

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 Кондратюк Денис Віталійович  
(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 свердловини № 6  
в умовах Скиданівської площі  
(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.			
<b>Рецензент</b>				
<b>Нормоконтролер</b>	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 Кондратюк Денис Віталійович 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 свердловини № 6  
в умовах Скиданівської площі

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

Кондратюк Д.В.

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка 71 стор., 7 рис., 8 табл., 15 джерел.

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН НА 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 ділянки Скиданівського газоконденсатного родовища.

Мета роботи – проектування технології буріння свердловини для розвідки та експлуатації Скиданівського газоконденсатного родовища.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – розроблено технологію буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов ділянки Скиданівського газо-конденсатного 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 Скиданівське газоконденсатне родовище.....	5
1.2 Геологічна характеристика Скиданівське газоконденсатне родовище .....	6
1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин .....	11
Висновки за розділом .....	12
2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА .....	13
2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини .....	13
2.1.1 Визначення кількості обсадних колон і глибини їх спуску.....	13
2.1.2 Визначення діаметрів обсадних колон і доліт .....	16
2.2 Вибір способу буріння.....	17
2.3 Вибір породоруйнівного інструменту .....	17
2.4 Вибір бурильної колони .....	19
2.5 Вибір режиму буріння .....	24
2.6 Промивання свердловини .....	29
2.7 Вибір бурової установки, талевого каната та талевої системи .....	37
Висновки за розділом .....	41
3 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	42
3.1 Загальні положення .....	42
3.2 Експлуатація бурового обладнання .....	44
3.3. Експлуатація бурового інструменту .....	49
3.4. Спуско-підйомні операції .....	55
Висновки за розділом .....	57
4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА .....	58
4.1 Запобігання негативного впливу на геологічне середовище.....	58
4.2 Охорона повітряного середовища.....	59
4.3 Запобігання забруднення горизонтів з прісними водами .....	61
4.4 Зберігання родючого шару ґрунту від забруднення.....	63
4.5 Нейтралізація, очищення та захоронення відходів буріння .....	66
Висновки за розділом .....	67
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....	69
ДОДАТКИ .....	71

## ВСТУП

**Актуальність роботи.** Скиданівське газоконденсатне родовище розташоване в Миргородському районі Полтавської області за 22 км від м. Миргород. АТ «Укргазвидобування» ввело в експлуатацію нову свердловину глибиною 6300 м з дебітом 200 тис. куб. м на Скиданівському родовищі, яке було відкрито у 2019 р. Попередньо оцінена ресурсна база Скиданівського родовища становить понад 2,7 млрд. куб. м газу. На ділянці проведено 3D-сейсморозвідувальні дослідження, за результатами яких виконується програма розвідки нового родовища.

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 Скиданівського 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 Скиданівського газо-конденсатного 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 Скиданівське газоконденсатне родовище

Родовище розташоване в Миргородському районі Полтавської області за 22 км від м. Миргород (рис. 1.1). У тектонічному відношенні воно знаходиться в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини і входить до групи структурних елементів, які простягаються вздовж південно-східного борту Жданівської депресії.

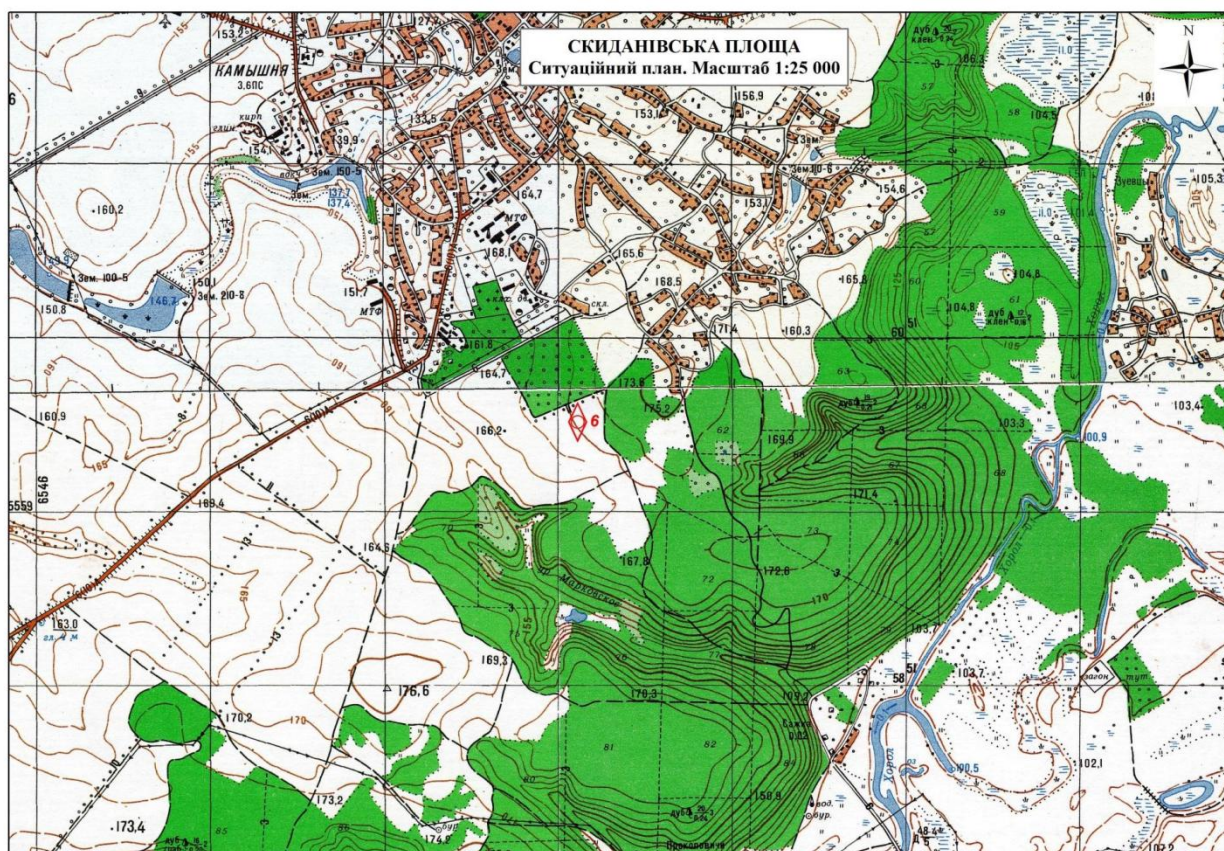


Рисунок 1.1 – Ситуаційний план Скиданівської площі  
(свердловина № 6 відмічена червоним ромбом)

АТ «Укргазвидобування» ввело в експлуатацію нову свердловину глибиною 6300 м з дебітом 200 тис. куб. м на Скиданівському родовищі, яке було відкрите у 2019 р. Попередньо оцінена ресурсна база Скиданівського родовища становить понад 2,7 млрд. куб. м газу. На ділянці проведено 3D-сейсморозвідувальні дослідження, за результатами яких виконується програма розвідки нового родовища.

## 1.2 Геологічна характеристика Скиданівське газоконденсатне родовище

Об'єкт був виявлений в 1948 р. у відкладах неогену за результатами структурно-геологічної зйомки. В 1978-1979 рр. на Скиданівській і суміжних з нею площах виконано значний обсяг сейсмозвдувальних робіт різної детальності і цільового призначення. Одержані геолого-геофізичні дані стали основою для обґрунтування буріння параметричної свердловини 488, розпочатого в 1979 р. При її випробуванні в 1984 р. з відкладів верхньовізейського під'ярусу (продуктивний горизонт В-22, інт. 5797-5827 м) отримано промисловий приплив газу і конденсату (рис. 1.2). Дебіт газу через штуцер діаметром 7 мм становив 37 тис. м<sup>3</sup>, конденсату - 2,6 т на добу.

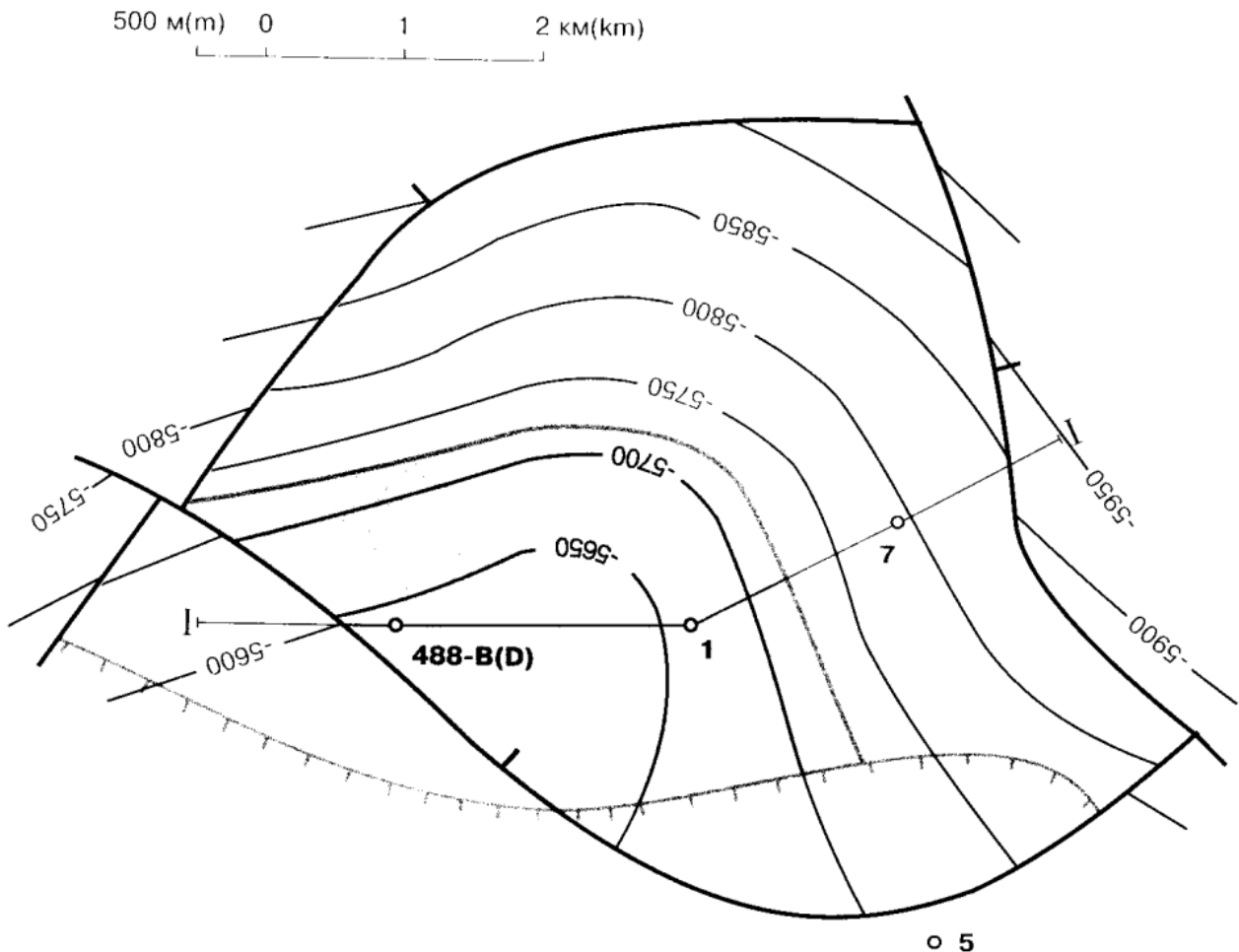


Рисунок 1.2 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-22

Геологічний розріз по лінії I-I наведений на рис. 1.3.

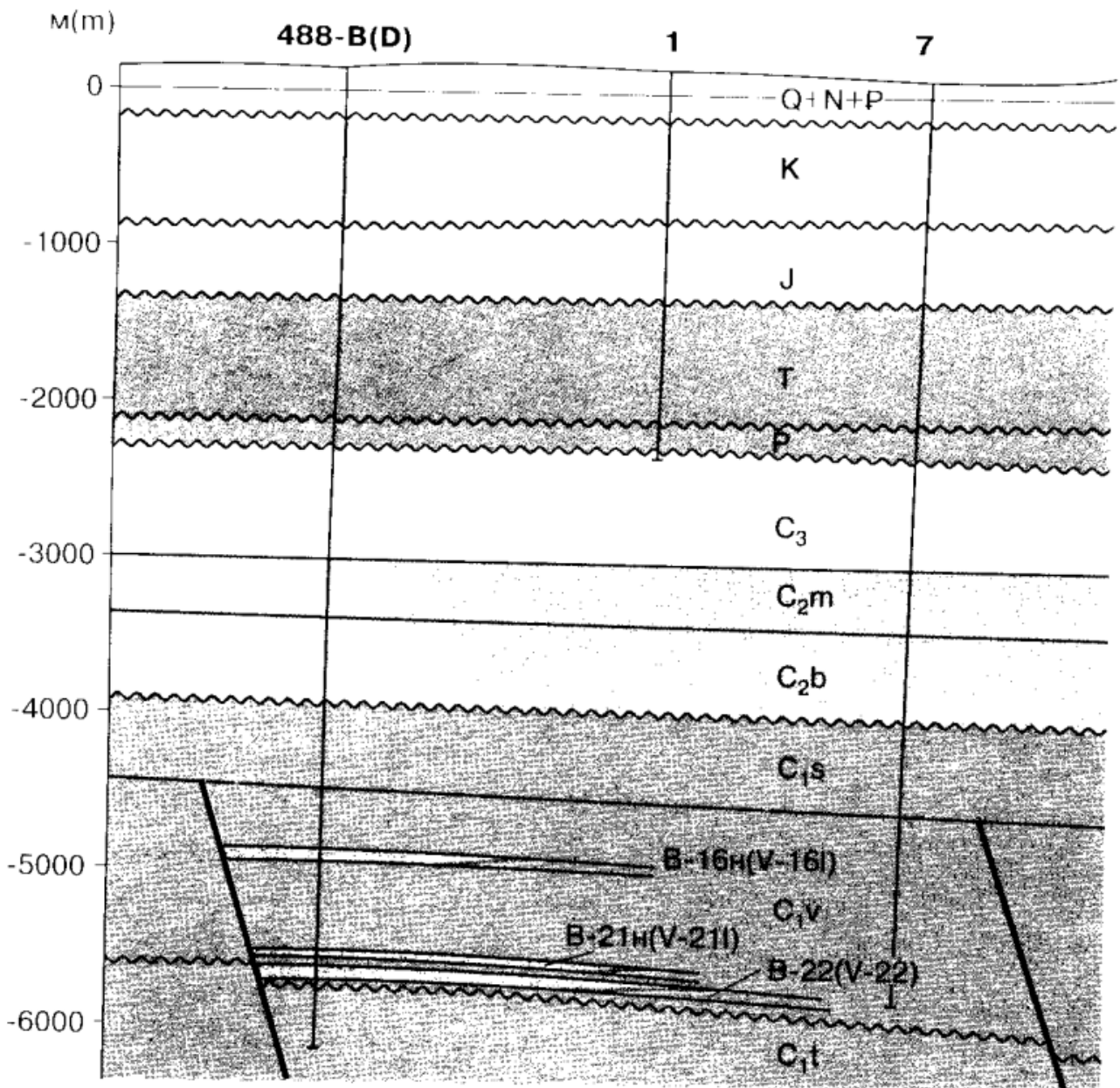


Рисунок 1.3 – Геологічний розріз по лінії I-I

У межах площі пробурені розвідувальні свердловини, якими розкрито карбонатно-теригенні породи від четвертинних до турнейських.

