

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

Геологорозвідувальний
(факультет)

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, бакалавра)

студента Адама Віталія Владиславовича
(ПІБ)

академічної групи 184-17СК-1 ГРФ
(шифр)

спеціальності 184 Гірництво
(код і назва спеціальності)

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Буріння свердловин»
(офіційна назва)

на тему Технічний проект буріння розвідувальної газової свердловини №25 на Семенцівському родовищі Полтавської області
(назва за наказом ректора)

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

Дніпро
2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

_____ Коровяка Є.А.
(підпис) (прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 2020 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню бакалавра
(бакалавра, бакалавра)

студенту Адаму Віталію Владиславовичу академічної групи 184-17ск-1 ГРФ
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 184 Гірництво

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Буріння свердловин»

на тему Технічний проект буріння розвідувальної газової свердловини №25 на Семенцівському родовищі Полтавської області

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 04.05.2020р.
№256-л

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Геолого-технічні умови проведення бурових робіт. Проектування конструкцій свердловин, вибір способу буріння та бурового устаткування й інструменту.	01.06.2020
Охорона праці	Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.	15.06.2020

Завдання видано

_____ (підпис керівника)

Камишацький О.Ф.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 04.05.2020р.

Дата подання до екзаменаційної комісії 04.05.2020р.

Прийнято до виконання

_____ (підпис студента)

Адам В.В.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 58 с., 1 рис., 11 табл., 36 джерел.

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

Сфера застосування – буріння свердловин на нафту та газ.

Об'єкт розроблення – технологія буріння розвідувальної газової свердловини №25 на Семенцівському родовищі Полтавської області.

Мета роботи – розробка технології буріння розвідувальної газової свердловини №25 на Семенцівському родовищі Полтавської області.

Практичні результати:

- виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини;
- розроблено технологію буріння розвідувальної газової свердловини №25 на Семенцівському родовищі Полтавської області;
- здійснено обґрунтування бурового устаткування;
- обґрунтовано породоруйнуючий інструмент;
- розрахована технологія буріння свердловини;
- розрахована технологія кріплення свердловини;
- проведено аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.

ЗМІСТ

Вступ.....	4
1 Гірничо-геологічні умови.....	6
Загальна характеристика Семенцівського родовища.....	6
2 Геолого-технічні умови буріння	10
3 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини	11
3 Спосіб буріння.....	14
4 Вибір породорозрушаючого інструменту.....	15
5 Бурильна колона.....	16
6 Вибір режиму буріння	23
7 Промивання свердловини.....	26
8 Вибір бурового верстата, талевого каната і талевої системи	35
9 Безпека, охорона праці і навколишнього середовища при проведенні робіт.....	41
9.1 Загальні вимоги безпеки.....	41
9.2 Вимоги безпеки перед початком роботи	44
9.4 Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях.....	49
9.5 Вимоги безпеки після закінчення роботи.....	51
9.6 Охорона навколишнього середовища.....	52
Загальні висновки.....	54
Список використаних джерел.....	55

Вступ

Мета роботи – розробка технології буріння розвідувальної газової свердловини №25 на Семенцівському родовищі Полтавської області.

Завдання кваліфікаційної роботи:

- виконати аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів;
- обґрунтувати конструкцію свердловини;
- розробити технологію буріння розвідувальної газової свердловини №25 на Семенцівському родовищі Полтавської області;
- обґрунтувати бурове устаткування;
- обґрунтувати породоруйнуючий інструмент;
- розрахувати технологію буріння свердловини;
- розрахувати технологію кріплення свердловини;
- провести аналіз потенційних небезпек по охороні праці та навколишнього природного середовища.

1 Гірничо-геологічні умови

Загальна характеристика Семенцівського родовища

1. Назва об'єкта, місцерозташування	Розвідувальна свердловина № 25 Семенцівського ГКР, Полтавський район Полтавської області. Координати устя Pulkovo: 49° 42' 51,27" Пн.Ш 34° 15' 15,20" Сх.Д
2. Підстава для проектування	1. Звіт про НДР "Проект дорозвідки покладів верхньосерпуховських відкладів Семенцівського родовища з врахуванням результатів сейморозвідувальних досліджень за методикою 3D", наряд-замовлення №100 ПГВ/2017-2017 (тема №33.724/2017-2017), УкрНДГаз, 2. Протокол науково-технічної наради з питання закладання розвідувальної свердловини 25 Семенцівської, м. Харків, 2018 р. 3. Наряд-замовлення № 23.851/2018-2019
3. Замовник проекту	
4. Виконавець проекту	Український науково-дослідний інститут природних газів (УкрНДГаз), м. Харків
5. Підрядник	БУ "Укрбургаз", м. Красноград
6. Проектна глибина	4400 м
7. Профіль свердловини	Вертикальний: - максимальний зенітний кут $\leq 3^{\circ}$; - допустиме відхилення вибою 50 м
8. Проектний горизонт на вибої	Нижньосерпуховський під'ярус нижнього карбону (C1s1)
9. Мета буріння	Визначення промислової продуктивності верхньосерпуховських горизонтів С-561, С-9.

Стратиграфічний розріз

	по вертикалі	по стволу
Q+N+P	75	75
K	810	810
J	1220	1220
T ₂₋₃	1370	1370
T ^{dr}	1550	1550
P ^{sl+nk}	3000	3020
P ₁	3140	3160
C ₃	3890	3910
C _{2m}	4400	4420

Газоносність

А-7	3100-3120	3120-3140	газ-конд.	31,96 (326)	1,05
Г-12	3310-3330	3330-3350	газ-конд.	34,41 (351)	1,06
Г-13	3490-3510	3510-3530	газ-конд.	36,27 (370)	1,06
К-6	3860-3880	3880-3900	газ-конд.	40,10 (409)	1,06
М-2	3950-3970	3970-3990	газ-конд.	44,90 (458)	1,16
М-3	4080-4100	4100-4120	газ-конд.	46,76 (477)	1,17
М-5	4190-4210	4210-4230	газ-конд.	53,43 (545)	1,30
М-7	4260-4280	4280-4300	газ-конд.	55,11 (562)	1,32
Б-2	4330-4340	4350-4360	газ-конд.	56,47 (576)	1,33
Б-3	4350-4360	4370-4380	газ-конд.	56,67 (578)	1,33
Б-4-5	4370-4380	4390-4400	газ-конд.	57,45 (586)	1,34
Б-6	4385-4400	4405-4420	газ-конд.	58,04 (592)	1,35

Конструкція свердловини

Найменування колони	Інтервал спуску (по вертикалі/по стволу), м	Ø колони, мм	Ø долота, мм	Тип бурового розчину	Густина бурового розчину, кг/м ³
Кондуктор	75/75	508	660,4	Глинистий	1100
Проміжна колона	1550/1550	340	444,5	Полімерно-глинистий	1140
Проміжна колона	3000/3020 <i>з.с. на гл. 1450</i>	245	311,15	Мінералізований	1280 ¹⁾
Експлуатаційна колона	<i>м</i> 4150/4170 <i>з.с. на гл. 2900</i>	178	215,9	Хлоркалієвий	1160 ²⁾ /1260 ²⁾ <i>з гл. 3910 м</i>
Хвостовик	<i>м</i>	127	152,4	Хлоркалієвий обважнений	1400/1450 <i>з гл. 4370 м</i>

Примітки:

- 1) густина розчину прийнята з метою часткової мінералізації;
- 2) густина бурового розчину прийнята з метою забезпечення стійкості стінок ствола свердловини, у випадку інтенсивних осипань підняти до 1200-1240 кг/м³;
- 3) розрахунки обсадних труб виконати з умов забезпечення довжини інтервалу однорозмірних труб не менше 1000 м, кількість типорозмірів труб в одній обсадній колоні – не більше 3-х;
- 4) з метою підвищення герметичності за колонного простору, робочим проектом передбачити обладнання 178 мм експлуатаційної колони за колонними пакерами. Доцільність та інтервали установки пакерів уточнюються за результатами ГДС;

Семенцівське родовище
Сейсмогеологічний розріз по лінії II-II
Масштаб: верт. 1:10 000, гор. 1:25 000

