

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

Природничих наук та технологій
 (факультет)
 Кафедра нафтогазової інженерії та буріння
 (повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
 кваліфікаційної роботи ступеня бакалавр
 (бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Римари Микити Владиславовича
 (ПІБ)
 академічної групи 185-17-2 ГРФ
 (шифр)
 спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
 (код і назва спеціальності)
 спеціалізації за освітньо-професійною програмою
 Нафтогазова інженерія та технології
 (офіційна назва)
 на тему Технічний проект буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини на
 Тимофіївському нафтогазоконденсатному родовищі
 (назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Пашенко О.А.			
розділів:				
Технологічний	Пашенко О.А.			
Охорона праці	Безщасний О.В.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Расцветаев В.О.			

Дніпро
 2021

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коров'яка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 20 ____ року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеня _____ бакалавр

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Римарі Микиті Владиславовичу **академічної групи** 185-17-2 ГРФ

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

(код і назва спеціальності)

спеціалізації за освітньо-професійною програмою _____Нафтогазова інженерія та технології

(офіційна назва)

на тему Технічний проект буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини на
Тимофіївському нафтогазоконденсатному родовищі

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ № _____

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Геологічні умови буріння свердловин на нафтогазо-конденсатному родовищі. Проектування конструкцій свердловин, вибір способу буріння та бурового обладнання й інструменту.	04.05.2021- 31.05.2021
Охорона праці	Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище,	01.06.2021- 15.06.2021

Завдання видано _____

(підпис керівника)

Пащенко О.А.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі _____04.05.2021**Дата подання до екзаменаційної комісії** _____15.06.2021**Прийнято до виконання** _____Римар М.В.

РЕФЕРАТ

Дипломний проект 69 стор., 5 рис., 8 табл., 16 бібл.

ЕКСПЛУАТАЦІЙНА СВЕРДЛОВИНА, ПОРОДОРУЙНІВНИЙ ІНСТРУМЕНТ, ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ, ЦЕМЕНТУВАННЯ, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА, УСКЛАДНЕННЯ.

Об'єкт дослідження - буріння свердловини на газ на Тимофіївському родовищі.

Мета роботи - спроектувати газову свердловину на Тимофіївському родовищі і розробити заходи щодо попередження порушень цілісності стінок свердловини.

Засоби дослідження - аналіз літератури та теоретичні дослідження.

Практична значимість кваліфікаційної роботи складається в розробленні технології буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов ділянки.

Дипломна робота складена згідно з вимогами методичних вказівок. Містить відомості про район бурових робіт, геологічну будову та характеристику продуктивних горизонтів. У проектній частині вирішуються питання спорудження свердловини: спроектована конструкція свердловини, обрано обладнання бурової установки, породоруйнівний інструмент, технологія буріння і цементування. Дається техніка безпеки при бурінні свердловин. Висвітлено питання охорони надр і навколишнього середовища. Обґрунтовано кошторис буріння свердловини.

ABSTRACT

Diploma project 69 pages, 5 figures, 8 tables, 16 bibl.

EXPLOITATION WELL, DESTRUCTIVE TOOL, DRILLING TECHNOLOGY, CEMENTATION, WASHING FLUID, COMPLICATIONS.

The object of research is drilling a gas well at the Timofeevskoye field.

The purpose of the work is to design a gas well at the Tymofiivskoye field and to develop measures to prevent violations of the integrity of the well walls.

Research tools - literature analysis and theoretical research.

The practical significance of the qualification work lies in the development of drilling technology for exploration and production wells for site conditions.

Thesis is compiled in accordance with the requirements of the guidelines. Contains information about the area of drilling, geological structure and characteristics

of productive horizons. In the design part the issues of well construction are solved: the design of the well is designed, the equipment of the drilling rig, the rock-destroying tool, the technology of drilling and cementing are chosen. Safety precautions are provided when drilling wells. The issues of subsoil and environmental protection are covered. The estimate of drilling of a well is substantiated.

ЗМІСТ

РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ	8
.....	8
1.1 Географічне положення району робіт	8
1.2 Геологічна будова ділянки	10
1.3 Характеристики горизонтів	11
1.4 Стратиграфія	13
1.5 Фізико-хімічні властивості пластових флюїдів	13
Висновки за розділом	16
РОЗДІЛ 2 ПРОЕКТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИН	17
ВИБІР БУРОВОГО ОБЛАДНАННЯ 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 породоруйнівного інструменту	20
2.3.2 Бурильна колона	20
2.3.3 Промивання свердловини	21
2.4 Технологія буріння	24
2.4.1 Розрахунок осьового навантаження на долото	24
2.4.2 Розрахунок частоти обертання долота	25
2.4.3 Розрахунок кількості промивної рідини	26
2.5. Бурове обладнання	26
2.5.1 Вибір бурової установки	26
2.5.2 Вибір насосної установки	29
2.5.3 Вибір бурової вишки і розрахунок талевої системи	33
2.6 Цементування свердловини	36
2.6.1 Розрахунок обсягу цементного розчину	37
2.6.2 Розрахунок кількості сухого цементу	38
2.6.3 Розрахунок кількості води	40

	6
2.6.4 Розрахунок кількості продавочної рідини.....	40
2.6.5 Розрахунок тиску при закачуванні.....	41
2.6.6 Розрахунок кількості цементованих агрегатів.....	43
2.6.7 Розрахунок продуктивності цементування.....	44
2.6.8 Розрахунок кількості цементозмішувальних машин.....	45
2.6.9 Цементувальні обладнання.....	46
Висновки за розділом.....	49
РОЗДІЛ 3 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	50
3.1 Аварії та ускладнення.....	51
3.2 Попередження аварій при спуску обсадних колон.....	52
3.3 Попередження аварій через неякісне цементування.....	53
Висновки за розділом.....	56
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА НАДР І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	57
4.1 Рекультивация земельної ділянки.....	59
4.2 Охорона поверхневих і підземних вод.....	61
4.3 Охорона атмосферного повітря.....	62
4.4 Моніторинг за станом навколишнього середовища.....	62
Висновки за розділом.....	66
ВИСНОВКИ.....	67
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	68

ВСТУП

Проект буріння і обладнання експлуатаційної свердловини на газ в Гадяцькому районі Полтавської області (15 км від м. Гадяч). Загальна кількість експлуатаційних свердловин - 1 шт. Глибина проекрованої свердловини становить - 4550 м.

Для вирішення поставленої мети запроєктовано проведення наступних видів робіт.

Аналіз геолого-технічних умов буріння свердловин.

Бурові роботи, для успішного проведення яких будуть обрані спосіб буріння, конструкція свердловин, бурові установки, бурильні труби, компоновка бурового снаряда, породоруйнуючий інструмент, технологія буріння.

Буде проведено комплекс заходів з охорони праці та навколишнього середовища, з тим, щоб звести до мінімуму потенційні небезпеки запроєктованих робіт, обмежити вплив техногенних факторів на екологічну ситуацію, не допускати аварій, які можуть спричинити за собою серйозні соціальні і екологічні наслідки.

РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ

1.1 Географічне положення району робіт

З трьох основних нафтогазоносних регіонів наймолодшим за часом відкриття родовищ вуглеводнів і найбільшою за обсягами видобутку і розвіданими запасами і прогнозними ресурсами є Східний. Тут зосереджено 59% розвіданих запасів і 78,7% видобутку нафти. Ще більш високі показники характерні для газу (81,5% запасів і 87,6% видобутку). Він представлений Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною областю, яка є частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносною провінції. У тектонічному відношенні область розташована в межах однойменної западини, яка представляє собою складовий елемент складної внутрішньо платформеної рифтової системи, що отримала назву Сарматського лінеаменту. Вона розглядається як прогин Великого Донбасу. Західним її кордоном є Прип'ятський грабен, розташований вже переважно за межами України. Південно-східним продовженням западини є відкритий Донецький вугільний басейн (Донбас), в межах якого очікуються значні ресурси метанового газу. Він адсорбований вугільними пластами або зосереджений в невеликій кількості в тріщинах і гранулярних колекторах і перебуває іноді під аномально високим тиском. Традиційні промислові скупчення газу тут не зустрінуті, однак на кількох шахтних полях його запаси підраховані і взято на облік Державним балансом. В цілому, на землях відкритого Донбасу кількісна оцінка прогнозних ресурсів газу ще не виконана.

Східний нафтогазоносний регіон розміщується на лівобережжі Дніпра. В адміністративному відношенні він входить до складу Чернігівської, Сумської, Полтавської, Дніпропетровської, Харківської, Донецької та Луганської областей. Включає Дніпровсько-Донецьку нафтогазоносну область, яка за розвіданими запасами, потенційним ресурсів масштабами видобутку вуглеводнів займає провідне місце в Україні.

Область є складовою частиною Пріпятсько-Донецької нафтогазоносною провінції, що простягається від Білорусії через Дніпровську низовина до Донбасу і далі через його північні окраїни до кордону з Росією.

У тектонічному відношенні область знаходиться в однойменній западині (ДДЗ), захоплюючи частину північної околиці Донбасу, яка іноді називається Преддонецьким прогином, а також смугу південної околиці Воронезької антеклізи.

Глинсько-Солохівський газонефтеносний район має найбільші нерозвідані ресурси. У ньому розміщується найбільш глибока поклад газоконденсату (Перевозівське родовище 6300 м). У складі району знаходяться великі соляні вали, кожен з яких має по кілька родовищ. Відрізняється різноманітністю типів покладів, а також найбільшими розвіданими запасами нафти. Велика потужність нафтогазоносних відкладень нижнього карбону, які залягають на глибинах до 7000 м, робить цю площа найбільш перспективною для пошуків нових родовищ. Ступінь розвіданих близько 49%.

Тимофіївське нафтогазоконденсатне родовище — належить до Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району Східного нафтогазоносного регіону України.

Розташоване в Полтавській області на відстані 15 км від м. Гадяч.

Знаходиться в півн. прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини між Синівською мульдою та новотроїцьким виступом.

Підняття виявлене в 1968-70 рр.

Структура являє собою поховану під мезозойськими відкладами брахіантикліналь північно-західного простягання з розмірами по ізогіпсі — 4050 м 6,2x4,1 м, амплітуда близько 130 м; у відкладах середнього та верхнього карбону складка виположується. У 1973 р. з верхньовізейських відкладів через фільтр інт. 4073-4120 м та відкритим вибоєм інт. 4120-4137 м отримано фонтан газу дебітом 1,433 млн. м³/добу через діафрагму діаметром 22 мм.

Поклади пластові, склепінчасті, тектонічно екрановані або літологічно обмежені.

Експлуатується з 1978 р. Запаси початкові видобувні категорій А+В+С1 — 930 тис.т нафти; розчиненого газу — 253 млн. м³; конденсату — 5097 тис. т. Густина дегазованої нафти 841—862 кг/м³. Вміст сірки у нафті 0,12-0,21 мас.%. Постачання проекрованої свердловини технічною водою буде проводитися від пробуреної свердловини, енергопостачання проекрованої свердловини буде здійснюватися від дизель-генератора.

Район родовища покритий мережею шосейних і ґрунтових доріг, через які можуть виконуватися вантажні перевезення з виходом на шосейні дороги значення. За ними же може здійснюватися транспортний зв'язок з залізничними станціями.

1.2 Геологічна будова ділянки

Нафтогазоносність западини характеризується високим рівнем вивченості; ресурси її надр оцінені на площі 75 тис. кв. км. Обсяг перспективних відкладень в її межах перевищують 0,35 млн. куб. км і за цими показниками регіон займає одне з провідних місць в Європі. Промислова продуктивність встановлена в широкому стратиграфічної діапазоні: від юрських до архейско-протерозойських утворень. Всього в розрізі фанерозою виділено 99 продуктивних горизонтів (ГТГ) з покладами вуглеводнів.

Фізико-хімічні властивості, компонентний склад вуглеводнів западини надзвичайно різноманітні і залежать як від термобаричних умов в надрах, так і від розподілу органічної речовини на глибинах. При низьких температурах речовину системи має підвищений вміст нафтових, а при високих - ароматичних з'єднань. За співвідношенням газової і рідкої фаз виділяються чотири типи вуглеводнів: вуглеводневі гази, газоконденсату, системи перехідного стану та нафти; розділення двох останніх є умовним.

