

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

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

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

студента Мамавко Дмитро Русланович
(ПІБ)
академічної групи 185-18-2 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 спорудження експлуатаційної розвідувальної
свердловини № 716 в умовах Пролетарського НГКР
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Хоменко В.Л.			
розділів:				
Технологічний	Хоменко В.Л.			
Охорона праці	Муха О.А.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коровяка Є.А

(підпис)

(прізвище, ініціали)

«_____» _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеня бакалавр
 (бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Мамавко Дмитро Русланович академічної групи 185-18-2 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 спорудження експлуатаційної розвідувальної
свердловини № 716 в умовах Пролетарського НГКР

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15 квітня № 203-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	1. Геолого-технічні умови проведення бурових робіт 2. Техніко-технологічна частина	04.05.2022- 31.05.2022
Охорона праці	3. Охорона праці 4 Охорона навколишнього середовища	01.06.2022- 15.06.2022

Завдання видано

(підпис керівника)

Хоменко В.Л.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі

28.04.2022

Дата подання до екзаменаційної комісії

15.06.2022

Прийнято до виконання

Мамавко Д.Р.

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка 62 стор., 6 рис., 11 табл., 11 джерел.

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН НА НАФТУ, ГАЗ І КОНДЕНСАТ;
СВЕРДЛОВИНА; БУРОВА УСТАНОВКА; ПОРОДОРУЙНУЮЧИЙ
ІНСТРУМЕНТ; ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ.

Сфера застосування розробки – буріння свердловин на нафту і газ.

Об'єкт розроблення – технологія буріння експлуатаційної свердловини для умов Пролетарського нафто-газоконденсатного родовища.

Мета роботи – проектування технології буріння свердловини для розвідки та експлуатації Пролетарського нафто-газоконденсатного родовища.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – розроблено технологію буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Пролетарського нафто-газоконденсатного родовища: виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини; здійснено обґрунтування бурового обладнання; обґрунтовано породоруйнуючий інструмент, технологія кріплення свердловини. Розроблено питання охорони надр і довкілля.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ	5
1.1 Загальні відомості про Пролетарське нафто-газоконденсатне родовище.....	5
1.2 Геологічна Пролетарського газоконденсатного родовища	10
1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин.....	12
Висновки за розділом.....	14
2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	15
2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.....	15
2.1.1 Визначення кількості обсадних колон і глибини їх спуску	15
2.1.2 Визначення діаметрів обсадних колон і доліт	17
2.2 Вибір способу буріння.....	19
2.3 Вибір породоруйнівного інструменту.....	19
2.4 Вибір бурильної колони	21
2.5 Вибір режиму буріння	26
2.6 Промивання свердловини.....	31
2.7 Вибір бурової установки, талевого каната та талевої системи	40
Висновки за розділом.....	43
3 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	44
3.1 Аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища.....	44
3.2 Забезпечення нормальних умов праці та безпеки технологічних процесів....	48
Висновки за розділом.....	50
4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	51
4.1 Природоохоронні заходи по захисту земельної ділянки.....	51
4.2 Заходи по охороні водного середовища	53
4.3 Заходи по охороні та зменшенню впливу на повітряне середовище.....	56
4.4 Заходи по охороні та зменшенню впливу на геологічне середовище	56
Висновки за розділом.....	58
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	61
ДОДАТКИ	62

ВСТУП

Актуальність роботи. Пролетарське нафто-газоконденсатне родовище розташоване на території Магдалинівської селищної та Личківської сільської рад Магдалинівського району Дніпропетровської області. Основною метою планованої діяльності є виконання детальної розвідки Пролетарського родовища для його експлуатації та забезпечення енергетичної незалежності держави.

Проектування технології буріння експлуатаційної свердловини на цьому родовищі є актуальною задачею, вирішення якої дозволить максимально ефективно проводити буріння свердловин.

Мета роботи – проектування технології буріння свердловини для продовження видобування вуглеводнів Пролетарського нафто-газоконденсатного родовища, з метою пошуку, розвідки, оцінки, розробки та експлуатації газових покладів та забезпечення держави енергетичними ресурсами власного видобутку для виконання програми енергетичної незалежності України.

Задачі роботи – розробити технологію буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Пролетарського нафто-газоконденсатного родовища; виконати аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтувати конструкцію свердловини; здійснено обґрунтування бурового обладнання; обґрунтувати вибір породоруйнуючого інструменту, розробити технологія кріплення свердловини. Розробити питання охорони надр і довкілля.

1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ

1.1 Загальні відомості про Пролетарське нафто-газоконденсатне родовище

В адміністративному відношенні площа спорудження (2,6 га) розвідувальної свердловини та об'єкти її облаштування розташовані на території Магдалинівської селищної та Личківської сільської рад Магдалинівського району Дніпропетровської області. Для спорудження розвідувальної свердловини № 716 Пролетарського НГКР та об'єктів її облаштування використовуються землі сільськогосподарського призначення.

Газопровід-шлейф та інгібіторопровід для свердловини № 716 прокладаються по землях в адміністративних межах Магдалинівської селищної та Личківської сільської рад Магдалинівського району Дніпропетровської області. Довжина газопроводу – 3180 м. Всі трубопроводи прокладаються в одній траншеї.

Відведення земельної ділянки у довгострокове користування для будівництва газопроводу-шлейфу виконується замовником і відповідає діючим нормам земельного законодавства України. Загальна площа відведених земель 7,9621 га, з них у короткострокове користування – 7,8500 га, довгострокове – 0,1121 га.

Основною метою планованої діяльності є виконання детальної розвідки Пролетарського родовища для його експлуатації та забезпечення енергетичної незалежності держави. Діяльність носить тимчасовий характер і відбувається протягом 120 днів. За цей час виконуються підготовчі роботи, буріння й кріплення стінок свердловини та випробування, після чого обладнання демонтується, а ділянка приводиться у первинний стан.

Найближча житлова забудова до розвідувальної свердловини № 716 – с. Деконка, знаходиться на відстані 562 м (рис. 1.1, 1.2).

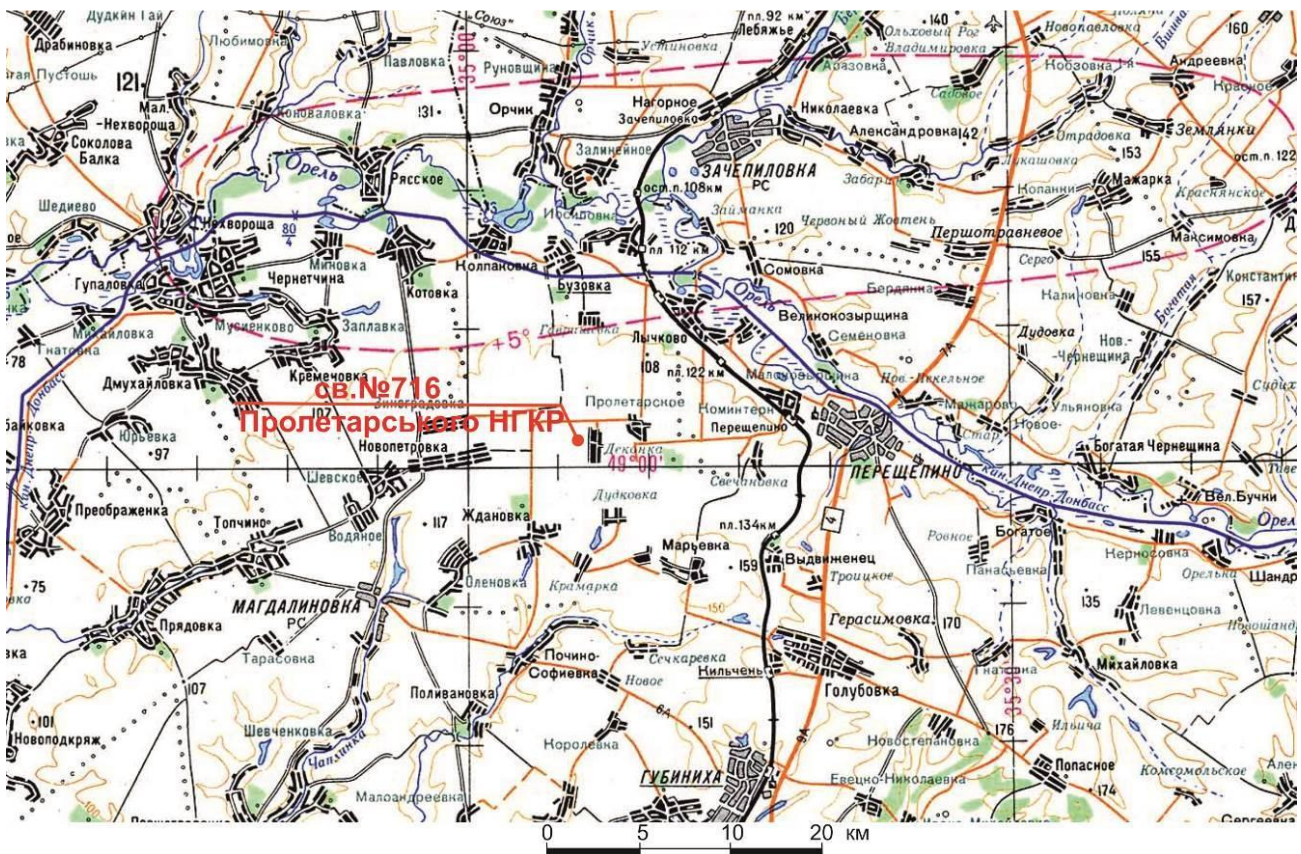


Рисунок 1.1 – Оглядова карта розташування розвідувальної свердловини № 716 Пролетарського НГКР

У геологічній будові Пролетарського родовища беруть участь палеозойські, мезозойські і кайнозойські відклади, що залягають на кристалічному фундаменті.

Негативних впливів екзогенних, ендегенних процесів і явищ геологічного і геотехнічного походження в даному районі не спостерігається. Живлення підземних вод здійснюється за рахунок інфільтрації атмосферних опадів, перетоком підземних вод із горизонтів, які залягають вище.

Ґрунтові води на період вишукувань відкриті на глибині 6 м.

Територія бурового майданчику відноситься до потенційно не підтопленої.

Майданчики та територія нормативної санітарно-захисної зони знаходяться на сільськогосподарських угіддях (рілля).

Передбачається на відстані 100 м від свердловин облаштування амбару з горизонтальною факельною установкою для аварійного спалювання газу.

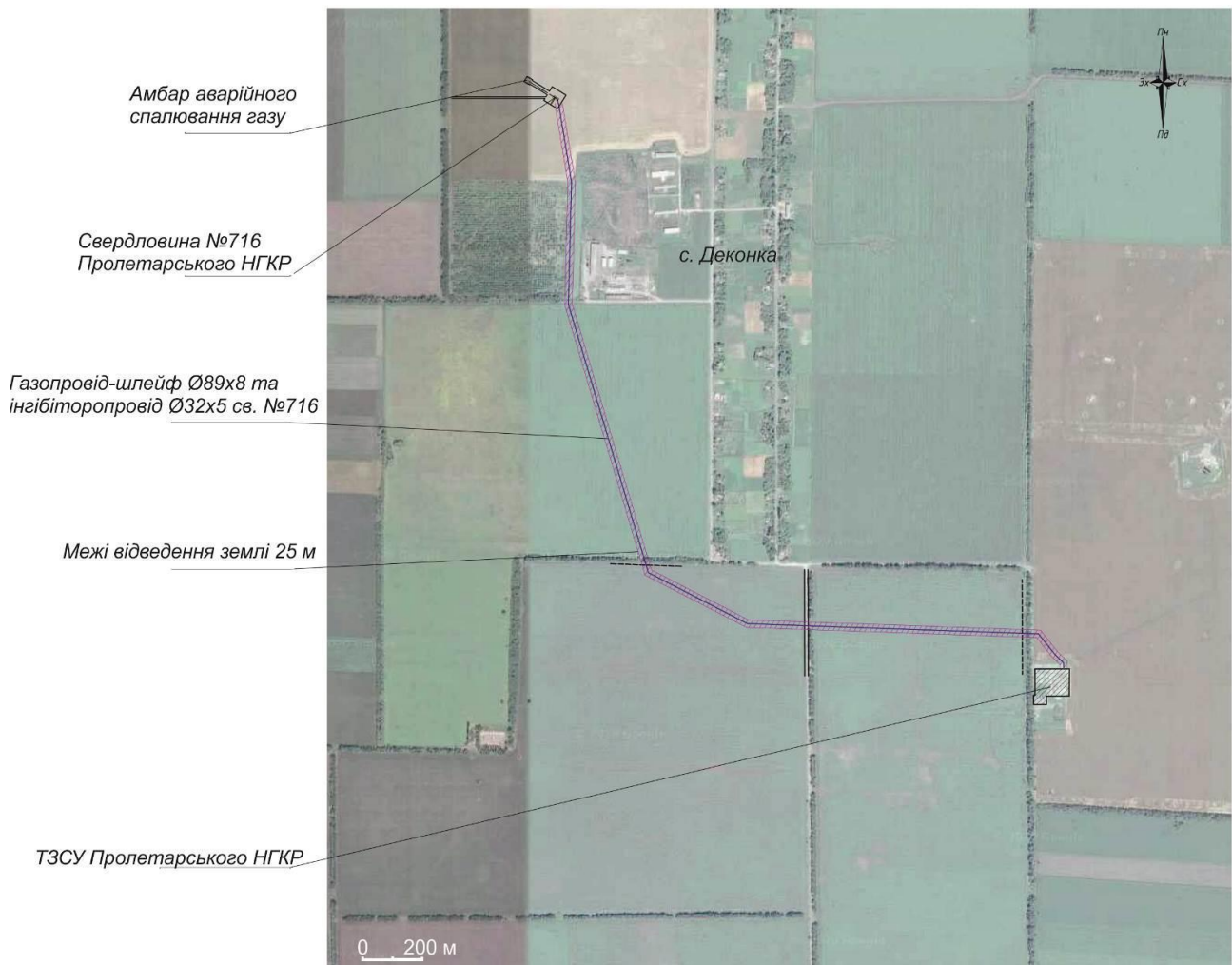


Рисунок 1.2 – Ситуаційна схема розташування об'єкта планованої діяльності (розвідувальна свердловина № 716 Пролетарського НГКР та газопровід-шлейф від свердловини № 716 до ТЗСУ Пролетарського НГКР)

Для газопроводу-шлейфу та інгібіторопроводу від свердловини № 716 до ТЗСУ буде відведена земельна ділянка загальною площею 7,9621 га, з них: у короткострокове користування – 7,8500 га, довгострокове – 0,1121 га.