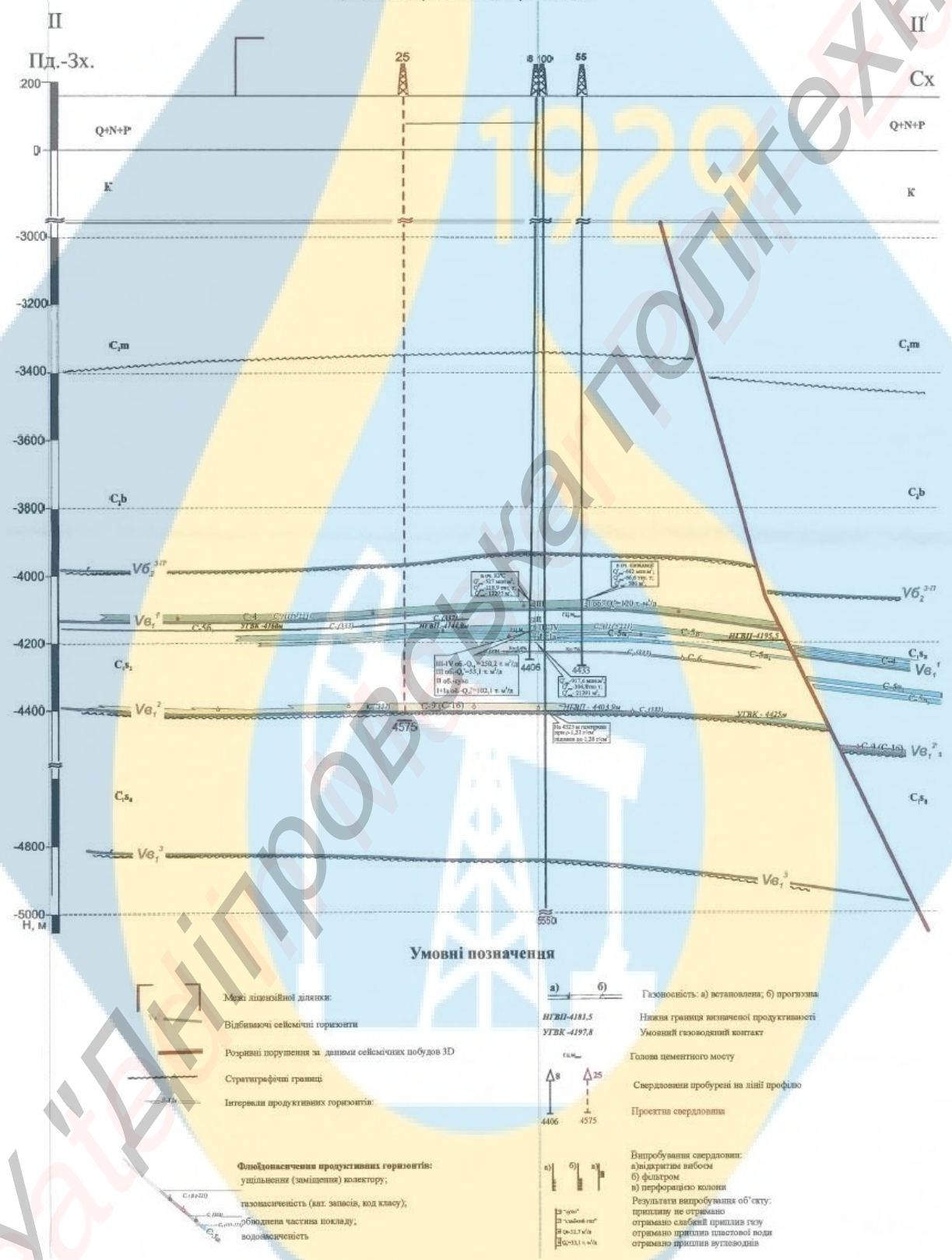


Рис. 1.1 - Геологічний розріз свердловини

Розрахунок профілю проектної свердловини

Інтервал по вертикалі, м			Зенітний кут, град		Середня інтенсивність вибривання, град/10м	Горизонтальне відхилення, м		Довжина по стволу, м	
від	до	довжина	на початку	в кінці		на інтервал	загальне	інтервалу	загальна
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	1810	1810	0	0	0	0	0	1810	1810
1810	1960	150	0	10,1	0,67	13,2	13,2	151	1961
1960	2210	250	10,1	15,2	0,2	66,8	80	258	2219
2210	3000	790	15,2	0	0,2	90	170	801	3020
3000	4650	1650	0,0	0	0	0	170	1650	4670

Споруджування свердловин на девонський, кам'яновугільний, нижньопермський нафтогазоносні комплекси (окрім тріасового) потребує проходження товщі хомогенних відкладів та зон із несумісними умовами буріння.

2 Геолого-технічні умови буріння

Проектна глибина свердловини становить 4400 м; діаметр експлуатаційної колони - 168 мм.

Геологічний розріз і коротка його характеристика по свердловині №25 наведено в таблиці 1.

Таблиця 1

Інтервал залягання, м	літологічна характеристика	Категорія		Гradient тиску, МПа / м		ускладнення
		по твердості	по абразивності	пластового	гідророзриву	
0-150	Пісок, глина	I	I	0,0100	0,0135	обвали
150-950	Глина, мергель, крейда	II	II	0,0106	0,0150	обвали
950-1800	Пісковик, аргиліт, вапняк	III	IV	0,0114	0,0170	поглинання
1800 - 2900	Аргіліт, алевроліт, ангідрит	IV	III	0,0120	0,0180	осипи
2900 - 3800	Аргіліт, алевроліт, піщаник	VI	VII	0,0115	0,0160	поглинання
3800 - 4400	Аргіліт, піщаник, вапняк	VII	VII	0,0135	0,0200	нафтогазопроявми

Верхня частина розрізу 0-950 м складена м'якими осадовими породами схильними до обвалів.

На інтервалі 950-1800 м очікується поглинання промивної рідини.

Інтервал 1800-2900 м складний аргілітами схильними до осипання.

На інтервалі 2900-3800 м очікується поглинання промивної рідини, інтервал складний породами VI категорії за твердістю.

Нафтогазопроявами очікується на інтервалі 3800-4400 м, даний інтервал складний породами VII категорії по твердості.

3 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

3.1. Визначення числа обсадних колон і глибини їх спуску.

Для встановлення кількості обсадних колон і глибини їх спуску спочатку будують суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску і тиску гідророзриву по глибині свердловини. На його основі проектується орієнтовний варіант конструкції свердловини. Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіку знаходимо зони кріплення свердловини, які і визначають число обсадних колон

Проектувати діаметри обсадних колон і доліт починають знизу-вгору [1]. Діаметр експлуатаційної колони обумовлений завданням на курсовий проект і становить - 168 мм.

Суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску і тиску гідророзриву по глибині свердловини наведено в табл. 2. Відповідно до цього графіка і геолого-технічними умовами буріння будуть встановлені наступні обсадні колони:

- на інтервалі 0-10 м - напрямок, з повною цементацией затрубного простору;
- на інтервалі 0-950 м - кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до обвалів), з повною цементацией затрубного простору;
- на інтервалі 0-3800 м - проміжна колона, з повною цементацией затрубного простору;
- на інтервалі 0-4400 м - експлуатаційна колона, з повною цементацией затрубного простору.

3.2. Визначення діаметрів обсадних колон і доліт.

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

$D_{\delta}^{\circ} = D_m + 2 \cdot \delta$, Де D_m - діаметр муфти експлуатаційної колони, δ - зазор між експлуатаційною колоною і стінками свердловини.

$$D_{\delta}^{\circ} = 188 + 2 \cdot 13 = 214 \text{ мм,}$$

відповідно до ГОСТу на шарошечні долота приймаємо $D_{\delta}^e = 215,9$ мм.

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

$$D_{\text{вн}}^{\text{пр}} = D_{\delta}^e + 6 = 215,9 + 6 = 221,9 \text{ мм,}$$

відповідно до ГОСТу на обсадні труби приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони: $D_n^{\text{пр}} = 245$ мм, з діаметром муфти - $D_m^{\text{пр}} = 270$ мм.

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

$$D_{\delta}^{\text{пр}} = D_m^{\text{пр}} + 2 \cdot \delta = 270 + 2 \cdot 35 = 340 \text{ мм,}$$

відповідно до ГОСТу на шарошечні долота приймаємо $D_{\delta}^{\text{пр}} = 349,2$ мм.

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

$$D_{\text{вн}}^k = D_{\delta}^{\text{пр}} + 6 = 349,2 + 6 = 351,2 \text{ мм,}$$

відповідно до ГОСТу на обсадні труби приймаємо зовнішній діаметр кондуктора: $D_n^k = 377$ мм, з діаметром муфти - $D_m^k = 402$ мм.

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_{\delta}^k = D_m^k + 2 \cdot \delta = 402 + 2 \cdot 25 = 452 \text{ мм,}$$

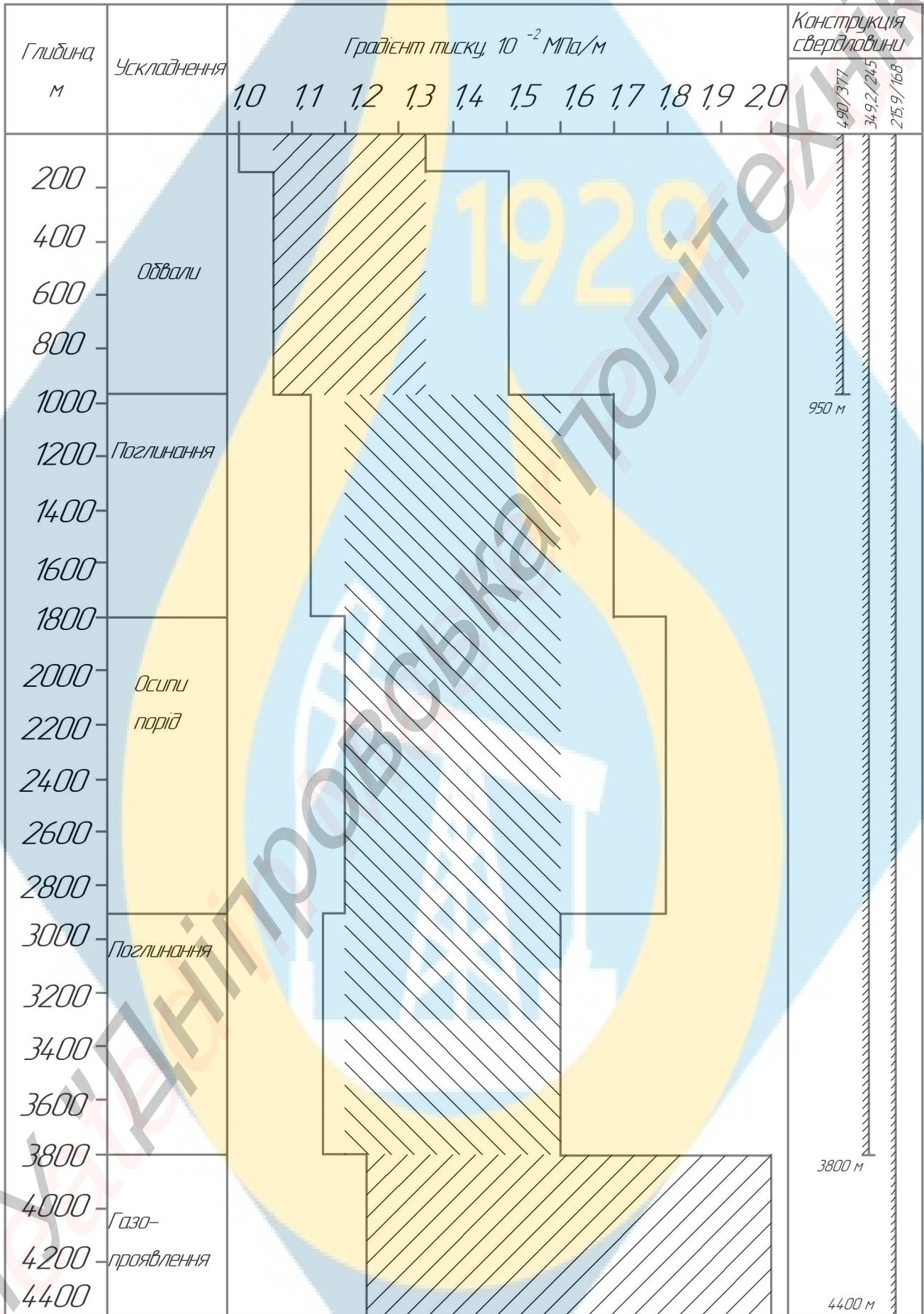
відповідно до ГОСТу на долота приймаємо $D_{\delta}^k = 490$ мм.

6) діаметр напрямки дорівнює: $D_{\text{вн}}^n = D_{\delta}^k + 50 = 490 + 50 = 540$ мм, приймаємо $D_n^n = 630$ мм (електрозварні труби).

Таким чином, приймаємо такі обсадні труби і долота:

Діаметр обсадних труб, мм	168	245	377	630
Діаметр долота, мм	215,9	349,2	490	

Таблиця 2.



3 Спосіб буріння

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

Крім цього потрібно рахуватися і з тим, що роторний спосіб буріння рекомендують використовувати коли: глибина свердловини перевищує 3500 м; діаметр долота менше 190,5 мм; температура забою свердловини більше 140 ° С.