Нафтогазоносні продуктивні комплекси виділяються в області по нафтогазонасиченості і екрануючим товщ розрізів. Вони різні за своїм площадному поширенню та значущості. Серпуховским комплекс за своїми характеристиками є субрегіональним і включає 164 поклади в 68 родовищах (8,3% розвіданих запасів). Відрізняється високим рівнем розвідане початкових ресурсів (більше 30%). Прогнозна оцінка його нафтогазоносної досить висока, особливо в зв'язку з відкриттям газоконденсатних покладів Котелевському-Березовської групи родовищ.

1.3 Характеристики горизонтів

Четвертична система, неоген, палеоген (0 - 245 м)

Представлена глиною бурого кольору, прошарки супесі бурою, що містить пісок буро-коричневий, дрібнозернистий і шари мергелю.

Крейда (245 - 750 м)

Верхній K_3 :

Крейдяні відкладення середньої щільності та фортеці і мергель слабо цементований. З глибини 580 м чергування потужних пластів пісковика кварцового сірого і світло-сірого.

Середній K_2 :

Чергування потужних пластів пісковика кварцових сірих і світло-сірих, різнозернистих (від дрібнозернистих до крупнозернистих), слабозцементованих з глинами темно-сірими, алевритовими, карбонатними (CaCO_3 до 10%), щільними.

Юра (750|290 м)

Верхня I_3 , середня I_2 .

Триває чергування пластів пісковика кварцових сірих і світло-сірих, різнозернистих (від дрібнозернистих до крупнозернистих), слабозцементованих з

глинами темно-сірими, алевритовими, карбонатними (CaCO_3 до 10%), щільними. Включення пластів вапняку кварцового сірого і світло-сірого.

Тріас (1290-1810 м)

Верхній T3.

Глини темно-сірі, алевритові, карбонатні (CaCO_3 до 10%), щільні з поропластами вапняку кварцового сірого і світло-сірого.

Середній T2.

Пласти вапняку кварцового сірого і світло-сірого.

Перм (1810-2440 м)

Верхня P3, середня P2.

Глини, слюдяні, слабо карбонатні (CaCO_3 до 3%), в'язкі тонким вкрапленням піриту і темно-сірі, тонкослоїсті, слюдісті, алевролітові, щільні, з чергуванням пластів пісковиків кварцових сірих і світло-сірих, різнозерністі (від дрібнозернистих до крупнозернистих), слабозцементовані, також зустрічаються шари ангидритів.

Карбон (2440-4450 м)

Верхній C3, середній C2, нижній C1.

Глини сірі, слюдяні, сильно вапнякові (CaCO_3 до 26%), в'язкі, слабо ущільнені з тонким вкрапленням піриту, глини темно-сірі, щільні, тонкослоїсті. Також пласти пісковиків кварцових сірих і світло-сірих, різнозерністих (від дрібнозернистих до крупнозернистих), слабозцементованих з глинами темно-сірими, алевритовими, карбонатними (CaCO_3 до 10%), щільними. Прошарки алевроліту буро-сірого, глини пестроцвєтної і вапняку білого, крейдоподібного.

1.4 Стратиграфія

Таблиця 1.1 - Литолого-стратиграфічна і геохімічна характеристика гірських порід

Ера	Система	Ярус	Проектна глибина, м
Кайнозой- ська KZ	Четвертинний Q, неоген N, палео- ген P		0 - 245
Мезозой MZ		Крейда K	245-750
		Юра J	750-1290
		Триас T	1290-1810
палеозой PZ	Карбон C	Перм P	1810-2440
			2440-2990
		Московський - C2m	2990-3570
		Башкирська - C2в	3570-4130
		Серпуховський C1s	4130-4450

1.5 Фізико-хімічні властивості пластових флюїдів

Дослідження фізико-хімічних властивостей пластових нафт проводилися по пластовим пробам в відділі дослідження нафт і в аналітичній лабораторії. Нижче наводиться коротка характеристика нафти, води і газу по ярусах.

Серпуховський ярус

Дослідження властивостей нафти серпуховського ярусу в пластових умовах проводилося по 91 пробам, відібраним з 22 свердловин. Середнє значення основних параметрів нафти, отриманих за результатами аналізів проб наступні: тиск насичення - 1,3 МПа, газовмісткість - 4,72 м³/т, об'ємний коефіцієнт - 1,032, динамічна в'язкість становить 52,87 мПа·с. Щільність пластової нафти - 883,8 кг/м³, Сепарований - 906,8 кг/м³, пластова температура 23 ° С. За

даними аналізів поверхневих проб нафти серпуховського ярусу відносяться до групи важких нафт - щільність в поверхневих умовах становить $917,3 \text{ кг/м}^3$. За змістом сірки - 2,6% маси і парафіну - 5% маси нафта є високосернистою, парафінистою. Кінематична в'язкість при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ складає $109,4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Підземні води серпуховських відкладень представлені двома типами: сульфатно-натрієвими і хлоркальцієвого (по В.А. Сулину).

Сульфатні води в основному пов'язані з процесами вилуговування гіпсів і ангідриту. Загальна мінералізація коливається від 12,6 до 23,0 г/л, щільність $1009,6\text{-}1175,0 \text{ кг/м}^3$, в'язкість $1,03\text{-}1,8 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. (Табл. 1.3)

Таблиця 1.2 - Фізичні властивості пластових вод

Найменування	Діапазон зміни	Середнє значення
Газовмісткість, $\text{м}^3/\text{т}$	0,16	0,16
в т.ч. сірководню, $\text{м}^3/\text{т}$	0,008	0,008
В'язкість, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	1,03-1,8	1,1
Загальна мінералізація, г/л	17,775-229,0226	47,105
Щільність, кг/м^3	1009-1175	1036

Також присутній сірководень у кількості $0,008 \text{ м}^3/\text{т}$. Склад газу - азотний. Газонасиченість $0,09\text{-}0,12 \text{ м}^3/\text{т}$. об'ємний коефіцієнт - 1,0003.

Через наявність в водах серпуховських і башкирських відкладів сірки і сірководню необхідно передбачити захист нафтопромислового обладнання від корозії.

Найбільш повні результати досліджень властивостей нафти в пластових і поверхневих умовах, фізико-хімічні властивості і фракційний склад разгазированной нафти, фізико-хімічні властивості пластових вод, вміст іонів і домішок у пластових водах представлені в табл. 3-6, по кожному з горизонтів дані середні значення параметрів, діапазон їх зміни.

Загальна мінералізація підземних вод серпуховських і башкирських відкладів змінюється протягом року від 0,7 до 258 г./л, питома вага - з 1005,0 до 1180,0 кг/м³. З усього вищевикладеного можна зробити висновок, що пластові води цих покладів неоднорідні.

У перспективних ділянках розрізу серпуховського ярусу проводився відбір проб бурового розчину для визначення коефіцієнта дегазації дегазатор, фактичного углеводородосвмісткості бурового розчину, розрахунок коефіцієнта розведення, визначення приведенного до обсягу породи газосвмісткості і залишкового углеводородосвмісткості гірських порід F_r .

Таблиця 1.3 - Геологічні дослідження пластів

№ п.п.	Види досліджень	Кількість визначень, аналізів тощо.
1	Відбір і опис шламу	193-4550 м
2	Літологічне визначення порід в інтервалі	214
3	Визначення карбонатності порід	3570-4450 м
4	Визначення градієнта порового тиску за розрахунками параметра буримости "Б"	114
5	Проведення люмінесцентно - бітумінологічного аналізу порід	2440-4550 м
6	Газовий каротаж в інтервалі	2440-4550 м
7	Роздільний аналіз газу по стовбуру свердловини	2440-4550 м
8	Проведення аналізу газу проб бурового розчину	2440-4550 м
9	Побудова літолого-стратиграфічного розрізу	щодня
10	Видача добових пометрових зведень геолого-технологічних параметрів.	щодня

В процесі буріння проводився безперервний газовий каротаж в інтервалі 0 - 4450 м з фіксуванням сумарних газопоказаників в газоповітряної

суміші з бурового розчину, одночасно проводилося покомпонентне визначення складу газу, а також люмінесцентно-бітумінологічний аналіз шламу.

Висновки за розділом

Тимофіївське нафтогазоконденсатне родовище — належить до Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району Східного нафтогазоносного регіону України.

Структура являє собою поховану під мезозойськими відкладами брахіантикліналь північно-західного простягання з розмірами по ізогіпсі — 4050 м $6,2 \times 4,1$ м, амплітуда близько 130 м; у відкладах середнього та верхнього карбону складка виположується. У 1973 р. з верхньовізейських відкладів через фільтр інт. 4073-4120 м та відкритим вибоєм інт. 4120-4137 м отримано фонтан газу дебітом 1,433 млн. м³/добу через діафрагму діаметром 22 мм.

Запаси початкові видобувні категорій А+В+С1 — 930 тис.т нафти; розчиненого газу — 253 млн. м³; конденсату — 5097 тис. т. Густина дегазованої нафти 841—862 кг/м³. Вміст сірки у нафті 0,12-0,21 мас.%. Постачання проектованої свердловини технічною водою буде проводитися від пробуреної свердловини, енергопостачання проектованої свердловини буде здійснюватися від дизель-генератора.

РОЗДІЛ 2 ПРОЕКТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИН. ВИБІР БУРОВОГО ОБЛАДНАННЯ І ІНСТРУМЕНТУ

2.1 Вибір і обґрунтування способу буріння

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

При бурінні нафтових і газових свердловин набули поширення наступні способи буріння: роторний, гідравлічними забійними двигунами і буріння електробрами. Буріння проектної свердловини буде проводитися роторним способом.

2.2. Конструкція свердловини

Конструкція свердловини визначається числом обсадних колон, глибиною їх установки, діаметром застосовуваних труб, діаметром доліт, якими ведеться буріння під кожен стовбур, висотою підйому тампонажного розчину в затрубному просторі і конструкцією вибою.

Конструкція свердловини залежить від глибини залягання продуктивних пластів, їх продуктивності і колекторських властивостей, пластових і порових тисків, а також тиску гідророзриву прохідних порід, фізико-механічних властивостей і стану порід.

При проектуванні конструкції свердловини в першу чергу вибирають число обсадних колон і глибини їх спуску, виходячи з недопущення несумісності умов буріння окремих інтервалів стовбура. В даному проекті передбачаються три обсадні колони: під напрям, під кондуктор та експлуатаційна колона. Глибина спуску експлуатаційної колони визначається місцем розташування продуктивних пластів, способами закачування і експлуатації

свердловини, а також конструкцією вибою. У нашому випадку вона становить 4450 м. Глибина кондуктора -250 м.

Діаметри обсадних колон і доліт вибираємо знизу вгору, починаючи з експлуатаційної колони.

Для встановлення кількості обсадних колон і глибини їх спуску будемо суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску і тиску гідророзриву по глибині свердловини. На його основі проектуємо перший орієнтовний варіант конструкції свердловини. Кінцевий варіант рішення про кількість обсадних колон і глибини їх спуску приймаємо після аналізу геолого-технічних умов буріння з урахуванням можливих ускладнень. Нижче наведено суміщений графік тисків і спроектована конструкція свердловини.

1. Відповідно до вихідних даних діаметр експлуатаційної колони

$$d_{ек} = 146 \text{ мм.}$$

2. Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону

$$D_{\delta}^{эк} = d_M^{эк} + 2\delta, \quad (1)$$

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

δ - величина зазору між муфтою експлуатаційної колони і стінкою свердловини, так як діаметр експлуатаційної колони дорівнює $d_{ек} = 146 \text{ мм}$, То приймаємо $\delta = 10 \text{ мм}$.

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

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

3. Визначаємо внутрішній діаметр проміжної обсадної колони

$$d_{вн}^{п} = D_{\delta}^{эк} + (6 \div 8), \quad (2)$$

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

Приймаємо по ДСТУ на обсадні труби

$$d_H^{п} = 219 \text{ мм}; d_{вн}^{п} = 210,1 \text{ мм}; d_M^{п} = 245 \text{ мм.}$$

4. Визначаємо діаметр долота для буріння під проміжну колону

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

Приймаємо по ДСТУ на бурові долота $D_o^{np} = 295,3$ мм.