Ділянка, що розглядається для спорудження свердловини № 716 та прокладання газопроводу-шлейфу від свердловини № 716 до ТЗСУ, вільна від забудови, лісової рослинності (дерев, чагарників, тощо) та зайнята ріллею і не належить до природнозаповідних, історико-культурних чи санітарно-охоронних зон.

Поряд з територією будівництва газопроводу-шлейфу пролягає ґрунтова дорога місцевого значення з лісосмугою та сільськогосподарські угіддя (рілля). За природних умов, ділянка під будівництво газопроводу-шлейфу є рівною та є невідтоплювальною. Поверхневі водні об'єкти, заболочені та обводнені ділянки в зоні будівництва газопроводу-шлейфу відсутні. Перетин водних перешкод не передбачається. Рельєф місцевості є сприятливим для облаштування майданчика свердловини № 716 та прокладання траси шлейфу.

В економічному відношенні район являється сільськогосподарським.

Несприятливі фізико-геологічні процеси і явища в межах проведення планованої діяльності не спостерігаються. Після закінчення процесу спорудження розвідувальної свердловини № 716, демонтажу бурового обладнання та прокладання газопроводу-шлейфу від свердловини № 716 до ТЗСУ, стан земельної ділянки буде повернений до початкового (проведена технічна та біологічна рекультивация).

Метою планованої діяльності є розвідка покладів вуглеводнів Пролетарського НГКР шляхом спорудження розвідувальної свердловини № 716 глибиною 3540 м з наступними показниками:

- | | | |
|-----|-----------------------------------|---------------------------|
| 1. | Назва родовища | - Пролетарське |
| 2. | Номер свердловини | - 716 |
| 3. | Проектна глибина (по стовбуру), м | - 3541 |
| 4. | Призначення свердловини | - розвідувальна |
| 5. | Конструкція свердловини | - похило-спрямована |
| 6. | Адміністративне розміщення | - Україна |
| | - область | - Дніпропетровська |
| | - район | - Магдалинівський |
| 7. | Клімат району | - помірно-континентальний |
| 8. | Рельєф місцевості | - рівнинний |
| 9. | Вид ґрунту | - рілля |
| 10. | Стан місцевості | - незаболочена |

11.	Рівень ґрунтових вод, м	- 6,0
12.	Глибина промерзання ґрунту, м	- 1,1
13.	Площа майданчика спорудження свердловини, га	- 2,6
14.	Товщина зняття родючого шару ґрунту, м	- 0,8
15.	Вид рекультивації	- технічна і біологічна
16.	Тип бурової установки	- “К-200” або “SK-1000”
17.	Вид палива	дизельне
18.	Висота бурової вежі разом з основою, м	48
19.	Кількість людей, які одночасно знаходяться на буровій, чол.	20
20.	Кількість змін, шт.	2
21.	Кількість вагон-будинків, шт.	8
22.	Режим роботи цілодобовий, ТАК/НІ	ТАК
23.	Видобуток природного газу, м3/добу	при випробуванні – 50 000 при експлуатації – 100 000

1.2 Геологічна Пролетарського газоконденсатного родовища

Родовище розташоване в Магдалинівському районі Дніпропетровської області на відстані 20 км від смт Магдалинівка. Підняття знаходиться в південно-східній частині південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини в межах Зачеплівсько-Левецьківського структурного валу.

Складка виявлена і підготовлена до пошукового буріння сейсмозвідкою по сейсмічному горизонту Уб, (московський ярус) у 1965 р. В цьому ж році почалася проводка свердловини 1, а в наступному при випробуванні серпуховських відкладів (продуктивний горизонт С-21, іпт. 2700-2721 м) отримано газовий фонтан дебітом 89,1 тис. м³ добу через діафрагму діаметром 11,05 мм. На Державній баланс родовище прийняте в 1966 р. Всього пробурено 13 пошукових і розвідувальних свердловин, якими розкрито розріз від мезокайнозою до кристалічного фундаменту протерозою.

По покрівлі продуктивного горизонту Б-9 (башкирський ярус) підняття має вигляд майже симетричної брахіантикліналі північно-західного простягання амплітудою понад 60 м (рис. 1.3, 1.4). Її розмір 4,8x1,5 км.

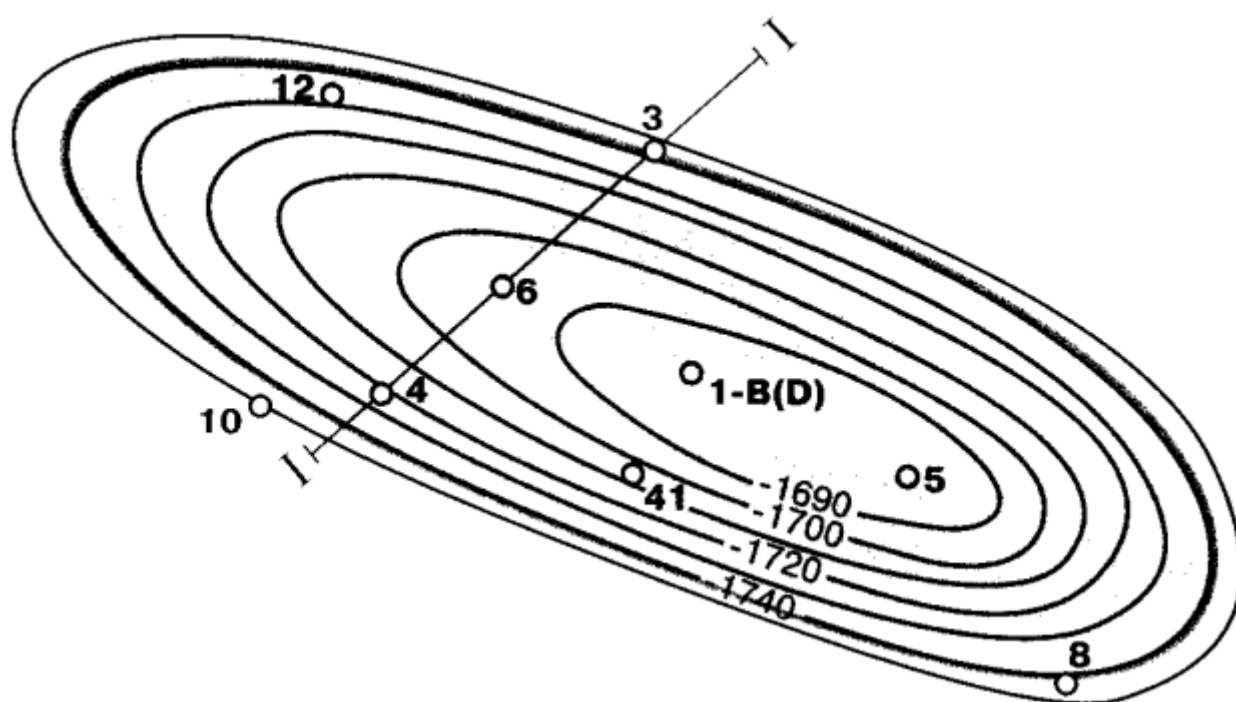


Рисунок 1.3 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Б-9

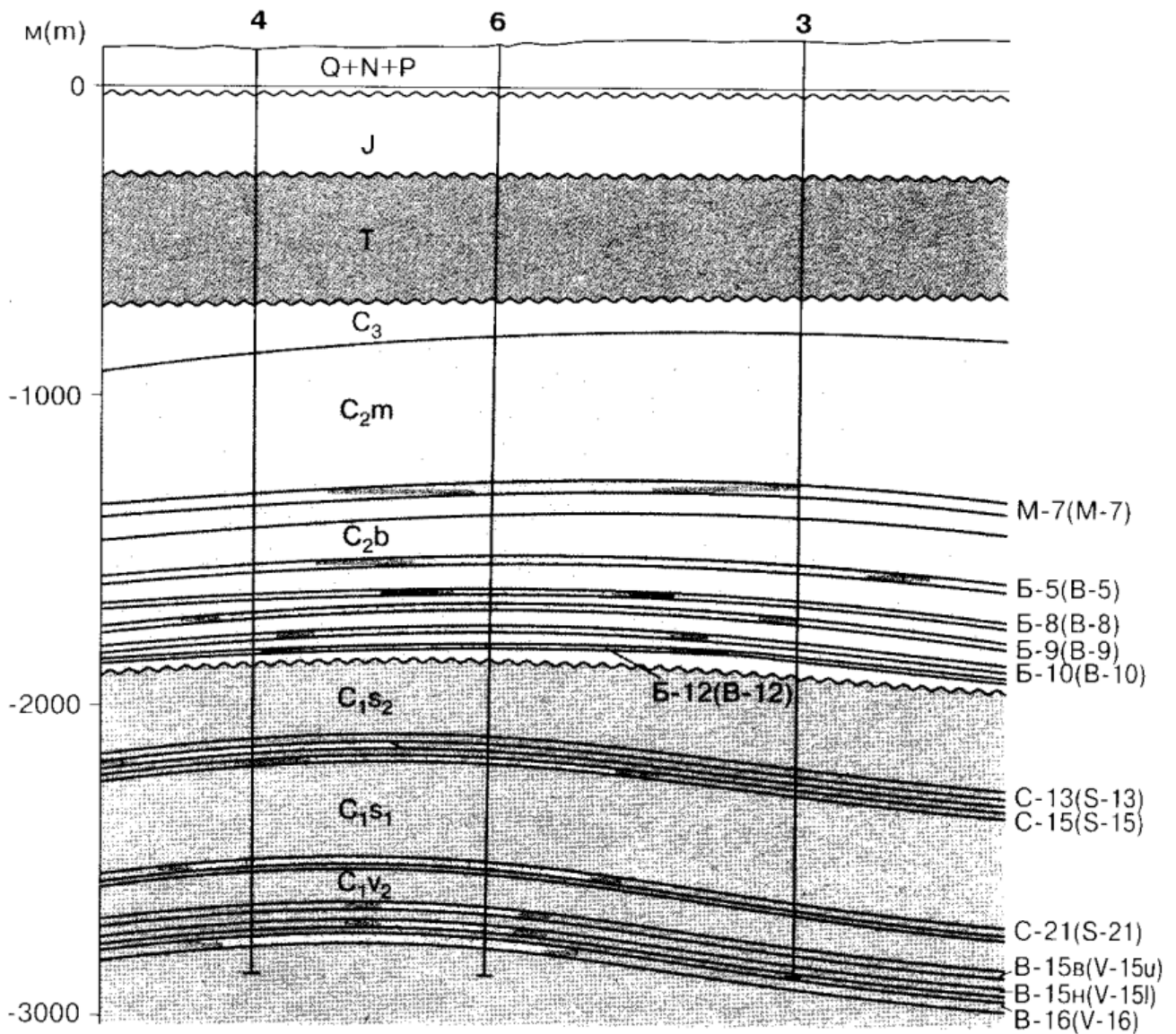


Рисунок 1.4 – Геологічний розріз по лінії I-I

Розвідані і оцінені запаси газоконденсатних покладів в утвореннях московського (горизонт М-7), башкирського (горизонти Б-5, Б-8, Б-9, Б-10, Б-12), серпуховського (горизонти С-13, С-15, С-21) і візейського (горизонти В-15в, В-15н, В-16) ярусів. Поверх газоносності перевищує 1540 м. Скупчення горизонтів Б-8, Б-12 мають невеликі нафтові облямівки. Поклади склепінні пластові, а в нижньому карбоні і літологічно обмежені. Колекторами є пісковики, середнє значення пористості котрих погіршується з глибиною: від 28% для горизонту М-7 до 9% горизонту В-16.

В 1968 р. розпочата дослідно-промислова експлуатація, а в 1971 р. - розробка покладів. Максимального видобутку газу досягнуто в 1972 р. (11,2% початкових запасів). Річний відбір в обсязі 1,4-2,0 млрд. м³ газу утримувався протязі 1970-1974 рр. і забезпечувався 21 експлуатаційною свердловиною. Поклади розроблялися окремими сітками свердловин (лише горизонтів С-13 і С-15 - спільно) в режимі природного виснаження з високим темпом зниження пластового тиску і виходу стабільного конденсату. З родовища відібрано 77,2% початкових запасів газу і 60% конденсату.

З 1984 р. родовище використовується як підземне газосховище.

1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Гірничо-геологічні умови бурових робіт свердловин на Пролетарському родовищі наведені в табл. 1.2.

У інтервалі 0-50 м залягають льос та частково глина. Категорія з твердості – II, з абразивності – III. Прогнозовані ускладнення в даному інтервалі – обвали.

У інтервалі 50-140 м залягають глина та пісок. Категорія з твердості – III, з абразивності – III. Прогнозовані ускладнення в даному інтервалі – обвали.

У інтервалі 140-450 м залягають глина та пісковик. Категорія з твердості – III, з абразивності – VI. Прогнозовані ускладнення в даному інтервалі – обвали.

У інтервалі 450-700 м залягають глина, пісковик та вапняк. Категорія з твердості – V, з абразивності – VII. Прогнозовані ускладнення в даному інтервалі – обвали.

У інтервалі 700-1150 м залягають аргіліти та пісковик. Категорія з твердості – V, з абразивності – VIII. Прогнозовані ускладнення в даному інтервалі – звуження стовбура.