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

Виходячи з вищевикладеного приймаємо - роторний спосіб буріння.

4 Вибір породорозрушаючого інструменту

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться двома способами:

- 1) за механічними і абразивним властивостями гірських порід;
- 2) по промисловим даним.

Для вибору типу долота за першим способом для буріння конкретної породи, яка містить пропластки з різними механічними властивостями, необхідно оцінити категорію твердості і абразивності всіх прошарків.

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

Для орієнтованого вибору типу бурових доліт в залежності від механічних і абразивних властивостей скористаємося табл. 1 [1].

Прийняті типи доліт наведені в табл. 3.

Таблиця 3

інтервал буріння	характеристика порід		Тип долота	Маса долота, кг	Допустиме навантаження, кН
	категорія по буримости	категорія по абразивності			
0-950	I-II	I-II	Д490С-ЦВ	90	370
950-2900	III-IV	III-IV	III 349,2 С - ГВ	80	400
2600-3800	VI	VII	III 349,2 Т - ЦВ	77	400
3800-4400	VII	VII	III 215,9 К - ГНУ	33	250

5 Бурильная колонна

Вибір діаметрів УБТ і бурильних труб

При виборі діаметрів УБТ і бурильних труб враховують рекомендовані співвідношення між діаметрами доліт, УБТ і бурильних труб [7, табл. 2].

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

для $D_d \approx 295,3$ мм:

$$- \frac{d_{УБТ}}{D_o} = 0,75 - 0,85; \quad d_{УБТ} = 0,75 \cdot 215,9 \approx 162 \text{ мм, приймаємо } d_{УБТ} = 178 \text{ мм;}$$

$$- \frac{d_{БТ}}{d_{УБТ}} = 0,75 - 0,80; \quad d_{БТ} = 0,75 \cdot 178 \approx 134 \text{ мм, приймаємо } d_{БТ} = 140 \text{ мм.}$$

Таблиця 4

Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ $\varnothing 140$ мм [2, с. 55, 57].

Діаметр, мм		Товщина стінки, мм	Розтягуються навантаження до межі текучості				Маса 1 м, кг
зовнішній	внутрішній		Д	До	Е	Л	
140	124	8	1226	1618	1766	2109	30,8
	122	9	1373	1815	2011	2354	33,7
	120	10	1520	2011	2207	2600	36,8
	118	11	1668	2158	2403	2845	39,5

Вибір КНБК

Компонування низу бурильної колони проектують з урахуванням профілю стовбура свердловини і схильності порід до викривлення свердловини. Для вертикальних свердловин це переважно один або два наддолотного калібратора, одна або дві УБТ (збалансовані, квадратні або спіральні) максимального діаметра, стабілізатор і далі УБТ розрахованого діаметра [1].

Довжина і компоновка УБТ

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину УБТ визначають за формулою

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

де $l_{\text{УБТ}}$ - довжина УБТ, м;

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

$G_{\text{дол}}$ - осьова навантаження, Н;

$\rho_{\text{пр}}$ - щільність промивної рідини, кг / м³;

$\rho_{\text{м}}$ - щільність металу, кг / м³;

$q_{\text{УБТ}}$ - вага 1 м УБТ, Н / м; $q_{\text{УБТ}} = 145,4$ кг [2, с. 50].

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{1,2 \cdot 21500}{145,4 \left(1 - \frac{1,45}{7,85}\right)} \approx 214 \text{ м}$$

Отриману довжину УБТ округлюють в більшу сторону до величини, яка кратна довжині свічки, з урахуванням довжини свічки (25 м) приймаємо $l_{\text{УБТ}} = 225$ м.

Довжину УБТ необхідно перевірити на стійкість від дії власної ваги. Для цього визначають критичну довжину УБТ за формулою:

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

де E - модуль пружності матеріалу (стали), Н/м²;

I - момент інерції при згині, м⁴.

$$I = \frac{\pi}{64} (d_n^4 - d_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} (0,178^4 - 0,09^4) = 0,000046 \text{ м}^4$$

де d_n , $d_{вн}$ - відповідно зовнішній і внутрішній діаметр УБТ, м.

$$l_{УБТ}^{кр} = 1,94 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,000046}{1454}} = 158 \text{ м.}$$

Якщо $l_{УБТ} \geq l_{УБТ}^{кр}$ то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно передбачити включення в компоновку УБТ центруючих пристроїв. Місце встановлення центраторів, відстань між ними і їх діаметр визначають згідно рекомендацій [1, табл. 4.29, 4.30]. Центратор буде встановлений через 125 м (1 центратор).

Над УБТ рекомендується розміщувати наддолотного комплект бурильних труб. Для цього переважно вибирають труби зі сталі групи міцності "Д" з найбільшою товщиною стінки і довжиною 250-300 м [2].

Приймаємо довжину наддолотного комплекту - 300 м (12 свічок) з труб ТБВ - 140 зі сталі групи міцності "Д" з товщиною стінки - 11 мм.

Конструкція бурильної колони

При визначенні конструкції бурильної колони приймаємо, що бурильний колона має одноступенчатую конструкцію, тобто при однаковому зовнішньому діаметрі складається з декількох секцій, які відрізняються одна від одної довжиною, товщиною стінки і групою міцності. Для першої секції приймають бурильні труби групи міцності "Д" з мінімальною товщиною стінки.

Довжину першої секції визначають з умов допустимих напружень на розтягнення по формулі:

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_m (G_{УБТ} + G + G_{нк}) \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m} \right) - P_n F_n}{Kq_1 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m} \right)},$$

$$Q_{p1} = \frac{Q_T}{K_1 n},$$

де Q_{p1} - допустиме навантаження розтягування для труб першої секції, Н;

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

$G_{УБТ}$ - вага УБТ, Н;

G - вага забійного двигуна, Н;

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

P_n - сумарні втрати тиску в забійній двигуні і долоті, Па;

F_n - площа прохідного перетину бурильної труби, м²;

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

Q_T - розтягуються навантаження до межі текучості матеріалу труб, Н (наводиться в технічній характеристиці труб табл. 4);

n - коефіцієнт запасу міцності (при бурінні забійними двигуном $n = 1,3$; при роторному бурінні $n = 1,4$);

K_1 - коефіцієнт, що враховує дію крутного моменту і моменту вигину (при бурінні забійними двигуном $K_1 = 1$; при роторному бурінні $K_1 = 1,04$).

Перша секція: сталь групи міцності Д, товщина стінки - 8 мм

$$Q_{p1} = \frac{1226}{1,04 \cdot 1,4} = 842 \text{ кН};$$

$$l_1 = \frac{842000 - 1,15(225 \cdot 1454 + 300 \cdot 395 + 330) \left(1 - \frac{1,45}{7,85}\right) - 13000000 \cdot 0,785 \cdot 0,124^2}{1,15 \cdot 0,308 \left(1 - \frac{1,45}{7,85}\right)} = 1498 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_1 = 1475$ м.

Якщо сумарна довжина КНБК, УБТ і першої секції менше глибини свердловини, то за першої секцією встановлюють другу, більш міцну (з більшою товщиною стінки або більшої міцності). Довжина другої і наступних секцій визначається за формулою:

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

де l_2, l_3 - довжина другої і третьої секції;

Q_{p2}, Q_{p3} - допустима розтягуються навантаження для труб другої і третьої секції;

q_2, q_3 - вага 1 м бурильних труб другої і третьої секції.

Друга секція: сталь групи міцності Д, товщина стінки - 9 мм

$$Q_{p2} = \frac{1373}{1,04 \cdot 1,4} = 943 \text{ кН}; l_2 = \frac{943 - 842}{1,15 \cdot 0,337 \left(1 - \frac{1,45}{7,85}\right)} = 314 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_2 = 300$ м.

Третя секція: сталь групи міцності Д, товщина стінки - 10 мм

$$Q_{p3} = \frac{1520}{1,04 \cdot 1,4} = 1044 \text{ кН}; l_3 = \frac{1044 - 943}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,45}{7,85}\right)} = 288 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_3 = 275$ м.

Четверта секція: сталь групи міцності Д, товщина стінки - 11 мм

$$Q_{p4} = \frac{1668}{1,04 \cdot 1,4} = 1146 \text{ кН}; l_4 = \frac{1146 - 1044}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,45}{7,85}\right)} = 271 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_4 = 250$ м.

П'ята секція: сталь групи міцності К, товщина стінки - 9 мм

$$Q_{p5} = \frac{1815}{1,04 \cdot 1,4} = 1247 \text{ кН}; l_5 = \frac{1247 - 1146}{1,15 \cdot 0,337 \left(1 - \frac{1,45}{7,85}\right)} = 314 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_5 = 300$ м.

Шоста секція: сталь групи міцності К, товщина стінки - 10 мм

$$Q_{p6} = \frac{2011}{1,04 \cdot 1,4} = 1381 \text{ кН}; l_6 = \frac{1381 - 1247}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,45}{7,85}\right)} = 381 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_6 = 375$ м.

Сьома секція: сталь групи міцності К, товщина стінки - 11 мм

$$Q_{p7} = \frac{2158}{1,04 \cdot 1,4} = 1482 \text{ кН}; l_7 = \frac{1482 - 1381}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,45}{7,85}\right)} = 267 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_7 = 250$ м.

Восьма секція: сталь групи міцності Е, товщина стінки - 10 мм

$$Q_{p8} = \frac{2207}{1,04 \cdot 1,4} = 1516 \text{ кН}; l_7 = \frac{1516 - 1482}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,45}{7,85}\right)} = 97 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_8 = 75 \text{ м}$.

Дев'ята секція: сталь групи міцності Е, товщина стінки - 11 мм

$$Q_{p9} = \frac{2403}{1,04 \cdot 1,4} = 1650 \text{ кН}; l_9 = \frac{1650 - 1516}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,44}{7,85}\right)} = 355 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_9 = 350 \text{ м}$.

Десята секція: сталь групи міцності Л, товщина стінки - 10 мм

$$Q_{p10} = \frac{2600}{1,04 \cdot 1,4} = 1786 \text{ кН}; l_{10} = \frac{1786 - 1650}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,45}{7,85}\right)} = 387 \text{ м}$$

З огляду на проектну глибину свердловини:

$$l_9 = L_{\text{скв}} - (l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9 + l_{10} + l_{\text{УБТ}} + l_{\text{НК}})$$

$$l_{10} = 4400 - \text{це} (225 + 300 + 1475 + 300 + 275 + 250 + 300 + 375 + 250 + 75 + 350) = 375 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_9 = 375 \text{ м}$.

Таблиця 5

Зведена таблиця конструкції бурильної колони.