Таблиця 2.1 - Суміщений графік тисків

Гли- бина пі- дошви, м	Градiєнт тискiв, МПа/м		Суміщений графік тисків	Конструкція свердловини
	Пласто- вий	Гiдро- розриву		
150	0,01	0,012		
250	0,01	0,012		
750	0,0114	0,014		
1350	0,0108	0,014		
1900	0,0104	0,015		
2350	0,0105	0,015		
2600	0,0104	0,016		
3050	0,0108	0,015		
3250	0,0124	0,015		
4000	0,0116	0,017		
4550	0,014	0,018		

5. Визначаємо внутрішній діаметр кондуктора

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

Приймаємо по ДСТУ на обсадні труби

$$d_H^K = 324 \text{ мм}; d_{BH}^K = 301,9 \text{ мм}; d_M^K = 351 \text{ мм}.$$

6. Визначаємо діаметр долота для буріння під кондуктор

$$D_o^{np} = 324 + 2 \cdot 30 = 384 \text{ мм}.$$

Приймаємо по ДСТУ на бурові долота $D_o^{np} = 393,7 \text{ мм}$.

Цементування обсадних колон ведемо на всю довжину колони.

Результати розрахунків зведемо в таблицю.

Таблиця 2.2 - Зведена таблиця обсадних колон

Найменування колони	Глибина спуску колони, м	Діаметр колони, мм	Діаметр долота, мм	Інтервал цементування, м
Кондуктор	250	324	393,7	0-250
Проміжна колона	3250	219	295,3	0-3250
Експлуатаційна колона	4450	146	215,9	0-4450

2.3 Техніка буріння

2.3.1 Вибір породоруйнівного інструменту

З огляду на фізико-механічні властивості гірських порід і конструкцію свердловини, приймаємо наступний породоруйнівний інструмент.

Для буріння в інтервалі 0-250 м - лопатеві долота 393,7 МЦГВ.

Для буріння в інтервалі 250-3250 м - шарошечні долота 295,3 МЦСВ, 295,3 МЦСВ, 295,3 СГВ, СГНУ.

Для буріння в інтервалі 3250-4450 м - шарошечні долота 215,9 СГВ, 215,9 СЗГАУ і 215,9 МЗГАУ.

2.3.2 Бурильна колона

1. Діаметр УБТ вибираємо з урахуванням діаметра долота виходячи з таких умов

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

тоді

$$d_{УБТ} = (0,75 \div 0,85) \cdot D_{\phi} = (0,75 \div 0,85) \cdot 215,5 = 162 \div 192 \text{ мм.}$$

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

вага 1 м цих труб становить $q_{УБТ} = 1470 \text{ Н.}$

Діаметр бурильних труб вибираємо зі співвідношення

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

тоді

$$d_{\phi m} = (0,75 \div 0,80) \cdot d_{УБТ} = (0,75 \div 0,80) \cdot 146 = 110 \div 117 \text{ мм.}$$

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

Виходячи з запропонованого дебіту і габаритів засобів відкачування, а також з огляду на усталену практику бурових робіт в даному районі, приймаємо кінцевий діаметр буріння 215,9 мм, Діаметр експлуатаційної колони - 168 мм.

Діаметри кондуктора і напрямки вибираємо відповідно до величини кільцевого зазору між долотом і спускається обсадної колоною і кільцевого зазору між обсадної колоною і спускається в неї долотом для подальшого 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 всіма колонами слід виробляти до гирла свердловини [9].

2.3.3 Промивання свердловини

Обґрунтування щільності промивної рідини

Щільність промивної рідини вибираємо згідно суміщеному графіку тисків і уточнюємо для кожного інтервалу сумісних умов буріння по формулі

$$\rho_{np} = \frac{\alpha P_{пл}}{gH}, \quad (5)$$

де $P_{пл}$ - пластовий тиск в інтервалі свердловини для якого визначається ρ_{np} ;

g - прискорення вільного падіння, м/с²;

H - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

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

Щільність в інтервалі 250 м (Так як $H < 1200$ то приймаємо $\alpha = 1,12$).

$$\rho_{np} = \frac{1,12 \cdot 300 \cdot 10000}{9,81 \cdot 250} = 1163 \text{ кг/м}^3.$$

приймаємо $\rho_{np} = 1160 \text{ кг/м}^3$.

Щільність в інтервалі 250-3250 м (Так як $H > 1500$ то приймаємо $\alpha = 1,05$).

$$\rho_{np} = \frac{1,05 \cdot 1350 \cdot 11600}{9,81 \cdot 3250} = 1161 \text{ кг/м}^3.$$

приймаємо $\rho_{np} = 1160 \text{ кг/м}^3$.

Щільність в інтервалі 3250-4450 м (Так як $H > 1500$ то приймаємо $\alpha = 1,05$).

$$\rho_{np} = \frac{1,05 \cdot 3050 \cdot 10000}{9,81 \cdot 4090} = 1180 \text{ кг/м}^3.$$

приймаємо $\rho_{np} = 1180 \text{ кг/м}^3$.

Щільність в інтервалі 4090-4450 м (Так як $H > 1500$ то приймаємо $\alpha = 1,05$).

$$\rho_{np} = \frac{1,05 \cdot 2350 \cdot 11600}{9,81 \cdot 4450} = 1211 \text{ кг/м}^3.$$

приймаємо $\rho_{np} = 1200 \text{ кг/м}^3$.

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

- видалення шламу з-під долота, транспорт його по затрубному простору і забезпечення відділення його на поверхні;
- утримання шламу в підвішеному стані при зупинці циркуляції розчину;

- охолодження долота і полегшення руйнування породи в привибійній зоні;
- створення тиску з стінки свердловини для попередження водо-, нафто- і газопроявлень;
- надання фізико-хімічного впливу на стінки свердловини, попереджаючи їх обвалення;
- забезпечення збереження проникності продуктивного пласта при його розтині;
- передача енергії гідравлічного забійні двигуни (при його використанні) і ін.

При бурінні проектованої свердловини будуть використовуватися такі бурові розчини.

В процесі буріння під кондуктор буде застосовуватися глинистий розчин щільністю $1,07 \text{ г/см}^3$ оброблений КМЦ, кальцинованої содою, тому що в інтервалі 0-250 м передбачається наявність обвалів.

Параметри глинистого розчину:

$$\rho = 1,16 \text{ г/см}^3,$$

$$T = 30 - 50 \text{ сек.},$$

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

Зміст піску до 3%.

При бурінні в інтервалі 250-2000 м можливо звуження стовбура свердловини, обвали, самозамішування, освіта каверн. Тому тут передбачається обробка глинистого розчину КМЦ, ВЛР, гіпану, кальцинованої содою і графітом:

Параметри розчину:

$$\rho = 1,16 \text{ г/см}^3,$$

$$T = 40-70 \text{ сек},$$

$$V = 4-7 \text{ см}^3/30\text{хв.},$$

$$\text{СНС} = 5-10/15-20 \text{ мгс/см хв},$$

При бурінні в інтервалі 2000-3250 м також можливі коагуляція розчину, каверни, жолоби, прихвати. Тут передбачається обробка КСІ, КМЦ, кофосом, графітом, гіпаном, ПАА, кальцінованою содою, нафтою. Характеристика розчину:

$$\rho = 1,16 \text{ г/см}^3,$$

$$T = 40-80 \text{ сек},$$

$$V = 5-6 \text{ см}^3/30 \text{ хв.},$$

$$\text{СНС} = 20-30/40-70 \text{ мгс/см хв},$$

$$\text{Пісок} = 2-3\%$$

При бурінні в інтервалі 3250-4090 м також можливі осипи, каверни, жолоби, прихвати. Тут передбачається обробка КСІ, КМЦ, кофосом, графітом, гіпаном, ПАА, кальцінованою содою, нафтою. Характеристика розчину:

$$\rho = 1,16 \text{ г/см}^3,$$

$$T = 40-80 \text{ сек},$$

$$V = 5-6 \text{ см}^3/30\text{хв.},$$

$$\text{СНС} = 20-30/40-70 \text{ мгс/см хв},$$

$$\text{Пісок} = 2-3\%$$

В інтервалі 4090-4550 м обробка розчину залишається тією ж, а щільність збільшуємо до $1,20 \text{ г/см}^3$.

2.4 Технологія буріння

2.4.1 Розрахунок осьового навантаження на долото

Величина осьового навантаження на долото $R_{\text{дол}}$, яка повинна забезпечувати об'ємне руйнування породи на забої, з урахуванням показників механічних властивостей гірських порід і конструктивних даних про площу контакту зубів долота з забоєм визначається за формулою:

$$R_{\text{дол}} = A \cdot R_{\text{ш}} \cdot F_{\text{к}}, \quad (6)$$

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

$R_{ш}$ - твердість гірських порід за методикою Л.А.Шрейнера (за штампом); кг/мм².

F_k - площа контакту зубів долота з забоем мм², визначається за формулою В.С.Федорова:

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

де η - коефіцієнт перекриття зубів;

δ - коефіцієнт притуплення зубів.

Таким чином, $R_{\text{дол.}} = A \cdot R_{ш} \cdot D_{\text{дол.}} \cdot H \cdot \delta / 2$.

Для долота діаметром 393,7 мм:

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

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$R_{\text{дол.}} = 1,2 \cdot 300 \cdot 295,3 \cdot 1,14 \cdot 2/2 = 151190,4 \text{ Н} = 15,1 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$R_{\text{дол.}} = 1,59 \cdot 350 \cdot 215,9 \cdot 1,4 \cdot 2/2 = 168207,69 \text{ Н} = 16,8 \text{ т.}$$

2.4.2 Розрахунок частоти обертання долота

Вона визначається за такою формулою:

$$N = 60 \cdot v / \pi \cdot D_{\text{доль}}, \text{ (об/хв)}, \quad (8)$$

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

Для долота діаметром 393,7 мм:

$N = 60 \cdot 2/3,14 \cdot 0,3937 = 77,07$ об/хв, тобто буріння буде здійснюватися на 1 швидкості ротора.

Для долота діаметром 295,3 мм:

$N = 60 \cdot 2/3,14 \cdot 0,2953 = 89,42$ об/хв, тобто буріння буде здійснюватися на 3 швидкості ротора.

Для долота діаметром 215,9 мм:

$N = 60 \cdot 1,5/3,14 \cdot 0,2159 = 70$ об/хв, тобто буріння буде здійснюватися на 2 швидкості ротора.

2.4.3 Розрахунок кількості промивної рідини

Технологічно необхідну кількість промивної рідини для забезпечення своєчасного і безперебійного виносу шламу із забою по затрубному простору і очищення стовбура свердловини знаходиться за співвідношення:

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

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

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (3,937^2 - 1,1^2) \cdot 4 = 51,3 \text{ л/с.}$$

Робота насоса буде здійснюватися на 180 мм втулках з продуктивністю 51,0 л/с.

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (2,953^2 - 1,1^2) \cdot 4 = 43,9 \text{ л/с.}$$

Робота насоса буде здійснюватися на 180 мм втулках з продуктивністю 40,0 л/с.

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (2,159^2 - 1,12^2) \cdot 8 = 25,3 \text{ л/с.}$$

Робота насоса буде здійснюватися на 160 мм втулках з продуктивністю 25,0 л/с.

2.5. Бурове обладнання

2.5.1 Вибір бурової установки

Бурову установку вибираємо по номінальній вантажопідйомності відповідно до найбільшою вагою бурильної або обсадної колони в повітрі.

Тип приводу бурової установки вибирається залежно від регіональних умов. З огляду на досвід робіт в даному районі, буріння проектованої свердловини буде здійснюватися з використанням приводу від ДВС.