Візейські відклади залягають у вигляді структурного носа, розміщеного в окремому тектонічному блоці. Шарнір носа нахилений на північний схід під кутом 3-4°. З півдня він обмежений скидом амплітудою близько 50 м. Розміри продуктивного блока в межах скидових порушень 6,9x5,7 км. Пробуреними свердловинами встановлено газоконденсатні поклади горизонтів В-16н, В-21н,



В-22. Вони пластові тектонічно екрановані і літологічно обмежені. Колекторами є пісковики.

Родовище знаходиться у розвідці.

Характеристика природних газів родовища наведена в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Характеристика природних газів

Індекс горизон- ту	Молеку- лярна маса	Віднос- на густина	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м <sup>3</sup>	Теплотворна здатність, кДж	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>		C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>		H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	He
								n	i	n	i				
В-16н У-16і	35,95	1,241	670,1		57,46	13,67	10,27	3,45		10,85			3,09	1,18	0,03
В-21н У-21і	19,19	0,6624	38,4		90,39	4,78	1,09	0,35		1,16			2,05	0,14	0,03
В-22 У-22	19,19	0,6624	68,4		90,39	4,78	1,09	0,35		1,16			2,05	0,14	0,03

Спорудження експлуатаційної свердловин планується з метою експлуатації газових покладів та забезпечення держави енергетичними ресурсами власного видобутку (природний газ і конденсат).

Миргородський район, в якому планується спорудження та підключення свердловин, розташований в північній частині Полтавської області, в межах Лівобережно-Дніпровської лісостепової фізико-географічної провінції. В фізико-географічному відношенні район робіт розташований у межах Придніпровської низовини та Полтавської рівнини.

Рельєф району робіт рівнинний, поверхня має загальний нахил з північного сходу на південний захід. Для рельєфу властиве чергування плоских вододілів з широкими долинами річок. На схилах вододілів розвинута яружно-балкова мережа, подекуди є ізольовані підняття, також трапляються давні прохідні долини льодовикового періоду, утворені водно-льодовиковими потоками.

Ландшафт району робіт - лучно-степовий з глибокими малогумусними чорноземами, на лесових суглинках, що майже повністю розорані Місцями зустрічаються байраки, окремі болота і ділянки цілинного степу, невеликі лісові зони.

Чорноземи в районі робіт займають близько 90% площі. Вміст гумусу в ґрунтах знаходиться у межах 3-5%. Серед ґрунтів також трапляються сірі лісові та опідзолені ґрунти.

Основна геологічна структура, в межах якої виконуються польові роботи - Дніпровсько-Донецька западина та її схили. Верхня частина геологічного розрізу (глибина залягання нафтопроводу) представлена неогеновими алювіальними відкладами річкових долин, озерними відкладами, відклади боліт (піски, суглинки, мули) та четвертинними відкладами, які представлені на вододілах переважно суглинками лесовидними та лесами, а в річкових долинах та низинах пісками та супісками.

Неогенові відклади представлені:

- алювіальні відклади річкових долин – піски, мули;
- озерні відклади – суглинки мулисті, мули;
- болотні відклади – торф, мули.

Четвертинні відклади представлені:

- на вододілах переважно суглинками лесовидними та лесами еоловоделювіального та елювіального походження, під якими залягають льодовикові відклади – піски, суглинки з лінзами піску та гальки;

- в річкових долинах та низинах піски, супіски та глини алювіального та алювіально-озерного походження, флювіогляціальні та алювіальні відклади похованих річкових долин (піски, суглинки);

- річкові надзаплавні II-III тераси пісками, супісками та глинами алювіального походження.

Гідрографічна мережа району робіт представлена р.Хорол – права притока р. Псел (басейн р. Дніпра).

Довжина ріки 308 км, площа водозбірного басейну 3870 км<sup>2</sup>, похил 0.3 м/км, долина трапецієподібна, часто асиметрична, з підвищеними правими і пологими лівими схилами. Річище р. Хорол на всій протяжності звивисте, завширшки 10-60 м і більше (на плесах), живлення - дощове і снігове.

В межах району розташування бурових майданчиків розповсюджені чорноземні звичайні середньогумусні. Гумусовий горизонт в середньому становить 0,4-0,6 м.

Четвертинні відклади складаються з суглинків важких і глин легких, пілуватих, напівтвердої та твердої консистенції.

В інженерно-геологічній будові до глибини 8,0 від поверхні приймають участь четвертинні елювіальні і елювіально-делювіальні ґрунти.

Типовий геологічний розріз такий:

- ґрунтово-рослинний шар та суглинки сірувато-чорні, гумусовані, з корінням рослин, напівтвердої і твердої консистенції потужністю 0,6-0,7 м;

- суглинки важкі - бурі, пілуваті, твердої консистенції, з плямами чорного, і включеннями борошнистих карбонатів, мають повсюдне поширення з глибини 0,6-0,7 м потужністю 1,4-1,7 м;

- глини легкі, пілуваті - бурі, твердої консистенції, з включеннями борошнистих карбонатів, поширені повсюдно з глибини 2,0-2,4 м потужністю 1,9-2,5 м;

- суглинки важкі, пілуваті - від жовто-бурих до буровато-жовтих, твердої консистенції, з включеннями борошнистих карбонатів, поширені повсюдно з глибини 4,2-4,7 м. Розкрита максимальна потужність складає 3,8 м.

Геологічний розріз до глибини 8,0-10,0 м від поверхні має бути уточнений в результаті проведення інженерно-геологічних вишукувань на майданчику свердловини.

### 1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Гірничо-геологічні умови бурових робіт свердловин на Скиданівській площі наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Інтервал, м	Літологічна характерис- тика	Категорія		Гradient тиску, МПа/м		Усклад- нення
		за твер- дістю	за абрази- вністю	Пластово- го	Гідророз- риву	
0-320	Пісок, глина	I	I	0,0100	0,0135	Обвали
320-800	Глина, пі- сок, крейда	II	II	0,0103	0,0145	Обвали
800-2300	Пісковик, аргіліт, але- вроліт	IV	IV	0,0108	0,0155	Погли- нання
2300-3700	Аргіліт, ва- пняк	V	IV	0,0116	0,0165	Осипи ар- гілітів
3700-5100	Аргіліт, алевроліт, пісковик	VII	V	0,0112	0,0160	Погли- нання
5100-6300	Аргіліт, піс- ковик, вап- няк	VII	VI	0,0132	0,0180	Поклади газу і кон- денсату

Верхня частина розрізу 0-800 м складена м'якими осадовими породами, які схильні до обвалення.

В інтервали 800-2300 м залягають пісковики, аргіліти, алевроліти, вапняки IV категорії з буримості. На цьому інтервалі можливі поглинання промивальної рідини.

Далі до глибини 3700 м залягають аргіліти і вапняки V категорії з буримості. Аргіліти на цьому інтервалі схильні до осипання.

В інтервалі 3700-5100 м знаходяться пласти аргілітів, алевролітів і пісковиків VII категорії з буримості. На цьому інтервалі можливі поглинання промивальної рідини.

Далі до проектної глибини 6300 м залягають насичені газом і конденсатом аргіліти, пісковики і вапняки.

### **Висновки за розділом**

1. Скиданівське газоконденсатне родовище було відкрите у 2019 р. Попередньо оцінена ресурсна база родовища становить понад 2,7 млрд. куб м газу.
2. Проаналізовані геолого-географічні умови проведення бурових робіт.
3. Розглянуті гірничо-геологічні умови буріння свердловин.

## 2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

#### 2.1.1 Визначення кількості обсадних колон і глибини їх спуску

З метою встановлення кількості обсадних колон і глибини їх спуску спочатку будується комбінований графік змін градієнтів тиску резервуара і тиску гідрозориву по глибині свердловини. На цій основі розроблений варіант конструкції свердловини. Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіку знаходимо зони кріплення свердловини, які визначають кількість обсадних колон.

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.

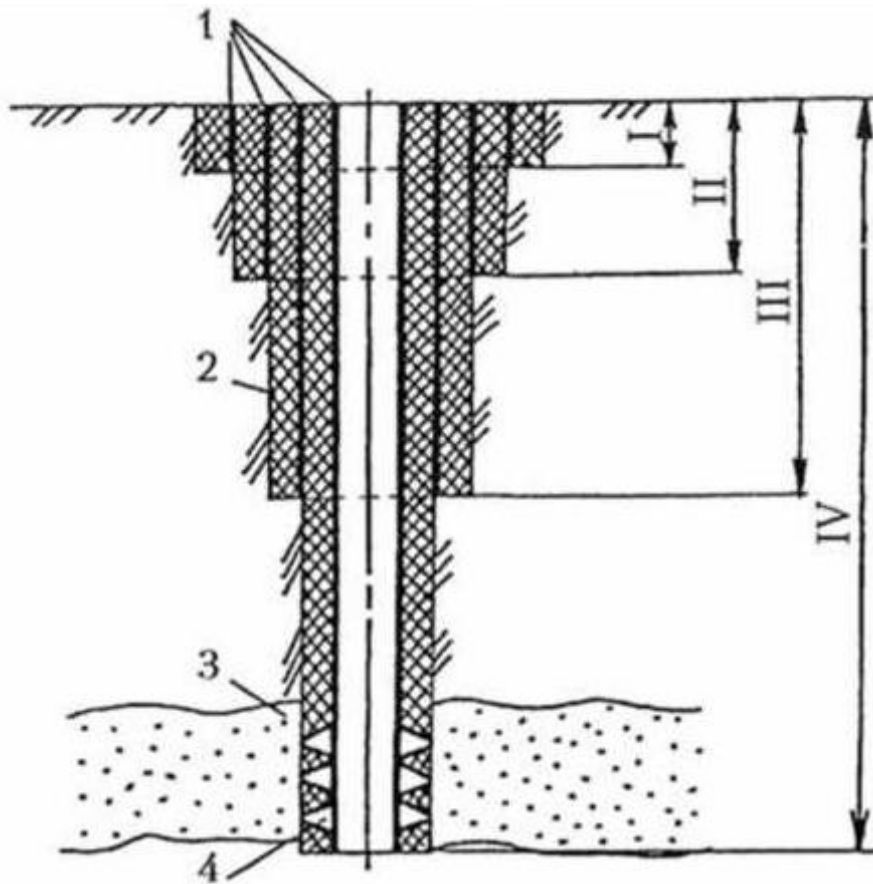


Рисунок 2.1 – Типова конструкція свердловини

1 – обсадні труби; 2 – цемент, 3 – продуктивний пласт; 4 – перфорація;  
 I – напрямок; II – кондуктор; III – проміжна колона; IV – експлуатаційна колона

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

- в інтервалі 0-20 м – напрямок, з повним цементуванням рублевого простору;
- в інтервалі 0-800 м – кондуктор для перекриття площі осадових порід (схильних до обвалення), з повним цементуванням затрубного простору;
- в інтервалі 0-5100 м – проміжна колона, з повним цементуванням затрубного простору;
- в інтервалі 0-6300 – експлуатаційна колона, з повним цементуванням затрубного простору.





### 2.1.2 Визначення діаметрів обсадних колон і доліт

1) Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

$$D_d^e = D_m + 2 \cdot \delta$$

де  $D_m$  – діаметр муфти робочої колони,

$\delta$  зазор між робочою колоною і стінками свердловини.

$$D_d^e = 147 + 2 \cdot 15 = 177 \text{ мм}$$

Відповідно до стандартів на долота PDC, приймаємо  $D_d^e = 200$  мм.

2) Визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

$$D_{вн}^{пр} = D_d^e + 6 = 200 + 6 = 206 \text{ мм}$$

Відповідно до ДСТ на обсадні труби приймаємо для проміжної колони відповідно зовнішній, внутрішній і діаметр муфти:

$$D_3^{пр} = 219 \text{ мм}; D_{вн}^{пр} = 207 \text{ мм}; D_m^{пр} = 245 \text{ мм}.$$

3) Діаметр долота для буріння під проміжну колону:

$$D_d^{пр} = D_m^{пр} + 2 \cdot \delta = 245 + 2 \cdot 15 = 275 \text{ мм}.$$

Відповідно до стандартів на долота PDC приймаємо  $D_d^{пр} = 279$  мм.

4) Визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

$$D_{вн}^к = D_d^{пр} + 6 = 279 + 6 = 285 \text{ мм}.$$

Відповідно до ДСТ на обсадні труби приймаємо для кондуктора відповідно зовнішній, внутрішній і діаметр муфти:

$$D_3^к = 324 \text{ мм}, D_{вн}^к = 302 \text{ мм}, D_m^к = 351 \text{ мм}.$$

5) Діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_d^к = D_m^к + 2 \cdot \delta = 351 + 2 \cdot 25 = 401 \text{ мм}.$$

Відповідно до стандартів на долота PDC приймаємо  $D_d^к = 406$  мм.

6) Діаметр напрямку

$$D_{вн}^н = D_d^к + 50 = 406 + 50 = 456.$$

Відповідно до ДСТ на обсадні труби приймаємо.

$$D_n^н = 508 \text{ мм}.$$

Таким чином, беремо наступні діаметр обсадних труб і доліт:

Діаметр обсадних труб, мм	127	219	324	508
Діаметр долота, мм	200	279	406	

## 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 затяжки, 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.

Виходячи з вищенаведеного, приймаємо роторний спосіб буріння.

## 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.

Для вибору типу бурових доліт в залежності від механічних та абразивних властивостей можна скористатися World Oil's 2015 Drill Bit Classifier.

Для буріння свердловини обираємо долота з полікристалічними алмазними різцями PDC. Обрані види доліт наведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Породоруйнівний інструмент

Інтервал буріння, м	Характеристика порід		Тип долота (виробник)	Рекомендоване осьове навантаження, фунт/дюйм (Н/м)	Рекомендована частота обертання, хв <sup>-1</sup>
	категорія за буримістю	категорія за абразивністю			
0-800	I-II	I-II	M223 MDI619 GHM-NRstUIVW 406 мм (Smith Bits)	400-3000 72000-540000	60-400
800-3700	IV-V	IV	M323 M716 GHM-NRstUmVW 279 мм (Smith Bits)	500-4000 90000-720000	60-400
3700-5100	VII	V	M422 U616M BCDEF GSU 279 мм (Ulterra)	500-4000 90000-720000	60-400
5100-6300	VII	VI	M333 M613GHM-NRstUmVW 200 мм (Smith Bits)	500-4000 90000-720000	60-400

На рис. 2.2 показано стандартне долото фірми Smith Bits і його маркування.

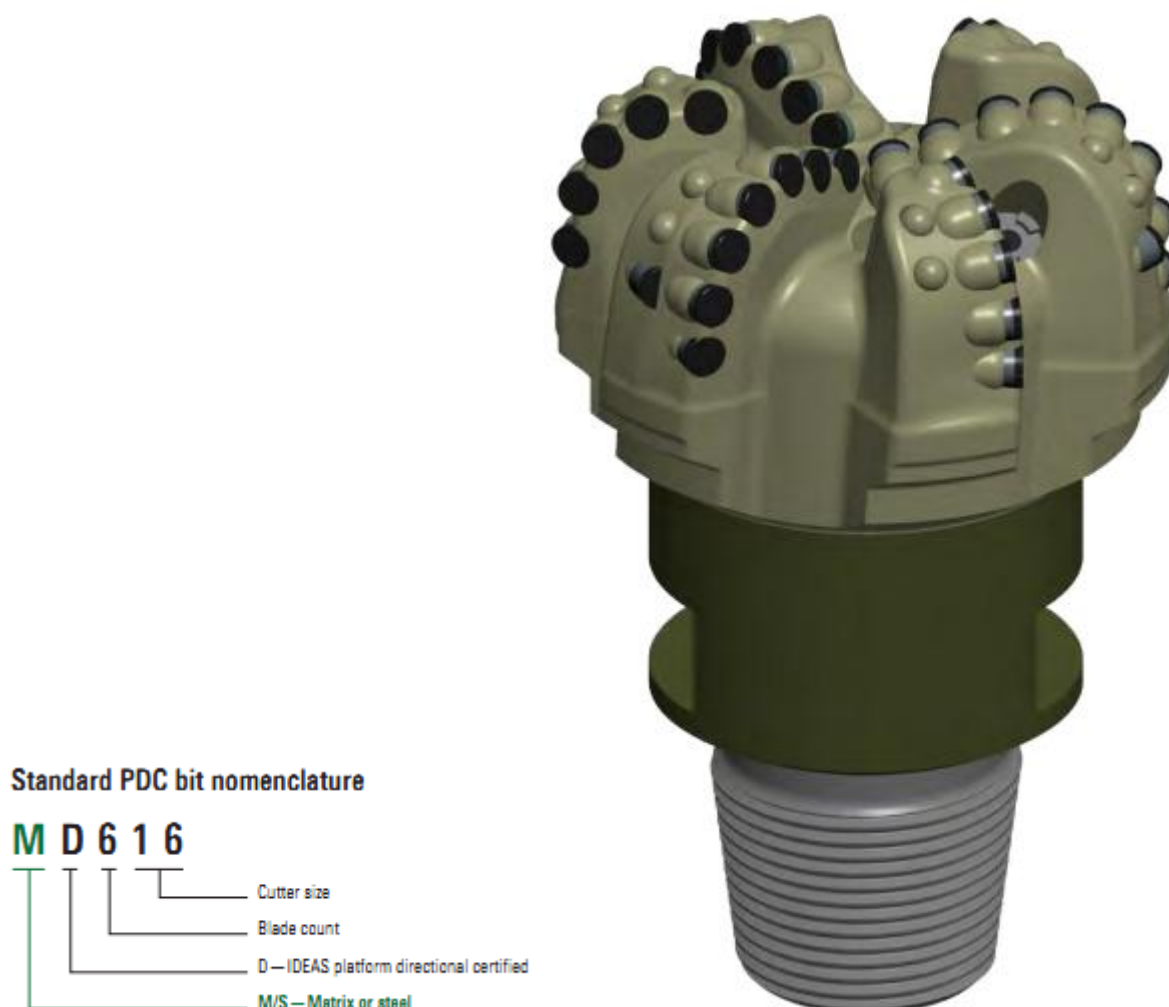


Рисунок 2.2 – Стандартне долото фірми Smith Bits і його маркування.

## 2.4 Вибір бурильної колони

### Вибираємо діаметри 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.

Тоді підставляємо значення

$$d_{\text{ОБТ}} = (0,75 - 0,85) \cdot D_{\text{д}} = 0,8 \cdot 200 = 160 \text{ мм};$$

У відповідності до ДСТ на обважнені бурильні труби приймаємо колону ОБТ-159. Внутрішній діаметр 57,2 мм. Вага 1 м таких труб складає 135,4 кг.

Діаметр бурильних труб дорівнює

$$\frac{d_{\text{бт}}}{d_{\text{ОБТ}}} = 0,75 - 0,80,$$

де  $d_{\text{бт}}$ , – діаметр бурильних труб.

Тоді підставляємо значення

$$d_{\text{бт}} = (0,75 - 0,8) \cdot d_{\text{ОБТ}} = 0,77 \cdot 159 = 123 \text{ мм};$$

У відповідності до ДСТ на бурильні труби приймаємо колону ТБН-114.

Для їх з'єднання використовуємо замки ЗУ-155.

### 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,  $K=1,20-1,25$ ;

$G_{\text{д}}$  – навантаження на долото, Н;

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

$\rho_m$  – щільність металу ОБТ, кг/м<sup>3</sup>;

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

$$l_{\text{убТ}} = \frac{1,25 \cdot 120000}{1354 \cdot \left(1 - \frac{1410}{7850}\right)} \approx 135 \text{ м.}$$

Отриману довжину ОБТ округляють у більший бік до величини, яка кратна довжині свічки (25 м). Тоді  $l_{\text{ОБТ}} = 150$  м.

Довжину ОБТ слід перевіряти на довговічність дії власної ваги. Для цього визначимо критичну довжину ОБТ за формулою:

$$l_{\text{ОБТ}}^{\text{кр}} = 1,94 \sqrt{\frac{EI}{q_{\text{ОБТ}}}}$$

де  $E$  – модуль еластичності матеріалу (сталь), Н/м<sup>2</sup>;

$I$  – момент інерції при згинанні, м<sup>4</sup>.

$$I = \frac{\pi}{64} (d_3^4 - d_{\text{вн}}^4) = \frac{3,14}{64} (0,159^4 - 0,0572^4) = 0,000031 \text{ м}^4$$

де  $d_3, d_{\text{вн}}$  – відповідно внутрішній і зовнішній діаметри ОБТ, м.

$$l_{\text{ОБТ}}^{\text{кр}} = 1,94 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,000031}{1029}} = 154,2 \text{ м.}$$

Таким чином під час буріння ОБТ не втрачатиме своєї стійкості, а отже встановлення додаткових центраторів не потрібне.

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 114 мм із сталі групи міцності "D" товщиною стіни 10 мм.

### Конструкція бурильної колони

При визначенні конструкції бурильної колони приймаємо, що бурильна колона має одноступінчасту конструкцію, тобто при однаковому зовнішньому діаметрі складається із декількох секцій, які відрізняються одна від одної дов-

жиною, товщиною стінки і групою міцності. Враховуючи досвід буріння глибоких свердловин на даній площі для першої секції приймаємо бурильні труби групи міцності "Л" з мінімальною товщиною стінки.

Довжину першої секції визначають із умови допустимих напружень розтягу

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_T (G_{\text{ОБТ}} + G + G_{\text{нк}}) \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right) - P_{\text{п}} F_{\text{п}}}{Kq_1 \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right)}, \quad Q_{p1} = \frac{Q_T}{K_1 n},$$

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, м<sup>2</sup>;

$q_1$  – 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  $K_1 = 1.04$ ).

### **Перша секція: Л міцність сталі, товщина стінки - 8 мм**

У свою чергу

$$Q_p = \frac{\sigma_{\text{тр}} F_{\text{тр}}}{n},$$

де  $\sigma_{\text{тр}}$  – межа текучості матеріалу труб, для сталі марки К  $\sigma_{\text{тр}} = 650$  МПа;  $F_{\text{тр}}$  – площа перетину труб, м<sup>2</sup>;  $n$  – запас міцності, приймається рівним 1,3.

$$Q_{l1} = \frac{\sigma_{\text{тр}} \cdot F_{\text{тр}}}{n} = \frac{650 \cdot 10^6 \cdot 0,785 \cdot (0,114^2 - 0,098^2)}{1,3} = 1189300 \text{ Н}$$

$$l_1 = \frac{1189300 - 1,15(150 \cdot 1354 + 300 \cdot 289 + 0) \cdot \left(1 - \frac{1,41}{7,85}\right) - 8910000 \cdot 0,785 \cdot 0,098^2}{1,15 \cdot 209 \cdot \left(1 - \frac{1,41}{7,85}\right)} = 4303 \text{ м.}$$

З огляду на довжину свічки, приймаємо  $l_1 = 4300 \text{ м.}$

Якщо загальна довжина КНБК, ОБТ і першої секції менше глибини свердловини, то першу секцію встановлюють другу, міцнішу. Довжина другої і наступного розділів визначається за формулою:

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{kq_2 \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right)}; \quad l_3 = \frac{Q_{p3} - Q_{p2}}{kq_3 \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right)}$$

де  $l_2, l_3$  – довжина другої і третьої секцій;

$Q_{p2}, Q_{p3}$  – допустиме розтягувальне навантаження для труб другої і третьої секцій;

$q_2, q_3$  – вага 1 м бурильних труб другої і третьої секцій

**Друга секція: Л міцність сталі, товщина стінки - 9 мм**

$$Q_{p2} = \frac{650 \cdot 10^6 \cdot 0,785 \cdot (0,114^2 - 0,096^2)}{1,3} = 1325400 \text{ Н}$$

$$l_2 = \frac{Q_{l2} - Q_{l1}}{k \cdot q_{2\text{бт}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{с}}}\right)} = \frac{1325400 - 1189300}{1,15 \cdot 233 \cdot \left(1 - \frac{1,41}{7,85}\right)} = 844 \text{ м}$$

З огляду на довжину свічки,  $l_2 = 825 \text{ м}$

**Третя секція: Л міцність сталі, товщина стінки - 10 мм**

$$Q_{p3} = \frac{650 \cdot 10^6 \cdot 0,785 \cdot (0,114^2 - 0,094^2)}{1,3} = 1458600 \text{ Н}$$

$$l_3 = \frac{Q_{p3} - Q_{p2}}{k \cdot q_{3\text{бт}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{с}}}\right)} = \frac{1458600 - 1325400}{1,15 \cdot 257 \cdot \left(1 - \frac{1,41}{7,85}\right)} = 749 \text{ м}$$

З огляду на глибину свердловини:

$$l_3 = L_{\text{св}} - (l_1 + l_2 + l_{\text{ОБТ}} + l_{\text{НК}})$$

$$l_3 = 6300 - 4300 - 825 - 150 - 300 = 725 \text{ м.}$$



Таблиця 2.3 – Конструкція бурильної колони

Номер секції	Товщина стінки, мм	Група міцності сталі	Глибина спуску, м		Довжина секції, м	Вага 1 м труби, кН	Вага секції, кН
			від	до			
3	10	Л	0	725	725	0,257	186
2	9	Л	725	1550	825	0,233	192
1	8	Л	1550	5850	4300	0,209	899
НК	11	Л	5850	6150	300	0,280	84
ОБТ		Л	6150	6300	150	1,029	203
Усього							1564

## 2.5 Вибір режиму буріння

1. Розрахунок для долота M223 MDI619 GHM-NRstUIVW 406 мм.