Таблиця 1.2 – Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Глибина підпошви, м	Літологічна ха- рактеристика відк- ладень	Категорія		Градiєнт тискiв, МПа/м		Очікуванi усклад- нення
		З твердо- сті	З абрази- вності	Пласто- вий	Гiдроро- зриву	
50	Льос, глина	II	III	0,0102	0,0140	Обвали
140	Глина, пісок	III	III	0,0102	0,0140	
450	Глина, пісковик	III	VI	0,0102	0,0140	
700	Глина, пісковик, вапняк	V	VI	0,0102	0,0164	
1150	Пісковик, аргіліт	V	VIII	0,0105	0,0164	Звуження стовбура
1600	Пісковик, аргіліт, алевроліт	VI	VIII	0,0105	0,0160	
1800	Пісковик, аргіліт, алевроліт	VI	VII	0,0105	0,0160	Осипання аргілітів
2030	Аргіліт, алевро- літ, пісковик	VI	VIII	0,0110	0,0170	
2900	Пісковик, алевро- літ, аргіліт	V	VIII	0,0132	0,0190	Нафтога- зопрояв- лення
3540	Пісковик, аргіліт, вапняк, кам'яна сіль	V	VII	0,0132	0,0203	

У інтервалі 1150-1600 м залягають пісковик, аргіліт та алевроліт. Категорія з твердості – VI, з абразивності – VIII. Прогнозовані ускладнення в даному інтервалі – звуження стовбура.

У інтервалі 1600-1800 м залягають пісковик, аргіліт та алевроліт. Категорія з твердості – VI, з абразивності – VII. Прогнозовані ускладнення в даному інтервалі – осипання аргілітів.

У інтервалі 1800-2030 м залягають аргіліт, алевроліт та пісковик. Категорія з твердості – VI, з абразивності – VIII. Прогнозовані ускладнення в даному інтервалі – осипання аргілітів.

У інтервалі 2030-2800 м залягають пісковик, аргіліт та алевроліт. Категорія з твердості – V, з абразивності – VIII. В цих породах очкуються нафтогазопроявлення.

У інтервалі 2800-3540 м залягають пісковик, аргіліт та алевроліт. Категорія з твердості – V, з абразивності – VII. На даному інтервалі, очікуються нафтогазопроявлення.

Висновки за розділом

1. В адміністративному відношенні родовище розташоване на території Магдалинівської селищної та Личківської сільської рад Магдалинівського району Дніпропетровської області. Метою планованої діяльності є розвідка покладів вуглеводнів Пролетарського НГКР шляхом спорудження розвідувальної свердловини № 716 глибиною 3540 м.

2. У геологічній будові Пролетарського родовища беруть участь палеозойські, мезозойські і кайнозойські відклади, що залягають на кристалічному фундаменті.

3. Розглянуті гірничо-геологічні умови буріння свердловин. Пласти, насичені вуглеводнями залягають на глибинах 2030-3540 м.

2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

2.1.1 Визначення кількості обсадних колон і глибини їх спуску

Для визначення кількості обсадних колон і глибини їхнього спуску будемо суміщений графік зміни пластового тиску та тиску гідророзриву порід згідно глибини свердловини.

У свердловину спускають наступні типи обсадних колон.

Напрямок – слугує для закріплення гирла свердловини і з'єднання його з циркуляційної системою. Його зазвичай опускають на глибину 3-10 м.

Кондуктор – слугує для перекриття верхньої частини геологічного розрізу, складеного нестійкими породами; запобігання водоносних горизонтів від забруднення; установки на гирлі противикидного обладнання і підвіски наступних обсадних колон. Опускається на глибину кількох сотень метрів (200-600 м).

Проміжна колона – застосовують для кріплення та ізоляції вище лежачих зон геологічного розрізу, несумісних за умовами буріння з нижче лежачими.

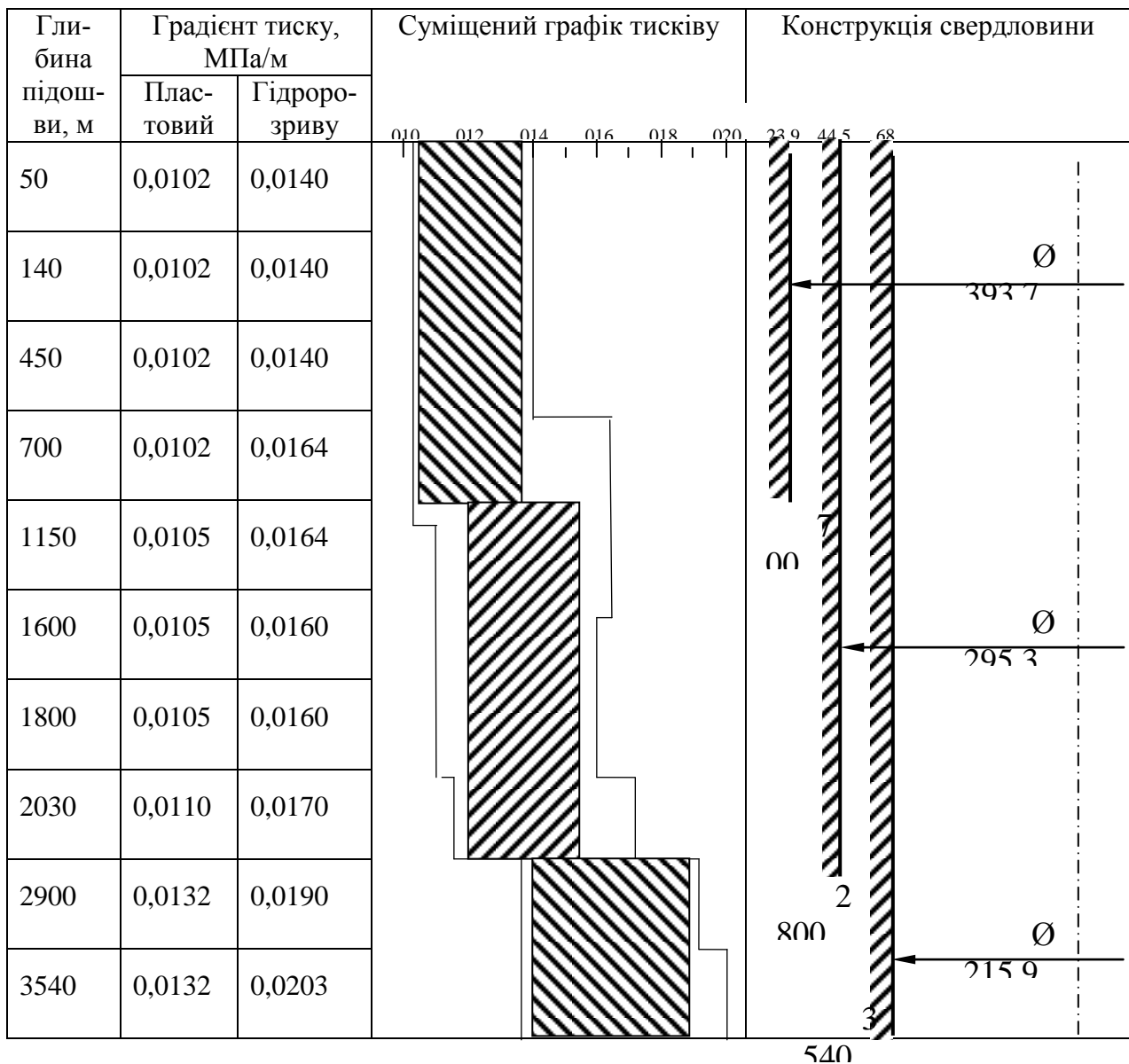
Експлуатаційна колона – слугує для видобування нафти або газу; для закачування агентів в пласт. В інтервалі продуктивного пласта експлуатаційну колону перфорують або обладнують фільтром. В окремих випадках експлуатаційна колона, також може опускатися в вигляді хвостовика.

На рис. 2.1 представлена типова схема конструкції свердловини.

Конструкція діаметрів колон і доліт починається знизу вгору. Діаметр робочої колони обумовлений експлуатаційними вимогами і складає 127 мм.

Комбінований графік змін градієнтів пластового і гідравлічного тиску по глибину свердловини представлений в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Суміщений графік тисків



Відповідно до графіку з принципу сумісності умов буріння знаходимо зони кріплення свердловини. Проаналізувавши геолого-технічні умови і врахувавши можливі ускладнення можемо зробити висновки щодо кількості обсадних колон та глибини їх залягання.

Відповідно до цього графіка і геолого-технічних умов буріння будуть встановлені наступні колони:

- в інтервалі 0-14 м – напрямок, з повним цементуванням рублевого простору;
- в інтервалі 0-700 м – кондуктор для перекриття площі осадових порід (схильних до обвалення), з повним цементуванням затрубного простору;

- в інтервалі 0-2030 м – проміжна колона, з повним цементуванням затрубного простору;
- в інтервалі 0-3540 – експлуатаційна колона, з повним цементуванням затрубного простору.

2.1.2 Визначення діаметрів обсадних колон і доліт

Визначимо діаметри обсаданих труб і доліт для буріння свердловини.

1) З метою забезпечення необхідного дебіту діаметр експлуатаційної колони:

$$d_{\text{ек}} = 168 \text{ мм};$$

2) Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

$$D_{\text{д}}^{\text{е}} = D_{\text{м}} + 2 \cdot \delta$$

де $D_{\text{м}}$ – діаметр муфти робочої колони,

δ зазор між робочою колоною і стінками свердловини.

Оскільки $d_{\text{ек}} = 168 \text{ мм}$, то $\delta = 10 \text{ мм}$.

Тоді діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону дорівнює

$$D_{\text{д}}^{\text{е}} = D_{\text{м}} + 2\delta = 187,7 + 2 \cdot 10 = 207,7 \text{ мм}$$

Згідно ДСТ на бурові долота приймаємо $D_{\text{д}}^{\text{е}} = 215,9 \text{ мм}$.

3) Визначаємо внутрішній діаметр попередньої обсадної колони, виходячи з того, що різниця між внутрішнім діаметром попередньої колони і діаметром долота повинна бути 6-8 мм, тобто

$$D_{\text{в}} = D_{\text{д}} + (6 \div 8) = 215,9 + 7 = 222,9 \text{ мм}$$

Згідно ДТС на обсадні труби $D_3 = 244,5 \text{ мм}$; $D_{\text{в}} = 228,5 \text{ мм}$; $D_{\text{м}} = 269,9 \text{ мм}$.

4) Визначаємо діаметр долота для буріння під проміжну колону.

$$D_{\text{д}}^{\text{п}} = D_{\text{м}} + 2\delta = 269,9 + 2 \cdot 10 = 289,9 \text{ мм}.$$

Згідно ДСТ на долота приймаємо $D_{\text{д}} = 295,3 \text{ мм}$.

5) Визначаємо внутрішній діаметр кондуктора

$$D_B = D_d + (6 \div 8) = 295,3 + 7 = 302,3 \text{ мм}$$

Згідно ДСТ на обсадні труби $D_3 = 323,9 \text{ мм}$; $D_M = 351 \text{ мм}$.

6) Визначаємо діаметр долота для буріння під кондуктор

$$D_d^K = D_M + 2\delta = 351 + 2 \cdot 20 = 391 \text{ мм}$$

Згідно ДТС на бурові долота $D_d^K = 406,4 \text{ мм}$.

7) Діаметр напрямку вибираємо таким, щоб різниця між його зовнішнім діаметром і діаметром долота для буріння під кондуктор була 50-100 мм.

$$D_3^H = D_d^K + (50 - 100)$$

$$D_3^H = D_d + (50 \div 100) = 406,4 + 50 = 466,4 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби $D_3^H = 508 \text{ мм}$, $D_B^H = 490 \text{ мм}$.

Цементування обсадних колон проводимо на всю довжину свердловини.

Результати розрахунків зведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Проектна конструкція свердловини

Назва колони	Глибина спуску колони, м	Діаметр колони, мм	Діаметр долота, мм	Інтервал цементування, м
Напрямок	14	508	-	0-14
Кондуктор	700	323,9	406,4	0-700
Проміжна	2030	244,5	295,3	0-2030
Експлуатаційна	3540	168	215,9	0-3540

2.2 Вибір способу буріння

Для вибору і обґрунтування способу буріння в різних інтервалах свердловини необхідно враховувати її конструкцію, вивчити геолого-технічні умови спорудження свердловин та провести аналіз техніко-економічних показників свердловин пробурених на даній та сусідніх площах. Основним критерієм при виборі способу буріння вважається мінімальна собівартість 1 м проходки.

Крім цього треба зважати і на те, що роторний спосіб буріння рекомендують використовувати тоді, коли глибина свердловини перевищує 3500 м; діаметр долота менше 190,5 мм; температура вибою свердловини більше 140 °С; у свердловині очікуються прихвати і зтяжки, можливе використання аерованої промивальної рідини; повітря й газу; доліт з герметичною опорою.

Сферою використання турбінного буріння переважно є свердловини глибиною менше 3500 м і діаметром більше 190,5 мм; із температурою вибою менше 140 °С; буріння похило-направлених і горизонтальних свердловин; в умовах обмежених навантажень на долото, при використанні алмазних доліт.

Згідно з конструкцією свердловини, геолого-технічних умов спорудження свердловини, аналізуючи техніко-економічні показники та кінцевий діаметр обираємо обертове буріння з роторним обертачем.

Також вибір способу буріння обґрунтовувався основним критерієм при мінімальній собівартості 1 м проходки. Та рекомендаціями до вибору способу, які вказують на те, що дана свердловина з проектною глибиною 3350 м може буритись з використанням роторного обертача.

2.3 Вибір породоруйнівного інструменту

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться такими двома способами:

- 1) за механічними та абразивними властивостями гірських порід;
- 2) за промисловими даними.

Для вибору типу долота за першим способом для розбурювання конкретної породи, яка містить пропластки з різними механічними властивостями, необхідно оцінити категорію твердості та абразивності всіх пропластків, знайти їх середньозважені розрахункові значення для всієї товщі породи і нанести на кваліфікаційну таблицю парних відповідностей категорій твердості та абразивності.