№ секції	Товщин а стінки, мм	Група міцності стали	Глибина спуску, м		Довжин а секції, м	Вага 1 м труби, кН	Вага секції, кН
			від	до			
10	10	Л	0	375	375	0,368	9,2
9	11	Е	375	575	350	0,395	138,25
8	10	Е	575	650	75	0,368	27,6
7	11	До	650	900	250	0,395	98,75
6	10	До	900	1275	375	0,368	138
5	9	До	1275	1575	300	0,337	101,1

4	11	Д	1575	1825	250	0,395	98,75
3	10	Д	1825	2100	275	0,368	101,2
2	9	Д	2100	2400	300	0,337	101,1
1	8	Д	2400	3875	1475	0,308	454,3
НК	11	Д	3875	4175	300	0,395	118,5
УБТ	44	Д	4175	4400	225	1,454	327,15
РАЗОМ							≈ 1714

6 Вибір режиму буріння

1. Осьова навантаження

1.1. Визначають необхідну осьову навантаження на долото Сд.

$$C_{\delta} = k_n P_{ш} F_k$$

де k_n - коефіцієнт, який враховує вплив забійних умов на твердість гірських порід;

$P_{ш}$ - твердість породи за штампом при атмосферному тиску, Па;

F_k - площа контакту зубів долота з породою, м².

Значення коефіцієнта k_n приймається 0,7-0,8 для пористих порід (пісковики, тріщинуватий вапняк, алеврити) і 1,0-1,2 - для суцільних сильно метаморфизованих і хомогенних порід.

Значення контактної площі F_k для найпоширеніших трьохшарошкових доліт приведено в [7] табл. 4. Розраховану величину осьового навантаження на долото порівнюємо з допустимим (паспортним) для даного типорозміру долота [Сд].

$$\underline{\text{Д490С-ЦВ}} \quad C_{\delta} = 0,7 \cdot 100 \cdot 10^6 \cdot 380 \cdot 10^{-6} = 26600 \text{ Н} \approx 27 \text{ кН} < [C_{\delta}] = 500 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш 349,2 С – ГВ}} \quad C_{\delta} = 0,7 \cdot 600 \cdot 10^6 \cdot 330 \cdot 10^{-6} = 138600 \text{ Н} \approx 140 \text{ кН} < [C_{\delta}] = 450 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш 349,2 Т – ЦВ}} \quad C_{\delta} = 0,7 \cdot 1500 \cdot 10^6 \cdot 300 \cdot 10^{-6} = 315000 \text{ Н} \approx 315 \text{ кН} < [C_{\delta}] = 470 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш 215,9 К – ГНУ}} \quad C_{\delta} = 0,7 \cdot 2000 \cdot 10^6 \cdot 153 \cdot 10^{-6} \approx 215000 \text{ Н} \approx 215 \text{ кН} < [C_{\delta}] = 250 \text{ кН.}$$

1.2 Осьове навантаження на долото Сд.

$$C_{\delta} = c_y D_{\delta}$$

де c_y - питоме навантаження на одиницю діаметра, Н / м (табл.7); D_{δ} - діаметр долота, м.

$$\underline{\text{Д490С-ЦВ}} \quad C_{\delta} = 200000 \cdot 0,49 = 98000 \text{ Н} \approx 98 \text{ кН} < [C_{\delta}] = 500 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш 349,2 С – ГВ}} \quad C_{\delta} = 200000 \cdot 0,3492 = 69840 \text{ Н} \approx 70 \text{ кН} < [C_{\delta}] = 470 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш 349,2 Т – ЦВ}} \quad C_{\delta} = 1000000 \cdot 0,3492 = 349200 \text{ Н} \approx 350 \text{ кН} < [C_{\delta}] = 470 \text{ кН.}$$

Ш 215,9 К – ГНУ $C_o = 2000000 \cdot 0,2159 \approx 431800 \text{ Н} \approx 432 \text{ кН}$ що більше допустимого
[Сд] = 250 кН, приймаємо - 250 кН.

2. Частота обертання долота.

Частота обертів

$$n_d = \frac{d_{ш}}{t_{\min} D_d Z},$$

де n_d - частота обертання долота, з-1;

$d_{ш}$ - діаметр шарошки, м;

t_{\min} - мінімально необхідний час контакту зуба долота з породою, з

$$t_{\min} = (3-8) \cdot 10^{-3} \text{ с};$$

Z - максимальна кількість зубів на периферійному вінці шарошки

$$\text{Д490С-ЦВ } n_o = \frac{0,210}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,49 \cdot 32} = 1,7 \text{ с}^{-1} \approx 110 \text{ об / хв}$$

$$\text{Ш 349,2 С – ГВ } n_o = \frac{0,118}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3492 \cdot 17} = 2,5 \text{ с}^{-1} = 150 \text{ об / хв}$$

$$\text{Ш 349,2 Т – ЦВ } n_o = \frac{0,118}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3492 \cdot 28} = 1,6 \text{ с}^{-1} = 100 \text{ об / хв}$$

$$\text{Ш 215,9 К – ГНУ } n_o = \frac{0,065}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2159 \cdot 19} = 2 \text{ с}^{-1} = 120 \text{ об / хв}$$

3. Витрата промивної рідини вибирають з двох умов

а) з умови очищення вибою від вибуренної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}}$$

де Q_1 - витрата промивальної рідини, м³ / с;

q_0 - питома витрата промивальної рідини, м³ / с на 1 м² забою

$q_0 = 0,35-0,5$ - при роторному способі і електробуренні;

$F_{\text{заб}}$ - площа забою свердловини, м².

$$\text{Д490С-ЦВ } Q_1 = 0,785 \cdot 0,490^2 \cdot 0,4 = 0,075 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш 349,2 С – ГВ } Q_1 = 0,785 \cdot 0,3492^2 \cdot 0,4 = 0,038 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш 349,2 Т – ЦВ } Q_1 = 0,785 \cdot 0,3492^2 \cdot 0,4 = 0,038 \text{ м}^3/\text{с};$$

Ш 215,9 К – ГНУ $Q_1 = 0,785 \cdot 0,2159^2 \cdot 0,4 = 0,015 \text{ м}^3/\text{с};$

б) З умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\min} F_{\text{кп}}$$

де V_{\min} - мінімально допустима швидкість руху промивної рідини в кільцевому просторі, м / с

в скельних породах беруть $V_{\min} = 0,7-1,0 \text{ м / с};$

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

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

Д490С-ЦВ $Q_2 = 0,785 \cdot (0,490^2 - 0,140^2) \cdot 0,5 = 0,087 \text{ м}^3 / \text{с};$

Д490С-ЦВ $Q_2 = 0,785 \cdot (0,490^2 - 0,140^2) \cdot 0,5 = 0,087 \text{ м}^3/\text{с};$

Ш 349,2 С – ГВ $Q_2 = 0,785 \cdot (0,3492^2 - 0,140^2) \cdot 1 = 0,080 \text{ м}^3/\text{с};$

Ш 349,2 Т – ЦВ $Q_2 = 0,785 \cdot (0,3492^2 - 0,140^2) \cdot 0,7 = 0,056 \text{ м}^3/\text{с};$

Ш 215,9 К – ГНУ $Q_2 = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,140^2) \cdot 0,7 = 0,015 \text{ м}^3/\text{с};$

З розрахованих значень вибирають більше, яке потім узгоджують з технічною характеристикою бурової установки.

Таблиця 6

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		C , даН	n , об / хв	Q , $\text{дм}^3 / \text{с}$
Д490С-ЦВ	0-950	9800	110	87
Ш 349,2 С - ГВ	950-2900	14000	150	80
Ш 349,2 Т - ЦВ	2900-3800	35000	100	56
Ш 215,9 К - ГНУ	3800-4400	25000	120	15

7 Промивання свердловини

Обґрунтування щільності промивної рідини

Щільність промивної рідини вибирається згідно суміщеного графіка тисків (див. Табл. 2) і уточнюється 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 свердловині для якого визначається $\square_{\text{пр}}$;

g - прискорення земного тяжіння, м / с²;

H - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

\square - нормативний коефіцієнт, який згідно з вимогами правил ведення бурових робіт визначає запас тиску в свердловині над пластовим [7] (табл. 5).

- інтервал буріння 0-950 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,1 \cdot (10600 \cdot 950)}{9,81 \cdot 950} \approx 1190 \text{ кг / м}^3$;

- інтервал буріння 950-3800 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (12000 \cdot 3800)}{9,81 \cdot 3800} \approx 1290 \text{ кг / м}^3$;

- інтервал буріння 3800-4400 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (13500 \cdot 4200)}{9,81 \cdot 4200} \approx 1450 \text{ кг / м}^3$;

Методика гідравлічного розрахунку

Визначають гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи [6]

$$P = P_m + P_{\text{кп}} + P_z + P_{\text{УБТ}} + P_{\text{кпУБТ}} + P_{\text{обв}} + P_d$$

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

P_m - втрати тиску в бурильних трубах, Па;

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

P_z - втрати тиску в замках і муфтах, Па;

$P_{\text{УБТ}}$ - втрати тиску в УБТ, Па;

$P_{\text{кпУБТ}}$ - втрати тиску в кільцевому просторі за УБТ, Па;

$P_{\text{обв}}$ - втрати тиску в наземній обв'язці (стояку, буровому шлангу, провідній трубі, вертлюге), Па;

R_d - втрати тиску в долоті, Па.

Для визначення втрат тиску в трубах і кільцевому просторі необхідно визначити режим руху, в залежності від якого вибирають ті чи інші розрахункові формули. Для цього визначають фактичне Re і критичне $Re_{кр}$.

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

де $\rho_{пр}$ - щільність промивної рідини, кг / м³;

V - швидкість руху промивної рідини, м / с;

$d_{г}$ - гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметру труби d в або різниці діаметрів $d_e = D_c - d_n$ - для кільцевого простору, м;

D_c - діаметр свердловини, м;

d_n - зовнішній діаметр бурильної колони, м;

$\eta_{пл}$ - динамічна в'язкість промивної рідини, Па·с;

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 Ne^{0,58}$$

де Ne - критерій Хелстрема;

$$Ne = \frac{\rho_{пр} \tau_0 d_e^2}{\eta_{пр}^2}$$

де τ_0 - динамічна напруга зсуву, Па.

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

Якщо $Re < Re_{кр}$ - режим руху ламінарія.

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

$$V = \frac{Q}{F}$$

де F - площа поперечного перерізу, м²;

для труб $F = \frac{\pi}{4} d_e^2$

Для кільцевого простору $F = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_n^2)$

При ламінарному режимі течії втрати тиску в бурильних трубах і кільцевому просторі визначають за формулами:

$$p_T = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n d_B}$$

$$p_{kn} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n (D_c - d_3)}$$

де l - довжина секцій бурильних труб однакового діаметра;

β_T, β_{kn} - відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком [5] 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

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

де λ - коефіцієнт гідравлічного опору для труб

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta}{d_2} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25}$$

для кільцевого простору

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

де Δ - шорсткість труб.