Осьове навантаження на долото  $C_d$ .

Навантаження на долото визначаємо за питомим навантаженням

$$C_d = c_{\pi} D_d,$$

де  $c_{\pi}$  – питоме навантаження на 1 м діаметра, Н/м;  $D_d$  – діаметр долота, м.

$$C_d = 300000 \cdot 0,406 = 121800 \text{ Н} \approx 122 \text{ кН}$$

Частота обертання долота.

Рекомендована частота обертання долота становить 60-400 об/хв. Приймаємо

$$n = 300 \text{ об/хв.}$$

Витрата промивальної рідини вибирається з двох умов

(а) з умови очищення забою від вибуреної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}}$$

де  $q_0$  - питома витрата промивальної рідини, м<sup>3</sup>/с на 1 м<sup>2</sup> вибою

$q_0=0,35-0,5$  – для роторного способу буріння;

$F_{\text{виб}}$  - площа забою свердловини,  $\text{м}^2$ .

$$Q_1 = 0,785 \cdot 0,406^2 \cdot 0,4 = 0,052 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) з умову транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\text{min}} F_{\text{кп}}$$

де  $V_{\text{min}}$  - мінімально допустима швидкість змиву рідини в кільцевому просторі,  $\text{м}/\text{с}$

для скельних порід  $V_{\text{min}} = 0,7-1,0 \text{ м}/\text{с}$ ;

для м'яких порід  $V_{\text{min}} = 1,0-1,4 \text{ м}/\text{с}$ ;

при бурінні долотами великого діаметру  $V_{\text{min}} = 0,3-0,5 \text{ м}/\text{с}$ .

$$Q_2 = 0,785 \cdot (0,4445^2 - 0,114^2) \cdot 0,5 = 0,060 \text{ м}^3/\text{с};$$

З розрахункових значень обираємо більше.

Таким чином, приймаємо  $60 \text{ л}/\text{с}$ .

2. Розрахунок для долота M323 M716 GHM-NRstUmVW 279 мм.

Осьове навантаження на долото  $C_d$ .

Навантаження на долото визначаємо за питомим навантаженням

$$C_d = c_p D_d,$$

де  $c_p$  – питоме навантаження на  $1 \text{ м}$  діаметра,  $\text{Н}/\text{м}$ ;  $D_d$  – діаметр долота,  $\text{м}$ .

$$C_d = 400000 \cdot 0,279 = 111600 \text{ Н} \approx 116 \text{ кН}$$

Частота обертання долота.

Рекомендована частота обертання долота становить  $60-400 \text{ об}/\text{хв}$ . Приймаємо

$$n = 300 \text{ об}/\text{хв}.$$

Витрата промивальної рідини вибирається з двох умов

(а) з умови очищення забою від вибуреної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}}$$

де  $q_0$  - питома витрата промивальної рідини, м<sup>3</sup>/с на 1 м<sup>2</sup> вибою

$q_0=0,35-0,5$  – для роторного способу буріння;

$F_{\text{виб}}$  - площа забою свердловини, м<sup>2</sup>.

$$Q_1 = 0,785 \cdot 0,279^2 \cdot 0,4 = 0,024 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) з умови транспортування шлама в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\text{min}} F_{\text{кп}}$$

де  $V_{\text{min}}$  - мінімально допустима швидкість змиву рідини в кільцевому просторі, м/с

для скельних порід  $V_{\text{min}} = 0,7-1,0$  м/с;

для м'яких порід  $V_{\text{min}} = 1,0-1,4$  м/с;

при бурінні долотами великого діаметру  $V_{\text{min}} = 0,3-0,5$  м/с.

$$Q_2 = 0,785 \cdot (0,279^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,051 \text{ м}^3/\text{с};$$

З розрахункових значень обираємо більше.

Таким чином, приймаємо 51 л/с.

3. Розрахунок для долота M422 U616M BCDEFGSU 279 мм.

Осьове навантаження на долото  $C_d$ .

Навантаження на долото визначаємо за питомим навантаженням

$$C_d = c_p D_d,$$

де  $c_p$  – питома навантаження на 1 м діаметра, Н/м;  $D_d$  – діаметр долота, м.

$$C_d = 600000 \cdot 0,279 = 16740 \text{ Н} \approx 167 \text{ кН}$$

Частота обертання долота.

Рекомендована частота обертання долота становить 60-400 об/хв. Приймаємо

$$n = 250 \text{ об/хв.}$$

Витрата промивальної рідини вибирається з двох умов

(а) з умови очищення забою від вибуреної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}}$$

де  $q_0$  - питома витрата промивальної рідини, м<sup>3</sup>/с на 1 м<sup>2</sup> вибою

$q_0=0,35-0,5$  – для роторного способу буріння;

$F_{\text{виб}}$  - площа забою свердловини, м<sup>2</sup>.

$$Q_1 = 0,785 \cdot 0,279^2 \cdot 0,4 = 0,024 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) з умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\text{min}} F_{\text{кп}}$$

де  $V_{\text{min}}$  - мінімально допустима швидкість змиву рідини в кільцевому просторі, м/с

для скельних порід  $V_{\text{min}} = 0,7-1,0$  м/с;

для м'яких порід  $V_{\text{min}} = 1,0-1,4$  м/с;

при бурінні долотами великого діаметру  $V_{\text{min}} = 0,3-0,5$  м/с.

$$Q_2 = 0,785 \cdot (0,279^2 - 0,114^2) \cdot 0,7 = 0,036 \text{ м}^3/\text{с};$$

З розрахункових значень обираємо більше.

Таким чином, приймаємо 36 л/с.

4. Розрахунок для долота M333 M613GHM-NRstUmVW 200 мм.

Осьове навантаження на долото  $C_d$ .

Навантаження на долото визначаємо за питомим навантаженням

$$C_d = c_{\text{п}} D_d,$$

де  $c_{\text{п}}$  – питома навантаження на 1 м діаметра, Н/м;  $D_d$  – діаметр долота, м.

$$C_d = 60000 \cdot 0,200 = 120000 \text{ Н} \approx 120 \text{ кН}$$

Частота обертання долота.

Рекомендована частота обертання долота становить 60-400 об/хв. Приймаємо

$$n = 250 \text{ об/хв.}$$

Витрата промивальної рідини вибирається з двох умов

(а) з умови очищення забою від вибуреної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}}$$

де  $q_0$  - питома витрата промивальної рідини, м<sup>3</sup>/с на 1 м<sup>2</sup> вибою

$q_0=0,35-0,5$  – для роторного способу буріння;

$F_{\text{виб}}$  - площа забою свердловини, м<sup>2</sup>.

$$Q_1 = 0,785 \cdot 0,200^2 \cdot 0,4 = 0,013 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) з умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\text{min}} F_{\text{кп}}$$

де  $V_{\text{min}}$  - мінімально допустима швидкість змиву рідини в кільцевому просторі, м/с

для скельних порід  $V_{\text{min}} = 0,7-1,0$  м/с;

для м'яких порід  $V_{\text{min}} = 1,0-1,4$  м/с;

при бурінні долотами великого діаметру  $V_{\text{min}} = 0,3-0,5$  м/с.

$$Q_2 = 0,785 \cdot (0,200^2 - 0,114^2) \cdot 0,7 = 0,015 \text{ м}^3/\text{с};$$

З розрахункових значень обираємо більше.

Таким чином, приймаємо 15 л/с.

Таблиця 2.4 – Параметри режиму буріння

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режиму		
		С, кН	п, об/хв	Q, дм <sup>3</sup> /с
M223 MDI619 406 мм	0-800	122	300	60
M323 M716 279 мм	800-3700	116	300	51
M422 U616M 279 мм	3700-5100	167	250	36
M333 M613 200 мм	5100-6300	120	250	15

## 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<sup>2</sup>;

$H$  – глибина подошви інтервалу свердловини, м;

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

– інтервал буріння 0-800 м: 
$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,1 \cdot (10300 \cdot 800)}{9,81 \cdot 800} \approx 1150 \text{ кг/м}^3;$$

– інтервал буріння 800-5100 м: 
$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (11600 \cdot 3700)}{9,81 \cdot 3700} \approx 1250 \text{ кг/м}^3;$$

– інтервал буріння 5100-6300 м: 
$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (13200 \cdot 6300)}{9,81 \cdot 6300} \approx 1410 \text{ кг/м}^3.$$

### Гідравлічний розрахунок

Визначте втрати гідравлічного тиску в елементах циркулюючої системи.

$$P = P_{\text{т}} + P_{\text{кп}} + P_{\text{з}} + P_{\text{ОБТ}} + P_{\text{кпОБТ}} + P_{\text{обв}} + P_{\text{д}}$$

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

$P_{\text{т}}$  – втрати тиску в бурильних трубах, Па;

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

$P_{\text{з}}$  – 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;

$P_{\text{д}}$  – 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  $Re_{кр}$ .

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

де  $\rho$  – густина промивальної рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$V$  – швидкість руху промивальної рідини, м/с;

$d_r$  – гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметру труби  $d_b$  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;

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

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58}$$

де  $He$  - критерій Хельстрома;

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

де  $\tau_0$  - динамічна напруга підкладки, Па.

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

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

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

де  $F$  – площа поперечного перерізу, м<sup>2</sup>

для труб  $F = \frac{\pi}{4} d_b^2$ ; для кільцевого простору  $F = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_3^2)$ .

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

$$p_T = \frac{4\tau_0 l}{\beta_T d_b}; \quad p_{кп} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{кп} (D_c - d_3)},$$

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

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

$$Sen = \frac{\tau_0 d_T}{\eta_{пл} V}$$

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

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{пр}}{d_T} l,$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору  
для труб

$$\lambda_T = 0,1 \left( 1,46 \frac{\Delta}{d_d} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25};$$

для кільцевого простору

$$\lambda_T = 0,106 \left( 1,46 \frac{\Delta}{D_c - d_3} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25},$$

де  $\Delta$  – 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 ( $P_{ОБТ}$ ) і кільцевому просторі за ОБТ ( $P_{кпОБТ}$ ).

Втрати тиску в замках визначають за формулою Борда-Карно

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

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

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

де  $k_{пк} = 2$  – дослідний коефіцієнт, який урахує особливості конфігурації місцевого опору в прохідному каналі;  $F$  – площа поперечного перерізу каналу



труб або незвуженої частини кільцевого простору,  $m^2$ ;  $F_{пк}$  – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку,  $m^2$ .

$$i = \frac{1}{l_T},$$

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

Утрати тиску в наземній обв'язці знаходимо за формулою

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

де  $\lambda_c$ ,  $\lambda_{бш}$ ,  $\lambda_v$ ,  $\lambda_{вт}$  – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів у стояку, буровому шлангзі, 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  $P_{кр}$ , яке обумовлене як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають  $P_{кр} \leq 12-13$  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

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

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

##### Втрата тиску в бурильних трубах

$$\eta_{\text{пл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1410 - 0,022 = 0,0245$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1410 - 7 = 4,99;$$

$$F = 0,785 \cdot 0,098^2 = 0,00754 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,015}{0,00754} = 1,99 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1410 \cdot 1,99 \cdot 0,098}{0,0245} = 11202$$

$$He = \frac{1410 \cdot 4,99 \cdot 0,098^2}{0,0245^2} = 112187$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 112187^{0,58} = 8299$$

Оскільки

$$Re > Re_{\text{кр}}$$

$$11202 > 8299$$

то режим руху турбулентний.

Тоді

$$\lambda_T = 0,1 \left( 1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,098} + \frac{110}{11202} \right)^{0,25} = 0,034$$

$$P_T = 0,034 \frac{1,99^2}{2} \frac{1410}{0,098} 6150 = 6,05 \cdot 10^6 \text{ Па} = 6,05 \text{ МПа.}$$

Втрата тиску в кільцевому просторі

$$F = 0,785 \cdot (0,200^2 - 0,114^2) = 0,021 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,015}{0,021} = 0,65 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1410 \cdot 0,65 \cdot (0,200 - 0,114)}{0,0245} = 3263$$

$$He = \frac{1410 \cdot 4,99 \cdot (0,200 - 0,114)^2}{0,0245^2} = 86324$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 86324^{0,58} = 7427$$

Оскільки

$$Re < Re_{кр}$$

$$3263 < 7427$$

режим руху ламінарний.

Тоді

$$Sen = \frac{4,99 \cdot (0,200 - 0,114)}{0,0245 \cdot 0,65} = 26$$

$$P_{кп} = \frac{4 \cdot 4,99 \cdot 6150}{0,55 \cdot (0,200 - 0,114)} = 8,39 \cdot 10^6 \text{ Па} = 8,39 \text{ МПа.}$$

Втрата тиску в замках

$$i = \frac{6150}{25} = 246 \text{ шт.}$$

$$\xi_1 = 1,5 \cdot \left( \frac{0,098^2}{0,07^2} - 1 \right) = 1,92 \quad \xi_2 = 1,5 \cdot \left( \frac{(0,200^2 - 0,114^2)}{(0,200^2 - 0,146^2)} - 1 \right) = 0,8$$

$$P_3 = 1410 \cdot 246 \cdot \left[ \left( 1,92 \cdot \frac{1,99^2}{2} \right) + \left( 0,8 \cdot \frac{0,65^2}{2} \right) \right] = 1,17 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,17 \text{ МПа.}$$

Втрата тиску в ОБТ

$$F = 0,785 \cdot 0,0572^2 = 0,0026 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,015}{0,0026} = 5,45 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1410 \cdot 5,45 \cdot 0,0572}{0,0245} = 17193$$

$$He = \frac{1410 \cdot 4,99 \cdot 0,0572^2}{0,0245^2} = 38219$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 38219^{0,58} = 5419$$

Оскільки

$$Re > Re_{кр}$$

$$17193 > 5419$$

то режим руху турбулентний.