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

Таблиця 2.3 - Вага бурильних і обсадних колон

Показники	Бурильна колона	Проміжна колона	Експлуатаційна колона
Довжина колони	4450	3250	4450
Вага 1 м, Н	-	179	91
Вага колони, Н	132850	581750	404950

Таким чином, максимальна вага 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 помірного 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.	5000
Оснащення	5x6
Навантаження, що допускається на гаку в процесі проводки і кріплення свердловини, кН	2250
Діаметр талевого каната, мм	32
Швидкість підйому гака при ходіння обсадних колон і ліквідації аварій, м/с.....	0,19
Швидкість усталеного руху при підйомі незавантаженого елеватора, м/с.	1,58
Потужність на приводному (вхідному) валу підйомного агрегату, кВт	710
Прохідний діаметр столу ротора, мм	560

	28
Потужність на приводному валу ротора, кВт	215
Допустима статична завантаження на стіл ротора, кН	4000
Момент передається столом ротора, кНм	50
Число основних бурових насосів, шт	2
Потужність приводу бурового насоса, кВт	600/530
Найбільший тиск на виході насоса (в маніфольді), МПа	25
Номінальна довжина свічки, м	34
Висота підстави (відмітка підлоги бурової), м	6
Частота обертання стола ротора, с (об/хв):	
мінімальна	0,33 (20)
максимальна	3,87 (232)
Тиск повітря в пневмосистемі, МПа (кг/см)	0,6 (6) - 0,8 (8)
Потужність дизель-генераторних установок (необмежена), кВт	3 x 632
Маса комплекту, т, не більше	170
Навантаження на гаку від маси бурильної колони не повинна перевищувати при оснащенні 5 x 6	1450 кН

Склад: На вищечно-силовому підставі розташована бурова вишка з елементами талевої системи, ротор з пневмокільнями, бурової ключ АКБ-3М2, лебідка з гідродинамічним гальмом. Привід ротора здійснюється дворядної втулочно-роликового ланцюгом 2ПР-50,8 від бурової лебідки.

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

У прівищечних спорудженнях на підставі встановлено два бурових насоса, кожен з них має індивідуальний електропривід, який здійснюється клиноремінною передачею від електродвигуна СМБО-6000-600/630 кВт.

На окремому фундаменті розміщені дизель-генераторні установки AKSA ACQ 1130 - 3 комплекти, Потужністю 824 кВт - кожна, дизельні двигуни Cummins (США), потужністю 956 кВт кожен, генератори Stamford

(Великобританія), призначені для живлення електроенергією електродвигунів: (привід ротора і лебідки, приводи бурових насосів УНБ-600, компресорів та іншого електрообладнання, а також освітлення.

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

Циркуляційна система ЦС ЗД-76М

Технічна характеристика:

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

Склад виробу: блок проміжний – 2 шт., блок приймальний – 1 шт., блок кінцевий – 1 шт., блок БХР з підставою, блок розподільних пристроїв з шафою управління, кабельної продукцією і електроустаткуванням, світильниками, кнопками управління, блок приготування розчину і хімреагентів БПР-2, комплект майданчиків для обслуговування з перильних огорож.

Спосіб монтажу і транспортування.

Конструкція бурової установки передбачає:

- великоблочне транспортування вищечно-лебедочного і навісного блоків на ваговозах ТПП-70 і Т-60;
- транспортування середніми блоками на трейлерах і платформах ПП40Бр вантажопідйомністю 40 т;
- 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 промивної рідини і

створюваному при цьому тиску для подолання втрат напору в елементах циркуляційної системи бурової.

Кількість необхідної промивної рідини при бурінні під експлуатаційну колону складає 31,11 л/с. Визначимо тепер втрати тиску в циркуляційній системі, знаючи які можна вибрати найбільш раціональну компоновку бурильного інструменту, обґрунтовано підібрати бурові насоси і повніше використовувати їх потенційні можливості.

Втрати напору, кГс/см^2 , в циркуляційній системі бурової при роторному бурінні визначаються за формулою:

$$P_{\Sigma} = P_M + P_{\text{б.т.}} + P_{\text{к.п.}} + P_D, \quad (10)$$

де P_M - втрати напору при русі бурового розчину в наземних трубопроводах від насосної частини до колони бурильних труб, включаючи стояк в бурової, бурової шланг, а також вертлюг і провідну трубу (втрати напору в зовнішньої обв'язки бурової - маніфольд);

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

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

P_D - втрати напору при русі бурового розчину через промивні отвори бурового долота;

P_M , P_D - не залежить від глибини свердловини, а $P_{\text{б.т.}}$ і $P_{\text{к.п.}}$ збільшуються з глибиною свердловини.

При циркуляції очисного агенту втрати напору, кГс/см^2 , різні при прокачуванні води і глинистого розчину і залежать від їх властивостей і витрат.

$$P_M = 82,6 \cdot \lambda \cdot L_e \cdot \gamma \cdot Q^2 / d^5, \quad (11)$$

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

Q - витрата бурового розчину, л/с;

γ - питома вага розчину, г/см^3 ;

d - внутрішній діаметр бурильних труб, см;

L_e - еквівалентна довжина наземних трубопроводів, яка визначається за формулою:

$$L_3 = L_H \cdot (d/d_H)^5 + L_c \cdot (d/d_c)^5 + L_u \cdot (d/d_u)^5 + L_e \cdot (d/d_e)^5 + L_{e,mp} \cdot (d/d_{e,mp})^5 + L_{e,\phi} \cdot (d/d_{e,\phi})^5 \quad (12)$$

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 бурової;

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

d_b, L_b - внутрішній діаметр стовбура вертлюга і його довжина;

$d_{e,\phi}, L_{e,\phi}$ - діаметр і еквівалентна довжина фільтра, встановлюваного під провідною трубою;

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

$$L_3 = 30 \cdot (0,107/0,114)^5 + 15 \cdot (0,107/0,114)^5 + 15 \cdot (0,107/0,09)^5 + 2,5 \cdot (0,107/0,09)^5 + 15 \cdot (0,107/0,1)^5 + 2 \cdot (0,107/0,114)^5 = 98,5$$

$$P_M = 82,6 \cdot 0,026 \cdot 96,85 \cdot 1,2 \cdot (31,11)^2 / (10,7)^5 = 1,72 \text{ кГс/см}^2$$

$$P_{\phi,m} = 82,6 \cdot \lambda \cdot \gamma \cdot Q^2 \cdot (l + l_3/l) \cdot L_{\phi} / d^5 \quad (13)$$

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

l_e - еквівалентна довжина замкових з'єднань, м;

l - відстань між замковими з'єднаннями, м.

$$P_{\phi,m} = 82,6 \cdot 0,026 \cdot 2,03 \cdot (31,11)^2 \cdot (1 + 3,5/11) \cdot 3800 / (10,7)^5 = 68,5 \text{ кГс/см}^2$$

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

де λ_1 - коефіцієнт гідравлічних опорів при русі бурового розчину в кільцевому (затрубному) просторі; D_c - діаметр свердловини (долота), см; d_H - зовнішній діаметр бурильних труб, см.

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

$$P_{к.н.} = 82,6 \cdot 0,027 \cdot 2,03 \cdot 31,11^2 \cdot 3800 / [(21,59 - 12,7)^3 \cdot (21,59 + 12,7)^2] = 9,32 \text{ кГс/см}^2,$$

Втрати напору, кГс/см^2 , в долоті залежать від конфігурації промивних отворів, від кількості та площі їх перетину, витрати очисного агента (бурового розчину).

$$P_D = C \cdot \gamma \cdot Q^2, \quad (15)$$

де C - коефіцієнт, що характеризує втрати напору в промивних отворах долота, який можна обчислити за формулою:

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

де μ - коефіцієнт витрати,

f_0 - сумарна площа перерізів промивних отворів, см^2 .

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

$$P_D = 7 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2 \cdot 31,11^2 = 8,13 \text{кГс/см}^2,$$

Обчислимо сумарні втрати напору:

$$P_{\Sigma} = 1,72 + 62,5 + 9,32 + 8,13 = 81,67 \text{кГс/см}^2.$$

Таким чином, технологічно необхідну кількість (витрата) промивної рідини для забезпечення своєчасного і безперебійного виносу шламу із забою по затрубному простору і очищення стовбура свердловини з урахуванням втрат тиску, забезпечить нам насос УНБ-600.

Опис бурового насоса УНБ-600:

Буровий насос УНБ-600 (У86МА2) призначений для подачі промивної рідини на вибій при бурінні свердловин глибиною до 5000 м. Промивна рідина подається насосом через колону бурильних труб на забій свердловини для охолодження і виносу зруйнованої долотом гірської породи, а також для передачі енергії потоку турбобури і пов'язаного з ним долоту. В якості промивної рідини застосовується вода або глинистий розчин з наявністю нафти, луги, соди та інших компонентів.

Насос буровий двопоршневої УНБ-600 за конструктивним виконанням горизонтальний, кривошипний, двосторонньої дії.

У розрахунку основних характеристик прийнято: коефіцієнт подачі - 1, к.к.д. - 0,85.

Буровий насос УНБ-600 за основними параметрами відповідає ДСТУ 6031.

2.5.3 Вибір бурової вишки і розрахунок талевої системи

Вишка використовується для проведення спускопідіймальних операцій і утримання бурового снаряда під час буріння. Її вибір здійснюється по висоті H , m , і за вантажопідйомністю Q .

Визначимо висоту вишки (H , m) за формулою:

$$H = k \cdot L_{св.}, \quad (17)$$

де k - коефіцієнт, що попереджає затягування бурового снаряда в кронблок при його перепідйому (зазвичай $k = 1,2 - 1,5$);

Таблиця 2.4 - 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 клапанної коробці	№9 API Spec 7K
Тиск рідини на вході не менше, МПа (кгс/см ²)	0,1 (1)
Система подачі охолоджуючої рідини на штоки поршнів	Під тиском від допоміжного

	відцентрового насоса з електроприводом
Тиск охолоджувальної рідини не менше, МПа (кгс/см ²)	0,15 (1,5)
Система подачі масла в вузли тертя механічної частини:	1. Самотечна з накопичувальних лотків
	2. Окунання в масляну ванну
Габаритні розміри, мм:	
довжина	5 100
ширина	3 000
висота	4 040
Корпус редуктора частини	литий
Маса, кг	25 450

$L_{\text{св.}}$ - довжина свічки, що залежить від глибини свердловини, м.

Приймаємо $k = 1,5$; $L_{\text{св.}} = 28$ м.

$$H = 1,5 \cdot 28 = 42 \text{ м}$$

Таким чином, вишка ВМА-45/200Р, що входить в комплект обраної бурової установки, цілком підходить для виконання робіт, що проектуються.

Підйомна система установки являє собою поліспасний механізм, що складається з кранблоку, талевого (рухомого) блоку, сталевго каната, що є гнучким зв'язком між бурової 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 талеvu систему зі своєю кратністю поліспава від 4 до 14. Це досягається застосуванням різних оснащень.

Зробимо розрахунок оснащення і вибір талевого каната.

Обчислимо кількість робочих гілок за формулою:

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

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

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

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

Так як найбільшу вагу (90,09 т) бурової снаряд матиме при бурінні під експлуатаційну колону, то проводити розрахунок будемо тільки для цієї колони:

$$m = 900925 / (140000 \cdot 0,9) = 5,8 \text{ (Приймаємо 6 гілок).}$$

Загальна кількість гілок канату при симетричній системі дорівнює:

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

Отже, буде застосовуватися оснащення 4 х 5.

Довжина талевого каната в оснащенні $L_{o.c.}$ залежить від числа струн m в ній і корисної висоти вежі $h_{п.}$

$L_{o.c.} = (M + 2) \cdot h_{п.} + l_3$, де $l_3 = 30$ м - довжина каната, намотуваного на барабан.

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

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

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

Визначимо найбільшу статистичну навантаження на рухливі струни канату талевої системи:

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

де L - довжина бурильних труб, м;

q - вага 1 м бурильних труб, Н

$l_{убт}$ - довжина УБТ, м;

$q_{убт}$ - вага 1 м УБТ, Н;

$G_{тс}$ - вага лівого блоку, каната і гака, Н.

Розрахуємо G_{TC} :

$$G_{TC} = G_{T6} + G_{каната} + G_{крюка} \quad (20)$$

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

Для колони діаметром 324 мм:

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

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

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

де m - число струн талевої системи.

$$P = 160,89/8 = 20,11 \text{ кН.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

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

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

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

Для колони діаметром 146 мм:

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

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

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

З огляду на обчислені статичні навантаження, вибираємо сталевий талевого канат правою хрестової зв'язки типу ЛК-РО конструкції 6х31 +1 м. з діаметром 32 мм (По ДСТУ 16853-88) [2].