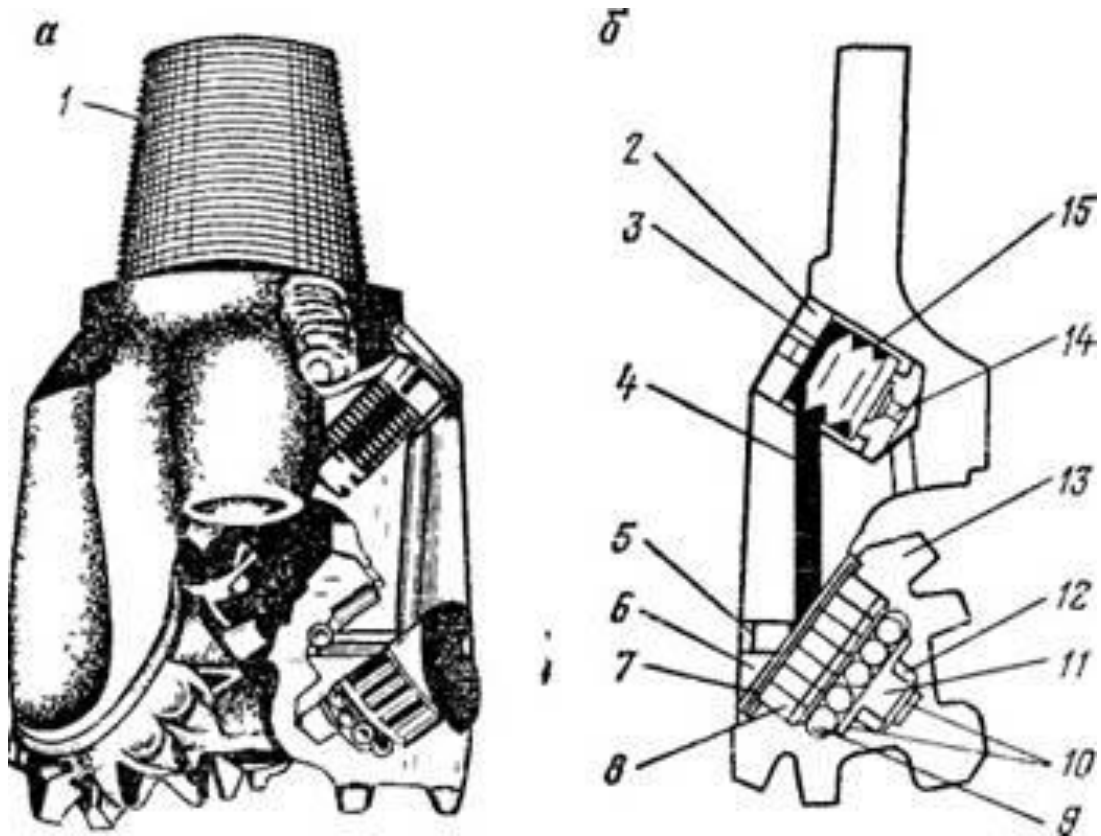
При використанні другого способу необхідно мати промислову інформацію (картки відробки доліт) з буріння не менше 5-6 свердловин на даній площі. Обробивши цю інформацію порівнюють рейсову швидкість та собівартість одного метра та вибирають оптимальний тип долота для кожного інтервалу.

Обрані види доліт наведені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Породоруйнівний інструмент

Інтервал буріння, м	Характеристика порід		Тип долота	Допустиме навантаження, кН	Кількість зубків на периферійному вінці, шт.
	категорія за буримістю	категорія за абразивністю			
700	II-V	III-VI	III393,7С-ЦВ	470	24
2030	V-VI	VII-VIII	III295,3ТЗ-ЦВ	400	24
3540	VII	VIII	III215,9ТКЗ-ГВ	250	18

На рис. 2.1 показана конструкція бурового шарошкового долота з мастилонаповненою опорою.



а - загальний вигляд, б - лапа, 1 - ніпель, 2 - приварна кришка (пробка); 3 - мастило, 4 - канал для змащення, 5 - приварний замковий палець; 6 - козирок лапи, 7 - сальникове ущільнення підшипників, 8 - зовнішній роликовий підшипник; 9 - кульковий підшипник, 10 - кінцевий опорний підшипник, 11 - цапфа; 12 - втулка цапфи, 13 - шарошка, 14 - зрівняльний отвір, 15 - діафрагмовий компенсатор (сильфон)

Рисунок 2.1 – Конструкція шарошкового долота

2.4 Вибір бурильної колони

Вибір діаметрів ОБТ і бурильних труб

При виборі діаметрів ОБТ та бурильних труб враховують рекомендовані співвідношення між діаметрами доліт, ОБТ та бурильних труб.

Крім цього, вибирають діаметри бурильних і обважнених бурильних труб так, щоб витримувалися такі співвідношення

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

де $d_{\text{ОБТ}}$, $D_{\text{д}}$, – відповідно діаметр ОБТ і долота.

$$\text{Тоді } D_{\text{обт}} = D_{\text{д}} \cdot 0,8 = 215,9 \cdot 0,8 = 173 \text{ мм}$$

Приймаємо у відповідності зі стандартом ОБТ

ОБТС1-178

Внутрішній діаметр

$$d_{\text{вн}} = 80 \text{ мм}$$

Вага 1 м цих труб

$$q_{1\text{м}} = 1560 \text{ Н}$$

Діаметр бурильних труб

$$d_{\text{от}} = (0,75 \div 0,8) \cdot D_{\text{ОБТ}}$$

$$d_{\text{от}} = 0,775 \cdot 178 = 138 \text{ мм.}$$

Приймаємо у відповідності зі стандартом бурильну колону ТБН-139,7

Для з'єднання окремих елементів БК обираємо замки ЗУ-185.

Він має мінімальний прохідний діаметр 120 мм.

Вибір КНБК

Компоновку низу бурильної колони проектують з урахуванням профілю стовбура свердловини і схильності порід до викривлення свердловини. Для вертикальних свердловин це переважно один або два наддолотні калібратори, одна або дві ОБТ (збалансовані, квадратні чи спіральні) максимально можливого діаметра, стабілізатор і далі ОБТ розрахованого діаметра.

ОБТ

Для одноступінчастої компоновка необхідна довжина ОБТ визначається за формулою

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{KG_{\text{д}}}{q_{\text{УБТ}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}} \right)}$$

де $l_{\text{ОБТ}}$ – довжина УБТ, м;

K – коефіцієнт резерву, $K=1,20-1,25$;

G_d – навантаження на долото, Н;

$\rho_{\text{пр}}$ – щільність промивальної рідини, кг/м^3 ;

ρ_m – щільність металу ОБТ, кг/м^3 ;

$q_{\text{ОБТ}}$ – вага 1 м ОБТ, даН/м ; $q_{\text{ОБТ}} = 1354 \text{ Н/м}$.

$$l_{\text{обт}} = \frac{K \cdot C_d}{q_{\text{обт}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_c}\right)} = \frac{1,25 \cdot 250000}{1560 \cdot \left(1 - \frac{1,48}{7,85}\right)} = 246 \text{ м},$$

Отриману довжину ОБТ округляють у більший бік до величини, яка кратна довжині свічки (25 м). Тоді $l_{\text{ОБТ}} = 250 \text{ м}$.

Обчислюємо вагу ОБТ за формулою:

$$Q_{\text{обт}} = l_{\text{обт}} \cdot q_{1\text{м.обт}}$$

А отже,

$$Q_{\text{обт}} = 250 \cdot 1560 = 390000 \text{ Н}$$

Над ОБТ рекомендується розмістити багаторічний комплект бурових труб. Для цього вони в основному вибираємо труби зі сталі групи міцності "D" з найбільшою товщиною стіни і довжиною 250-300 м

Беремо довжину наддовгої комплекту 300 м (12 свічок) з труб діаметром 139,7 мм із сталі групи міцності "D" товщиною стіни 11 мм.

Конструкція бурильної колони

При визначенні конструкції бурильної колони приймаємо, що бурильна колона має одноступінчату конструкцію, тобто при однаковому зовнішньому діаметрі складається із декількох секцій, які відрізняються одна від одної довжиною, товщиною стінки і групою міцності.

Довжину першої секції визначають із умови допустимих напружень розтягу

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_T (G_{\text{ОБТ}} + G + G_{\text{НК}}) \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right) - P_{\text{п}} F_{\text{п}}}{K q_1 \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right)}, \quad Q_{p1} = \frac{Q_T}{K_1 n},$$

де Q_{p1} – допустиме розтягуюче навантаження для труб першої секції, Н;

K_T - коефіцієнт тертя ($K_T = 1,15$);

$G_{\text{ОБТ}}$ - вага ОБТ, Н;

G - вага забійного двигуна, Н;

$G_{\text{НК}}$ - вага наддолотного комплекту, Н;

$P_{\text{п}}$ - повна втрата тиску в вибійному двигуні і долоті, Па;

$F_{\text{п}}$ – площа прохідної ділянки бурових труб, м²;

q_1 – 1 м вага бурильних труб першої секції, Н/м;

Q_T – розтягування навантаження до межі плинності матеріалу труби, Н
(задається в технічних характеристиках труб);

n - коефіцієнт безпеки (при бурінні з вибійним двигуна $n=1,3$; при роторному бурінні $n=1,4$);

K_1 - коефіцієнт, який враховує дію моменту згинання (при роторному бурінні $K_1 = 1.04$).

1) Розрахунок для першої секції: товщина стінки $\delta_1 = 8$ мм,

сталь типу "Д" $q_{16T} = 260$ Н

$$Q_{l1} = \frac{\sigma_{\text{тр}} \cdot F_{\text{тр}}}{n} = \frac{380 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,1397^2 - 0,1237^2)}{1,3} = 967043 \text{ Н}$$

Тоді довжина першої секції дорівнює

$$l_1 = \frac{Q_p - K(G_{\text{убт}} + G_{\text{НК}}) \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{с}}}\right) - (P_{\text{д}}) \cdot F_K}{K \cdot q_{6T1} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{с}}}\right)} =$$

$$= \frac{967043 - 1,15(390000 + 87500) \left(1 - \frac{1,48}{7,85}\right) - 13 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot 0,1397^2}{1,15 \cdot 260 \cdot \left(1 - \frac{1,48}{7,85}\right)}$$

$$= 1328 \text{ м}$$

Приймаємо $l_1 = 1325$ м

2) Розрахунок для другої секції: товщина стінки $\delta_2 = 9$ мм, "сталь типу "Д"; $q_{2\text{бт}} = 290$ Н

$$Q_{l_2} = \frac{\sigma_{\text{тр}} \cdot F_{\text{тр}}}{n} = \frac{380 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,1397^2 - 0,1217^2)}{1,3} = 1079662 \text{ Н}$$

$$l_2 = \frac{Q_{l_2} - Q_{l_1}}{K \cdot q_{2\text{бт}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{с}}}\right)} = \frac{1079662 - 967043}{1,15 \cdot 290 \cdot \left(1 - \frac{1,48}{7,85}\right)} = 416 \text{ м}$$

Приймаємо $l_2 = 400$ м

3) Розрахунок для третьої секції: товщина стінки $\delta_3 = 10$ мм, сталь типу "Д"; $q_{3\text{бт}} = 320$ Н

$$Q_{l_3} = \frac{\sigma_{\text{тр}} \cdot F_{\text{тр}}}{n} = \frac{380 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,1397^2 - 0,1197^2)}{1,3} = 1190446 \text{ Н.}$$

$$l_3 = \frac{Q_{l_3} - Q_{l_2}}{K \cdot q_{3\text{бт}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{с}}}\right)} = \frac{1190446 - 1079662}{1,15 \cdot 320 \cdot \left(1 - \frac{1,48}{7,85}\right)} = 371 \text{ м.}$$

Приймаємо $l_3 = 350$ м

4) Розрахунок для четвертої секції: товщина стінки $\delta_4 = 11$ мм, сталь типу "Е" $q_{4\text{бт}} = 350$ Н

$$Q_{l4} = \frac{\sigma_{\text{тр}} \cdot F_{\text{тр}}}{n} = \frac{550 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,1397^2 - 0,1177^2)}{1,3} = 1880703 \text{ Н}$$

$$l_4 = \frac{Q_{l4} - Q_{l3}}{K \cdot q_{36\text{т}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{с}}}\right)} = \frac{1880703 - 1190446}{1,15 \cdot 350 \cdot \left(1 - \frac{1,48}{7,85}\right)} = 2113 \text{ м}$$

Оскільки така довжина четвертої секції призводить до того, до довжина бурильної колони перевищить глибину свердловини, то приймаємо $l_4 = 965$ м

Результати зведемо в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Конструкція бурильної колони

Показники	Номер секції знизу угору					
	ОБТ	НК	1	2	3	4
Зовнішній діаметр труб, мм	178	139,7	139,7	139,7	139,7	139,7
Товщина стінки, мм	49	11	8	9	10	11
Група міцності матеріалу труб	-	Д	Д	Д	Д	Е
Довжина секції, м	250	250	1325	400	350	965
Вага 1 м, Н/м	1560	350	260	290	320	350
Вага всієї секції, Н	390000	87500	344500	116000	112000	337750
Загальна вага, Н	1387750					

2.5 Вибір режиму буріння

Під режимом буріння розуміють сукупність таких факторів, що впливають на ефективність руйнування породи й інтенсивність зносу доліт, і якими можна керувати в період роботи долота на вибої. Ці фактори називають параметрами режиму буріння. До параметрів режиму буріння відносяться: осьове зусилля (навантаження) на долото – $C_{\text{д}}$; частота обертання долота – n ; витрата промивальної рідини – Q ; властивості промивальної рідини.