$\Delta = 3 \cdot 10^{-4}$ м - для стінок трубного і обсаджених ділянок затрубного простору,

$\Delta = 3 \cdot 10^{-3}$ м - для необсаджених ділянок затрубного простору.

Аналогічно знаходять втрати тиску в УБТ (РУБТ) і кільцевому просторі за УБТ (РкпУБТ).

Втрати тиску в замках визначають за формулою Борда-Карно

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

де ξ - коефіцієнт місцевого опору;

V - середня швидкість руху рідини в трубах або несуженній частини кільцевого простору, м / с;

i - кількість замків.

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

де $k_{\text{ПК}}$ - досвідчений коефіцієнт, який враховує особливості конфігурації місцевого опору в прохідному каналі;

F - площа поперечного перерізу каналу труб або несуженної частини кільцевого простору, м²;

$F_{\text{ПК}}$ - найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м².

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

де l - довжина бурильних труб однакового діаметра;

l_m - довжина однієї труби.

Втрати тиску в наземні обв'язки знаходимо за формулою

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

де λ_c , $\lambda_{\text{бш}}$, λ_v , $\lambda_{\text{вт}}$ - відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів в стояку, буровому шлангу, вертлюге, і провідній трубі, значення яких наведено в [7].

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

$$P_d = b_p P_n - \sum P_i,$$

де P_d - резерв тиску, який можна реалізувати в долоті;

$b_p = 0,75-0,8$ - коефіцієнт, що враховує те, що тривалий робочий тиск нагнітання бурових насосів повинно бути, згідно правил ведення бурових робіт, менше паспортного на 20-25%;

P_n - тиск, який розвиває насос, Па;

$\square P_i$ - втрати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, УБТ, кільцевому просторі за УБТ, обв'язки.

За значенням R_d необхідно встановити можливість використання гідромоніторного ефекту при бурінні даного інтервалу свердловини.

Для цього визначають швидкість руху рідини в промивних отворах долота за формулою

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{пр}}},$$

де \square_d - коефіцієнт витрати, значення якого наведені в табл. 7 [7].

Якщо отримане значення швидкості перевищує 80 м / с, то це означає, що розглянутий інтервал 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 РКР, яке обумовлено як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають РКР \square 12-13 МПа.

Тому підбирають такі значення V_d і R_d , щоб виконувалися умови:

$$V_d \geq 80 \text{ м/с}$$

$$R_d < R_{кр}$$

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. В цьому випадку

необхідно перейти на долото з центральною системою промивання і 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 разі 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 даному витраті Q . Для подальшого буріння необхідно зменшити витрату промивної рідини і провести аналогічний розрахунок при новому витраті.

Розрахунок

Втрати тиску в бурильних трубах

$$\eta_{\text{нл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1450 - 0,022 = 0,026$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1450 - 7 = 5,3; F = 0,785 \cdot 0,124^2 = 0,012 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,015}{0,012} = 1,25 \text{ м/с}$$

$$\text{Re} = \frac{1450 \cdot 1,25 \cdot 0,124}{0,026} = 9440$$

$$\text{He} = \frac{1450 \cdot 5,2 \cdot 0,124^2}{0,026^2} = 187308$$

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 187308^{0,58} = 10445$$

Оскільки $\text{Re} < \text{Re}_{\text{кр}}$ - режим руху ламінарний, тоді

$$\text{Sen} = \frac{5,2 \cdot (0,124)}{0,022 \cdot 1,25} = 20$$

$$P_{\text{кр}} = \frac{4 \cdot 5,2 \cdot 3975}{0,6 \cdot (0,124)} = 1 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі

$$\eta_{\text{нл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1450 - 0,022 = 0,026$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1450 - 7 = 5,2; F = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,140^2) = 0,021 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,015}{0,021} = 0,7 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1450 \cdot 0,7 \cdot (0,2159 - 0,140)}{0,026} = 3237$$

$$He = \frac{1450 \cdot 5,2 \cdot (0,2159 - 0,140)^2}{0,026^2} = 70177$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 70177^{0,58} = 6822$$

Оскільки $Re < Re_{кр}$ - режим руху ламінарний, тоді

$$Sen = \frac{5,2 \cdot (0,2159 - 0,140)}{0,026 \cdot 0,7} = 21$$

$$P_{кн} = \frac{4 \cdot 5,2 \cdot 3975}{0,52 \cdot (0,2159 - 0,140)} = 1,9 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,9 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в замках

$$i = \frac{3975}{25} = 159 \text{ шт.}$$

$$\xi_1 = 1,5 \cdot \left(\frac{0,124^2}{0,118^2} - 1 \right) = 0,2; \xi_2 = 1,5 \cdot \left(\frac{(0,2159^2 - 0,140^2)}{(0,2159^2 - 0,159^2)} - 1 \right) = 0,8$$

$$P_3 = 1450 \cdot 159 \cdot \left[(0,2 \cdot \frac{1,25^2}{2}) + (0,8 \cdot \frac{0,7^2}{2}) \right] = 0,1 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,1 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в УБТ

$$\eta_{нл} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1450 - 0,022 = 0,026$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1450 - 7 = 5,2; F = 0,785 \cdot 0,09^2 = 0,006 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,015}{0,006} = 2,5 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1450 \cdot 2,5 \cdot 0,09}{0,026} = 13705$$

$$He = \frac{1450 \cdot 5,2 \cdot 0,09^2}{0,026^2} = 98673$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 98673^{0,58} = 7854$$

Оскільки $Re > Re_{кр}$ - режим руху турбулентний, тоді

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,09} + \frac{110}{13705} \right)^{0,25} = 0,03$$

$$P_{УБТ} = 0,03 \frac{2,5^2}{2} \frac{1450}{0,09} 225 = 0,3 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,3 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі за УБТ

$$\eta_{нл} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1450 - 0,022 = 0,026$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1450 - 7 = 5,2; \quad F = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,178^2) = 0,012 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,015}{0,012} = 1,25 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1450 \cdot 1,25 \cdot (0,2159 - 0,178)}{0,026} = 2886$$

$$He = \frac{1450 \cdot 5,2 \cdot (0,2159 - 0,178)^2}{0,026^2} = 17498$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 17498^{0,58} = 4210$$

Оскільки $Re < Re_{кр}$ - режим руху ламінарний, тоді

$$Sen = \frac{5,2 \cdot (0,2159 - 0,178)}{0,026 \cdot 1,25} = 6$$

$$P_{кнУБТ} = \frac{4 \cdot 5,2 \cdot 225}{0,3 \cdot (0,2159 - 0,178)} = 0,3 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,3 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в обв'язці

$$P_{обв} = (3,4 + 0,52 + 0,44 + 1,8) \cdot 10^5 \cdot 1340 \cdot 0,015^2 = 0,15 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,15 \text{ МПа.}$$

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

$$P_\delta = 0,8 \cdot 32 - (1,0 + 1,9 + 0,1 + 0,3 + 0,3 + 0,15) \approx 21 \text{ МПа}$$

Швидкість руху рідини в промивних отворах долота

$$V_\delta = \mu_\delta \sqrt{\frac{2P_\delta}{\rho_{пр}}}, \text{ м / с}$$

Оскільки швидкість перевищує 80 м / с, то це означає, що розглянутий інтервал 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

РКР, яке обумовлено як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають $R_{KR} \approx 12-13$ МПа. Т.к $R_d = 21$ МПа $>$ РКР, то приймаємо $R_d = R_{KR} = 13$ МПа.

$$V_o = 0,9 \sqrt{\frac{2 \cdot 13 \cdot 10^6}{1450}} = 126 \text{ м / с}$$

Тому підбирають такі значення V_d і R_d , щоб виконувалися умови:

$$V_o \geq 80 \text{ м / с}$$

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

Сумарна площа насадок f_d гідромоніторного долота

$$f_o = \frac{0,015}{126} = 0,00012 \text{ м}^2$$

Діаметри насадок гідромоніторного долота

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,00012}{3,14 \cdot 3}} = 0,0071 \text{ м} = 7,1 \text{ мм.}$$

8 Вибір бурового верстата, талевого каната і талевої системи

Вибір бурової установки і обладнання

Відповідно до проектною глибиною свердловини і необхідної вантажопідйомністю приймаємо бурову установку Уралмаш 4500/270 ЕК-БМ. [8]

Установки цього типу вперше розроблені фірмою "Уралмаш - Бурове обладнання" і не мають аналогів за кордоном. [8]

Призначені для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 4500 метрів в районах з помірним кліматом (при температурах від - 45оС до + 40оС), при розробці родовищ з вмістом сірководню менше 6%.

Обладнання складається з наступних основних частин: вищечних блоку, лебедочного блоку, блоків переміщення і вирівнювання, приймального механізованого моста зі стелажми, насосного блоку, блоку обладнання циркуляційної системи (ЦС), компресорного блоку, тиристорного блоку, блоку комплектного розподіл-пристрої.

Устаткування бурової установки сертифіковане за стандартами 4F, 7K, 8A, 8C і Q1 інституту API.

Конструктивні особливості та переваги

- Можливість буріння на ґрунтах з низькою несучою здатністю
- Здійснення центрування і вирівнювання вищечних блоку в процесі буріння
- Привід основних механізмів проводиться електродвигунами постійного струму від промислових мереж через комплектне тиристорне пристрій в контейнерному виконанні
 - Екологічно чисте буріння за рахунок виключення комор
 - Оптимальний режим буріння вибирається за рахунок 100% регульованого приводу основних механізмів і застосування регулятора подачі долота
- Блочно-модульне виконання
- Сучасна чотирехступенчатая циркуляційна система

**Технічна характеристика бурової установки
Уралмаш 4500/270 ЕК-БМ [8]**

допустиме навантаження на гаку (по ГОСТ 16293), тс	270
максимальна статичне навантаження на гаку (по АРІ), тс	325
умовна глибина буріння (БТ-114 мм), м	4500
довжина бурильної свічки, м	25
тип приводу	електричний
Вишка УМ 45-270Р	
тип	щогла 2-х опорна
висота вишки, м	45,3
підстава	
тип	збірно-модульний
висота підстави (відмітка підлоги бурової), м	9,9
талевого система	
діаметр талевого каната, мм	32
число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6)
Лебідка ЛБУ-900 ЕТ-3А	
розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	900
Вертлюг УВ-270 МА	
вантажопідйомність, тс (кН)	270 (2700)
динамічна вантажопідйомність (по АРІ), тс	160
Ротор Р-700	
розрахункова потужність приводу ротора, кВт	370

діаметр отвору в столі ротора, мм	700
допускається статичне навантаження, тс	500
Насос УНБТ-950 А2	2 шт.
потужність насоса, кВт	950
максимальна подача, л / с	46
максимальний тиск (на виході), МПа	32
циркуляційна система	
загальний корисний об'єм, м ³	180
кількість ступенів очищення	4