2.6 Цементування свердловини

Початкові дані

При розрахунку цементування свердловин визначають:

- 1) кількість сухого цементу;
- 2) кількість води для замішування цементного розчину;

Таблиця 2.5 - Вихідні дані для цементування

	Кондуктор	Проміжна	Експлуатаційна колона
Глибина спуску (H, м)	250	3250	4450
Діаметр долота (D, мм)	393,7	295,3	215,9
Зовнішній діаметр обсадних труб (d ₁ , мм)	324	245	168
Внутрішній діаметр обсадних труб (d ₂ , мм)	305,9	230,5	140
Висота підйому цементного розчину (H _ц , м)	250	3250	4450
Щільність глинистого розчину (ρ _р , кг/м ³)	1160	1160	1200
Щільність цементного розчину (ρ _ц , кг/м ³)	1 860	1 860	1 860
Висота установки кільця «стоп» від забою (h, м)	5	20	20

- 3) кількість продавочної рідини;
- 4) можливе максимальний тиск до кінця цементування;
- 5) допустимий час цементування;
- 6) число цементувальних агрегатів і цементозмішувальних машин.

Зробимо розрахунок одноступінчатого цементування кожної з обсадних колон.

2.6.1 Розрахунок обсягу цементного розчину

Обсяг цементного розчину, що підлягає закачування в свердловину, визначають за формулою:

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

де K_1 - коефіцієнт, що враховує збільшення обсягу цементного розчину, що витрачається на заповнення каверн, тріщин, і збільшення діаметра свердловини проти розрахункового (номінального).

Значення коефіцієнта K_1 визначається по квернограмме для кожної конкретної свердловини. Зазвичай K_1 змінюється від 1,1 до 2,5. У нашому випадку приймаємо $K_1 = 1,15$.

Цементування буде здійснюватися з використанням чистого портландцементу.

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 \cdot [1,15 \cdot (0,39372 - 0,3242) \cdot 250 + 0,30592 \cdot 5] = 10,91 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 \cdot [1,15 \cdot (0,29532 - 0,2452) \cdot 3250 + 0,23052 \cdot 20] = 78,90 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 168 мм:

Інтервал 3250 - 4450 м:

$$V_{\text{г.ц.}} = 0,785 \cdot [1,15 \cdot (0,21592 - 0,1682) \cdot 1200 + 0,1402 \cdot 20] = 19,61 \text{ м}^3$$

Інтервал 0 - 3250:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 \cdot [1,15 \cdot (0,2252 - 0,1682) \cdot 3250 + 0,1402 \cdot 20] = 53,64 \text{ м}^3$$

Загальний обсяг цементного розчину для експлуатаційної колони: $19,61 + 53,64 = 73,25 \text{ м}^3$

2.6.2 Розрахунок кількості сухого цементу

Кількість сухого цементу для приготування цементного розчину визначають з виразу:

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

де m - водо-цементне відношення;

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

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

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

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

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

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{\text{ц}} = 1,85 \cdot 10,91 \cdot 1 / (1 + 0,5) = 13,46 \text{ т,}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{\text{ц}} = 1,85 \cdot 78,90 \cdot 1 / (1 + 0,5) = 97,31 \text{ т,}$$

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 3250 - 4450 м:

$$Q_{\text{ц}} = 1,85 \cdot 19,61 \cdot 1 / (1 + 0,5) = 21,91 \text{ т.}$$

Інтервал 0 - 3250 м:

$$Q_{\text{ц}} = 1,85 \cdot 53,64 \cdot 1 / (1 + 0,5) = 66,16 \text{ т,}$$

Загальний обсяг цементу для колони: $Q_{\text{ц}} = 21,91 + 66,16 = 88,10 \text{ т.}$

Кількість сухого цементу, яке необхідно заготовити з урахуванням втрат при замішуванні цементного розчину, обчислимо за формулою:

$$Q_{\text{ц1}} = K_2 \cdot Q_{\text{ц}}, \quad (24)$$

де K_2 - коефіцієнт, що враховує наземні втрати при замішуванні цементного розчину. Якщо зачинення проводиться без цементно-змішувальних машин, $K_2 = 1,054-5-1,15$, при використанні цементно-змішувальних машин $K_2 = 1,01$. У нашому випадку $K_2 = 1,01$.

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{\text{ц1}} = 1,01 \cdot 13,46 = 13,6 \text{ т,}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{\text{ц1}} = 1,01 \cdot 97,31 = 98,3 \text{ т,}$$

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 3250 - 4450 м:

$$Q_{\text{ц1}} = 1,01 \cdot 21,91 = 22,1 \text{ т,}$$

Інтервал 0 - 3250 м:

$$Q_{\text{ц1}} = 1,01 \cdot 66,15 = 66,8 \text{ т,}$$

Загальна кількість сухого цементу з урахуванням втрат для колони:

$$Q_{\text{ц1}} = 22,1 + 66,8 = 88,9 \text{ т.}$$

2.6.3 Розрахунок кількості води

Необхідна кількість води для приготування цементного розчину 50% - ної консистенції знаходиться з виразу:

$$V_B = 0,5 \cdot Q_C, \quad (25)$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_B = 0,5 \cdot 13,6 = 6,8 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_B = 0,5 \cdot 98,3 = 49,2 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$V_B = 0,5 \cdot 22,1 + 0,5 \cdot 66,8 = 44,5 \text{ м}^3.$$

2.6.4 Розрахунок кількості продавочної рідини

Потрібне кількість продавочної рідини (в якості якої часто використовують бурової глинистий розчин) визначається за формулою:

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

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

Підставивши значення, отримаємо:

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot 0,30592 \cdot (250 - 5)/4 = 18,5 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot 0,23052 \cdot (3250 - 20)/4 = 139,2 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot 0,1332 \cdot (4450 - 20)/4 = 63,4 \text{ м}^3.$$

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

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

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

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

H_1 - глибина установки кільця «стоп», тобто глибина продавлювання цементного розчину.

Для експлуатаційної колони:

$$V_{\text{пр}} = 5 \cdot 4450/2 = 11125 \text{ л} = 11,1 \text{ м}^3.$$

2.6.5 Розрахунок тиску при закачуванні

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

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

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

P_2 - тиск, необхідний для подолання гідравлічних опорів.

$$P_1 = (1/105) \cdot [(H_{\text{ц}} - h) \cdot (\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{р}})], \text{ МПа} \quad (29)$$

Величину P_2 зазвичай знаходять за емпіричними формулами. Найбільш поширеною є формула Шищенко-Бакланова; для свердловин глибиною понад 1500 м (рис. 2.1, 2.2):

$$P_2 = 0,001 \cdot H + 1,6 \text{ МПа}. \quad (30)$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$P_1 = (1/105) \cdot [(250 - 5) \cdot (1420 - 1070)] = 0,8 \text{ МПа}$$

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

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

Для колони діаметром 245 мм:

$$P_1 = (1/105) \cdot [(3250 - 20) \cdot (1420 - 1120)] = 9,7 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 \cdot 3250 + 1,6 = 4,8 \text{ МПа}.$$

$$P_{\text{max}} = 9,7 + 4,8 = 14,5 \text{ МПа}.$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$P_1 = (1/105) \cdot [(4450 - 20) \cdot (1420 - 1120)] = 13,3 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 \cdot 4450 + 1,6 = 6,1 \text{ МПа.}$$

$$P_{\max} = 13,3 + 5,26 = 19,4 \text{ МПа.}$$

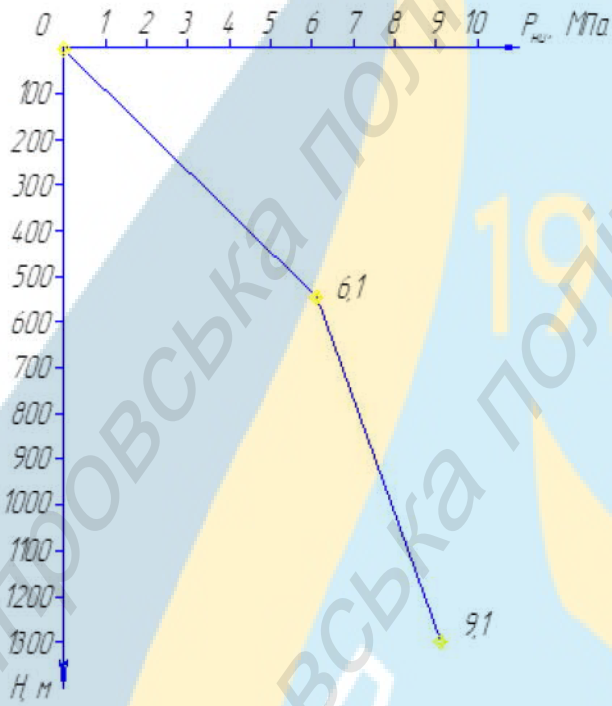


Рисунок 2.1 - Епюра зовнішніх надлишкових тисків.

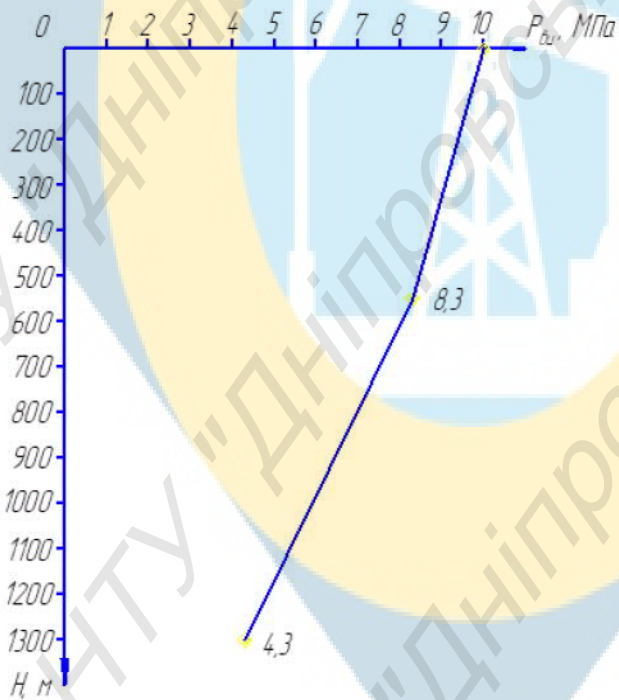


Рисунок 2.2 - Епюра внутрішніх надлишкових тисків.

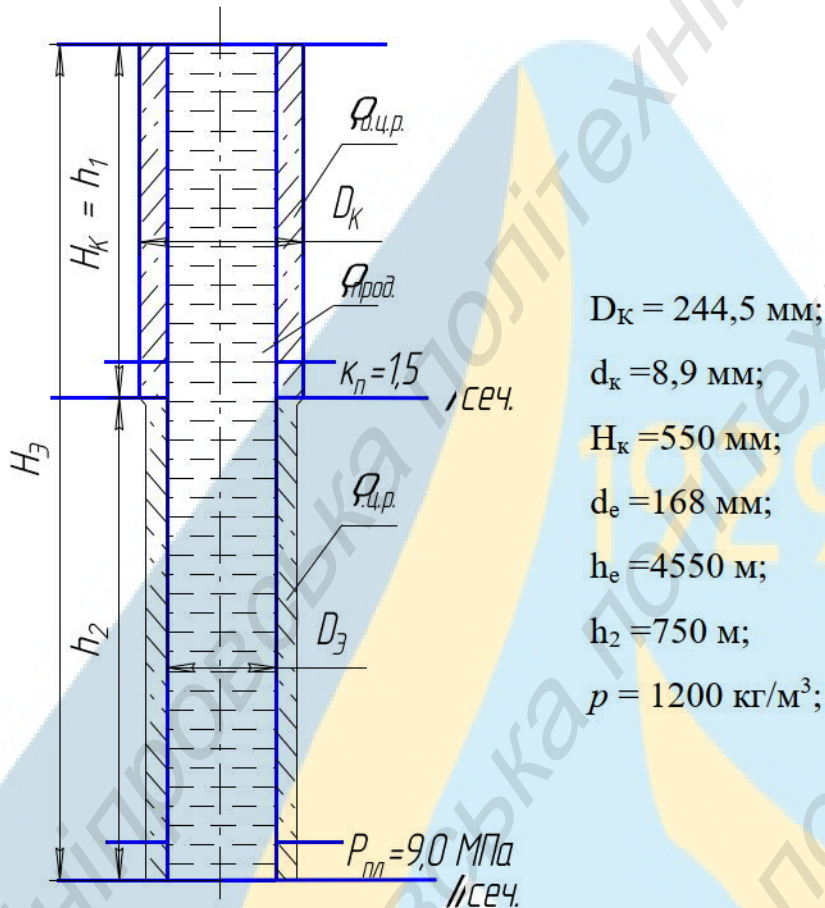


Рисунок 2.3 - Розрахункова схема експлуатаційної колони.