1. Розрахунок на інтервалі 0-700 для шарошкового долота ШЗ93,7С-ЦВ

Осьове навантаження на долото $P_{д1}$ можна визначити двома способами:

а) Виходячи з питомого навантаження

$$P_{д1} = P_{пит} \cdot D_{д}$$

де $P_{пит}$ - питоме навантаження на одиницю діаметра, Н/м;

$$P_{д1} = 1,5 \cdot 10^5 \cdot 0,3937 = 59100 \text{ Н}$$

б) виходячи з твердості порід і площі контакту

$$P_{д1} = K_{п} \cdot p_{ш} \cdot F_{к}$$

де $k_{п}$ – коефіцієнт, який враховує властивості гірських порід ($k_{п} = 0,7-0,8$ для пористих порід (пісковики, тріщинуваті вапняки, алеврити) та $k_{п} = 1,0-1,2$ – для суцільних порід); $p_{ш}$ – твердість породи за штампом при атмосферному тиску, Па; $F_{к}$ – площа контакту зубів долота з породою, м².

$$P_{д1} = 0,75 \cdot 250 \cdot 10^6 \cdot 300 \cdot 10^{-6} = 56250 \text{ Н}$$

З двох значень обираємо більше значення осьового навантаження.

$$P_{д} = 59000 \text{ Н}$$

Розраховане осьове навантаження на долото не повинно перевищувати допустиме (паспортне) для даного типорозміру долота [$C_{д}$]

$$C_{д} \leq [C_{д}].$$

$$59000 < 470000.$$

Таким чином остаточно приймаємо

$$P_{д} = 59000 \text{ Н}$$

Частота обертання долота

Для шарошкових доліт частоту обертання визначають з умови забезпечення необхідного часу контакту зуба долота з породою за формулою:

$$n_{д} = \frac{d_{ш}}{t_{\min} \cdot D_{д} \cdot z}$$

де n_d – частота обертання долота, c^{-1} ; $d_{ш}$ – діаметр шарошки, м; t_{min} – мінімально необхідний час контакту зуба долота з породою, $t_{min} = (3-8) \cdot 10^{-3}$ с; Z – максимальна кількість зубів на периферійному вінці шарошки.

$$n_d = \frac{0,200}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3937 \cdot 12} = 5,3 \text{ с}^{-1} = 318 \text{ хв}^{-1}$$

Ротор має плавно регульований привід. Тому у відповідності до шкали поділу прибору приймаємо $n_d = 320$ об/хв.

Витрата промивальної рідини

Витрату промивальної рідини вибирають за двома умовами

а) із умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_{1вп} = q_0 \cdot F_{виб}$$

де $Q_{вп}$ – витрата промивальної рідини, $м^3/с$; q_0 – питома витрата промивальної рідини, $м^3/с$ на 1 м^2 вибою;

$q_0 = 0,35-0,5$ – при роторному та електробурінні;

$F_{виб}$ – площа вибою свердловини, $м^2$;

$$Q_{1вп} = 0,4 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot 0,3937^2 = 0,0487 \frac{м^3}{с} = 48,7 \frac{л}{с}$$

б) із умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_{1ш} = V_{min} \cdot F_{кп}$$

де V_{min} – мінімально припустима швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі

- у скельних породах приймають $V_{min}=0,7-1,0$ м/с;

- в м'яких $V_{min} = 1,0-1,4$ м/с.

Підставляємо чисельні значення

$$Q_{1ш} = 1,1 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,3937^2 - 0,1397^2) = 0,117 \frac{м^3}{с} = 117 \frac{л}{с}$$

Остаточню, приймаємо більше значення

$$Q_1 = 117 \text{ л/с}$$

2. Розрахунок на інтервалі 700-2030 м для шарошкового долота Ш295,3ТЗ-ЦВ

Осьове навантаження на долото $P_{д2}$

а) Виходячи з питомого навантаження

$$P_{д3} = 12,5 \cdot 10^5 \cdot 0,2953 = 369000 \text{ Н}$$

б) виходячи з твердості порід і площі контакту

$$P_{д3} = 1 \cdot 1500 \cdot 10^6 \cdot 241 \cdot 10^{-6} = 361500 \text{ Н}$$

Порівнюємо з допустим для даного типорозміру долота $[C_{д}]$

$$C_{д} \leq [C_{д}].$$

$$369000 < 400000.$$

Таким чином остаточно приймаємо

$$P_{д3} = 369000 \text{ Н}$$

Частота обертання долота

$$n_{д} = \frac{0,150}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2953 \cdot 24} = 2,64 \text{ с}^{-1} = 158 \text{ хв}^{-1}$$

У відповідності до шкали поділу прибору приймаємо $n_{д} = 160 \text{ об/хв}$.

Витрата промивальної рідини

а) із умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_{звп} = 0,4 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot 0,2953^2 = 0,0274 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 27,4 \frac{\text{л}}{\text{с}}$$

б) із умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_{2ш} = 1,1 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,2953^2 - 0,1397^2) = 0,0426 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 42,6 \frac{\text{л}}{\text{с}}$$

Остаточно, приймаємо більше значення

$$Q_3 = 43 \text{ л/с}$$

3. Розрахунок на інтервалі 2030-3540 м для шарошкового долота Ш215,9ТКЗ-ГВ

Осьове навантаження на долото $P_{дз}$

а) виходячи з питомого навантаження

$$P_{дз} = 12 \cdot 10^5 \cdot 0,2159 = 259000 \text{ Н}$$

б) виходячи з твердості порід і площі контакту

$$P_{дз} = 1 \cdot 1250 \cdot 10^6 \cdot 153 \cdot 10^{-6} = 241000 \text{ Н}$$

Оскільки

$$P_{дз} > [P_{дз}],$$

$$259000 \text{ Н} > 250000 \text{ Н}$$

Остаточно приймаємо $P_{дз} = 250000 \text{ Н}$

Частота обертання долота

$$n_d = \frac{0,130}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2159 \cdot 18} = 4,2 \text{ с}^{-1} = 250 \text{ хв}^{-1}$$

Витрата промивальної рідини

а) із умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_{звп} = 0,4 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot 0,2159^2 = 0,0146 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 14,6 \frac{\text{л}}{\text{с}}$$

б) із умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_{зш} = 0,8 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,2159^2 - 0,1397^2) = 0,017 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 17 \frac{\text{л}}{\text{с}}$$

Остаточно, приймаємо більше значення

$$Q_4 = 17 \text{ л/с.}$$

Розраховані параметри внесені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Параметри режиму буріння

Долото	Параметри режиму буріння		
	Осьове навантаження P_d, H	Частота обертання долота $n, \text{хв}^{-1}$	Витрата промивальної рідини $Q, \text{л/с}$
Ш393,7М-ЦВ	59100	318	117
Ш393,7Т-ЦВ	470	109	117
Ш295,3ТЗ-ЦВ	369	158	43
Ш215,9ТКЗ-ГВ	250	250	17

2.6 Промивання свердловини

Густина промивальної рідини визначається для кожного інтервалу сумісних умов буріння за формулою

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH};$$

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

g – прискорення земного тяжіння, м/с^2 ;

H – глибина подошви інтервалу свердловини, м;

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

– інтервал буріння 0-700 м:
$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,1 \cdot (10200 \cdot 700)}{9,81 \cdot 700} \approx 1140 \text{ кг/м}^3;$$

– інтервал буріння 700-2030 м:
$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (11000 \cdot 2030)}{9,81 \cdot 2030} \approx 1220 \text{ кг/м}^3;$$

– інтервал буріння 2030-3540 м:
$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (13200 \cdot 3540)}{9,81 \cdot 3540} \approx 1480 \text{ кг/м}^3.$$

Гідравлічний розрахунок

Визначте втрати гідравлічного тиску в елементах циркулюючої системи.

$$P = P_T + P_{\text{кп}} + P_3 + P_{\text{ОБТ}} + P_{\text{кпОБТ}} + P_{\text{обв}} + P_d$$

де P – сумарні гідравлічні втрати тиску в циркуляційній системі, Па;

P_T – втрати тиску в бурильних трубах, Па;

$P_{\text{кп}}$ – втрати тиску в кільцевому просторі за бурильними трубами, Па;

P_3 – втрати тиску в замках і муфтах, Па;

$P_{\text{ОБТ}}$ – втрати тиску в ОБТ, Па;

$P_{\text{кпОБТ}}$ – втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ, Па;

$P_{\text{обв}}$ – втрати тиску в наземній обв'язці (стояку, буровому шланзі, ведучій трубі, вертлюзі), Па;

P_d – втрати тиску в долоті, Па.

Для визначення втрати тиску в трубах і кільцевого простору необхідно визначитися з режимом руху, в залежності від того, які саме формули розрахунку вибираються. Для цього визначаються фактичні Re і критичний $Re_{\text{кр}}$.

$$Re = \frac{\rho_{\text{пр}} V d_r}{\eta_{\text{пл}}}$$

де ρ – густина промивальної рідини, кг/м³;

V – швидкість руху промивальної рідини, м/с;

d_r – гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметру труби d_v або різниці в діаметрах - для кільцевого простору, м; $d_r = D_c - d_3$;

D_c – діаметр свердловини, м;

d_3 – зовнішній діаметр бурильної колони, м;

$\eta_{\text{пр}}$ – динамічна в'язкість промивальної рідини, Па·с

$$\eta_{\text{пл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{пр}} - 0,022$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3He^{0,58}$$

де He - критерій Хельстрорма;

$$He = \frac{\rho_{\text{пр}} \tau_0 d_r^2}{\eta_{\text{пр}}^2}$$

де τ_0 - динамічна напруга підкладки, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{пр}} - 7$$

Якщо $Re < Re_{\text{кр}}$ – режим руху ламінарний.

Якщо $Re > Re_{\text{кр}}$ – режим руху турбулентний.

де F – площа поперечного перерізу, м²

$$\text{для труб } F = \frac{\pi}{4} d_{\text{в}}^2; \text{ для кільцевого простору } F = \frac{\pi}{4} (D_{\text{с}}^2 - d_3^2).$$

При ламінарному режиму руху втрати тиску в бурильних трубах і кільцевому просторі визначають за такими формулами:

$$p_{\text{т}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{т}} d_{\text{в}}}; \quad p_{\text{кп}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{кп}} (D_{\text{с}} - d_3)},$$

де l – довжина секцій бурильних труб однакового діаметра $d_{\text{в}}$, d_3 , $D_{\text{с}}$;

$\beta_{\text{т}}$, $\beta_{\text{кп}}$ – відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком попередньо знайшовши параметр Сен-Венана Sen для труб і кільцевого простору

$$Sen = \frac{\tau_0 d_{\text{т}}}{\eta_{\text{пл}} V}.$$

При турбулентному режимі руху втрати тиску в бурильних трубах і кільцевому просторі визначають за формулою Дарсі-Вейсбаха

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пр}}}{d_{\text{т}}} l,$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору
для труб

$$\lambda_{\text{т}} = 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta}{d_{\text{д}}} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25};$$

для кільцевого простору

$$\lambda_{\text{т}} = 0,106 \left(1,46 \frac{\Delta}{D_{\text{с}} - d_3} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25},$$

де Δ – шорсткість труб ($\Delta = 3 \cdot 10^{-4}$ м – для стінок трубного і обсаджених ділянок затрубного простору; $\Delta = 3 \cdot 10^{-3}$ м – для необсаджених ділянок затрубного простору).

Аналогічно знаходять втрати тиску в ОБТ ($P_{\text{ОБТ}}$) і кільцевому просторі за ОБТ ($P_{\text{кпОБТ}}$).

Втрати тиску в замках визначають за формулою Борда-Карно

$$P_3 = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i,$$

де ξ – коефіцієнт місцевого опору; V – середня швидкість руху рідини в трубах або в незвуженій частині кільцевого простору, м/с; i – кількість замків.

$$\xi = k_{\text{пк}} \left(\frac{F}{F_{\text{пк}}} - 1 \right),$$

де $k_{\text{пк}} = 2$ – дослідний коефіцієнт, який ураховує особливості конфігурації місцевого опору в прохідному каналі; F – площа поперечного перерізу каналу труб або незвуженої частини кільцевого простору, м²; $F_{\text{пк}}$ – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м².

$$i = \frac{l}{l_T},$$

де l – довжина бурильних труб однакового діаметра; l_T – довжина однієї труби.

Утрати тиску в наземній обв'язці знаходимо за формулою

$$P_{\text{обв}} = (\lambda_c + \lambda_{\text{бш}} + \lambda_v + \lambda_{\text{вт}}) \rho_{\text{пр}} Q^2,$$

де λ_c , $\lambda_{\text{бш}}$, λ_v , $\lambda_{\text{вт}}$ – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів у стояку, буровому шлангізі, вертлюзі, та ведучій трубі.

Якщо одержане значення швидкості перевищує 80 м/с, то це означає, що інтервал, який розглядається можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

Необхідно мати на увазі, що перепад тиску, який спрацьовує в насадках гідромоніторного долота, не повинен перевищувати деякого граничного значення $P_{\text{кр}}$, яке обумовлене як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають $P_{\text{кр}} \leq 12-13$ МПа.

Тому підбирають такі значення V_d і P_d , щоб виконувались такі умови:

$$V_d \geq 80 \text{ м/с};$$

$$P_d < P_{кр}.$$

При виконанні цих умов визначають сумарну площу насадок f_d гідромоніторного долота за формулою

$$f_d = \frac{Q}{V_d}$$

За величиною f_d підбирають діаметри насадок гідромоніторного долота за формулою

$$d_n = \sqrt{\frac{4f_d}{\pi n}},$$

де d_n – діаметр насадки, м; n – кількість насадок.

Якщо значення швидкості не перевищує 80 м/с, то даний інтервал недоцільно бурити з використанням гідромоніторного ефекту. У цьому випадку необхідно перейти на долото з центральною системою промивання та знайти перепад тиску в долоті за формулою

$$P_d = \frac{\rho_{пр} V^2}{2\mu_d^2} = \frac{\rho_{пр} Q^2}{2\mu_d^2 f_d^2},$$

де V – середня швидкість руху рідини в каналах долота.

У випадку, якщо сума втрат тиску перевищує тиск, який розвиває насос при заданому діаметрі втулок (з урахуванням коефіцієнта $b_p=0,75-0,8$), то необхідно визначити допустиму глибину буріння при даній витраті Q . Для подальшого буріння необхідно зменшити витрату промивальної рідини і провести аналогічний розрахунок при новій витраті.

Розрахунок

1. Для бурильних труб

$$F = \frac{\pi}{4} d^2 = 0,785 \cdot 0,1237^2$$

$$V = \frac{0,017}{0,785 \cdot 0,1237^2} = 1,42 \text{ м/с}$$

$$\eta_{пр} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1480 - 0,022 = 0,02684 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

$$Re = \frac{1480 \cdot 1,42 \cdot 0,1237}{0,02684} = 9686$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1480 - 7 = 5,58 \text{ Па}$$

$$He = \frac{1480 \cdot 5,58 \cdot 0,1237^2}{0,02684^2} = 175416$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58} = 2100 + 7,3 \cdot 175416^{0,58} = 10133$$

Оскільки $Re < Re_{кр}$, то режим руху рідини ламінарний.