Тоді

$$\lambda_T = 0,1 \left( 1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,0572} + \frac{110}{17193} \right)^{0,25} = 0,034$$

$$P_{ОБТ} = 0,034 \cdot \frac{5,45^2}{2} \cdot \frac{1410}{0,0572} \cdot 150 = 0,62 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,62 \text{ МПа.}$$

Втрата тиску в кільцевому просторі за ОБТ

$$F = 0,785 \cdot (0,200^2 - 0,159^2) = 0,0116 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,015}{0,0116} = 1,3 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1410 \cdot 1,3 \cdot (0,200 - 0,159)}{0,0245} = 3058$$

$$He = \frac{1410 \cdot 4,99 \cdot (0,200 - 0,159)^2}{0,0245^2} = 19636$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 19636^{0,58} = 4356$$

Оскільки

$$Re < Re_{кр}$$

$$3058 < 4356$$

то режим руху ламінарний.

$$Sen = \frac{4,99 \cdot (0,200 - 0,159)}{0,0245 \cdot 1,3} = 6$$

$$\beta_{кп} = 0,30$$

$$P_{кпУБГ} = \frac{4 \cdot 4,99 \cdot 150}{0,30 \cdot (0,200 - 0,159)} = 0,16 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,16 \text{ МПа.}$$

Втрата тиску в обв'язки

$$P_{обв} = (0,04 + 0,03 + 0,03 + 0,04) \cdot 10^5 \cdot 1410 \cdot 0,015^2 = 0,04 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,04 \text{ МПа.}$$

Резерв тиску, який може бути реалізований в долоті

$$P_d = 0,8 \cdot 32 - (6,05 + 8,39 + 1,17 + 0,62 + 0,16 + 0,04) = 8,91 \text{ МПа}$$

Швидкість рідини в промивальних насадках

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{пр}}}, \text{ м/с}$$

Тоді

$$V_d = 0,92 \sqrt{\frac{2 \cdot 8,91 \cdot 10^6}{1410}} = 103 \text{ м/с}$$

Оскільки швидкість перевищує 80 м/с, це означає, що обстежений інтервал можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

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

$$V_d \geq 80 \text{ м/с};$$

$$P_d < P_{кр}.$$

Загальна площа насадок сопла  $f_d$  гідромоніторного долота

$$f_d = \frac{0,015}{103} = 0,000145 \text{ м}^2$$

Діаметри насадок гідромоніторного долота

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,000145}{3,14 \cdot 3}} = 0,0078 \text{ м} = 7,8 \text{ мм.}$$

## 2.7 Вибір бурової установки, талевого каната та талевої системи

### *Вибір бурового обладнання*

Стаціонарні бурові установки з електромеханічним приводом виготовляє, зокрема, китайська компанія Prospering international Inc. (PIINC). PIINC є одним з найбільших виробників нафтовидобувного обладнання в Китаї. Продукція охоплює бурові установки, насоси, зокрема шламові, бурові, фонтанна арматура, обладнання для керування, бурові інструменти тощо. Продукція продається в Північну і Південну Америку, Близький Схід, Африку, Азіатсько-Тихоокеанський регіон та ін.

Ротор бурової установки фірми PIINC приводиться в рух індивідуальним частотно-регульованим двигуном змінного струму, а лебідка і бурові насоси мають механічний привод. Установки призначені для буріння нафтових, газових і водяних свердловин глибиною від 4 000 до 7 000 тис. м при буровому інструменті діаметром 114,3 мм.

Привод лебідки і бурових насосів здійснюється через трансмісію відбору потужності з допомогою окремих карданних валів, силові пристрої установлені на спеціальних підставах висотою 0,8 м.

Електроживлення забезпечується двома допоміжними дизельними електрогенераторними агрегатами і енергоекономічним електрогенератором.

Як основна гальмівна система лебідки використовується гідравлічне дискове гальмо, а в якості додаткової гальмівної системи лебідки – гальмо Eaton або електромагнітне вихрове гальмо. Обидві системи контролюються централізовано. Для автоматичної подачі долота на вибій свердловини і аварійного привода лебідки комплектуються електричним редуктором.

Привод ротора частотно-регульованим двигуном змінного струму і безступеневе регулювання швидкості ротора здатні задовольнити вимоги при бурінні з великим крутним моментом і високою частотою обертання.

Таблиця 2.5 – Технічна характеристика бурової установки

Параметри	ZJ70/4500LDB
Номінальна глибина буріння (СТБ-1143 мм), м	7000
Максимальне статичне навантаження на гаку, кН	4500
Максимальна маса бурового інструменту, кН	2200
Максимальна вхідна потужність лебідки, кВт/к.с.	1470/2000
Кількість передач лебідки	6 передніх + 2 задні
Основне гальмо лебідки	Гідравлічне дискове
Додаткове гальмо лебідки	DS70/Eaton 436WCB
Оснастка талевої системи	6x7
Діаметр талевого каната, мм	38
Максимальний натяг швидкохідної струни талевого каната, кН	485
Модель і діаметр прохідного отвору ротора, мм	2P375 - 952,5
Тип привода і число передач ротора	Електропривод, 1 передача, безступеневе регулювання швидкості
Потужність електродвигуна привода ротора, кВт/400 В	600
Форма вежі	К-подібна
Корисна висота вежі, м	45/48
Висоти для монтажу балкону верхового, м	26,5
Висота робочих майданчиків (передніх/ задніх), м	1,0/0,8; 7,5/0,8
Модель дизельних двигунів	G12V190PZL-3/O
Кількість і потужність дизельних двигунів, кВт	3×1100
Форма трансмісії	Цілісна трансмісія для підбору потужності
Маніфольд високого тиску: діаметр/тиск, МПа	103 мм×70
Модель бурового насоса	P-1600/3KB-1600
Кількість, потужність бурового насоса, кВт (к.с.)	2x1180(1600) 3x1180(1600)
Загальний об'єм промивальної рідини, м <sup>3</sup>	360

Бурова вежа має К-подібний перетин, а її опорні ноги установлені на нижньому базисі основи. Вежа працює з високою стабільністю і піднімається повністю змонтованою. На вежі допускається монтаж системи верхнього привода вантажопідйомністю 500 т.

Основа бурової установки приймає форми складно-коробчасту і спіраль-но-підйомну. Основні елементи і пристрої на робочому майданчику монтується на землі і піднімаються разом із вежею.

Бурова установка комплектується системою регулювання частоти VFD і системою МСС. Система VFD призначена для контролю електродвигуна частотно-регульованого змінного струму, ротора і для автоматичної подачі долота на вибір свердловини, а система МСС – для контролю решти обладнання бурової установки.

Технічна характеристика бурового насоса Р-1600/ЗКВ-1600.

Таблиця 2.6 – Технічна характеристика бурового насоса Р-1600/ЗКВ-1600

Модель	Р-1600
Максимальна вхідна потужність, кВт	1193
Робочий тиск, МПа	32
Номінальна частота обертання, число ходів плунжера за 1 хв	120
Максимальний внутрішній діаметр гільзи циліндра, мм	177,8
Хід поршня, мм	304,8
Випробувальний гідростатичний тиск гідроциліндра, кг/см <sup>2</sup>	527
Передавальне число	4,30
Діаметр всмоктувальної труби, дюйми	12
Діаметр нагнітальної труби, дюйми	5
Специфікація клапанів	API 7
Вага (без шківів), кг	21238





Рисунок 2.3 – Загальний вигляд бурових насосів серії F-1600

### *Вибір талевого каната і талевої системи*

Вибір талевого каната: прийнята бурова установка включає в себе канат діаметром ЛК-РО (6 x 31). Вага 1 м каната - 3,8 кг, максимальне розривне зусилля канату 632,3 кН.

Вибір талевої системи заснований на розрахунку кількості роликів талевого блоку:

$$T = \frac{K_1 Q_{\Gamma}}{2P_k}$$

де  $T$  - кількість роликів талевого блоку;

$Q_{\Gamma}$  - статичне навантаження на гачок від ваги найважчої бурової колони;

$P_k$  - це розривне навантаження для обраної талії;

$K_1$  - запас міцності колісної мотузки на зазорі ( $K_1 = 4$ ).

$$T = \frac{4 \cdot 1410}{2 \cdot 632,3} = 4,5$$

Приймаємо кількість роликів талевого блоку  $T = 5$  шт. Тоді оснастка талевої системи – десятиструнна (5 x 6).

### **Висновки за розділом**

1. В роботі були обґрунтовані спосіб буріння і конструкція свердловини.
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 щільність промивальної рідини і проведений гідравлічний розрахунок для буріння на кінцевій глибині.
5. В роботі було обрано все необхідне бурове обладнання, а саме бурова установка, насос, а також вибрані талевий канат і талева система.

## **3 ОХОРОНА ПРАЦІ**

### **3.1 Загальні положення**

При виконанні робіт з будівництва свердловин необхідно дотримуватися вимог "Правил безпеки в нафтовій та газовій промисловості".

Обладнання та інструмент, що експлуатуються буровою організацією під час будівництва свердловини, повинні мати технічні паспорти або формуляри встановленого зразка. На буровій або у відділі інженерно-технологічної служби повинен постійно знаходитися комплект заводських інструкцій з експлуатації всього обладнання, механізмів та інструменту. Експлуатація обладнання із порушенням інструкцій забороняється.

Для забезпечення роботи обладнання та інструменту в межах характеристик, що визначаються паспортом або інструкцією, вони повинні мати запасні частини та пристрої в обсязі, необхідному для технічного обслуговування. Обсяг технічного обслуговування встановлюється відповідно до інструкції заводу - виробника з експлуатації та ремонту обладнання.

Експлуатація бурового обладнання та інструменту повинна здійснюватися у межах допустимого ресурсу (термін служби), встановленого виробником та закладеного проектною організацією у проект на будівництво свердловини.

Допускається експлуатація обладнання та інструменту, відпрацьованого понад допустимий ресурс (термін служби), за умови підтвердження їх працездатності встановленими методами та засобами.

Для забезпечення безперебійної роботи обладнання на буровій повинен бути запас деталей, що швидко зношуються, і вузлів за переліком і в кількості, затвердженій керівником бурового підприємства.

При виявленні в процесі монтажу, технічного огляду або експлуатації невідповідності обладнання або інструменту вимогам правил технічної експлуатації та безпеки воно має бути виведене з експлуатації.

Планово-попереджувальний ремонт бурового обладнання та інструменту повинен проводитись за графіком, затвердженим головним інженером підприємства.

У разі аварії з обладнанням або інструментом бурильник або майстер зобов'язаний негайно повідомити про це керівництво організації, вживши відповідних заходів щодо запобігання аварії у свердловині, виключенню травмування членів бригади та ремонту обладнання наявними засобами.

Аварії з обладнанням, трубами та інструментом повинні розслідуватися та оформлятися актом відповідно до чинного порядку розслідування аварій.

Якщо обладнання або інструмент внаслідок зношеності стало непридатним, то складається акт на їх списання. Списане обладнання та інструмент тимчасово до їх утилізації повинні зберігатися в умовах, що виключають можливість їх використання внаслідок помилки персоналу.

Після закінчення бурових робіт буровий майстер здає механіку підприємства по регламенту, що діє на підприємстві, обладнання та інструмент.

У період експлуатації бурового обладнання та інструменту відповідальність за збереження та виконання правил його експлуатації покладається на бурового майстра та бурову бригаду, а контроль за експлуатацією та дотриманням термінів профілактичного ремонту – на головного (старшого) механіка бурового підприємства.

Обладнання, машини та установки (ланцюгові та ремінні передачі, відкриті рухомі та обертові частини, джерела випромінювання та ін.), що можуть бути причиною травмування обслуговуючого персоналу або шкідливого впливу на нього, огорожуються або екрануються. Огородження та екрани блокуються з пусковим пристроєм обладнання відповідно до технічного завдання на його виготовлення.

Огородження має відповідати призначенню та конструктивному виконанню обладнання, а також умовам, у яких воно експлуатуватиметься.

Вузли, деталі, пристрої та елементи обладнання, які можуть бути джерелом небезпеки для працюючих, а також поверхні захисних та захисних пристроїв повинні бути пофарбовані в сигнальні кольори.

Температура зовнішніх поверхонь обладнання та кожухів теплоізоляційних покриттів не повинна перевищувати температури самозаймання найбільш вибухонебезпечного продукту, а в місцях, доступних для обслуговуючого персоналу, не повинна бути більше 45 градусів усередині приміщень та 60 градусів – на зовнішніх установках.

Застосування обладнання, яке не відповідає за класом кліматичним умовам, не допускається.

На буровій має бути план ліквідації можливих аварій із чітким визначенням обов'язків кожного члена бурової бригади.

### **3.2 Експлуатація бурового обладнання**

Обладнання, що застосовується при бурінні свердловин, має бути змонтоване на міцних фундаментах (підставах) та випробуване відповідно до інструкції заводу – виробника з монтажу та експлуатації.

Після закінчення монтажу бурової установки все обладнання має бути випробуване без навантаження під проводом працівників служб головного механіка та головного енергетика.

У процесі експлуатації бурову вежу та обладнання повинні оглядати механік та буровий майстер не рідше одного разу на два місяці із записом результатів огляду до журналу перевірки технічного стану обладнання.