Технічна характеристика насоса УНБТ-950-А2 [8]

Параметри / Модель	УНБТ-950- А2
Потужність насоса, кВт	950
Число циліндрів, шт.	3
Номінальна частота ходів поршня в хв	125
Подача насоса (max), дм ³ / с	46
Тиск на виході насоса (max), МПа	32
Виконання гідравлічної частини	прямоточне
пневмокомпенсаторів	ПК70-320
Ступінь нерівномірності тиску на виході з насоса, %, не більше	5
Маса насоса без шківів, пневмокомпенсаторів і крана, кг	22070
Маса зі шківом, пневмокомпенсаторів і краном, кг	24261

Технічна характеристика лебідки ЛБУ 900 ЕТ-3 [8]

Параметри / Модель	ЛБУ 900 ЕТ-3
Максимальна вантажопідйомність, т	250 270 320
Розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	900
Діаметр талевого каната, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6) 12 (6x7)
Число швидкостей обертання підйомного вала	2
Розміри підйомного барабана (діаметр / довжина), мм	600/1243
Діаметр гальмівного диска, мм	730
Гальмівна система (основна)	приводний електродвигун
Гальмівна система (додаткова)	гальмо дисково-колодкове пневматичний для аварійної зупинки і фіксації
привід додатковий	підйом і опускання вишки, аварійний підйом труб привід від електродвигуна постійного струму з функціями РПД
Розміри: довжина, мм x ширина, мм x висота, мм	4365 x 3000 x 2185
маса, кг	22725

Технічна характеристика ротора Р-700 [8]

Параметри / Модель	Р-700
Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Допустима статичне навантаження на стіл	500

ротора, тс	
Статичний крутний момент на столі ротора, кНм	80
Частота обертання стола ротора, об / хв (не більше)	350
Передавальне число від приводного вала до столу ротора	3,61
Маса (без вкладиша), кг	4790
Розміри, мм	

Технічна характеристика вертлюга УВ-270МА [8]

Параметри / Модель	УВ-270МА
Вантажопідйомність, тс	270
Динамічна вантажопідйомність (за нормами АРІ), тс	145
Найбільший робочий тиск, МПа	25
Діаметр прохідного отвору, мм	75
Різьба переводника для з'єднання з провідною трубою (ліва)	3-152Л
Приєднувальна різьба стовбура (ліва)	3-152Л
Висота (без переводника), мм	2411
Ширина по пальцях штропа, мм	1090
маса, кг	2200

Вибір талевого каната і талевої системи

Порівняльна таблиця ваги бурильної і обсадної колон

показники	бурильна колона	проміжна колона	експлуатаційна колона
довжина колони	4400	3500	4400
Вага 1 м, Н		687	357
Вага колони, Н	1714000	2404500	1499400

Вибір талевого каната: до складу прийнятої бурової установки входить канат ЛК - РВ (6 x 31) діаметром 32 мм. Маса 1 м каната - 3,8 кг, максимальне розривне зусилля каната - 632,3 кН [9].

Вибір талевої системи виконується згідно з розрахунком кількості роликів лівого блоку [7]:

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

де T - кількість роликів талевого блоку;

Q_{Γ} - статичне навантаження на гак від ваги найбільш важкої бурильної колони;

P_k - розривна навантаження для обраного талевого каната;

K_1 - запас міцності талевого каната на розрив ($K_1 = 4$).

$$T = \frac{4 \cdot 2404,5}{2 \cdot 632,3} = 7,6$$

Приймаємо кількість роликів лівого блоку $T = 6$ шт. Тоді оснащення талевої системи - дванадцятиструнну (8 x 9).

9 Безпека, охорона праці і навколишнього середовища при проведенні робіт

До початку виконання робіт з усіма робітниками і ІТП повинен бути проведений інструктаж по порядку виконання і безпечного ведення робіт по горизонтальному направленою буріння. Заходи з техніки безпеки повинні бути спрямовані на запобігання нещасним випадкам.

9.1 Загальні вимоги безпеки

Небезпечними і шкідливими виробничими факторами при виробництві бурових робіт є:

- Рухомі машини і механізми;
- Рухомі частини виробничого обладнання;
- Запиленість і загазованість повітря;
- Знижена або підвищена температура повітря робочої зони, поверхонь обладнання, матеріалів;
- Підвищена вологість повітря;
- Підвищений рівень шуму на робочих місцях;
- Електроустановки напругою вище 42 В, при порушенні цілісності ізоляції, яких можливе ураження людини електричним струмом;
- Недостатня освітленість робочого місця;
- Гострі кромки, задирки і шорсткості на поверхнях обладнання, інструменту;

Здорові та безпечні умови праці забезпечуються:

- Виконанням керівництвом організації всіх вимог законів, правил, стандартів в області безпеки праці;
- Дотриманням працівниками вимог цієї інструкції, інструкцій з технічного обслуговування закріпленого за ним обладнання та інструкцій про заходи пожежної безпеки.

До самостійного обслуговування обладнання допускаються працівники не молодше 18 років, які мають професійну підготовку, знають справжню

інструкцію, інструкції з експлуатації та технічного обслуговування обладнання, технологічну документацію (регламенти, інструкції тощо), перед допуском до самостійної роботи повинні пройти:

- обов'язкові попередні (при вступі на роботу) і періодичні (протягом трудової діяльності) медичні огляди (обстеження) для визнання придатними до виконання робіт в порядку, встановленому Міністерством охорони здоров'я;
- навчання безпечним методам і прийомам виконання робіт, інструктаж з охорони праці, стажування на робочому місці і перевірку знань вимог охорони праці.

До роботи з електрифікованим обладнанням допускаються працівники, які пройшли відповідне навчання і інструктаж, мають другу кваліфікаційну групу з електробезпеки.

Для захисту від механічних впливів і забруднень працівники зобов'язані використовувати надані роботодавцем безкоштовно: комбінезони бавовняні, рукавиці комбіновані, костюми на утеплювальній прокладці.

При знаходженні на території будмайданчика працівники повинні носити захисні каски.

Працівник зобов'язаний:

- Виконувати тільки доручену роботу і не передавати її іншій особі без дозволу керівника робіт;
- Виконувати вимоги правил внутрішнього трудового розпорядку, встановлених в організації;
- Знати номери телефонів медичної служби та пожежної охорони;
- Знати розташування засобів надання першої допомоги, первинних засобів пожежогасіння;
- Вміти організувати першу допомогу потерпілому при нещасному випадку
- Знати і дотримуватися норм перенесення ваги вручну;
- Правильно застосовувати засоби індивідуального та колективного захисту, знати терміни випробування захисних засобів і пристосувань, правила

експлуатації, догляду та користування ними. Чи не дозволяється використовувати захисні засоби і пристосування з вичерпаним терміном перевірки;

- При захворюванні або травмуванні повідомити керівника. Також необхідно повідомляти про отримання травми по дорозі на роботу або з роботи на транспорті, наданому роботодавцем, при виконанні робіт поза підприємства за завданням керівника;

- При нещасному випадку надати першу допомогу потерпілому, негайно вжити заходів до виклику медичної допомоги та повідомити про те, що трапилося адміністрації. Зберегти до розслідування обстановку на робочому місці і стан обладнання таким, яким вони були в момент події, якщо це не загрожує життю і здоров'ю оточуючих, не спричинить аварії;

- При виникненні пожежі повідомити в пожежну охорону і адміністрації будь-яким видом зв'язку, евакуювати людей і приступити до гасіння пожежі наявними засобами;

- Виконувати вимоги знаків і сигналів безпеки;
- Зберігати і приймати їжу в спеціально обладнаних приміщеннях;
- Палити в спеціально відведених та обладнаних місцях.

Працівник зобов'язаний дотримуватися таких правил:

- ходити тільки по встановлених проходах і перехідних містках, переходити залізничні колії та автомобільні дороги у встановлених місцях;
- не сідати і не спиратися на випадкові предмети і огорожі;
- не підніматися і не спускатися бігом по сходових маршах;
- не перебувати в зоні дії машин і механізмів;
- не доторкатися до рухомих частин обладнання, що обертається стовбура бура, тримати руки подалі від рухомих механізмів і точок стиснення
- не дивитися на дугу електрозварювання без захисних засобів;
- не торкатися до електричних проводів і кабелів;
- не усувати несправності в електричних мережах і пускових пристроях;
- застосовувати в процесі роботи машини і механізми за призначенням, відповідно до інструкцій заводів-виготовлювачів;

- підтримувати порядок на робочих місцях, очищати їх від сміття, снігу, криги, не допускати порушень правил складування матеріалів і конструкцій;
- не вмикати в роботу обладнання, якщо на пульті управління встановлений заборонний знак «Не вмикати - працюють люди!». Заборонний знак має право зняти тільки працівник, який його встановив;
- не допускати на місце проведення робіт сторонніх осіб.

Вимоги цієї Інструкції є обов'язковими для всіх працівників. Працівники несуть відповідальність за порушення у відповідності до чинного законодавства.

У випадках, не передбачених цією Інструкцією, слід звертатися до свого безпосереднього керівника.

9.2 Вимоги безпеки перед початком роботи

Перед початком роботи працівник зобов'язаний:

- отримати від керівника робіт завдання на виробництво роботи і інструктаж на робочому місці;
- ознайомитися з планами, схемами, документацією виробництва робіт.
- На території, на небезпечні зони виставити огорожу, вивісити попереджувальні знаки, плакати, таблички;
- перевірити і надіти засоби індивідуального захисту (одяг, взуття, рукавиці, каску і ін.). Робочий одяг не повинна мати розвіваються частин, куртка повинна бути надіта навипуск, гудзики застебнуті, рукави застебнуті або підв'язані, каска застебнута на підборіддя ремінь, волосся прибрані під каску. Забороняється носити прикраси, кільця, годинник або вільний одяг при управлінні установкою.
- Ґрунтовно перевірити місце проведення робіт на предмет індикації підземних джерел ризику - попереджувальних знаків, таких як: попередження про приховані комунікації; відсутність ЛЕП близько об'єктів, до яких повинні підводитися комунікації; газових лічильників; розподільчих шаф; кришок люків; ознак минулих екскавацій;
- Знати і звертати увагу на символи особливої обережності зображені на поверхні машини: DANGER - НЕБЕЗПЕЧНО! WARNING - ПОПЕРЕДЖЕННЯ!

CAUTION - ОБЕРЕЖНО! Необхідно переконатися, що зрозуміла причина можливої небезпеки.