2.6.6 Розрахунок кількості цементованих агрегатів

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

Часто стовбур свердловини викривлений, має локальні розширення, а колона в ньому не строго зцементована. У подібних випадках доцільно цементний розчин витіснити з колони, підтримуючи невелику швидкість підйому цементного розчину в затрубному просторі ($\omega = 0,1-0,4 \text{ м/с}$). Так само слід

чинити і в тому випадку, якщо колона добре центрована, але створити турбулентний режим течії цементного розчину в затрубному просторі неможливо. Так як продавлювання майже завжди починається на вищій швидкості (як правило, на IV), то кількість агрегатів з умови забезпечення швидкості (V м/с) підйому цементного розчину в затрубному просторі визначають за формулою:

$$N_{\text{ц.а}} = [0,785 \cdot K_1 \cdot (D_2 - d_1^2) \cdot \omega / Q_{\text{IV}}] + 1, \quad (31)$$

де Q_{IV} - продуктивність цементувальних агрегату на IV швидкості, м³/с.

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

Для колони діаметром 324 мм:

$$n_{\text{ц.а}} = [0,785 \cdot 1,2 \cdot (0,39372 - 0,3242) \cdot 1,5/60] + 1 = 2 \text{ агрегату.}$$

Приймаємо $n_{\text{ц.а}} = 2$ агрегат.

Для колони діаметром 245 мм:

$$n_{\text{ц.а}} = [0,785 \cdot 1,2 \cdot (0,29532 - 0,2452) \cdot 1,5/60] + 1 = 3 \text{ агрегати.}$$

Приймаємо 4 агрегати.

Для колони діаметром 146 мм:

$$n_{\text{ц.а}} = [0,785 \cdot 1,2 \cdot (0,21592 - 0,1462) \cdot 2/(0,9/60)] + 1 = 6 \text{ агрегатів.}$$

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

2.6.7 Розрахунок продуктивності цементування

Продуктивність цементування (тривалість процесу цементування в хв) можна визначити за формулою:

$$t_{\text{ц}} = [(V_1/Q_{\text{ца}}) + ((V_{\text{ц}} + V_{\text{пр}} - V_1)/Q_{\text{м}})] + t_{\text{всп.}} \quad (32)$$

де $V_1 = V_{\text{пр}} - \Delta V$, ΔV приймаємо рівним 1 - 2 м³;

$Q_{\text{ца}}$ - сумарна продуктивність цементувальних агрегатів, м³/хв;

$Q_{\text{м}}$ - продуктивність цементувальних агрегатів, при якій досягається найбільш повне витіснення бурового розчину цементним, м³/хв.

$$Q_{\text{м}} = 0,785 \cdot (D_2 - d_1^2) \cdot K_1 \cdot \omega, \quad (33)$$

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

Для колони діаметром 324 мм:

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

$$t_{ц} = [(17,5/0,9 \cdot 2) + ((10,91 + 18,5 - 17,5)/4,2)] + 10 = 22,6 \text{ хв.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

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

$$t_{ц} = [(138,2/0,9 \cdot 4) + ((78,9 + 139,2 - 138,2)/2,4)] + 10 = 81,7 \text{ хв.}$$

Для колони діаметром 146 мм:

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

$$t_{ц} = [(62,4/0,9 \cdot 6) + ((73,25 + 63,4 - 62,4)/2,88)] + 10 = 47,3 \text{ хв.}$$

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 зроблені розрахунки задовольняють умовам цементування обсадних колон [6].

2.6.8 Розрахунок кількості цементозмішувальних машин

Виходячи з умови забезпечення цементним розчином всіх 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 цементозмішувальних машини 2СМН-20, $\text{м}^3/\text{хв}$.

Виходячи з умови розміщення цементного порошку, підвезені до бурової в бункерах змішувальних машин:

$$n_{цсм} = Q_{ц1} / q_{цб}, \quad (35)$$

де $Q_{ц1}$ - вагова кількість сухого цементу, підвезені до бурової з урахуванням можливих втрат, т;

$q_{цб}$ - вагова кількість цементу, вміщується в бункер однієї цементозмішувальних машини

Для колони діаметром 324 мм:

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

Для колони діаметром 245 мм:

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

Приймаємо 5 цементозмішувальних машин 2СМН-20.

Для колони діаметром 146 мм:

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

Приймаємо 5 цементозмішувальних машини 2СМН-20

2.6.9 Цементувальні обладнання

Цементувальні агрегати

Цементувальні агрегати призначені:

- для приготування, закачування і продавлювання тампонажних (або інших) розчинів в свердловини;
- для проведення різного роду промивань свердловин через спущені колони труб;
- для обробки привибійної зони свердловин, закачування розчинів ізотопів, проведення гідропіскострумневої перфорації та інших технологічних операцій в свердловинах;
- для перекачування різних рідин або розчинів з ємностей колодязів і водойм;
- для гідравлічної обпресування обсадних труб і колон, а також різного устаткування.

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

При цементуванні проектної свердловини будуть використовуватися цементувальні агрегати ЦА-320М.

Технологічна характеристика цементувальних агрегату ЦА-320М:

Монтажна база	шасі автомобіля КрАЗ-257
Цементувальний насос:	
тип	9Т
гідравлічна потужність, к.с	125
хід поршня, мм	250
максимальний тиск, кгс/см ²	320
максимальна подача, л/с	23
привід	від двигуна автомобіля КрАЗ-257
водоподаючий насос:	
тип	1В
діаметр плунжера, мм	125
хід плунжера, мм	170
подача, л/с	13
тиск, кгс/см ²	15
привід	від двигуна ГАЗ-51А
ємність мірного бака, м	6,4
ємність цементного бачка, м	0,25
діаметр прийомних 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 (глинопорошків) і механізованого приготування тампонажних (глинистих) розчинів.

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

В даному випадку будуть застосовуватися цементозмішувальні машини 2СМН-20.

Технічна характеристика машини 2СМН-20:

Монтажна база	шасі автомобіля КрАЗ-257
Транспортна вантажопідйомність, т	8 - 10
Обсяг бункера, м	14,5
Місткість бункера (по цементу), т	20
Спосіб отримання розчину	механіко-гідравлічний
Продуктивність в м/хв при приготуванні:	
Цементного розчину	0,6 - 1,2
Цементно-бентонітової розчину	0,5 - 1,0
Глинистого розчину	1,0 - 2,0
Тиск рідини замішування, кгс/см ²	8 - 20
Загальна маса не завантаженою машини, т	13,8
Спосіб навантаження в бункер	шнековим погручіком

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

Висновки за розділом

1. Спроектвана конструкція свердловини, вибрано спосіб буріння і бурове обладнання.
2. Вибрано породоруйнуючий інструмент та режими буріння.
3. Обгрунтовано вибір компонування бурового снаряду.
4. Здійснено вибір типу, параметрів промивальної рідини, а також гідравлічний розрахунок промивання свердловини.
5. Розглянути питання цементування обсадних колон і заходи з попередження газопроявлень.

РОЗДІЛ 3 ОХОРОНА ПРАЦІ

Загальні вимоги

Керівники організацій, які беруть участь в будівництві свердловини, зобов'язані забезпечити на об'єкті дотримання всіма працівниками правил охорони праці і техніки безпеки.

При організації будівельного майданчика необхідно позначити небезпечні зони для людей, у межах яких діють або потенційно можуть діяти небезпечні виробничі фактори. Небезпечні зони і потенційно небезпечні зони виробничих факторів повинні бути огорожені і позначені знаками відповідно до вимог ДСТУ 23407-78.

Пожежна безпека повинна бути забезпечена відповідно вимог ДСТУ 12.1.004-76; електробезпека - по ДСТУ 12.1.013-78

Експлуатація будівельних машин повинна здійснюватися відповідно до вимог СНиП 3.01.01-85 з організації будівельного виробництва і СНиП III-4-80 «Техніка безпеки в будівництві» та інструкціями заводів виробників.

В процесі буріння ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ:

- працювати з неогороженим шпинделем бурового верстата;
- продавлювати за допомогою насоса пробки, що утворилися в трубопроводах;

Пускати в роботу насоси після тривалої зупинки взимку без попередньої перевірки прохідності трубопроводу. Не можна ремонтувати трубопроводи, сальник під час роботи промивного насоса. Все шлангові з'єднання повинні виконуватися за допомогою стандартних пристроїв. Використання для цих цілей штирів, дроту, скоб і т.п. не допускається. Під час спуско-підйомних операцій забороняється:

1. Працювати при наявності несправності в лебідці бурового верстата; стояти в безпосередній близькості від спускаються або піднімаються труб або елеватора;
2. Спускати труби з недокрученими різьбовими з'єднаннями;

3. Тримати на вазі талевого систему за допомогою вантажу, закріпленого на рукоятці гальма або шляхом заклинювання рукоятки;

4. Працювати при відсутності сигналізації, механізму від перепідготовки підйому талевого блоку, а також поганому освітленні в нічний час.

Під час вилучення керн з колонкової труби забороняється:

- перевіряти руками положення керн в трубі;
- витягувати керн шляхом струшування або нагрівання колонкової

труби в підвішеному стані вона повинна утримуватися на вазі гальмом, керованим бурильником. Підвішувати трубу слід на вертлюг - пробці або елеваторі, при цьому засувка затвора повинна бути зупинена.

Відстань від нижнього кінця труби до підлоги бурової не повинно перевищувати 2 сантиметрів.

Спуск і підйом обсадних труб, цементування свердловини

Перед спуском або підйомом колони обсадних труб бурильник спільно з буровим майстром і механіком дільниці повинен перевірити стан бурової вишки, обладнання, талевої системи, КВП, фундаменту і розтяжок, правильність встановлення верстата до фундаменту. Виявлені недоліки повинні бути усунені до початку робіт по спуску обсадних труб. Результати перевірки бурильник заносить в буровий журнал.

3.1 Аварії та ускладнення

Основними ускладненнями, які можуть виникнути при бурінні проектної свердловини є обвали, які зазвичай відбуваються під час проходження ущільнених глин, аргілітів або глинистих сланців.

Основними заходами попередження і ліквідації обвалів є:

1. буріння в зоні можливих обвалів з промиванням буровим розчином, який має мінімальну водовіддачу і максимально високу щільність;
2. організація робіт, що забезпечує високі швидкості проходки;
3. виконання наступних рекомендацій:

- бурити свердловини по можливості меншого діаметру;
- бурити від черевика попередньої колони до черевика подальшою колони долотами одного розміру;
- підтримувати швидкість висхідного потоку в затрубному просторі не менше 1,5 м/с;
- подавати бурильну колону на забій плавно, без ривків;
- уникати значних коливань бурового розчину;
- не допускати тривалого перебування бурильної колони без руху.

3.2 Попередження аварій при спуску обсадних колон

Спуск важких обсадних колон (понад 100 т) необхідно проводити на спайдер-елеваторах або за допомогою верхнього спайдера ПКРО.

Подачу обсадних труб на бурову слід проводити обережно при нагвинчених запобіжних кільцях, які потрібно знімати при повній готовності труб до згвинчування. На воротах вишки необхідно встановлювати утримує пристосування, що запобігає удар труб про ротор при подачі в бурову.

Кожну подається для спуску обсадних труб необхідно шаблонірувати, закріпивши за вказаною операцією досвідченого помічника бурильника.

Всі з'єднання черевичної частини обсадної колони (50 - 60 м) після закріплення машинними ключами повинні бути посилені переривчастим зварним швом з обов'язковим застосуванням спецколець або електрозаклепок.

Зварювальні роботи повинні проводитися кваліфікованими зварниками. Не допускається примусове охолодження зварного шва (водою або буровим розчином).

Останню обсадну колону труб рекомендується спускати в свердловину з мінімальною швидкістю і промиванням.

Кріплення різьбових з'єднань всіх обсадних колон має проводитися з використанням моментометрів.

Щоб уникнути поглинання, гідророзриву пластів, порушення стійкості стінок свердловини, що зминають обсадні колони в плані робіт вказувати допустиму швидкість спуску колони. Швидкість спуску підвіски з бурильних труб не повинна перевищувати швидкості спуску обсадних труб.

Для запобігання прихвачування обсадної колони в процесі її заповнення, відновлення циркуляції і проміжних промивок колону необхідно тримати у висячому положенні і проходити через кожні 5 хвилин.

