, Б.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. Водвильгенский 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 «Сперрисан». 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. Нефтегазовое Обзрение. Фирма «Шлюмберже». 1997г.
15. Скворцов Ю. Бурение бурению рознь. «Нефтегазовая вертикаль» №14, 2001 г.
16. Матришов В.Г. и др. Вскрытие продуктивных пластов растворами на углеводородной основе. Доклад на конф. по бурению сверхглубоких скважин, Ярославль, 2001г.
17. Кормилицын В.И. и др. Режимно-технологические мероприятия при сжигании топлива в котлах для улучшения экологических характеристик. Московский энергетический институт. Сайт WWW. Podlipki.ru/kraft
18. Сайт <http://narod.ru/disk/48252000/106.pdf>.
19. Сайт drilling.ru
20. Патент РФ №2186820, кл. С 09 К 7/02, от 23.05.01 г.
21. Кошелев В.Н., Пеньков А.И., Поскурин Д.В. и др. Основные принципы выбора технологии, технических средств и материалов при строительстве и капитальном ремонте скважин: сб. научн. тр. - Краснодар, ОАО НПО «Бурение». 2002, с.40-47.
22. Патент СССР №1361165, кл. С 09 К 7/02, от 1985 г.

23. Хаустов А.П. Редина М.М. Охрана окружающей среды при добыче нефти – М.: изд-во «Депо», 2006.
24. 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.С. Лазаряк, инж. В.А. Блинков).
25. Петров Н.А., Соловьев А.Я., Султанов В.Г. [и др.] Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах – М.: Химия, 2008. – 439 с.
26. Меденцев С.В. Стабилизация реологического профиля буровых растворов на углеводородной основе. Территория Нефтегаз. – 2010. – № 10. – С. 28-30.
27. Булатов А.И. Макаренко П.Н., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы. Учебное пособие для вузов – М.: Недра, 1999. – 424 с.
28. ISO 3448:1992 Industrial liquid lubricants – ISO viscosity classification (Индустриальные жидкие смазочные материалы. Классификация вязкости по ISO). – 2009. – 8 с.
29. Орлов Г.А., Кендис Г.А., Глущенко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче – М.: Недра, 1991. – 124 с.
30. Санников Р.Х. Теория подобия и моделирования. Планирование инженерного эксперимента: учебное пособие – Уфа: Изд-во УНТУ, 2010. – 271 с.