Після отримання завдання працівник зобов'язаний:

- Провести огляд території, робочого місця, обладнання, машин, механізмів і пристосувань;
 - Переконатися, що всі обертові частини надійно огорожені;
 - Перевірити наявність і справність інструменту;
 - Перевірити бурову установку на відповідність вимогам правил безпеки і експлуатації, а саме: справність важелів управління бурової установки; працездатність контрольно-вимірювальної апаратури; наявність заземлення бурової установки;
 - Перевірити наявність обопільного радіоконтакту між оператором установки і оператором локатора для координації дій, обговорити сигнальні жести на випадок збою рації або занадто великої відстані.
 - Переконатися в правильності установки бурової машини;
 - Закріпити бурову установку «анкерами» (анкерними болтами);
 - Переконатися у відсутності під «анкерами» будь-яких комунікацій;
- Забороняється наближатися до обертаними анкерними болтам!

При розташуванні бурової установки поблизу охоронної зони ПЛ, кабельної лінії, магістрального нафтогазопроводу мінімальна відстань до кордону зони повинно бути не менше висоти піднятої щогли бурової установки.

При необхідності виробництва бурових робіт безпосередньо в охоронних зонах, роботи повинні проводитися з письмового дозволу власника об'єкта і по наряд-допуску, в якій зазначаються заходи безпеки. Розміри охоронних зон (відстань від проекції крайнього проводу на поверхню землі до кордону зони) залежить від напруги в мережі ЛЕП:

Напруження, кВ	Відстань, м
1	2
20	10
35	15
110	20
150-220	25
330-500	30
750	40
1150	55

Відстань від підйомної або висувної частини установки в будь-якому її положенні до знаходиться під напругою повітряної лінії електропередачі (небезпечна зона) повинна бути не меншою за вказану:

Напруження, кВ	Відстань, м
До 1	1,5
От 1 до 20	2
От 20 до 35	2
От 35 до 110	4
От 110 до 220	5
От 220 до 400	7
От 400 до 750	10
От 750 до 1150	11

Виробництво робіт в небезпечних зонах забороняється!

Охоронна зона вздовж підземних ліній електропередачі обмежується умовними лініями, віддаленими по обидві сторони від крайніх кабелів на відстані 1 м;

Охоронна зона вздовж підводних кабельних ліній електропередачі встановлена у вигляді водного простору від поверхні води до дна, позначеного вертикальними площинами, віддаленими по обидві сторони від крайніх кабелів на відстані 100 м;

Охоронні зони магістральних трубопроводів (нафтогазопроводів) рівні:

- На незораних землях - 50 м по обидва боки від осі трубопроводу;
- На землях сільгоспугідь - 25 м по обидва боки від осі трубопроводу;
- На водних переходах - 100 м з кожного боку від осі трубопроводу;

Охоронні зони на трасах кабельних і повітряних ліній зв'язку встановлені:

- Від траси підземного кабелю або від крайніх проводів повітряної лінії - 2м;
- Для морських кабельних ліній зв'язку - 0, 25 м;
- Для траси кабелю при переході через річки, озера, водосховища і канали -

100 м.

9.3 Вимоги безпеки під час роботи

Пересування бурових установок під повітряними лініями електропередачі допускається, якщо габарити їх мають висоту від позначки дороги:

- Не більше 5 м - по шосейних дорогах;
- Не більше 3,5 м - по дорогах без твердого покриття і без доріг.

Не допускається пересування самохідних бурових установок при вітрі 8 балів, під час грози і при ожеледі.

Забороняється наближатися до обірваних або лежачим на землі проводам повітряних ліній електропередачі на відстань ближче 10 м.

Оператор горизонтального буріння зобов'язаний:

- Використовувати при роботі на буровій установці діелектричні засоби індивідуального захисту (діелектричні рукавички, діелектричні боти);
- Не допускати осіб, безпосередньо не беруть участь у виконанні робіт, до установки на відстань менше 3 м;
- Не залишати працюючу установку без нагляду;
- Чи не передавати управління особам, які не мають досвіду роботи на машині, що не пройшли відповідне навчання;
- Чи не завантажувати і не вивантажувати обладнання, сидячи за пультом управління або з рухомої каретки з обладнанням;
- Чи не забивати підпірки або інші стійки, не дослідивши попередньо властивості ґрунту;
- Перебувати в стороні від тросів і силових кабелів машини під час завантаження і відвантаження;

- Не допускати контакту рук, ніг і вільного одягу з рухомими і обертовими частинами машини;
- Прибрати людей і інструмент подалі від стовбура бура перед подачею харчування і не допускати поруч стоять на відстань менше 3-х метрів від обертового валу;

Оператору забороняється ставати над траншеєю або тунелем під час буріння.

Оператору забороняється підставляти долоню при перевірці витоку гідравлічного масла. Для перевірки витоку необхідно використовувати шматок картону. Перед тим, як виймати будь-якого маслопроводу необхідно послабити тиск в гідросистемі. Перед підвищенням тиску необхідно упевнитися в тому, що всі з'єднання в порядку, а мастилопроводи, трубки і шланги не пошкоджені

Оператору бурової установки необхідно стежити за допустимим радіусом кривизни, як бурових штанг, так і укладається кошти. Забороняється перевищувати допустимий радіус кривизни, як бурових штанг, так і укладається матеріалу.

Оператору бурової установки необхідно стежити за правильною подачею рідини, завжди переконуватися в присутності напору рідини перед тим, як просувати бур далі. Слід зупинити подачу рідини, якщо буріння призупинено, і дати тиску рідини повністю зникнути перед розмиканням ланцюга штанг для додавання або видалення ланки.

Оператору забороняється змащувати і регулювати працюючу машину.

При обслуговуванні охолоджувальної системи необхідно вимкнути двигун, зняти кришку фільтра і тільки коли вона охолоне достатньо, що можна помацати рукою, можна послабити кришку і стравити тиск і тільки потім повністю її відкрити.

Оператору ГНБ необхідно в обов'язковому порядку дублювати будь-які команди даються робочим на вихідному прямку і переконатися в тому, що команди дійсно прийняті.

Необхідно запускати двигун тільки з робочого місця оператора при роз'єднаних важелях технічного обслуговування (РТО). Двигун почне працювати тільки при виключенні РТО. Забороняється запускати двигун за допомогою прямого замикання.

При необхідності оголення потенційно небезпечних комунікацій слід копати тільки вручну.

При роботі необхідно на буровій установці необхідно реагувати на всі несподівані зміни, дивитися за витоками, роз'єднання, ослабленням анкерних стійок, змінами бурових рідин, проблемами, пов'язаними з насадками або штангами бура, або іншим обладнанням. Прислухатися до несподіваних стукам в двигуні, шумів тертя, вереск від високого тиску, будь-яких несподіваних і незвичайним грюкіт, постукування, скрипам. Принюхуватися до дивних запахів, наприклад, гарячого масла, яка згоріла ізоляції, природного газу і т.п. Звертати увагу на зміни в опорі проштовхування або обертання під час буріння і будь-які зміни в діях обладнання. У будь-якому з перерахованих випадків необхідно зупинити роботу обладнання і усунути несправність.

9.4 Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях

При виявленні під час буріння кабелів електропередачі, трубопроводів, вибухонебезпечних або невідомих предметів машину слід негайно зупинити до отримання дозволу на подальше виконання роботи від відповідних органів нагляду. Про наявність контакту бура з силовим кабелем сигналізує можливе іскріння на передній частині установки, витік енергії в котрі постраждали об'єктах, дим, спалах, іскріння в котрі постраждали трансформаторах та іншому обладнанні, що сигналізує попередження на пристрої Strike Alert.

При виникненні під час роботи несправностей в машині оператор ГНБ зобов'язаний припинити роботу і усунути їх. При неможливості усунення несправностей власними силами бурильник зобов'язаний повідомити про них керівнику робіт.

У разі загоряння палива або проводки оператор ГНБ зобов'язаний негайно загасити вогнище загоряння за допомогою вогнегасника чи іншими підручними засобами: повстиною, брезентом, піском, землею.

При неможливості загасити вогнище пожежі (загоряння) власними силами, оператор зобов'язаний довести до відома керівника, викликати пожежну охорону, евакуювати людей і приступити до гасіння або локалізації пожежі первинними засобами пожежогасіння.

При зміні погодних умов (туман, дощ і снігопад), що погіршують видимість в межах фронту робіт, а також при грозі і посилення вітру до 10 м / с і більше роботу необхідно припинити і доповісти про це керівнику робіт.

У разі виникнення електричного контакту з підземним кабелем необхідно:

- Попередити всіх і кожного, хто знаходиться поблизу області Електроконтакт, щоб вони не наближалися до установки, причеп або іншого обладнання.

- Якщо оператор знаходиться на машині - необхідно залишатися на машині, якщо на землі - стояти на місці і не торкатися ні до якого обладнання.

- Оператор повинен вивернути весь бур на поверхню, щоб гарантовано роз'єднати електроконтакти і продовжити буріння в стороні від виявленого кабелю.

- Забороняється намагатися від'єднати ствол бура покладаючись на фіксатори харчування може автоматично бути подано за іншою ланцюга або запобіжники можуть бути автоматично відновлено.

- Негайно зв'язатися з компанією, яка відповідає за пошкоджене засіб комунікації, щоб вони відключили харчування і домовитися про ремонт

У разі контакту з трубопроводом газу або летючої рідини, негайно відключити від усіх джерел живлення, такі, як генератори, Гідрокомпресори, заглушити двигуни транспортних засобів, що знаходяться поблизу і негайно покинути район витоку. Якщо ж джерела живлення не можуть бути негайно зупинені - покинути область витоку негайно! Необхідно зв'язатися з компанією, яка відповідає за пошкоджене засіб, і попередити всіх людей, що знаходяться

поблизу. Чи не повертатися в район витоку, поки не буде отримано дозвіл компанії, що відповідає за трубопровід.

У разі зіткнення з оптико-волоконним кабелем не дивитися на пошкоджену ділянку кабелю! Лазерна спалах може привести до погіршення якості зображення або сліпоти. негайно зв'язатися з компанією, яка відповідає за пошкоджене засіб комунікації.

У разі, якщо оператор не може ідентифікувати тип пошкодженого кабелю - не можна дивитися на місце пошкодження, так як їм може виявитися оптико-волоконний кабель.

При травмуванні, отруєнні і раптовому захворюванні працівника необхідно надати йому першу допомогу і, при необхідності, організувати доставку до закладу охорони здоров'я.

9.5 Вимоги безпеки після закінчення роботи

Після закінчення роботи оператор ГНБ зобов'язаний:

- Вимкнути обладнання та замкнути пускові пристосування механізмів і обладнання;
- Весь інструмент, пристосування, прилади зібрати, очистити від залишків Цементу, бруду, промити водою, протерти, при необхідності здати в ремонт;
- повідомити керівника робіт та відповідального за утримання машини в справному стані про всі несправності, що виникли під час роботи;
- залишити огорожі прямих;
- очистити від сміття будмайданчик;
- очистити від бруду спецодяг, спецвзуття, та інші засоби індивідуального захисту.