Так як режим руху ламінарний втрати тиску знаходимо з формули:

$$P_T = \frac{4 \cdot \tau_0 \cdot l}{\beta_T \cdot d_B}$$

де l – довжина секцій бурильних труб однакового діаметра d_B, d_3, D_c ;

$$Sen = \frac{\tau_0 \cdot d_r}{\eta_{пр} \cdot V}$$

$$Sen = \frac{5,58 \cdot 0,1237}{0,02684 \cdot 1,42} = 18$$

Для такого значення Сан-Венана $\beta_T = 0,57$

Тоді

$$P_T = \frac{4 \cdot 5,58 \cdot 3290}{0,57 \cdot 0,1237} = 1,04 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Далі знаходимо втрати тиску в затрубному просторі за бурильними трубами.

2. Для затрубного простору за бурильними трубами

$$F = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_3^2) = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,1397^2) = 21,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,017}{21,3 \cdot 10^{-3}} = 0,8 \text{ м/с}$$

$$\eta_{пр} = 0,02684 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

$$Re = \frac{1480 \cdot 0,8 \cdot (0,2159 - 0,1397)}{0,02684} = 3361$$

$$\tau_0 = 5,58 \text{ Па}$$

$$He = \frac{1480 \cdot 5,58 \cdot (0,2159 - 0,1397)^2}{0,02684^2} = 66564$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58} = 2100 + 7,3 \cdot 66564^{0,58} = 6679$$

Оскільки $Re < Re_{кр}$, то режим руху рідини ламінарний.

Так як режим руху ламінарний втрати тиску знаходимо з формули:

$$P_{кп} = \frac{4 \cdot \tau_0 \cdot l}{\beta_{кп} \cdot (D_c - d_3)}$$

$$Sen = \frac{\tau_0 \cdot d_r}{\eta_{пр} \cdot V}$$

$$Sen = \frac{5,58 \cdot (0,2159 - 0,1397)}{0,02684 \cdot 0,8} = 20$$

Для такого значення Сан-Венана $\beta_{кп} = 0,51$

Тоді

$$P_{кп} = \frac{4 \cdot 5,58 \cdot 3290}{0,51 \cdot (0,2159 - 0,1397)} = 1,89 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Далі по аналогії знаходимо втрати тиску в ОБТ та затрубному просторі.

3. Для обважених бурильних труб

$$F = \frac{\pi}{4} d^2 = 0,785 \cdot 0,080^2$$

$$V = \frac{0,017}{0,785 \cdot 0,080^2} = 3,38 \text{ м/с}$$

$$\eta_{пр} = 0,02684 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

$$Re = \frac{1480 \cdot 3,38 \cdot 0,080}{0,02684} = 14910$$

$$\tau_0 = 5,58 \text{ Па}$$

$$He = \frac{1480 \cdot 5,58 \cdot 0,080^2}{0,02684^2} = 73369$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58} = 2100 + 7,3 \cdot 73369^{0,58} = 6679$$

Оскільки $Re > Re_{кр}$, то режим руху рідини турбулентний.

Коефіцієнт гідравлічного опору для труб

$$\lambda_r = 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta}{d_d} + \frac{110}{Re} \right)^2$$

де Δ – шорсткість труб $\Delta = 3 \cdot 10^{-4}$ м – для стінок трубного простору;

$$\lambda_r = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,080} + \frac{110}{14910} \right)^{0,25} = 0,034$$

Втрати тиску

$$P_r = 0,034 \cdot \frac{3,38^2}{2} \cdot \frac{1480}{0,080} \cdot 250 = 0,9 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

4. Для затрубного простору за обваженими бурильними трубами

$$F = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_3^2) = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,178^2) = 11,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,017}{11,7 \cdot 10^{-3}} = 1,45 \text{ м/с}$$

$$\eta_{\text{пр}} = 0,02684 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

$$d_r = D_c - d_n = 0,2159 - 0,178 = 0,0379 \text{ м}$$

$$Re = \frac{1480 \cdot 1,45 \cdot 0,0379}{0,02684} = 3030$$

$$\tau_0 = 5,58 \text{ Па}$$

$$He = \frac{1480 \cdot 5,58 \cdot (0,2159 - 0,178)^2}{0,02684^2} = 16467$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 He^{0,58} = 2100 + 7,3 \cdot 16467^{0,58} = 4136$$

Оскільки $Re < Re_{\text{кр}}$, то режим руху рідини ламінарний.

Так як режим руху ламінарний втрати тиску знаходимо з формули:

$$P_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot \tau_0 \cdot l}{\beta_{\text{кп}} \cdot (D_c - d_3)}$$

$$Sen = \frac{\tau_0 \cdot d_r}{\eta_{\text{пр}} \cdot V}$$

$$Sen = \frac{5,58 \cdot 0,0379}{0,02684 \cdot 1,45} = 5$$

Для такого значення Сан-Венана $\beta_{\text{кп}} = 0,28$

Тоді

$$P_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 5,58 \cdot 250}{0,28 \cdot 0,0379} = 0,526 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Для з'єднання бурильних труб використовуємо замки ЗУ-185

Втрати тиску в замках визначають за формулою Борда-Карно

$$P_3 = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i$$

Визначимо кількість замків

$$i = \frac{l_{\text{БК}}}{25} = \frac{3290}{25} = 131$$

Коефіцієнт місцевого опору

$$\xi = k_{\text{ПК}} \left(\frac{F}{F_{\text{ПК}}} - 1 \right) = 2 \cdot \left(\frac{0,785 \cdot 0,1237^2}{0,785 \cdot 0,120^2} - 1 \right) = 0,125$$

Втрати тиску в замках:

$$P_3 = 0,125 \cdot 1480 \cdot \frac{1,42^2}{2} \cdot 131 = 24000 \text{ Па}$$

Втрати тиску в наземній обв'язці (стояку, буровому шлангзі, ведучій трубі, вертлюзі) знаходимо з формули:

$$P_{\text{обв}} = (\lambda_c + \lambda_{\text{бш}} + \lambda_{\text{в}} + \lambda_{\text{вт}}) \rho_{\text{пр}} Q^2$$

Оскільки $\lambda_c = 0,4 \cdot 10^5 \text{ Па}$, $\lambda_{\text{бш}} = 0,3 \cdot 10^5 \text{ Па}$,

$$\lambda_{\text{в}} = 0,3 \cdot 10^5 \text{ Па}, \quad \lambda_{\text{вт}} = 0,4 \cdot 10^5 \text{ Па},$$

то розрахунок втрат тиску в обв'язці:

$$P_{\text{обв}} = (0,4 \cdot 10^5 + 0,3 \cdot 10^5 + 0,3 \cdot 10^5 + 0,4 \cdot 10^5) \cdot 1480 \cdot 0,017^2 = 59881 \text{ Па.}$$

Таким чином, резерв тиску, який можна реалізувати в долоті, визначають як різницю між тиском, що розвиває насос (або насоси) при обраному діаметрі втулок, і сумою втрат в циркуляційній системі.

$$P_{\text{д}} = b_{\text{р}} P_{\text{н}} - \sum P_i$$

Звідси маємо:

$$P_{\text{д}} = 0,8 \cdot 32 - (1,04 + 1,89 + 0,9 + 0,53 + 0,02 + 0,06) = 21,16 \text{ МПа}$$

Через критичне значення тиску, який спрацьовує в насадках гідромоніторного долота і він не повинен перевищувати деякого граничного значення $P_{\text{кр}}$,

яке обумовлене як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура, приймаємо $P_d = 13$ МПа.

За значенням P_d необхідно встановити можливість використання гідромоніторного ефекту при бурінні даного типу свердловини.

Швидкість руху рідини в промивальних отворах долота дорівнює

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{\text{пр}}}} = 0,95 \sqrt{\frac{2 \cdot 13 \cdot 10^6}{1480}} = 130 \text{ м/с}$$

Оскільки $V_d > 80$ м/с то це означає, що інтервал, який розглядається можна бурити з використанням гідромоніторного долота.

Визначаємо сумарну площу насадок f_d гідромоніторного долота:

$$f_d = \frac{Q}{V_d} = \frac{0,017}{86} = 20 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2.$$

Діаметри насадок гідромоніторного долота

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 20 \cdot 10^{-5}}{3,14 \cdot 3}} = 9,2 \text{ мм.}$$

Гідрравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи:

2.7 Вибір бурової установки, талевого каната та талевої системи

Бурова установка – комплекс машин і механізмів, призначений для буріння і кріплення свердловин (рис. 2.2).

Склад вузлів бурової установки, їх конструкція визначаються призначенням свердловини, умовами і способом буріння.

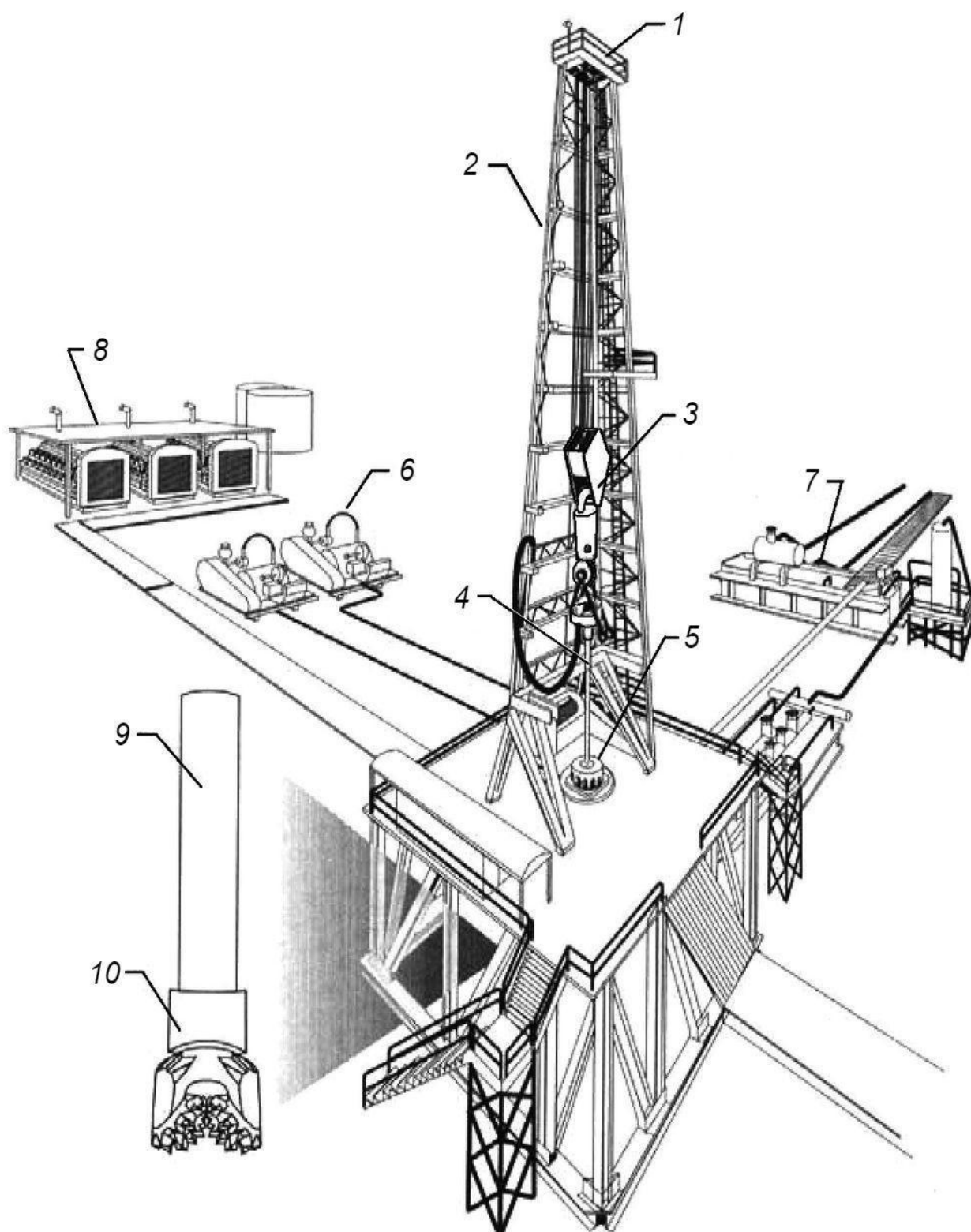


Рисунок 2.2 – Основні компоненти установки обертового буріння

1 – кронблок; 2 – бурова вежа; 3 – талевий блок; 4 – ведуча бурильна труба;
 5 – буровий ротор; 6 – бурові насоси; 7 – резервуар для промивальної рідини;
 8 – силовий привод (двигуни); 9 – бурильні труби; 10 – бурове долото

Вибір бурового обладнання

Буровий станок вибирається за номінальною вантажопідйомністю у відповідності з найбільшою вагою бурильної чи обсадної колони в повітрі.

Таблиця 2.6 – Порівняльна таблиця ваги бурильної колони і обсадних колон

Показники	Бурильна колона	Проміжна колона	Експлуатаційна колона
Довжина колони, м	3540	2030	3540
Вага 1 м колони, Н	-	462	290
Вага колони, Н	1387750	937860	1026600

Для розрахунку статичного навантаження використовують формулу

$$Q_z = K Q_z \left(1 - \frac{\gamma_{n,p}}{\gamma_m} \right) = 1.25 \cdot 1387750 \left(1 - \frac{1480}{7850} \right) \approx 1409500 \text{ Н}$$

На основі отриманих даних, враховуючи технічні характеристики бурових установок, обираємо бурову установку шостого класу, БУ3900/225.

Обґрунтування вибору талевого каната та талевої системи

Вибір талевого каната і талевої системи виконується згідно з розрахунком кількості роликів талевого блока за даною формулою

$$T = \frac{K_1 \cdot Q_z}{2P_k} = \frac{4 \cdot 1409500}{2 \cdot 581000} = 4.85$$

де T – кількість роликів талевого блока; Q_z – статичне навантаження на гак від ваги найбільш важкої бурильної колони; P_k – розривне навантаження для талевого каната; K_1 – запас міцності талевого каната на розрив ($K_1 = 3-5$).

Отже, буріння свердловини повинно відбуватися за оснастки 5х6.