Якщо в процесі спуску колони з'явилася необхідність її проходити, то перед ходінням необхідно долити колону до гирла.

ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ:

- змінювати проектні рішення без оформлення відповідного протоколу;
- застосовувати для виміру бурильних і обсадних труб рулетки які мають поправки після їх ремонту;
- спускати обсадні колони без попереднього гідравлічного обпресування труб;
- застосовувати обсадні труби, які мали пропуски в різьбових з'єднаннях при їх опресуванні;
- спускати обсадні труби, в з'єднаннях яких після навороту на свердловині виявлено перекіс різьб;
- виробляти обварку різьбових з'єднань для «посилення» при ненормальному згвинчуванні обсадних труб;
- примусово пропускати колону через зони посадок;
- застосовувати роз'єднувач, який не дозволяє виробляти промивку по час ОЗЦ [5].

3.3 Попередження аварій через неякісне цементування

Цементування обсадних колон, установка цементних мостів, заливка зон поглинань повинні проводитися тільки при наявності на буровій лабораторних аналізів тампонажних розчинів або їх сумішей, проведених тампонажною

конторою (цехом) або лабораторією в повній відповідності з заданими умовами (температура, тиск, вихідна вода для приготування рідини замішування).

Підбір рецептури тампонажного розчину необхідно проводити за 5 діб до цементування. Якщо з дня вибору рецептури до початку цементування пройшло більше 10 діб, то рецептуру слід піддати контрольній перевірці і в разі необхідності - коригування.

У лабораторії повинно бути підтверджено відсутність негативного впливу буферної рідини на тампонажний і бурові розчини. При цьому буферні рідини (склад і реологічні параметри) повинні забезпечувати:

- гарантований розділ бурового розчину та цементного, що досягається підбором щільності буферної рідини;
- відмиваюча здатність глинистої кірки на кордоні «гірська порода» - «обсадна колона»;
- підвищення адгезійної здатності гірської породи стовбура свердловини і металу обсадних труб по відношенню до цементу.

Час загущування тампонажного розчину, який визначається на консістометрах при взаємодії температури і тиску, імітованих по процесу цементування, має бути на 25% більше розрахункового часу цементування, але не менше ніж на 30 і не більше ніж на 90 хв.

Потрібне кількість тампонажного матеріалу для цементування обсадної колони слід визначати з урахуванням коефіцієнта зжижаємості розчинів (сумішей), промислово-геофізичних даних (по профілометрії, виробленої при виконанні заключного комплексу геофізичних робіт) і накопиченого досвіду цементування свердловин на даній площі.

Доставка цементу на бурову, як правило, повинна здійснюватися цементозмішувальними машинами і цементовозами в опломбованому вигляді з документами про кількість цементу і паспортних відомостях на нього і здаватися буровому майстру, який повинен вести облік завезеного тампонажного матеріалу.

Конструкція цементувальної головки, повинна забезпечувати

можливість попереднього розміщення в ній 2-х розділових пробок, утримуваних за допомогою стопорів, і виключати виникнення перепаду тиску на них при цементуванні.

Цементувальні голівці повинні бути опресовані на півтораразовий максимальний тиск, який очікується при цементуванні, в них повинні бути вставлені верхні розділові пробки. Цементувальні голівки повинні бути обладнані манометрами і кранами високого тиску. До цементувальних голівок повинні бути підведені три лінії (дві робочі і третя для видавлювання розділової пробки).

Процес цементування повинен проводитися безперервно, дотримуючись заданої гідравлічної програми і забезпечуючи розрахункову швидкість висхідного потоку тампонажного розчину в затрубному просторі.

Останні 1,0-1,05 м³ продавочної рідини для обсадних колон діаметром до 245 мм закачувати однією насосною установкою з $Q = 3$ л/с.

Після закінчення цементування обсадних колон, що перекривають пласти з АВПД і газові горизонти, а також в свердловинах, схильних до газонефтепроявлення, на період ОЗЦ необхідно герметизувати заповнений до гирла затрубний простір і забезпечити чергування цементувальних агрегату, обв'язаного з гирлом свердловини.

ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ:

- проводити цементування при відсутності рецептури тампонажного розчину від контори (цеху) або лабораторії філії;
- проводити цементування експлуатаційних колон без проведення контрольного аналізу перед початком робіт;
- цементувати обсадні колони без застосування продавочних пробок;
- приступити до обладнання гирла свердловини до закінчення ОЗЦ і визначення висоти підйому цементу за обсадної колоною (по ОЦК, АКЦ);
- допускати відхилення від типових схем обладнання гирла, встановлених ДСТУом і діючих інструкцій;

- спускати в свердловину бурильні труби до повного закінчення обв'язки ППО;
- проводити роботи по розбурюванню цементної склянки, зворотного направляючого клапана, пробки до закінчення обв'язки ППО, визначення його герметичності, а також із застосуванням КНБК, що включає центруючі пристосування (калібратор, розширювач та ін.);
- бурити роторним способом або провертати бурильну колону при знаходженні калібратора в черевіку обсадної колони [5].

Висновки за розділом

1. Здійснено аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища.
2. Розглянуто заходи щодо забезпечення нормальних умов праці та безпеки технологічних процесів.

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА НАДР І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

Загальні відомості

Відповідно до законодавства про надра, чинним положенням про Держміськтехнагляд, постановами Ради Міністрів щодо посилення охорони природи і поліпшення використання природних ресурсів, пошук і розвідка, розбурювання і розробка нафтових родовищ повинні здійснюватися при повному і строгому дотриманні заходів з охорони надр і навколишнього середовища.

Основними вимогами щодо охорони надр, що пред'являються до пошуку і розвідки нафтових родовищ, є державний контроль за раціональним використанням та охороною надр, (а також встановлення порядку його проведення), дотримання затверджених в установленому порядку стандартів, що регламентують умови використання надр, атмосферного повітря, земель, лісів, вод.

Охорона надр передбачає здійснення комплексу заходів, спрямованих на запобігання втрат нафти в надрах внаслідок низької якості проводки свердловин, порушень технології нафтових покладів і експлуатації свердловин, що призводять до передчасного обводнення або дегазації пластів, перетокам рідини між продуктивними і суміжними горизонтами, руйнування нафтовмісних порід, обсадної колони і цементу за нею.

Охорона навколишнього середовища передбачає заходи, спрямовані на забезпечення безпеки населених пунктів, раціональне використання земель і вод, запобігання забрудненню поверхневих і підземних вод, повітряного басейну, збереження лісових масивів, заповідників.

Основними вимогами щодо охорони навколишнього середовища при експлуатації свердловин є підбір глибинного і наземного обладнання та встановлення оптимальних режимів його роботи.

На виконання зазначених вимог з охорони надр і навколишнього середовища при бурінні проектних свердловин повинні вживати заходів для забезпечення:

- а) запобігання відкритого фонтанування, графіноутворення, поглинання

промивної рідини, обвалів стінок свердловин і міжпластових перетоків нафти, води і газів в процесі проводки, освоєння і їх подальшої експлуатації;

б) надійну ізоляцію в свердловинах нафтоносних, газоносних і водоносних пластів по всьому розрізу;

в) герметичність всіх технічних і обсадних колон, спущених в свердловину, їх якісне цементування;

г) запобігання погіршенню колекторських властивостей продуктивних пластів, збереження їх природного стану при розтині, кріпленні і освоєнні.

Перфорація і торпедування свердловин повинні проводитися при суворому дотриманні діючих інструкцій. Після закінчення буріння свердловини і перфорації колони для запобігання зниженню проникності в привибійної зоні через тривалий вплив на неї води або глинистого розчину свердловина повинна освоюватися в найкоротший час.

При наявності небезпеки міжпластового перетоку нафти, газу і води не допускається проведення заходів з інтенсифікації припливів нафти і газу.

При випробуванні свердловин продукти освоєння повинні збиратися в закриті ємності.

Транспортування допоміжних матеріалів і розчинів які нагнітаються в нафтовий пласт повинно проводитися в закритій тарі або ємностях, які виключають їх вилив.

При розливі нафти на поверхні землі або попаданні її в водний об'єкт в результаті нафтогазового викиду, відкритого фонтанування свердловини або аварії трубопроводу необхідно повідомити про це органи, що здійснюють державний контроль за станом водних об'єктів, не пізніше 3-х годин з моменту виявлення, припинити забір поверхневих і підземних вод для питного водопостачання і вжити заходів, що забезпечить запобігання подальшого поширення забруднення.

Нафта яка розлилася на поверхні об'єкта повинна бути локалізована, зібрана технічними засобами і способами, нешкідливими для мешканців водних об'єктів і не надаючи шкідливого впливу на умови санітарно-побутового

водопостачання, і відправлена на установки підготовки нафти або очисні споруди.

На забрудненій ділянці повинні бути проведені роботи по збору або нейтралізації забруднення з подальшою рекультивацією землі відповідно до ДСТУ 17.5.3.04-83. При порушенні обвалування і гідроізоляції ділянок вони повинні бути відновлені.

4.1 Рекультивація земельної ділянки

Перед початком будівництва свердловини проводяться роботи по збору та відведення землі. Майданчик для буріння вибирається, як правило, на пасовищах, кормові гідності яких невеликі. Потужність чорноземного шару не перевищує 20-40 см. Розмір відведеної ділянки вибирається згідно «Норм відводу земель для нафтових і газових свердловин» - СН 459-74 в залежності від мети буріння і типу бурової установки. При підготовчих роботах проводяться роботи по зняттю і складуванню ґрунтового шару землі відповідно до ДСТУ 17.4.3.02-85. Він складається в спеціально відведені місця у вигляді буртів. З метою попередження вітрової та водної ерозії передбачається посів багаторічних трав. Всі ці роботи повинні проводитись до настання стійких, негативних температур. Майданчик повинен мати ухил у бік комор для стоку рідких відходів.

Сучасне виробництво бурових робіт використовує збір і захоронення вибуреної породи, а також для зберігання технічної води, у спеціально обладнані комори. Стінки і дно комори глінізуються з метою створення екрана, що запобігає виходу водної фракції за межі комори і фільтрацію в ґрунт. Як правило, розробка ґрунту при обладнанні комор ведеться до глинистої «подушки», тобто в якості екрану використовується глиниста товща гірських порід (глини четвертинного і мезозойського віку). Після цього проводиться опресування комори шляхом закачування в нього води. Якщо відбувається зниження рівня води в коморі, то проводиться повторне опресування.

У коморі встановлюється відцентровий насос, за допомогою якого відкачується технічна вода для повторного використання. Для попередження розтікання вод майданчик бурової обладнується стічними лотками і відвалами, спрямованими в технологічні комори. Обсяги технологічних комор визначаються в залежності від глибини свердловин і її конструкції.

Монтаж бурового обладнання починається після проведення всіх підготовчих робіт. Площі під буровим і допоміжним обладнанням повинно бути гідрозольовані, а також мати стічні лотки і відводи. При бурінні свердловини циркуляції бурового розчину здійснюється по замкнутому циклу з застосуванням засобів очищення (гідроциклони, вібросита і т.д.), що входять в комплект бурової установки. У період буріння здійснюється постійний контроль за герметичністю циркуляційної системи, ємностей для доливання свердловини і обробки бурового розчину хімічними реагентами, ємностей ПММ.

Після закінчення будівництва свердловини, демонтажу бурового обладнання, проводяться роботи по ліквідації комор і рекультивації площі бурової. Всі ці роботи проводяться силами будівельної організації для приведення у стан, придатний для використання в сільському господарстві. При ліквідації комор проводяться роботи по відкачці освітленої рідкої фази для подальшого використання, а загуслі залишки бурового розчину і вибуреної породи після природного або примусового випарювання поховані на місці.

Технічна рекультивація проводиться для збереження родючого шару ґрунту і включає виконання наступних робіт:

- зрізка і складування родючого і мінералізованого шарів ґрунту;
- зрізка забрудненого і засміченого ґрунту;
- зворотне переміщення і розрівнювання родючого і мінерального шарів ґрунту після закінчення будівництва.