9.6 Охорона навколишнього середовища

На всіх етапах проектування комунікацій слід оцінювати можливі впливи на навколишнє середовище, будівлі і споруди, існуючі комунікації. Вимоги з охорони навколишнього середовища та захисту існуючих споруд слід включати в проект окремим розділом, а в кошторисах передбачати необхідні витрати.

Заходи щодо захисту водойм і водотоків, розташованих поблизу прокладається траси трубопроводу, необхідно передбачати відповідно до вимог водного законодавства і санітарних норм, затверджених в установленому порядку.

При проектуванні необхідно передбачити випереджаюче спорудження природоохоронних об'єктів, створення мережі тимчасових доріг, проїздів і місць стоянок будівельної техніки, а також заходи щодо запобігання забрудненню навколишнього середовища будівельними та побутовими відходами, ПММ.

Будівельна організація, несе відповідальність за дотримання проектних рішень, пов'язаних з охороною навколишнього середовища, а також за дотримання національного законодавства і міжнародних угод з охорони природи.

До можливих несприятливих наслідків робіт при ГНБ відносяться:

- опади і зміщення ґрунтового масиву, будівель, споруд і комунікацій, їх пошкодження;
- вихід бурового розчину на поверхню, в підземні споруди і комунікації по трасі буріння;
- забруднення ґрунтових вод хімічними і полімерними добавками до бурових розчинів (кальцинована сода, полімери, активні і миючі речовини);
- забруднення природного (міський) середовища відпрацьованим розчином і шламом в місцях розташування будмайданчиків.

При перетині трасою ГНБ споруд метрополітену, будівель і споруд I і II рівнів відповідальності необхідно проводити обстеження їх несучих конструкцій, основ і фундаментів для оцінки можливого впливу виробництва робіт.

В необхідних випадках, визначених розрахунком, при проходці свердловин діаметром більше 1 м під фундаментами відповідальних будівель і споруд, в складних гідрогеологічних умовах (нестійкі великоуламкові ґрунти, водонасичені піски), проектом слід передбачати попереднє закріплення основи шляхом виконання ін'єкції, пристрої ґрунтоцементного підстави, додаткових паль і т.п.

При прокладанні методом ГНБ комунікацій в вічній ґрунтах необхідно забезпечити збереження ґрунтів основи в мерзлому стані, відповідно до вимог СП 25.13330.2010.

Виробництво будівельно-монтажних робіт, рух машин і механізмів, складування і зберігання матеріалів в місцях, не передбачених проектом організації будівництва, забороняється.

Промивання трубопроводів гідравлічним способом слід виконувати з повторним використанням води. Спорожнення трубопроводів після промивання та дезінфекції слід проводити в місця, зазначені в проекті організації будівництва і узгоджені з відповідними службами.

В процесі будівництва закритого переходу Замовнику (Генпідряднику) слід забезпечити проведення моніторингу технічного стану перетинаються трасою ГНБ споруд метрополітену, існуючих комунікацій, будівель і споруд I і II рівнів відповідальності, а також природоохоронного моніторингу водойм, лісових і паркових зон з фіксацією виникли з вини організації- виробника і негативних наслідків. На підставі даних моніторингу приймаються рішення по мінімізації та усунення наслідків аварійних ситуацій.

Запобігання та усунення наслідків виходу бурового розчину

Буровий розчин повинен змішуватися перед початком буріння і постійно поповнюватися в процесі буріння. Постійна подача бурового розчину на забій забезпечує стійкість свердловини.

Загальні висновки

Мета роботи – розробка технології буріння розвідувальної газової свердловини №25 на Семенцівському родовищі Полтавської області – повністю виконана.

Завдання кваліфікаційної роботи, що вирішені:

- проведено аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів;
- обґрунтовано конструкцію свердловини;
- розроблено технологію буріння розвідувальної газової свердловини №25 на Семенцівському родовищі Полтавської області;
- обґрунтовано бурове устаткування;
- обґрунтовано породоруйнуючий інструмент;
- розраховано технологію буріння свердловини;
- проведено аналіз потенційних небезпек по охороні праці та навколишнього природного середовища.

Список використаних джерел

1. Ананьев А.Н. Бурение и крепление скважин в хемогенных отложениях / А.Н. Ананьев, Л.И. Векслер // Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – С. 124.
2. Армированные волокнами вяжущие композиционные материалы: Вклад полиамидных волокон [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.trotuar.ru/forms/dobavki/fibra2.shtml>
3. Ахрименко В.Е. Влияние водоотдачи тампонажного раствора на формирование контакта обсадная труба – цементный камень / В.Е. Ахрименко, О.П. Гень, О.Р. Камалов // Теория и практика крепления и ремонта скважин: труды "ВНИИКРнефть". – Краснодар, 1987. – С. 32-37.
4. Бабушкин В.И. Термодинамика силикатов / В.И. Бабушкин, Г.М. Матвеев, О.П. Мчедлов-Петросян. – М.: Стройиздат, 1986. – 200 с.
5. Бакшутов В.С. Минерализованные тампонажные растворы для цементирования скважин в сложных условиях / В.С. Бакшутов. – М.: Недра, 1986. – 372 с.
6. Батраков В.Г. Модифицированные бетоны / В.Г. Батраков. – М.: Стройиздат, 1990. – 396 с.
7. Белоусов Г.А. Буферная жидкость для разделения бурового и цементного растворов / Г.А. Белоусов, В.К. Муратов, А.Н. Бывальцев, Б.М. Скориков // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 8. – С. 25-29.
8. Белоусов Г.А. Применение в процессе цементирования органоминеральной буферной жидкости / Г.А. Белоусов, Б.М. Скориков, Ю.Н. Самошкин, В.И. Пустовалов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1983. – № 8. – С. 25-26.
9. Беятинський А.О. Використання сучасних матеріалів при будівництві та ремонтах автомобільних доріг України / А.О. Беятинський,

К.В. Краюшкіна // Наукові нотатки: міжвузівський збірник. – Луцьк, 2013. – Вип. № 40. – С. 17-22.

10. Березуцкий В.И. Цементирование скважин в соленосных отложениях Западного Казахстана / В.И. Березуцкий, Н.И. Титков // Бурение. – 1965. – № 9. – С. 19-23.

11. Бетоны. Методы коррозионных испытаний: СТБ 1482-2004. – Введ. 04.05.2004. – Минск: Минстройархитектуры, 2004. – 10 с.

12. Близнюков В.Ю. Особенности взаимодействия бишофита с тампонажными растворами и обсадной колонной при креплении и эксплуатации на Россошинской площади (Волгоградского ПХГ) / Ю.П. Новеньков, В.Ю. Близнюков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1998. – № 8-9. – С. 14-18.

13. Бозырев Ю.С. Методика анализа закономерностей и причин смятия обсадных колонн / Ю.С. Бозырев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 10. – С. 19-22.

14. Булатов А.И. Механика цементного камня нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов. – М.: Недра, 1994. – 387 с.

15. Булатов А.И. Регулирование технологических показателей тампонажных растворов / А.И. Булатов, Н.А. Мариампольский. – М.: Недра, 1988. – 224 с.

16. Булатов А.И. Тампонажные материалы / А.И. Булатов, В.С. Данюшевский. – М.: Недра, 1987. – 280 с.

17. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине / А.И. Булатов. – М.: Недра, 1990. – 408 с.

18. Бутт Ю.М. Практикум по химической технологии вяжущих материалов / Ю.М. Бутт, В.В. Тимашев. – М.: Высшая школа, 1973. – 500 с.

19. Бутт Ю.М. Стойкость гидросиликатов кальция в агрессивных растворах / Ю.М. Бутт, К.Н. Куатбаев // Журнал прикладной химии. – 1962. – Т. 35. – № 10. – С. 2184-2190.

20. Ван Аардт Ж. Влияние температуры на сульфатную коррозию портландцементных растворов / Ж. Ван Аардт // V Международный конгресс по имии цемента: тезисы. – М.: Стройиздат, 1973. – С. 298-299.
21. Выровой В.Н. Бетон в условиях ударных воздействий / В.Н. Выровой, В.С. Дорофеев, С.Б. Фиц. – Одеса, 2004. – 270 с.
22. Варава К.Н. Формирование подземных вод Днепроовско-Донецкого бассейна / К.Н. Варава, И.Ф. Вовк, Г.Н. Негода. – К.: Наукова думка, 1977. – 160 с.
23. Амман В. А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В.А. Аммян, Д.В. Аммян, Н.П. Васильева. - М.: Недра, 1980. - 380 с.
24. Фецишин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення / В.О. Фецишин. - К.: УкрДГРІ, 2005. - С. 148.
25. Яремийчук Р.С. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин / Р.С. Яремийчук, Ю.Д. Качмар. - Львов: Вища школа. Изд-ство при Львов, ун-те, 1982.-152 с.
26. Мислюк М.А. До оцінки первинного розкриття продуктивних горизонтів на родовищах України / М.А. Мислюк, І.М. Ковбасюк, В.М. Стасенко, М.В. Гунда // Нафтова і газова промисловість. - 2008. - № 5. - С. 17-19.
27. Единые технические правила работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. — М.: ВНИИОЭНГ, 1983. - 48 с.
28. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. - К.: Інтерпрес ЛТД, 2004.-366 с.
29. Балувев А.А. Бурение продуктивных пластов в условиях равновесия (депрессии) в системе скважина-пласт / А.А. Балувев // Нефтяное хозяйство. - 2001. - №9. - С. 38-39.
30. Белоруссов В.О. Новые методы буровой технологии / В.О. Белоруссов // Бурение и нефть. — 2003. - №6. — С. 42-43.
31. Никитин Б.А. Состояние техники и технологии заканчивания скважин

/ Б.А. Никитин, А.Г. Потапов // Газовая промышленность. — 2000. - №7.-С. 38-40.

32. Рустамбеков Т.Ф. Состояние и перспективы совершенствования техники и технологии глубокого разведочного бурения / Т.Ф. Рустамбеков // Нефтяное хозяйство. - 1992. - №11. — С. 7-9.

33. Амиян В.А. Влияние свойств промывочных жидкостей на проницаемость коллектора в процессе вскрытия пласта / В.А. Амиян, Н.П. Васильева // Вопросы вскрытия нефтяного пласта. — М.: ВНИИОЭНГ, 1965. - 12 с.

34. Амиян В.А. Вскрытие и освоение нефтяного пласта / В.А. Амиян, Н.П. Васильева. — М.: Недра, 1973. — 336 с.

35. Бейзик О.С. Буровой розчин для якісного розкриття продуктивних горизонтів О.С. Бейзик, М.І. Оринчак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, № 1(30). - С. 88-92.

36. Мислюк М.А. Буріння свердловин: Довідник: У 5 т. Т.2.: Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. - К.: Інтерпрес 2002. - 303 с.