У випадках, перерахованих нижче, крім механіка та бурового майстра в огляді бере участь представник вишкомонтажної контори:

- перед спуском обсадної колони;
- перед початком та після закінчення ловильних робіт та інших аварійних робіт, пов'язаних із навантаженням на вишку;
- після відкритих фонтанів та викидів;

- до початку та після закінчення пересування вежі;
- після сильного вітру зі швидкістю 15 м/с та вище.

За результатами перевірки технічного стану вежі складається акт та підписується працівниками, які проводили огляд.

Пошкоджені деталі вежі повинні бути відновлені або замінені до відновлення робіт.

Основні види проведених ремонтних робіт мають бути записані у технічних паспортах вежі та обладнання.

Періодичність оглядів чи випробувань бурових вишок визначається інструкціями заводів - виробників, узгодженими з Держгіртехнаглядом.

У всіх випадках експлуатації вежі понад сім років вона повинна щорічно оглядатися комісією за участю головних спеціалістів зі складанням акта про її технічний стан та укладання про придатність вежі до подальшої експлуатації.

Кронблоки, рами кронблоків та підкронблочні балки вишок та щогл повинні оглядатися з перевіркою всіх вузлів кріплення не рідше одного разу на два місяці.

На закінченої монтажем бурової установки буріння свердловини може бути розпочато після приймання її комісією, призначеною наказом на підприємстві.

Підприємство зобов'язане подати приймальну комісію для ознайомлення геолога - технічний наряд, основну технічну документацію на бурове обладнання, акти про його випробування, документацію на електрообладнання та заземлювальні пристрої.

Комісія складає "Акт про введення в експлуатацію бурової установки".

Пускова документація повинна зберігатись на буровій установці.

Подача напруги на бурові установки для виробництва бурових робіт дозволяється після закінчення всіх будівельно-монтажних та електроналаджувальних робіт.

Напруга має бути подана у світлий час доби.

Кожна бурова установка повинна бути забезпечена переносним світильником напругою не вище 12 В та аварійним освітленням від автономного джерела живлення.

На буровій вежі повинні встановлюватися світильники у вибухозахищеному виконанні при бурінні газових свердловин і нафтових свердловин з тиском пласта, що розкривається вище гідростатичного.

Електричне освітлення бурової установки має бути виконане відповідно до існуючих норм.

До початку монтажу бурова установка повинна бути забезпечена радіо або телефонним зв'язком.

Бурова установка має бути укомплектована щитом з приладами контролю над роботою механізмів та виконанням технологічних процесів. Прилади повинні бути добре видно з поста бурильника та захищені від вібрації.

Виробництво будь-яких робіт, пов'язаних з переміщенням талевої системи, без справного обмежувача підйому талевого блоку під кронблок (протизатягувача) забороняється.

Шланг для нагнітання промивної рідини повинен бути обмотаний сталевим сталевим м'яким канатом діаметром 12 мм з петлями через кожні 1,0 - 1,5 м по всій довжині шланга. Один кінець шланга слід кріпити до вертлюга з охопленням його нерухомої частини, а інший – до ноги вежі (щогли) з попереднім охопленням – витком навколо верхнього кінця стояка. Забороняється застосовувати канати з порушенням цілісності та міцності.

Обертання ротора повинно здійснюватися:

- при знятих пневматичних клинових захватах ротора (ПКР);
- при з'єднаних між собою малих вкладишів болтом відповідного розміру, вказаного у конструкторській документації;
- після зняття з ротора порожнього елеватора та інших пристроїв та пристроїв.

Для підйому порожнього елеватора зі столу ротора повинні бути використані сталеві канатні стропи. Підйом елеватора повинен здійснюватися якорем.

Установка вкладишів провідної труби в ротор має здійснюватися за допомогою спеціальних пристроїв.

У процесі буріння свердловини з гака слід зняти штроп.

Після встановлення на свердловині противикидного обладнання плашкові превентори повинні періодично перевірятися на закриття та відкриття. Періодичність перевірки встановлюється буровим підприємством. При бурінні свердловини з розкритим продуктивним горизонтом над та під провідною трубою повинні бути встановлені шарові крани.

До початку та в процесі буріння систематично повинні здійснюватися перевірка блокування включення ротора при піднятих клинах клинового захоплення бурильних труб, обмежувача підйому талевого блоку та пристроїв щодо запобігання перевантаженню насосів, відключенню компресорів, а також всіх інших запобіжних пристроїв, засобів захисту та контролю.

Під час роботи механізмів забороняється:

- проводити ремонт або кріплення будь-яких частин;
- чистити та змащувати рухомі частини вручну або за допомогою пристроїв, не призначених для цих цілей;
- знімати огорожу або окремі частини та проникати за огорожі;
- гальмувати частини, що рухаються, не призначеними для цього пристроями або предметами;
- спрямовувати, надягати, скидати, натягувати або послаблювати ремінні або ланцюгові передачі.

Після зупинки обладнання для змащування, огляду, регулювання та кріплення деталей на вимикачі необхідно вивісити попереджувальний плакат "Не включати - працюють люди!". При цьому повинні бути вжиті заходи проти їхнього мимовільного включення, а в пневмосистемі тиск необхідно знизити до атмосферного.

На вантажопідіймальних машинах і механізмах, парових котлах, судинах, що працюють під тиском, повинні бути позначені їх гранична вантажопідйомність, тиск, температура та термін наступного технічного огляду.



Для вибухопожежебезпечних технологічних систем, обладнання та трубопроводи яких у процесі експлуатації можуть піддаватися вібрації, необхідно передбачати заходи щодо її виключення. Крім того, повинні передбачатися автоматичні системи протиаварійного захисту, що запобігають утворенню вибухонебезпечного середовища та інші аварійні ситуації при відхиленні від передбачених регламентом гранично допустимих параметрів у всіх режимах роботи та забезпечують безпечну зупинку або переведення процесу в безпечний стан.

При пуску в роботу або зупинці обладнання (апаратів, ділянок трубопроводів тощо) повинні передбачатися заходи щодо запобігання утворенню в технологічній системі вибухонебезпечних сумішей (продування інертним газом, контроль за ефективністю продування тощо).

Трубопроводи вибухопожежебезпечних технологічних систем не повинні мати фланцевих або інших роз'ємних з'єднань, крім місць встановлення арматури або приєднання апаратів.

У вибухонебезпечних технологічних системах використовувати гнучкі шланги забороняється.

Насоси, що застосовуються для нагнітання легкозаймистих та горючих рідин, повинні оснащуватися:

- блокуваннями, що виключають пуск або припиняють його роботу за відсутності в корпусі насоса рідини, що переміщується, або відхиленнях рівнів рідин у приймальній і видатковій ємностях від гранично допустимих значень;
- Засобами попереджувальної сигналізації про порушення параметрів роботи, що впливають на безпеку.

Пуск в експлуатацію новозмонтованого чи модернізованого обладнання здійснюється комісією підприємства після перевірки відповідності його проекту та вимогам правил технічної експлуатації.

Пуск в експлуатацію обладнання після капітального ремонту (без модернізації та зміни розміщення) здійснюється керівництвом цеху за участю відповідних спеціалістів.

Працювати слід лише у справному спецодязі.

### **3.3. Експлуатація бурового інструменту**

Експлуатація (відпрацювання) бурових доліт має проводитися з дотриманням рекомендацій заводів - виробників та затверджених інструкцій. Нагвинчування та відгвинчування долота повинно здійснюватися із застосуванням спеціального пристрою.

Типи долот, що застосовуються, повинні відповідати властивостям прохідних порід і виду приводу (високооборотний, низькооборотний).

Кількість бурового розчину, що закачується в свердловину, має відповідати системі промивання долота та забезпечувати ефективне очищення вибою від часток зруйнованої породи (шламу).

Система очищення бурового розчину має забезпечувати відсутність у ньому абразивних частинок. Операція спуску долота в свердловину повинна при необхідності супроводжуватися проміжним промиванням для захисту каналів промивання долота від зашламування.

Якщо при попередніх бурових операціях виник ризик наявності на вибої металевих частинок (уламків зубів долота, твердосплавних зубків тощо), забій повинен бути попередньо очищений з використанням магнітного уловлювача або метало-шламоуловлювача.

Режим роботи долота визначається проектом для будівництва свердловини.

Результати відпрацювання долота мають фіксуватися у буровому журналі.

При експлуатації компонування низу бурильної колони (КНБК) має бути забезпечене виконання вимог проекту на будівництво свердловини в частині взаємного розташування елементів КНБК, допустимого ступеня їхнього зносу та режимів буріння.

Експлуатація вибійних двигунів проводиться відповідно до документації заводу - виробника та затверджених інструкцій. Транспортування та переміщення забійного двигуна з приймального моста на бурову повинні проводитися з дотриманням умов, що виключають підвищений прогин його корпусу. Вибійний двигун повинен бути забезпечений фільтром, а якість бурового розчину та режими його закачування в свердловину мають відповідати вимогам робочого проекту.

Перед пуском забійного двигуна в свердловину необхідно на гирлі перевірити його працездатність та визначити осьові та радіальні зазори шляхом обертання валу.

При бурінні електробуром необхідно здійснювати щоденні перевірки цілісності провідника, що заземлює корпус струмоприймача, та щільність контактів у місцях його приєднання та щотижневого огляду місць приєднання заземлювальних провідників до шахтового напрямку, кондуктора, шурфової труби, з одного боку, та до заземлюючого пристрою. також до корпусів електрообладнання та до заземлених металоконструкцій.

Огляди проводяться особою з-поміж електротехнічного персоналу, що обслуговує цю бурову установку, а результати огляду записуються в експлуатаційному журналі.

За справним станом каната має бути встановлений систематичний ретельний контроль.

Вантажний канат повинен бути замінений новим при виявленні таких дефектів:

- обірвано одне пасмо каната;
- на кроці звивання каната діаметром до 20 мм число обірваних дротів становить понад 5%, а каната діаметром понад 20 мм - понад 10% від усієї кількості дротів у канаті;
- одна з пасм втиснута внаслідок розриву сердечника каната;
- канат витягнутий або сплюснутий та його найменший діаметр становить 75% і менше від початкового;

- на канаті є скручування;
- при поверхневому зносі або корозії, що досягла 25% і більше початкового діаметра дротів.

Процес заміни каната повинен виконуватись відповідно до інструкції з правил експлуатації талевих канатів.

При експлуатації бурильних труб слід виконувати такі вимоги.

Комплектацію, експлуатацію, ремонт та облік роботи труб та замків до них слід проводити відповідно до інструкції з комплектації, обліку роботи та списання бурильних труб, з використанням результатів перевірки їх методами дефектоскопії та гідроопресування.

У процесі буріння свердловини всі бурильні труби і замки до них, що ведуть, обтяжені труби та перекладачі повинні перевірятися візуально та калібрами по зносу зовнішньої поверхні, різьбових з'єднань, а також методами неруйнівного контролю у терміни, зазначені в технічних умовах та діючих інструкціях з експлуатації. Норми відпрацювання бурильних труб, УБТ, перекладачів, опорно-центруючих елементів та їх різьбових з'єднань регламентуються залежно від їх міцнісних характеристик та діаметра, глибин свердловин та геолого-технічних умов буріння.

Замки, що нагвинчуються на труби, повинні підбиратися по натягах різьблення відповідно до встановлених норм. Нагвинчування бурильних замків на сталеві труби повинно проводитися тільки в нагрітому стані, а на легкосплавні труби, як в гарячому, так і холодному стані, на спеціальних складальних верстатах відповідно до інструкції зі збирання та експлуатації цих труб.

Бурильні труби, що входять до комплекту, повинні мати маркування, яке відповідає супровідній документації заводу - виготовлювача. Експлуатація труб, що не мають маркування, забороняється.

Паспорти на комплект бурильних труб, провідну трубу, УБТ та опорно-центруючі елементи бурильної колони повинні заповнюватися трубною базою (майданчиком) та вестись з моменту складання до їх списання. Паспорти спи-

саних комплектів вищезгаданих елементів компонування бурильної колони повинні зберігатися разом з іншими архівними матеріалами протягом трьох років.

Забороняється використовувати бурильні труби, які забезпечують встановлений коефіцієнт запасу міцності.

При перевезенні труб не можна допускати їх прогину. Провідні труби необхідно перевозити до захисних кожухів відповідного діаметра.

При транспортуванні труб усі різьбові з'єднання повинні бути захищені запобіжними кільцями та ніпелями.

Перед відправкою на бурову бурильні, обтяжені та провідні труби, як нові, так і після ремонту, повинні проходити візуальний огляд, обмір замків та труб по зовнішньому діаметру, опресовування, перевірку методами дефектоскопії.

Таку ж перевірку та опресування повинні пройти труби при перевезенні з однієї бурової на іншу.

До початку буріння свердловини має перевірятися прямолінійність провідної труби. У разі виявлення кривизни або спіралі, що перевищує допуски, передбачені в технічній документації заводу - виробника, провідна труба має бути відправлена на ремонт.

Бурильні труби та УБТ до початку буріння повинні бути покладені на приймальному мосту або спеціально відведених майданчиках (стелажах) по комплектах.

У процесі буріння свердловини бурильні труби повинні піддаватися опресовування та перевірки методами дефектоскопії та товщинометрії у терміни, що встановлюються для даного району. Після випробування трубами критичних навантажень (наприклад, при ліквідації прихвату) вони повинні бути аналогічні перевірці.

Буровий майстер (начальник бурової) зобов'язаний заміряти довжину бурильної колони із зазначенням розмірів, типів труб, категорій міцності та товщин стінок та отримати від трубної бази виписки з паспортів на комплекти труб

з актами на їх опресовування та дефектоскопію, а також паспорти та ескізи іншого інструменту.