Біологічна рекультивація проводиться після технічної. Технологія біологічної рекультивації розробляється спеціалізованою організацією за заявкою «Замовника» на основі даних по фоновому станом ґрунтів до початку будівництва і даних по динаміці зміни цього фону під дією факторів будівництва

після його закінчення. «Замовник» представляє ці дані спеціалізованої організації. Технологія біологічної рекультивації повинна включати порядок і кількість внесених добрив для відновлення родючості ґрунтів, кількість застосовуваної техніки. Приведення земельної ділянки у придатний стан здійснюється протягом одного року після завершення робіт. Передача землекористувачу рекультивованих земель оформляється актом в установленому порядку за участю представників землекористувача, будівельної організації місцевих органів.

4.2 Охорона поверхневих і підземних вод

При будівництві свердловини особлива увага приділяється охороні поверхневих і підземних вод. При виборі майданчика враховується віддаленість від відкритих водних об'єктів з урахуванням їх водоохоронних зон. З метою запобігання розтікання технічної води, бурового розчину і відходів буріння за межі майданчика бурової і попадання в водний об'єкт проводяться роботи по обваловки цього майданчика ґрунтом. На ділянці будівництва проводяться роботи по обваловки цього майданчика ґрунтом. На ділянці будівництва проводяться роботи по ізоляції майданчиків технологічного обладнання, складів хімічних реагентів, блоку приготування розчину. Передбачається інженерна система збору відходів буріння за допомогою літаків в комори.

Для потреб будівництва і випробування свердловини застосовується технічна вода. В процесі будівництва свердловини повинен вестися облік витрат за допомогою витратомірів, мірних ємностей та інших засобів, доданих буровій установці.

В процесі буріння свердловини здійснюється замкнутий цикл циркуляції бурового розчину з очищенням від вибуреної породи засобами, наданими буровій установці. Вода, що залишилася відкачується і повторно використовується на технологічні потреби. Вона повинна відповідати вимогам ДСТУ 51-01-0384. Буровий розчин (частково) вивозиться на прилеглі бурові для

подальшого використання.

Для запобігання забруднення водоносних горизонтів і надійної їх ізоляції при бурінні свердловини робочим проектом розробляється конструкція свердловини відповідно до «Правил безпеки в нафтовій і газовій промисловості, 1998 р.»

Для перекриття заколоного простору і запобігання міжпластовому переток за обсадними колонами формується цементна оболонка, для чого використовується тампонажний цемент відповідно до ДСТУ 1581-85.

В процесі проводки на основі геологічної будови і з урахуванням можливих ускладнень застосовують буровий розчин з заданими параметрами (експлуатаційними властивостями) для даних умов буріння.

Буровий розчин представляє собою стійку глинисту суспензію на водній основі (ці параметри розроблені відповідно до «Правил безпеки в нафтовій і газовій промисловості»), оброблену хімічними реагентами. Застосування хімічних реагентів дозволяє підтримувати і регулювати експлуатаційні властивості бурового глинистого розчину, необхідні для безаварійної проводки свердловини до перебірного забою.

4.3 Охорона атмосферного повітря

До основних джерел забруднення атмосферного повітря відносяться: спецтехніка, автотранспорт, тракторна техніка, привід бурової, котельня. У процесі випробування свердловини з нафти, що надходить на поверхню сепарується попутний газ, який спалюється на факелі.

Санітарно-захисна зона при будівництві свердловин на нафту і газ становить 300 метрів (СН245-71).

4.4 Моніторинг за станом навколишнього середовища

Контроль за навколишнім середовищем при будівництві свердловини -

це спостереження за станом і зміною якості ґрунтів, підземних і поверхневих вод, повітря. До завдань контролю на період будівництва свердловини входять роботи з перевірки дотримання вимог з охорони навколишнього середовища та організація контролю шкідливих речовин, що надходять у природне середовище в процесі будівництва. Контроль за надходженням шкідливих речовин здійснюється методом відбору проб до початку будівництва, в період буріння і після закінчення. Відбір проб і визначення хімічного складу ґрунту проводиться в два етапи:

- 1 етап - до початку будівництва - визначення фону;
- 2 етап - після закінчення будівництва і рекультивації порушених земель - фактичний стан ґрунту.

З огляду на те, що в процесі проводки свердловини застосовується бурової глинистий розчин, оброблений хімічними реагентами, що відносяться по класу небезпеки до нетоксичних і малотоксичних, аналіз ґрунтів проводять за такими параметрами:

- нафтопродукти методом крапельного аналізу;
- рН сольової і водної витяжки;
- хлорид і сульфат - іони;
- карбонат кальцію.

Контроль забруднення підземних вод здійснюється методом відбору і аналізу проб з контрольно-спостережних свердловин, пробурених на родовищі. Відбирають проби води на аналіз до початку будівництва - фоновий показник, під час буріння - контроль за зміною складу води, після закінчення будівництва - повний аналіз води. Контроль за якістю підземних вод повинен бути здійснений за такими показниками:

- лужність - мг-екв/л;
- жорсткість - мг/л;
- розчинений кисень - мг/л;
- ГПК - мг/л;
- сухий залишок - мг/л;

- хлориди - мг/л;
- сульфати - мг/л;
- залізо загальне - мг/л;
- азот амонійний - мг/л;
- нафту і нафтопродукти - мг/л.

Порівняння фонових показників з показниками, визначеними в процесі будівництва, дає можливість визначити джерело і ступінь забруднення підземних і поверхневих вод.

Основним джерелом забруднення атмосферного повітря є спалювання попутного газу на факелі. Заміри контрольованих речовин здійснюється до початку будівництва як фоновий показник, і під час спалювання таза. Аналіз проводиться за такими основними речовин:

- сірководень;
- оксиди азоту;
- оксиди вуглецю;
- вуглеводні;
- оксиди сірки;
- окис ванадію.

З наведених відомостей слід, що вплив на навколишнє природне середовище відходів бурового процесу обмежується територією майданчика, відведеної під будівництво бурової установки і привищечних допоміжних споруд.

Відходи у вигляді шламу, відпрацьованого бурового розчину, бурових стічних вод мають 4-й клас небезпеки. Шлам і тверда фаза бурового розчину захороняються в коморі. Бурові стічні води і буровий глинистий розчин частково вивозяться для повторного використання на сусіднє бурові. Інша частина бурових стічних вод частково випаровується, вимерзає, насичує мінеральний ґрунт майданчика.

Територія майданчика бурової після рекультивації самовідновлюються, як показує досвід, протягом 1,5 - 2-х років.

Викиди в атмосферу шкідливих речовин незначні. За межами

майданчика бурової її концентрація нижче ГДК для населених пунктів, будь-якого впливу на найближчі населені пункти ці викиди не роблять.

Надійна конструкція свердловини, сучасне добувочне обладнання і застосовувана технологія буріння повинні забезпечити попередження нафтогазопроявів, що і підтверджується багаторічною практикою роботи бурових підприємств в даному районі.

Чисельність працює на буровій, епізодично привлекаема спецтехніка впливають на тваринний світ незначно і, в основному, в межах території бурової.

Таким чином, запропоновані технічні, технологічні та організаційні заходи повинні забезпечити незначний вплив на навколишнє середовище.

Охорона праці - створення здорових і безпечних умов на виробництві.

Під охороною праці розуміється система законодавчих актів і відповідних їм соціально-економічних, технічних, санірно-гігієнічних і організаційних заходів, що забезпечують безпеку, збереження здоров'я і працездатність людини в процесі праці.

Поняття "охорона праці" з юридичної точки зору включає три основні частини: трудове законодавство, виробничу санітарію та техніку безпеки.

Виробнича санітарія - повинна враховувати специфіку геологорозвідувальних робіт (велика розпорошеність, віддаленість від населених пунктів, широким діапазоном природно-кліматичних умов).

Включає в себе наступні вимоги:

- виробниче освітлення на бурових має удовлетворять вимогам (рівномірність, сталість світлового потоку і т.д.);
- опалення - не нижче 13-18 градусів всередині бурової;
- вентиляція - якісний склад повітря.
- комплекс методів боротьби з шумом;
- загальна вібрація при бурінні геологорозвідувальних свердловин повинна відповідати нормам.

Індивідуальні засоби захисту:

- захисні каски;
- вкладиші, навушники, шоломи;
- спеціальні окуляри або щитки;
- діелектричні рукавички і рукавиці, гумові боти і галоши, гумові килимки і доріжки, ізолюючі підставки;
- спецодяг і спецвзуття.

Всі ці вимоги повинні відповідати інструкції по санітарному утриманню приміщень та обладнання виробничих підприємств.

Висновки за розділом

1. Розглянуто питання охорона атмосферного повітря, водного середовища, земель, лісів, флори та фауни.
2. Описано заходи щодо рекультивация землі на буровій площадці.
3. Описана охорона надр в процесі буріння свердловин і розробки родовища.
4. Наведено заходи щодо утилізація промстоків в процесі розробки родовища.

ВИСНОВКИ

В роботі запроєктовано буріння і кріплення експлуатаційної свердловини на газ глибиною 4450 м на Тимофіївському нафтогазовому родовищі з розробкою заходів щодо попередження порушень цілісності стінок свердловини.

У загальній частині надано: географічне положення, огляд раніше проведених геолого-геофізичних досліджень і геологічна характеристика району робіт. Описано: стратиграфія, тектоніка і фізико-хімічні властивості пластових флюїдів даного району.

Буріння свердловини буде здійснюватися буровою установкою Уралмаш-76Д в три інтервалу буріння, установка шахтного напрямки діаметром 426 мм, Буріння: під кондуктор діаметром 324 мм, Під проміжну колону діаметром 245 мм і під експлуатаційну колону діаметром 140 мм, Із застосуванням глинистого розчину. Контроль процесу буріння забезпечує станція ГТВ. Цементування свердловини буде здійснюватися з застосуванням цементозмішувальних машин 2СМН-20, цементувальних агрегатів. Контроль процесу забезпечить станція контролю цементування СКЦ-2М.

В роботі передбачені всі необхідні заходи безпеки життєдіяльності, Розглянуто заходи щодо попередження аварій і ускладнень, охорони надр і навколишнього середовища.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Дудля М.А. Проектування бурових машин та механізмів. - К .: Вища школа, 1994.
2. Довідник інженера з буріння геологорозвідувальних свердловин. У 2-х томах за ред. проф. Е.А. Козловського. - М .: Недра, 1984
3. Ребрик Б.М. Довідник з буріння інженерно-геологічних свердловин. - М .: Недра, 1983.
4. Бочаров А.І., Бургін О.А. Організація безпечного ведення геологорозвідувальних робіт. - М .: Недра, 1981
5. Гланц А.А., Алексєєв В.В. Довідник механіка геологорозвідувальних робіт. - М .: Недра, 1987
6. Булатов А.І., Аветисов А.Г. Довідник інженера з буріння. У 2-х томах - М .: Недра, 1985.
7. Ганджумян, Р.А. Інженерні розрахунки при бурінні глибоких свердловин/Р.А. Ганджумян, А.Г. Калінін. - М .: Недра, 2000..
8. Булатов, А.І. Довідник інженера з буріння: в 4т./А.І. Булатов, А.Г. Аветисов. - М .: Недра, 1985. - т. 1-2.
9. Вадецкий, Ю.В. Буріння нафтових і газових свердловин: Підручник для поч. проф. Освіти/Ю.В. Вадецкий. - М .: Видавничий центр «Академія», 2003.
10. Олексіївський, Г.В. Бурові установки Уралмаш заводу. - 3-є изд., Перераб. і доп. - М .: Недра, 1981.
11. Воздвиженський, Б.І. Бурова механіка. - 3-є изд., Перераб. і доп./Б.І. Воздвиженський, М.Г. Васильєв. - М .: ГНТИ, 1954.
12. Ганджумян, Р.А. Розрахунки буріння (довідковий посібник)/Р.А. Ганджумян, А.Г. Калінін, Н.І. Сердюк. - М .: РГГРУ, 2007.
13. Калінін, А.Г. Практичний посібник з технологіє буріння на рідкі та газоподібні корисні копалини: Довідковий посібник/А.Г. Калінін і (ін). - М .: ТОВ «Надра - Ббізнес центр», 2001.

- 14.Палашкін, Е.А. Довідник механіка по глибокому бурінню/Е.А. Палашкін. - М.: Недра, 1974.
- 15.Йогансен, К.В. Супутник буровика: Довідник. - 3-е изд., Перераб. і доп./К.В. Йогансен. - М.: Недра, 1990..
- 16.Хаустов, А.П. Охорона навколишнього середовища при видобутку нафти/А.П. Хаустов, М.М. Редіна. - М.: изд-во «Депо», 2006.

1929