Технічна характеристика бурової установки

Параметри	БУ 3900/225ЕК-БМ
Навантаження, що допускається на гаку, кН	2250
Умовна глибина буріння, м	3900
Швидкість підйому гака при розходженні колони, м/с	0,1
Швидкість підйому елеватора (без навантаження), м/с, не менше	1,6
Розрахункова потужність на вхідному валу підйомного агрегату, кВт	750
Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Розрахункова потужність приводу ротора, кВт, не більше	630
Потужність бурового насоса, кВт	950
Вид приводу	ЕП
Площа свічників для розміщення свічок діаметром 114 мм, м ²	Н.Д.
Висота основи (позначка підлоги бурової), м	8,5
Просвіт для встановлення блоку превенторів, м	7,3

Висновки за розділом

1. В роботі були обґрунтовані спосіб буріння і конструкція свердловини. Було прийнято рішення про встановлення однієї проміжної і однієї експлуатаційної колони.
2. Враховуючі механічні та абразивні властивості гірських порід були обрані бурові долота обґрунтовані параметри режиму буріння для кожного з них.
3. Була розрахована конструкція бурильної колони та вибрана компоновка низу бурильної колони.
4. Обґрунтована густина промивальної рідини і проведений гідравлічний розрахунок для буріння на кінцевій глибині.
5. В роботі було обрано бурове обладнання, необхідне для буріння свердловини.

3 ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1 Аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища

Впродовж усього часу будівництва свердловини і вводу її в експлуатацію, можуть виникнути різноманітні небезпеки, як для персоналу самої бурової бригади, так і для персоналу субпідрядних організацій, що притягуються до виконання окремих видів робіт.

Цикл спорудження свердловини включає наступні види робіт:

- підготовчі та будівельно-монтажні роботи;
- буріння і кріплення свердловини;
- випробування та освоєння свердловини;
- демонтаж обладнання.

Безпечне виконання вказаних етапів робіт забезпечується за рахунок обов'язкового додержання правил безпеки, приведених в діючих інструкціях та інших нормативних документах відповідно до кожного виду робіт.

Виходячи з очікуваних умов будівництва свердловини спеціальні правила безпеки не потрібні. Всі джерела підвищеної небезпеки можна поділити на декілька груп.

До першої групи необхідно віднести небезпеки, пов'язані з переміщенням вантажів.

Другу групу складають небезпеки, що виникають при експлуатації механізмів з масами, що обертаються (ротор, лебідка, насоси, трансмісії, механічні мішалки тощо), особливо, якщо ці механізми неогорожені належним чином.

До третьої групи необхідно віднести небезпеки, пов'язані з руйнуванням тих вузлів обладнання, які працюють під тиском, або при роботі яких можуть виникати сильні вібрації (бурові і цементувальні насоси, компресори, трубопроводи, бурильні та обсадні колони, устьове обладнання). Сюди можна також віднести небезпеки від виникнення газонафтопроявів та грифонів.

Четверта група небезпек пов'язана з використанням таких тонкодисперсних матеріалів, як цементи, глинопорошки і хімічні реагенти. У випадку попадання в дихальні шляхи, або очі, пилоподібні матеріали визивають подразнення слизистої оболонки і серйозні запальні процеси. Більшість хімічних реагентів, що використовуються для обробки і регулювання властивостей промивальних, буферних та тампонажних рідин, в тій чи іншій мірі є токсичними речовинами. Попадаючи в слизисті оболонки очей, дихальні шляхи, чи просто на шкіру людини, вони можуть визвати подразнення, опіки, або отруєння. Небезпеку викликають і такі речовини, як сірководень, вуглекислий газ, газоподібні вуглеводні, що попадають в атмосферу з вибуреною породою та промивальною рідиною.

Ще одна група небезпек виникає при проявах нафти і газу. Це пов'язано з тим, що вуглеводні - горючі речовини і при певній концентрації газів у повітрі можуть виникати сильні вибухи та пожежі. Тривале вдихування газоподібних вуглеводнів або викидних газів двигунів внутрішнього згоряння може стати причиною важкого отруєння.

Джерелами підвищеної небезпеки можуть бути електродвигуни, трансформаторні підстанції та інші електричні установки, особливо коли вони не заземлені, або несправні. Короткий опис всіх вище перелічених джерел підвищеної небезпеки приведено в табл. 3.1.

Небезпеки для людей, що працюють на буровій, можуть бути пов'язані з багатьма іншими причинами: забруднення підлоги веж та території бурової в результаті розливу промивальної рідини, або нафтопродуктів; неправильне розташування обладнання; використання рідин з підвищеною температурою для технологічних потреб, буріння або обігріву обладнання і робочих місць; недостатнє освітлення приміщень; тривала дія сильного шуму; низька температура навколишнього середовища в зимовий період.

Таблиця 3.1 – Аналіз потенційних небезпек виробничих факторів

Джерело небезпеки	Характеристика потенційно-небезпечних виробничих факторів та їх допустимі значення
Талева система	Послаблення кріпильних вузлів, обрив талевого канату заклинювання вертлюга, несправності заціпки крюка
Бурові насоси	Високі пульсуючі тиски можуть привести до послаблення, або розриву з'єднань нагнітальної лінії. Джерело шуму $L = 75 - 80$ дБ, вібрація $f = 7 - 14$ Гц
Бурова лебідка	Джерело шуму $L = 90 - 100$ дБ, вібрація $f = 24 - 35$ Гц
Ротор	Джерело шуму $L = 90 - 100$ дБ
Машинний ключ	Травми при накладанні ключа на труби, в момент дії, при розкріпленні і закріпленні труб.
ПКР	Зачеплення муфтою свічки за клини, виключення крану управління клинами.
Компресори	Шум $L = 95 - 100$ дБ, вібрація $f = 15 - 20$ Гц
Електродвигуни	Електротравматизм $I = 10$ А, $U = 220 - 380$ В, $f = 50$ Гц
Нагнітальні лінії у період цементування	Високі гідравлічні тиски

Таблиця 3.2 – Характеристика шкідливих речовин, що використовуються

Назва шкідливої речовини або матеріалу	ГДК шкідливої речовини, мг/м ³	Перша допомога при отруєнні та засоби захисту
Вуглеводні	300	Свіже повітря, тепло, гарячий напій. Дають кисень, промивають очі водою
Лужні аерозолі	0,5	Те саме, що і у першому випадку
Пил цементу, глини, та їх суміші	1,0	Використання засобів індивідуального захисту

Відповідно до вимог Системи стандартів праці, ДСТ 15-001-88 (п.4.2), ДСТ 12.2.003-91 перед початком монтажних і бурових робіт передбачається вхідний контроль обладнання, приладів і інструменту на відповідність їх ДСТ і ТУ, а також наявність паспортів на все обладнання, прилади і інструмент.

До проведення робіт по бурінню свердловини допускаються фахівці, які мають спеціальну освіту і практичний досвід роботи, а при бурінні похило-скерованих свердловин бурова бригада повинна бути навчена згідно діючих інструкцій і регламентів бурінню похило-скерованих свердловин.

Перед забурюванням свердловини необхідно провести конференцію по ознайомленню з робочим проектом за участю всього складу бурової бригади і головних спеціалістів ВБР і щомісячно з членами бурової бригади проводити технологічні бесіди по підведенню підсумків роботи та особливості технології буріння свердловини.

Найбільш небезпечними видами робіт при виконанні етапу "Буріння свердловини" являються спуско-підймальні операції, збирання і розбирання КНБК, затування ОБТ у бурову і викидання його на містки, роботи по заміні великогабаритного обертання, яке вийшло з ладу, експлуатації бурових насосів, ліквідації інтенсивних газопроявлень, газових викидів і фонтанів, вантажно-розвантажувальні роботи та інше.

При виконанні спуску-підймальних операцій найбільш небезпечними являються аварії пов'язані з затуванням талевого блоку під кронблок з наступним обривом талевого каната, падінням талевої системи, а можливе падіння вежі. Для запобігання цього виду аварій роботи по спуску й підйому бурильної колони та обсадних труб повинні проводитися тільки при наявності справного протизатувача талевого блока під кронблок і справної гальмівної системи лебідки.

Роботи на висоті повинні виконуватися у відповідності з інструкцією з охорони праці для верхового робочого, а утримання люльки та помосту верхового робочого - у відповідності з інструкцією заводу-виробника.

Працівники, що приймають участь у будівництві свердловини, а також посадові особи можуть бути допущені до роботи після проведення навчання та перевірки знань з питань пожежної безпеки відповідно до "Типового положення по інструктажі, спеціальне навчання та перевірку знань з питань пожежної

безпеки на підприємствах в установах та організаціях України", затвердженого наказом від 29.09.2003 № 368.

З метою забезпечення пожежної безпеки в управлінні повинні бути призначені відповідальні посадові особи за пожежну безпеку, утримання і експлуатацію технічних засобів проти пожежного захисту.

Пожежна безпека при будівництві свердловини повинна організовуватись у відповідності до вимог закону України "Про пожежну безпеку".

Вогневі роботи повинні проводитись у відповідності з "Інструкцією з організації безпечного ведення вогневих робіт на вибухопожежонебезпечних та вибухонебезпечних об'єктах".

В табл. 3.3 проведемо аналіз потенційно небезпечних факторів.

Таблиця 3.3 – Аналіз потенційно – небезпечних факторів

Потенційно небезпечний фактор	Травмонебезпечна ситуація (фактор)
Високий тиск	Струміннь рідини під тиском
Витікання шкідливих речовин	Отруєння та опіки організму
Висока працемісткість робіт	Втома організму
Спуско - підймальні операції	Травмування рухомими елементами
Відсутність перил	Падіння працюючих
Пожежонебезпека	Загорання горючих речовин
Електронебезпека	Електоротравма та електроураження

3.2 Забезпечення нормальних умов праці та безпеки технологічних процесів

Для покращення умов праці працюючих на буровій необхідно виконувати допустимі норми порушення.

Для покращення мікроклімату на буровій санітарними нормами промислових підприємств та системою стандарту безпеки праці регламентовані норми температури, вологості та швидкості руху повітря у виробничих приміщеннях. Згідно цих норм оптимальна температура повинна становити 17-19 °С в холод-

ний та перехідний період, 20-22 °С в теплий період року. Вологість при цьому повинна складати 40-60 %, а швидкість руху повітря 0,3-0,4 м/с.

Для нормалізації освітленості необхідно, щоб рівень освітленості та його виконання на буровій повинні відповідати вимогам ПУС, ДНАОП 0.00 - 1.32 - 01 та будівельних норм і правил, встановлених СН 245-71, ОНТП51-1-85іСніГШ 4 79.

Для нормалізації дії шуму та вібрації необхідно, щоб рівень шуму та вібрації на робочих місцях повинні бути в допустимих межах вказаних в ГОСТ 12.003 - 76 та СН 245 71. Результати атестації робочих місць, ЦНЕД ВАТ Укрнафта), визначено перевищення допустимого рівня шуму силовому та насосному блоках. В зв'язку з тим що знижені вони бути не можуть, що пов'язано з технологічним процесом проводки свердловини та існуючим типом обладнання, необхідно в силовому та насосному приміщеннях обов'язково використовувати індивідуальні протишумові навушники. На інших робочих місцях необхідно користуватись протишумними навушниками "Беруші". На робочих місцях бурильника та в агрегатному приміщенні для зниження рівня вібрації до допустимого згідно СН - 71, необхідно встановлювати віброізоляційні майданчики конструкції ВНДІБТ.

Для нормалізації дії іонізуючого випромінювання необхідно: під час приготування активованого розчину застосовувати маніпулятори; скорочувати час роботи із джерелами іонізуючого випромінювання; після закінчення робіт територію навколо свердловини та одяг працюючих перевіряють і проводять дезактивацію спеціальними миючими засобами. При цьому вміст радіоактивних речовин у водоймищах та каналізації не повинен перевищувати норму.

Для нормалізації захисту від дії шкідливих речовин необхідно, щоб робітники бурових бригад, а також обслуговуючий персонал повинні бути забезпечені засобами індивідуального та колективного захисту від небезпечних та шкідливих факторів виробничого середовища.

Для нормалізації умов праці при інфразвуковому та ультразвуковому випромінюванню необхідно застосовувати спец одяг та навушники.

Запроектвані заходи та засоби захисту від потенційних небезпек подамо у вигляді табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Заходи та засоби захисту від потенційних небезпек

Потенційно небезпечний фактор	Заходи та засоби захисту
Високий тиск	Застосування діафрагм
Витікання шкідливих речовин	Герметизація ємкостей
Висока працемісткість робіт	Механізація робіт
Спуско-підймальні операції	Наявність захисних кожухів
Відсутність перил	Наявність перил та запобіжних поясів
Пожежонебезпека	Застосування газових датчиків
Електронебезпека	Електроізоляція

Висновки за розділом

1. В розділі здійснений аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища.
2. Розглянуті заходи щодо забезпечення нормальних умов праці та безпеки технологічних процесів.

4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

З метою охорони навколишнього природного середовища під час будівництва та експлуатації об'єкта планованої діяльності передбачається обов'язкове виконання заходів по збереженню довкілля. Ці заходи несуть комплексний характер та включають в себе захисні, охоронні ресурсозберігаючі та компенсаційні заходи.

Також передбачаються спеціальні заходи, спрямовані на запобігання та зменшення негативного впливу на повітряне, водне, середовище, ґрунти та біорізноманіття, а також зменшення впливу від утворення відходів. На інші компоненти навколишнього середовища спеціальні заходи не передбачаються в зв'язку з відсутністю впливу на них.

Спорудження свердловини, її облаштування та підключення до ТЗСУ Пролетарського НГКР, передбачається здійснювати одночасно з впровадженням заходів по охороні довкілля та надр. Ці заходи включають:

- природоохоронні заходи по захисту земельної ділянки (розділ 4.1);
- заходи по охороні водного середовища (розділ 4.2);
- заходи по охороні та зменшенню впливу на повітряне середовище (розділ 4.3);
- заходи по охороні та зменшенню впливу на геологічне середовище (розділ 4.4).