При роторному бурінні, а також при бурінні газових свердловин вибійними двигунами в зоні обсадженої частини стовбура (але не менше ніж на 500 м від гирла) на бурильних трубах під кожним замком бурильної труби повинні бути встановлені гумові кільця (протектори), які в міру зносу необхідно замінювати новими.

У процесі експлуатації комплекту бурильних труб і замків до них слід проводити облік їхнього фізичного зносу, не допускаючи його перевищення.

Забороняється бурити свердловину без встановлення у нижній частині колони обтяжених бурильних труб (УБТ). Допускається використання спеціального наддолотного комплекту із бурильних труб із більшою товщиною стінки.

Свічки бурильної колони наскільки можна підбиратися однакової довжини. Різниця в їх довжинах допускається не більше 0,75 м, причому свічки мінімальної довжини повинні виступати над перилами стаціонарної люльки не менше ніж на 0,5 м, а максимальною – не більше 1,25 м.

У разі неможливості виконання цієї вимоги для роботи без АСП вежа повинна обладнатися пересувною люлькою.

При бурінні електробуром довжини труб та свічок підбираються відповідно до Інструкції з технології буріння нафтових та газових свердловин електробурами.

При затягуванні труб та УБТ у бурову необхідно виключити їх прогини та удари об ротор та інші металеві предмети.

При згвинчуванні труб і свічок не дозволяється зіштовхування ніпеля замка в муфту у разі упору торця ніпеля в торець муфти.

При спуску УБТ та бурильних труб у свердловину різьбові з'єднання слід докріплювати машинними або автоматичними ключами із застосуванням пневморозкріплювачів.

У процесі згвинчування та розгвинчування бурильного інструменту знаходження обслуговуючого персоналу в радіусі дії механізованих та машинних бурових ключів та поблизу натяжних канатів не допускається.

Навантаження, розвантаження та переміщення бурильних труб та інструменту на стелажах та приймальних містках бурових установок повинні бути механізовані.

Подача бурильних та обсадних труб у бурову повинна здійснюватися по-одинокі за допомогою дворогого гака або гака із запобіжною клямкою.

При затягуванні бурильних труб у бурову або викид їх на приймальний міст елеватор повинен бути звернений замком догори.

Бурильні труби і УБТ при розбиранні свічок повинні бути укладені в ряди на приймальному мосту або стелажах, що окремо стоять, комплектно за типорозмірами, категоріями міцності, товщинами стінок. Труби мають бути очищені від бруду, а різьблення - змащені.

Покладені відповідно до п. 1.3.8.23 комплекти труб на буровій повинні здаватися буровим майстром трубної бази (майданчику) разом із випискою із паспорта на труби.

Бурильні труби, що надходять після закінчення буріння на трубну базу, промиваються водою, а ніпельні та муфтові різьблення їх змашуються для запобігання корозії.

Перед ремонтом усі бурильні труби повинні перевірятися візуально, інструментальним обміром та методами дефектоскопії, а після ремонту - піддаватися гідравлічному обпресуванню. Тиск обпресування регламентується документацією заводу - виробника.

Бурові організації повинні мати труби з лівим різьбленням. Їхні комплекти за довжиною та міцнісними характеристиками повинні відповідати максимальній глибині свердловин даного району.

При бурінні свердловин легкосплавними бурильними трубами (ЛБТ), крім виконання вимог даного розділу, обов'язково виконання вимог інструкції та заводу - виробника.

Дефектні труби та перекладачі, виявлені в процесі їх експлуатації або планової (чергової) перевірки дефектоскопією та гідроопресуванням, повинні бути видалені з бурильної колони. На них слід робити чіткий напис "шлюб" та укладати їх на спеціально відведеному майданчику.

### **3.4. Спуско-підйомні операції**

Експлуатація механізмів бурової установки при спуско-підйомних операціях

Усі допоміжні пристрої та механізми, що застосовуються при бурінні свердловин, повинні бути змонтовані та випробувані відповідно до заводських інструкцій з їх монтажу та експлуатації, з дотриманням технічних умов на монтаж та демонтаж.

Забороняється працювати на несправних пристроях та механізмах. Регулювання їх має проводитися у суворій відповідності до інструкцій заводів - виробників.

При монтажі пристроїв слід вжити заходів проти самовідгвинчування кріпильних деталей.

При роботі з ключем АКБ:

- До самостійного управління ключем допускається лише перший помічник бурильника, який пройшов інструктаж з безпечного управління ключем і освоїв прийоми управління;

- підведення ключа до труб потрібно здійснювати плавно, для цього заздалегідь рукоятку управління встановити в положення відведення і після в положення підведення. Для відведення ключа все повторюється у зворотному порядку;

- усі роботи, пов'язані з ремонтом, регулюванням, усуненням несправностей у механічних частинах та в пневмолінії, необхідно виконувати при перекритому крані пневматичної лінії, що йде до колектора пульта управління. Повітря, що залишилося, повинно випускатися шляхом установки рукояток кранів



управління в нейтральне положення після їх попереднього нахилу по прорізах копіра пульта. Кожна рукоятка повинна бути обов'язково застопорена за допомогою запобіжного кільця. При цьому на пульті потрібно вивісити попереджувальний плакат: "Не вмикати - працюють люди!";

- забороняється проводити спуск колони труб у свердловину при не повністю відведеному ключі та підведення ключа до посадки труб на клини або на елеватор;

- обертання трубозатискного пристрою та включення затиску нижніх щелеп потрібно проводити тільки після повного охоплення замка труби;

- після виконання кожної операції зі свинчуванням - розгвинчуванням обов'язково всі рукоятки пульта управління ставити в нейтральне положення і зафіксувати їх у цьому положенні стопорними пальцями;

- після закінчення роботи ключем слід перекрити центральний кран пульта і повітря, що залишилося, випустити.

При роботі з пневморозкріплювачем свічок (ПРС) на буровій установці не допускається його експлуатація без напрямного поворотного ролика. Тяговий канат повинен кріпитися до штока пневморозкріплювача за допомогою канатної втулки, заплетки або трьома затискачами. Забороняється перебування людей у небезпечній зоні, що виникає під час обриву тягового каната ПРС.

### Виконання спуско-підйомних операцій

При виробництві спуско-підйомних операцій швидкості спуску та підйому момент початку підйому, проміжні промивання, розширки, опрацювання та ін повинні проводитися у суворій відповідності з проектом на будівництво свердловин.

Особлива увага має бути звернена на попередження коливань гідродинамічного тиску в свердловині при спуску та підйомі бурового інструменту з метою попередження втрати стійкості стінок свердловини, гідророзриву пластів або провокування проявів.

При розтині газоносних і схильних до поглинання бурового розчину пластів спуск та підйом бурильної колони слід проводити при знижених швидкостях, передбачених проектом, з метою зниження можливості виникнення гідророзриву проникних горизонтів та виклику припливу з пласта.

Перед початком спуско-підйомних операцій необхідно перевірити:

- замір зносу шийок штропів із занесенням результатів у паспорт. При виявленні мікротріщин та зношування шийок, що перевищують 5 мм, штропи бурильні необхідно відбракувати;

- Стан гальмівних колодок. При виявленні товщини колодки від кінця стрічки, що набігає, 8 мм і менш гальмівна колодка повинна бути замінена;

- висоту розташування кінця гальмівної рукоятки від рівня робочого майданчика, який при повному гальмуванні не повинен бути меншим 0,8 м і не більше 0,9 м;

- Справність обмежувача підйому талевого блоку. Обмежувач підйому талевого блоку повинен відключати бурову лебідку при досягненні талевого блоку на відстані не менше 2,0 м до кронблока.

### **Висновки за розділом**

1. В розділі наведено заходи з охорони праці при експлуатації бурового обладнання та інструменту.

2. Окрема увага приділена питанням техніки безпеки при виконанні спуско-підйомних операцій.

## 4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

Спорудження свердловини, передбачається здійснювати одночасно з впровадженням заходів по охороні довкілля та надр. Ці заходи включають:

- запобігання негативного впливу на геологічне середовище;
- охорону повітряного середовища;
- запобігання забруднення горизонтів з прісними водами;
- зберігання родючого шару ґрунту від забруднення.

### 4.1 Запобігання негативного впливу на геологічне середовище

Вплив на геологічне середовище виявляється у вигляді порушень нормативного стану геологічного розрізу свердловин в процесі буріння.

Запобігання негативного впливу на геологічне середовище передбачається за рахунок застосування раціональних конструкцій свердловин, які включають послідовне перекриття пробурених інтервалів з сумісними умовами до проектних глибин обсадними колонами. Обсадні колони цементуються високоміцними тампонажними портландцементами до устя кожної з свердловин.

Найбільш небезпечним для геологічного середовища можуть бути інтенсивні газопроявлення у випадку переходу їх у фонтанування при розкритті газонесних горизонтів.

Для запобігання виникнення фонтанування в процесі буріння передбачаються технічні рішення, які відповідають вимогам [12].

Прийняті технічні рішення включають:

- вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву розкритих гірських порід тиском газу при газопроявленнях і герметизації устя противикидним обладнанням;
- підбір обсадних труб по міцності, виходячи з очікуваного максимально можливого тиску на усті свердловини в процесі буріння і випробування на вплив газу;

- підбір густини бурового розчину, що забезпечує створення гідростатичного тиску в свердловині, перевищуючого пластовий;
- вибір типу бурового розчину і хімреагентів, що забезпечує створення на стінках свердловини тонкої, щільної і мало проникної кірки;
- герметизацію устя свердловини противикидним обладнанням;
- наявність на буровій запасного розчину необхідної густини в кількості, яка дорівнює об'єму ствола свердловини при первинному розкритті продуктивних горизонтів.

Приведені технічні рішення і заходи дозволяють зберігати геологічне середовище від негативного впливу процесів і явищ геологічного і техногенного походження.

## **4.2 Охорона повітряного середовища**

Повітряне середовище при спорудженні кожної з свердловин зазнає впливу продуктами згорання електродів при зварюванні під час монтажних робіт; продуктами згорання дизельного палива при роботі ДВЗ бурового верстата, дизель-електростанції та автомобіля КРАЗ 65101; продуктами згорання природного газу на факелі при випробуванні свердловини; пилевикидами при приготуванні бурового розчину; продуктами випаровування з ємності для зберігання дизельного палива; продуктами вільного випаровування з поверхні гідроізолюваних шламових амбарів.

З метою скорочення викидів забруднюючих речовин в повітряне середовище, рекомендується здійснювати такі заходи:

- заборонити роботу двигунів на форсованому режимі;
- підсилити контроль за дотриманням точного регламенту виробничої діяльності;
- розподілити в часі роботу обладнання, яке зв'язано з безперервним технологічним процесом.

Здійснення цих та інших заходів дозволяє знизити викиди на буровій від 7 до 66 %.

Зменшення шкідливого впливу на повітряне середовище може досягатись за рахунок оснащення дизельних двигунів фільтрами-іскрогасниками відцентрованого типу, що забезпечують іскрогасіння та виділення із продуктів згорання дизельного палива твердих часток.

Для попередження забруднення повітряного басейну в процесі буріння кожної з свердловин необхідно:

- проводити профілактичний огляд герметизуючого устьового обладнання, викидних ліній;
- проводити підбір обсадних труб по міцності, а колонної головки, противикидного обладнання, фонтанної арматури, виходячи з максимального тиску газу на усті свердловини;
- з метою попередження неконтрольованого виходу газу на поверхню, густина бурового розчину вибирається з умови забезпечення створення протитиску на газонасичені пласти;
- для завчасного виявлення газопроявлення постійно слідкувати за рівнем бурового розчину в приймальних ємностях;
- включати в компоновку бурильної колони кульові крани;
- на випадок газопроявів мати на буровій запас бурового розчину необхідної густини не менше одного об'єму свердловини.

Доставка хімреагентів на бурову передбачається в герметичній тарі, що дозволяє виключити негативний вплив на атмосферне повітря та працівників від випаровування, розпорошування хімреагентів при вантажорозвантажувальних роботах.

Зберігання хімреагентів передбачається в складі, обшитому гумотканинним покриттям (ГТП) з укладкою на піддони. Склад розташовується в тій частині бурового майданчика, що вкрита залізобетонними плитами.

Всі члени бурової бригади, які приймають участь у приготуванні бурового розчину мають бути забезпечені засобами індивідуального захисту (респіраторами) та окулярами скляними.

### **Охорона повітряного середовища при виникненні аварійної ситуації.**

Можливою аварійною ситуацією в процесі спорудження свердловини, яка матиме вплив на атмосферне повітря є інтенсивні газопроявлення, які можуть переходити у фонтанування. В таких випадках устя свердловини герметизується противикидним обладнанням (ПВО). Противикидне обладнання встановлюється на кондуктор і проміжні колони, при бурінні нижче яких можливі газонафтоводопрояви, а також на експлуатаційну колону при проведенні в ній робіт з розкритими продуктивними пластами. Обсадні колони обв'язуються між собою за допомогою колонної головки або інших технічних засобів відповідно до вимог [13], які забезпечують герметизацію міжколонного простору, контроль за міжколонним тиском та можливість впливу на міжколонний простір.

Робочий тиск елементів колонної головки, блоку превенторів і маніфольда повинен бути не нижчий максимального тиску опресування відповідних обсадних колон на герметичність, що розраховується на кожному етапі буріння свердловини. Вибір противикидного обладнання здійснюється залежно від конкретних гірничо-геологічних характеристик розрізу.

Тип противикидного обладнання та схеми його обв'язки вказуються в проектній документації на спорудження свердловини і вибираються на підставі типових схем, які погоджуються зі спеціалізованою аварійно-рятувальною службою й територіальним органом Держпраці.