4.1 Природоохоронні заходи по захисту земельної ділянки

Метою рекультивації земельної ділянки, відведеної під спорудження свердловини, є запобігання та ліквідація токсичної дії на ґрунт і ґрунтові води нафтопродуктів, хімічних реагентів, бурового розчину, вибуреної породи та інших матеріалів, що використовуються при бурінні свердловини. Враховуючи матеріали СНиП 2.01.28-85 захоронення нейтралізованих та знешкоджених бурових відходів можливе безпосередньо на майданчику спорудження свердловини.

У проєкті передбачено використання ефективних технічних засобів, механічного обладнання і механізмів, для виключення забруднення земельної ділянки:

- зняття і зберігання родючого шару ґрунту;
- будівництво каналу для відведення дощових і талих вод по периметру бурового майданчика;
- гідроізоляція вигрібної ями;
- влаштування гідроізоляційного покриття (бетонування) техплощадок під вишколебідочний, агрегатний та насосний блоки, циркуляційну систему, блок приготування розчину, склад хімреагентів, та ін.;
- влаштування на дні та стінках шламових амбарів протифільтраційного екрану із полімербітумного матеріалу;
- обвалування мінеральним ґрунтом шламових амбарів (висотою 0,5 м);
- збір та зберігання бурового розчину;
- збір відходів буріння в амбрах-накопичувачах з протифільтраційним екраном;
- збір та утилізація відпрацьованих ПММ;
- будівництво критого майданчика для хімічних реагентів;
- бетонування майданчика під склади хімреагентів;
- будівництво факельного амбару на випадок ГНВП;
- нейтралізація і захоронення відходів буріння;
- очищення та відведення бурових стічних вод;
- проведення лабораторного контролю за станом забруднення ґрунтів.

Для попередження викидів флюїду на поверхню ґрунту при газопроявленнях та можливих аварійних ситуаціях побудовано факельний амбар. Згідно НПАОП 11.1-1.01-08 "Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України", розташування факельного амбару знаходиться на відстані більше 100 м від гирла свердловини.

Після закінчення буріння і випробування свердловини роботи з технічної рекультивації необхідно проводити у відповідності до п. 7.3, СОУ 73.1-41-

11.00.02:2011. Ємності ПММ, які входять до обладнання бурового верстату підприємства, обладнуються рівнемірами і дихальними трубками та встановлюються на бетонаних площадках, вздовж периметра яких необхідне обвалування (стінки), які перешкоджають розтіканню рідин у разі аварії. Ширина обвалування в верхній частині повинна бути не менше 0,5 м. Обвалування резервуарів необхідно виконувати таким чином, щоб воно вміщувало об'єм, який дорівнює номінальному об'єму найбільшого резервуара, що розміщується в цьому обвалуванні, і на 0,2 м вище рівня розлитої рідини.

Для збирання відпрацьованого мастила передбачено спорудження бетонаного майданчика розміром 4,0×4,0 м з висотою стінок 0,35 м.

Для зменшення обсягів бурових відходів при спорудженні свердловини передбачена удосконалена система очищення бурового розчину, в якій застосовуються нові досягнення нафтогазової галузі вітчизняного та іноземного виробництва. Проектуються маловідходні технології з використанням віброциклонної установки (пісковідділювач та муловідділювач), центрифуги, завдяки чому рідкі відходи багаторазово включаються у виробничий цикл, зменшуючи об'єм відходів.

4.2 Заходи по охороні водного середовища

Для зменшення витрат технічної води в процесі спорудження свердловини передбачена система зворотного двоконтурного водопостачання. Перший контур (закритий) забезпечує точки споживання чистої води, другий – забезпечує водою після відстоювання для повторного використання.

Передбачається на буровій і система збору стічних промислових вод для повторного їх використання, а також система відводу дощових і талих вод за рахунок будівництва нагірновловлюючої траншеї. Відведення бурових стічних вод та стічних вод залежних від атмосферних опадів, в місцях їх можливого забруднення, тобто в межах бурового майданчика, здійснюється по системі металевих лотків для стоків, що укладаються по периметру бурової площадки та з

залізобетонних плит з повздовжнім нахилом більше п'яти градусів до місця збирання - амбару бурових стічних вод.

Для зменшення витрат води під час буріння свердловини необхідно:

- очищені стічні води використовувати на обмивання площадок, обладнання, приготування бурових розчинів, а також для боротьби з поглинанням в процесі буріння свердловини;

- забезпечити масляне охолодження штоків бурових насосів;

- водяну лінію після монтажу опресувати тиском, півтора кратним від очікуваного при роботі;

- змонтувати водозабірну ємність з лічильником, обладнати поплавковим вимикачем, витрати води фіксувати і здійснювати тільки через цю ємність;

- запірну арматуру водних ліній підтримувати у робочому стані і воду використовувати тільки для технологічних потреб;

- не допускати переливу води з ємностей, обладнати ємності поплавковими вимикачами;

- при проведенні спуско-підйомних операцій обладнати ротор обтирачем свічок;

- установити водонасосну станцію зворотного водопостачання для технічних потреб;

- для водного охолодження окремого обладнання бурової установки застосовувати закриту систему циркуляції, яка живиться від контуру споживання чистої води.

Проектом передбачені оптимальні технологічні і технічні заходи, які забезпечать екологічну безпеку експлуатаційного об'єкту і мінімальний шкідливий вплив на водоносні горизонти та інші водні об'єкти, а саме:

- ізолювано горизонти підземних вод питної якості від мінералізованих бурових розчинів і пластових вод;

- створення рівномірного затрубного цементного кільця при кріпленні свердловини обсадними колонами в зонах залягання високомінералізованих вод;

- з метою запобігання міграції підземних вод і пластових флюїдів усі обсадні колони цементуються з підняттям тампонажного розчину до гирла;

- при бурінні під технічну колону та експлуатаційну колону на гирлі свердловини встановлюється проти викидне обладнання;

- застосування у промивних і тампонажних розчинах хімічних реагентів 3-го та 4-го класу токсичності;

- застосування синтетичних мастильних добавок у промивних рідинах на кінцевих етапах буріння;

- при освоєнні свердловини гирло обладнується фонтанною арматурою, а флюїд із свердловини спалюється;

- гідроізолювано земельні амбари та вигрібна яма з метою запобігання забруднення підземних вод;

- влаштовано туалет з водонепроникним вигрібом;

- водовідведення виробничих стоків та забруднених дощових стоків з території техплощадок в гідро ізолюваний амбар БСВ (по системі металевих стічних лотків);

- повторне використання води для технологічного процесу;

- очищення бурових стічних вод з використанням коагулянтів.

Для попередження міграції підземних вод і пластових флюїдів усі обсадні колони цементуються високоякісним тампонажним розчином з підняттям до гирла. При застиганні цементного розчину утворюється міцний контакт цементного каменя з породами і колонами. Якість цементування перевіряється незалежною геофізичною партією за допомогою методів акустичного зондування наявності контакту цементного каменя з породою і визначення наявності цементного кільця за обсадною колоною. Це дає можливість стверджувати, що ізоляція питних горизонтів достатня.

Перелічені заходи забезпечують захист прісних і мінеральних вод від:

- проникнення поверхневих забруднювачів;

- забруднення складовими бурових розчинів, у т.ч. синтетичними мастилами;

- потрапляння пластових флюїдів при аварійних ситуаціях.

Контроль за забрудненням підземних вод слід здійснювати по наявним, в зоні впливу бурового майданчика, колодязям або свердловинам, до початку виконання робіт та по їх завершенню.

4.3 Заходи по охороні та зменшенню впливу на повітряне середовище

При спорудженні свердловини для попередження забруднення атмосферного повітря необхідно застосувати такі технологічні заходи:

- використання блоку приготування бурових розчинів, щоб уникнути розпилення порошкових хімреагентів;

- застосування автономного комплексу тампонажної техніки;

- для запобігання газоводопроявлень – обладнання гирла свердловини противикидним обладнанням;

- визначення граничних розмірів санітарно-захисних зон (СЗЗ) промислових об'єктів, що забезпечують необхідні параметри стану повітряного середовища за межами СЗЗ (не перевищують ГДК поза зоною);

- виконання критерію не перевищення ГДК в атмосфері, на виробничих об'єктах концентрація шкідливих речовин не повинна перевищувати максимальні разові ГДК робочих зон.

4.4 Заходи по охороні та зменшенню впливу на геологічне середовище

В результаті проєктної діяльності як в межах родовища, так і в межах відведеної земельної ділянки, на якій будується свердловина, відбувається техногенне порушення геологічного середовища в наслідок буріння свердловини і є незначним відносно загального геологічного об'єму родовища. Вплив на геологічне середовище полягає в можливій фільтрації бурового і тампонажного розчинів, зміні хімічного складу підземних вод та фільтраційно-ємнісних параметрів порід, утворення техногенних відкладів.

Охорона надр та безпека навколишнього середовища в процесі спорудження свердловини забезпечується організаційно-технічними рішеннями, тех-

нологічними заходами і операціями, які передбачені технічним проєктом та повинні бути реалізованими в процесі здійснення робіт.

Основні технологічні рішення для забезпечення мінімізації негативного впливу на надра:

- вибір по графіках сумісних зон буріння конструкції свердловини, яка відповідає геологічним умовам буріння;
- розрахунок, згідно НПАОП 11.1-1.01-08 Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України, густини бурового розчину по інтервалах буріння;
- розрахунок і підбір обсадних труб на максимально можливі пластові тиски;
- цементування обсадних колон високоякісними тампонажними матеріалами;
- установка на обсадні колони центраторів для утворення надійного цементного кільця.

Для попередження виникнення газоводопроявлень (ГВП) і перехід їх у відкриті фонтани передбачається:

- підбір бурового розчину по типу та його параметрах у відповідності до прогнозованих геологічних умов;
- попередній інструктаж та навчання членів бурової бригади діям по виявленню ГВП і недопущенню переходу їх у відкрите фонтанування;
- встановлення на гирлі свердловини противикидного обладнання, яке відповідає параметрам безпечного буріння свердловини;
- забезпечення бурової запасним буровим розчином в об'ємі свердловини з відповідними параметрами.

Приведені заходи і технічні рішення забезпечують зменшення негативного впливу процесів геологічного і технологічного походження на геологічне середовище.

Висновки за розділом

1. При промисловій розробці Пролетарського родовища передбачається проведення заходів з охорони навколишнього середовища, які включають в себе:

- запобігання негативного впливу на геологічне середовище;
- охорона повітряного середовища;
- запобігання забруднення горизонтів з прісними водами;
- зберігання родючого шару ґрунту від забруднення;
- нейтралізація, очищення та захоронення відходів буріння.

2. Заплановані заходи з охорони навколишнього середовища при бурінні та облаштуванні свердловин.

ВИСНОВКИ

1. В адміністративному відношенні родовище розташоване на території Магдалинівської селищної та Личківської сільської рад Магдалинівського району Дніпропетровської області. Метою планованої діяльності є розвідка покладів вуглеводнів Пролетарського НГКР шляхом спорудження розвідувальної свердловини № 716 глибиною 3540 м.

2. У геологічній будові Пролетарського родовища беруть участь палеозойські, мезозойські і кайнозойські відклади, що залягають на кристалічному фундаменті.

3. Розглянуті гірничо-геологічні умови буріння свердловин. Пласти, насичені вуглеводнями залягають на глибинах 2030-3540 м.

4. В роботі були обґрунтовані спосіб буріння і конструкція свердловини. Було прийнято рішення про встановлення однієї проміжної і однієї експлуатаційної колони.

5. Враховуючі механічні та абразивні властивості гірських порід були обрані бурові долота обґрунтовані параметри режиму буріння для кожного з них.

6. Була розрахована конструкція бурильної колони та вибрана компоновка низу бурильної колони.

7. Обґрунтована густина промивальної рідини і проведений гідравлічний розрахунок для буріння на кінцевій глибині.

8. В роботі було обрано бурове обладнання, необхідне для буріння свердловини.

9. Був здійснений аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища.

10. Розглянуті заходи щодо забезпечення нормальних умов праці та безпеки технологічних процесів.

11. При промисловій розробці Пролетарського родовища передбачається проведення заходів з охорони навколишнього середовища, які включають в себе:

– запобігання негативного впливу на геологічне середовище;

- охорона повітряного середовища;
- запобігання забруднення горизонтів з прісними водами;
- зберігання родючого шару ґрунту від забруднення;
- нейтралізація, очищення та захоронення відходів буріння.

12. Заплановані заходи з охорони навколишнього середовища при бурінні та облаштуванні свердловин.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Довідник з нафтогазової справи / Заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Київ: Львів, 1996. – 620 с.
2. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
3. Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підручник / В.С. Білецький, В.М. Орловський, В.Г. Вітрик; НТУ «ХПІ» ХНУМГ ім. О.М.Бекетова. – ДПолтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
4. Довідник працівника газотранспортного підприємства / В.В. Розгонюк, А.А. Руднік, В.М. Коломєєв та ін. – Київ: Росток, 2001. – 1092 с.
5. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К.: Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
6. Дудля М.А., Садовенко І. О. Техніка та технологія буріння гідрогеологічних свердловин: Підручник. - Д.: Державний ВНЗ «Національний гірничий університет». 2007. - 399 с
7. Геологорозвідувальна справа і техніка безпеки: навч. Посібник / П.П.Вирвінський, Ю.Л.Кузін, В.Л.Хоменко. – Д.: Національний гірничий університет, 2010. - 368 с.
8. Пряма й зворотна схеми очищення при бурінні свердловин: Монографія / Давиденко О.М, Ігнатов А.О. // Держ. вищ. навч. закл. «Нац. гірн. ун-т». – Д. : ДВНЗ «НГУ», 2012. - 101с.
9. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К.: Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
10. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів. Харків: Фоліо. 2015. 413 с.
11. Войтенко В.С., Вітрик В. Г., Яремійчук Р. С., Яремійчук Я. С. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідкова книга. – Л.: Центр Європи, 2012. – 708 с.

ДОДАТКИ

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.20.02.ПЗ	Пояснювальна записка	77	
5					
6			Демонстраційний матеріал		
7					
8			Оглядова карта району робіт	1	
9			Пролетарське НГКР	1	
10			Характеристика геологічного розрізу	2	
11			Суміщений графік тисків і конструкція свердловини	1	
12			Технологічні параметри бурового розчину	1	
13			Геолого-технічний проєкт	1	