Прийняті типи противикидного обладнання та заходи для запобігання регульованого фонтанування природним газом дозволять уникнути від можливого забруднення атмосферного повітря в процесі спорудження свердловини.

### **4.3 Запобігання забруднення горизонтів з прісними водами**

Запобігання забрудненню горизонтів з прісними водами при їх розкритті в процесі буріння передбачається за рахунок використання бурового розчину,

який готується з бентонітового та палигорскітового глинопорошку на прісній воді, обробленого малотоксичними хімреагентами (графітним порошком, СМС-LV і СМС- HV).

При розкритті в процесі буріння свердловин підземних горизонтів, що можуть бути використані як джерела господарсько-питного водопостачання, хімреагенти I та II класу токсичності для обробки бурового розчину, згідно вимог [14] не використовуються.

### **Попередження забруднення горизонтів з прісними водами при виникненні аварійної ситуації.**

Можливою аварійною ситуацією в процесі спорудження свердловин, яка матиме вплив на горизонти з прісними водами, є пориви трубопроводів, руйнування обваловки шламових амбарів або розливи ПММ. Для попередження забруднення прісних вод внаслідок:

- поривів трубопроводів до початку робіт останні випробовуються опресуванням водою на тиск, що перевищує робочий в 1,5 рази, що повністю виключає розгерметизацію під час виконання технологічних операцій;

- підняття рівня рідини до обваловки гідроізольованих шламових амбарів їх об'єм згідно [14] прийнято із 10 % запасом (при розрахунковому об'ємі відходів буріння 5883 м<sup>3</sup> загальний об'єм шламових амбарів складає 6471 м<sup>3</sup>;

- розливів палива розвантаження останнього безпосередньо у ємність запасу на кожній буровій здійснюється із застосуванням спеціалізованого обладнання. Подальше поступання до двигунів внутрішнього згорання здійснюється по герметичному паливопроводу, що після його монтажу також опресовується на тиск, що перевищує робочий в 1,5 рази.

Також для попередження попадання забруднюючих речовин в навколишнє водне середовище передбачається покриття майданчиків свердловин залізо-бетонними плитами.

#### 4.4 Зберігання родючого шару ґрунту від забруднення

Найбільш ефективним засобом попередження забруднення родючого шару ґрунту являється зняття і складування його в кагати, які розташовуються по периметру бурових майданчиків.

Знімання родючого шару ґрунту здійснюється до початку монтажних робіт згідно вимог [15]. Родючий шар знімається скрепером (бульдозером) - поперечними ходами у зоні технічної рекультивації і складується в кагати висотою до 3 м з кутом відкосу до 25-30 град.

Знімання проводиться селективно, за два заходи, не допускаючи змішування шарів ґрунту. Першим знімається найбільш гумусований шар ґрунту на глибину 0,3 м. За другий захід знімається нижній, менш гумусований шар ґрунту товщиною 0,3 м.

Не допускається змішування родючого ґрунту з мінеральним ґрунтом.

Знімання верхнього, найбільш гумусованого шару ґрунту передбачається на всій території земельної ділянки, за виключенням місць складування цього шару.

Знімання менш гумусованого шару ґрунту передбачається на всій площі земельної ділянки, крім місць складування верхнього, найбільш гумусованого та менш гумусованого шарів ґрунту.

Найбільш гумусований ґрунт складується окремо від менш гумусованого.

Розміщення кагатів знятого найбільш гумусованого та менш гумусованого шарів ґрунту показано на схемі розташування бурового обладнання та привишкових споруд в межах майданчика бурової (рис. 4.1).



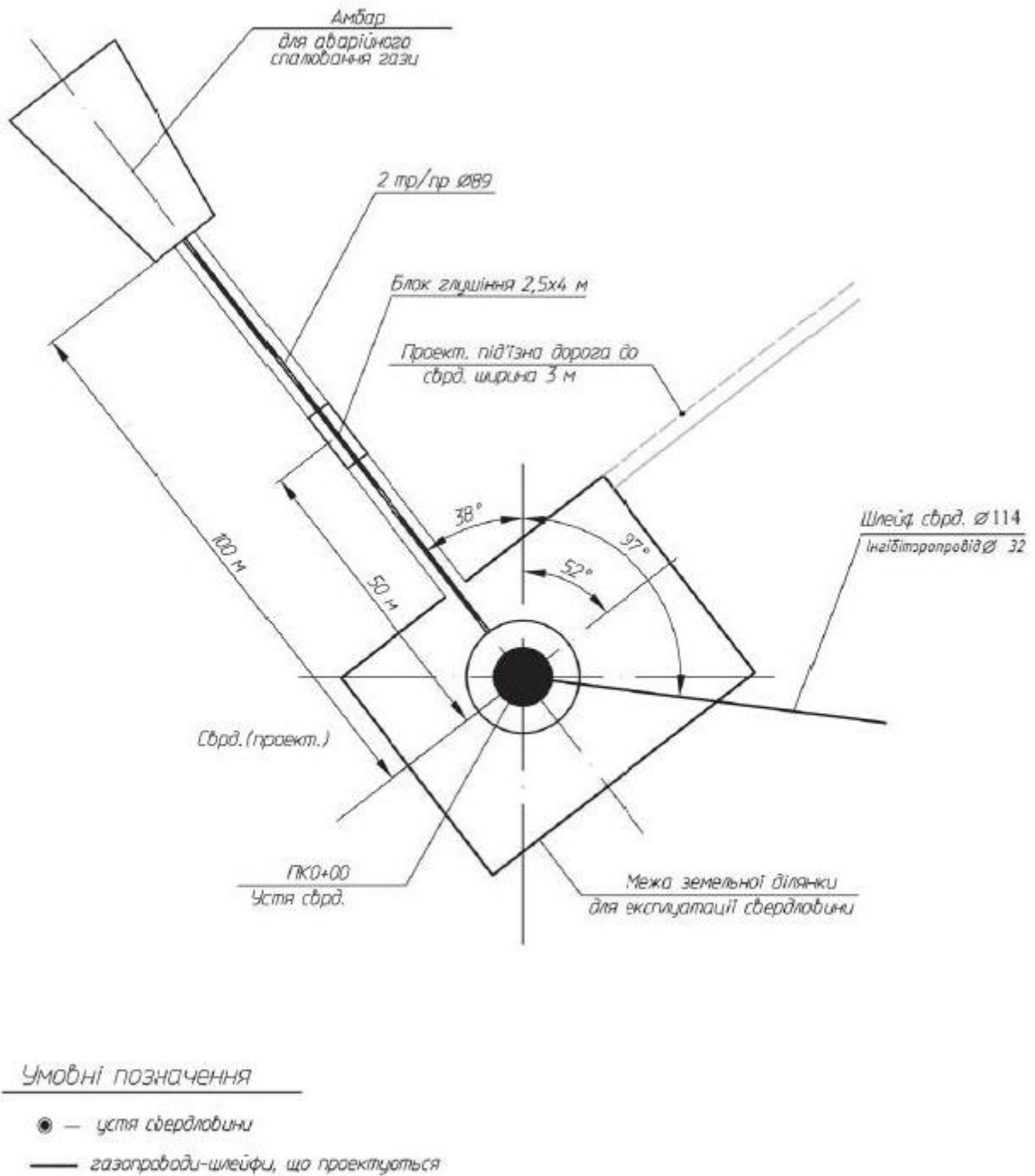


Рисунок 4.1 – Типова карта-схема облаштування свердловини

Глибина гумусного горизонту, вміст гумусу (%) та інші показники стану ґрунту в межах майданчиків мають бути уточнені згідно “Агрохімічних паспортів”. Зняття та повернення (рекультивация) ґрунту в межах кожного майданчика

мають виконуватися згідно «Робочих проектів землеустрою щодо рекультивації порушених земель».

Кожна ділянка, яка виділяється під розміщення бурового обладнання, привишкових споруд та приміщень для виробничих і побутових потреб обвалюється земляним валом висотою 1 м.

Частину поверхні бурового майданчика передбачається частково покрити залізобетонними плитами, що запобігає забрудненню ґрунту.

Ділянки бурового майданчика, де можливий контакт бурового розчину, хімреагентів і ПММ з ґрунтом (вишковий блок, силовий блок лебідки, насосний блок, циркуляційна система, блоки для приготування і очистки бурового розчину, блок ПММ, склад хімреагентів та інш.) покриваються залізобетонними плитами.

В межах ділянки вкритої залізобетонними плитами передбачається майданчик для тимчасового розміщення автотранспортної та спеціальної техніки, що застосовується для виконання технологічних операцій (цементування обсадних колон, геофізичні дослідження та інш.).

З метою запобігання забруднення поверхні майданчика, хімреагенти зберігаються в спеціально облаштованому складі. Сипучі хімреагенти поставляються на бурову в мішках, а рідкі - в герметичній тарі (бочках). Металева ємність для зберігання дизпалива, яка обладна дихальним клапаном знаходиться в блоці ПММ, що розміщується на майданчику з залізобетонних плит. Територія навколо блоку ПММ огорожується блоками ФБС (фундаментні блоки стінові будівельні) висотою 0,6 м і шириною 0,3 м із герметичним заробленням стиків цементним розчином.

Для зменшення ступеню токсичності рідких відходів буріння, хімреагенти I класу токсичності для обробки бурового розчину не використовуються.

З метою запобігання забруднення поверхні майданчика залишками масел та сажі, які викидаються при роботі дизельних двигунів, колектори ДВЗ обладнуються металевими піддонами.

#### 4.5 Нейтралізація, очищення та захоронення відходів буріння

Первинна нейтралізація хімреагентів, що використовуються для обробки бурового розчину, здійснюється при циркуляції через свердловину в умовах високого гідростатичного тиску і температури внаслідок реакції між хімреагентами.

Остаточна очистка і нейтралізація здійснюється шляхом вводу в рідкі відходи буріння коагулянту.

Мета хімічної очистки - інтенсифікація осадження мінеральних і органічних забруднень шляхом їх коагуляції. В якості коагулянту використовується сульфат алюмінію.

Водний 10-процентний розчин сірчанокислового алюмінію з  $\rho=1050 \text{ кг/м}^3$  готується в металевій ємності. Розчин коагулянту рівномірно розбризкується в земляному гідроізольованому амбарі з БСВ і перемішується за допомогою насосів.

До початку і після закінчення нейтралізації бурових стічних вод виконується аналіз на вміст нафтопродуктів, мінеральних солей, рН середовища у відповідності з методичними вказівками, приведеними в [14] спеціалізованою лабораторією, що має свідоцтво про атестацію на виконання даних робіт.

Параметри очищеної води повинні відповідати вимогам [14] та не перевищувати таких значень:

- нафтопродукти, мг/л 50 - 100
- мінералізація, мг/л, не більше 4500
- рН 5,5-8,2.

При невідповідності параметрів очищеної води нормативним її доочищують повторною обробкою коагулянтами і флокулянтами або іншим відомим і доступним методом (фільтрація на піскових і гравійних майданчиках, обробка адсорбентами). В якості флокулянтів використовують поліакриламід (ПАА). Після очищення стічних вод коагулянтами знижується активна реакція середо-

вища (рН). При значенні рН < 5,5 стічну воду необхідно нейтралізувати водним розчином вапна або кальцинованої соди.

Наступним етапом є риття додаткового амбара подвійного об'єму, в який перепускають очищену воду із існуючих шламових амбарів для подальшого випаровування та фільтрації. Після цього додатковий амбар засипається мінеральним ґрунтом. Співвідношення кількості ґрунту (глини) і рідини при ліквідації амбарів повинно знаходитись в межах 1/2 - 1/3 і залежить від вологості ґрунту.

Після нейтралізації відходи буріння захороняються в земляних шламових амбарах.

Для накопичення рідких побутово-господарських відходів передбачається спорудження водонепроникного вигреба (заглибленої металевої ємності) об'ємом 10 м<sup>3</sup>. По мірі заповнення ємності вивіз побутово-господарських відходів буде здійснюватись на очисні споруди згідно договору із спеціалізованою організацією.

### **Висновки за розділом**

1. При промисловій розробці Скиданівського 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. Скиданівське газоконденсатне родовище було відкрите у 2019 р. Попередньо оцінена ресурсна база родовища становить понад 2,7 млрд. куб. м газу.

2. Проаналізовані геолого-географічні умови проведення бурових робіт.

3. Розглянуті гірничо-геологічні умови буріння свердловин.

4. В роботі були обгрунтовані спосіб буріння і конструкція свердловини.

Було прийнято рішення про встановлення двох проміжних і однієї експлуатаційної колони.

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

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

7. Обгрунтована щільність промивальної рідини і проведений гідравлічний розрахунок для буріння на кінцевій глибині.

8. В роботі було обрано все необхідне бурове обладнання, а саме бурова установка, насос, а також вибрані талевий канат і талева система.

9. В розділі наведено заходи з охорони праці при експлуатації бурового обладнання та інструменту.

10. Окрема увага приділена питанням техніки безпеки при виконанні спуско-підйомних операцій.

11. При промисловій розробці Скиданівського 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.
12. СОУ 09.1-30019775-245:2015. Свердловини на нафту і газ. Попере-

дження газонафтоводопроявів і відкритих фонтанів при бурінні та капітальному ремонті свердловин. ПАТ “Укргазвидобування”.

13. НПАОП 11.1-1.01-08. Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України.

14. ДСТУ 41-00 032 626-00-007-97. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт.

15. ДСТУ 41-00 032 626-00-023-2000. Охорона довкілля. Рекультивація під час спорудження нафтових і газових свердловин.

## 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			Скиданівське ГКР	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	