

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 Мироненко Михайла Олександровича
(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 свердловини №2 Кленової
газоносної площі Богодухівського району Харківської 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)

_____ Коров'яка Є.А.
(підпис) (прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 2020 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню бакалавра
(бакалавра, бакалавра)

студенту Мироненко Михайлу Олександровичу 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 свердловини №2 Кленової
газоносної площі Богодухівського району Харківської 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 запроектованого 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)

Мироненко М.О.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 63 с., 1 рис., 10 табл., 18 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 свердловини №2 Кленової газоносної площі Богодухівського району Харківської області.

Мета роботи – розробка технології буріння розвідувальної свердловини №2 Кленової газоносної площі Богодухівського району Харківської області.

Практичні результати:

- виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини;
- розроблено технологію буріння розвідувальної свердловини №2 Кленової газоносної площі Богодухівського району Харківської 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..... | 20 |
| 3 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини | 22 |
| 4 Спосіб буріння..... | 25 |
| 5 Вибір породорозрушаючого інструменту та бурильна колона | 26 |
| 6 Вибір режиму буріння | 33 |
| 7 Промивання свердловини..... | 36 |
| 8 Вибір бурового верстата, талевого каната і талевої системи | 45 |
| 9 Безпека, охорона праці і навколишнього середовища при проведенні робіт..... | 48 |
| 9.1 Загальні вимоги безпеки..... | 48 |
| 9.2 Вимоги безпеки перед початком роботи | 51 |
| 9.4 Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях..... | 56 |
| 9.5 Вимоги безпеки після закінчення роботи..... | 58 |
| 9.6 Охорона навколишнього середовища..... | 59 |
| Загальні висновки..... | 61 |
| Список використаних джерел..... | 62 |

Вступ

Мета роботи – розробка технології буріння розвідувальної свердловини №2 Кленової газоносної площі Богодухівського району Харківської області.

Завдання кваліфікаційної роботи:

- виконати аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів;
- обґрунтувати конструкцію свердловини;
- розробити технологію буріння розвідувальної свердловини №2 Кленової газоносної площі Богодухівського району Харківської 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 2 Кленової площі, Богодухівський район Харківської області |
| 2. Підстава для проектування | 1. Протокол науково-технічної наради щодо закладання розвідувальної свердловини 2-Кленової, м. Харків, 2018р. 2. Наряд-замовлення № 23.850/2018-2019 ГПУ "Шебелинкагазвидобування" на розробку робочих проектів для спорудження свердловин |
| 3. Замовник проекту | |
| 4. Виконавець проекту | Український науково-дослідний інститут природних газів (УкрНДІгаз), 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 |

Стратиграфічний розріз

| Стратиграфічний індекс | Глибина залягання підшови, м |
|------------------------|------------------------------|
| Q+N+P | 220 |
| K | 880 |
| J | 1270 |
| T | 1430 |
| C3 | 1510 |
| C2m | 1820 |
| C2b | 2185 |
| C1s | 2370 |
| C1v2 | 2545 |
| PE | 2570 |

Газоносність

| | | | | | |
|----------------|------------------|------------------|---------------------|--|-------------|
| В-14 | 2390-2410 | газ-конд. | 24,6 (251) | | 1,05 |
| В-18-19 | 2485-2520 | газ-конд. | 26,0 (265) | | 1,07 |

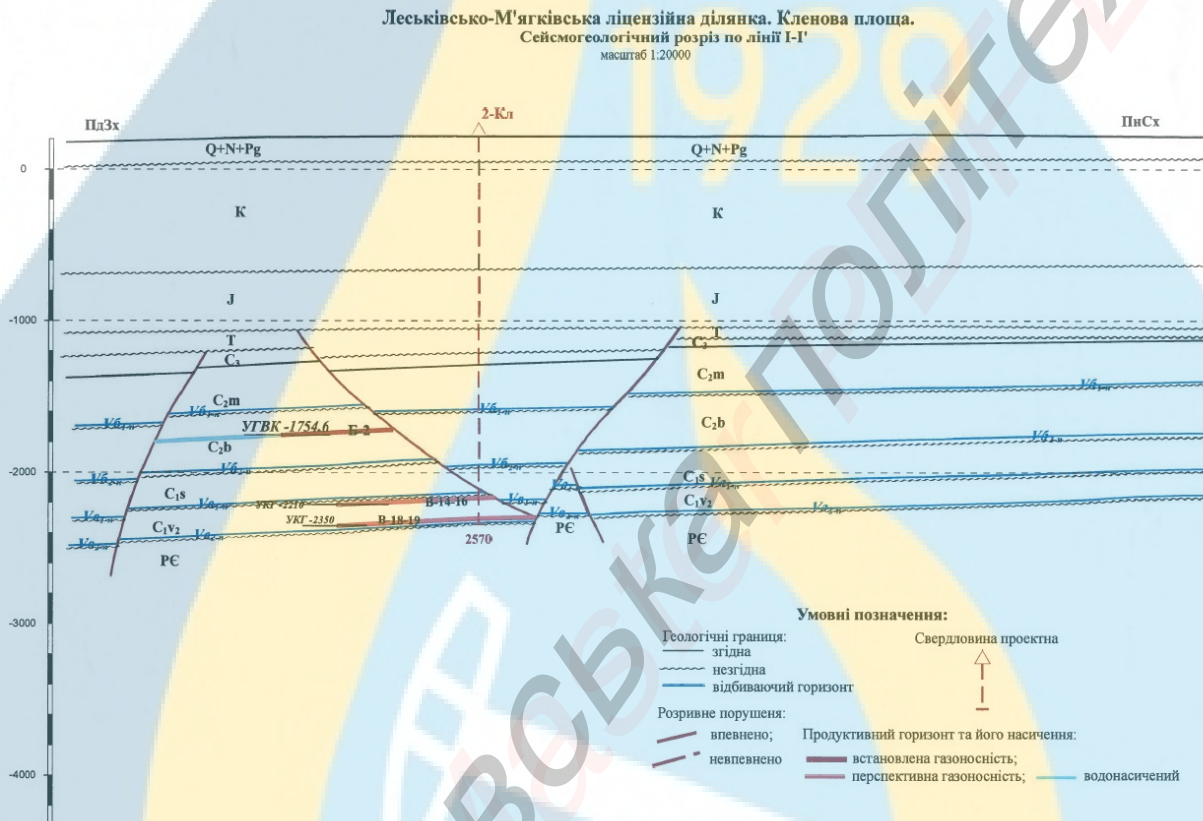


Рис. 1.1 - Геологічний розріз свердловини

Тектоніка

Площа розташована в південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини, в районі зчленування південного схилу Воронежської антеклізи з Донецькою складчастою спорудою.

В тектонічному відношенні площа приурочена до перехідної зони дрібної складчатості Донбасу. Характерною особливістю якої є наявність тектонічних порушень підкидо-насувного та скидового типу, що обмежують блоки субширотного простягання і ускладнюють відклади палеозою. Осадіві утворення зібрані у вузькі, доволі витягнуті складки, що локалізуються уздовж розривних порушень.

В геологічній будові площі виділяються три структурно-тектонічні поверхи. Найдавніший – перший структурний поверх складений породами докембрію, глибина залягання якого в межах Південно-Євгеніївської площі становить 3-3,5 км. По поверхні кристалічного фундаменту площа досліджень приурочена к краю схилу Воронежського кристалічного масиву, до зони розвитку та перетину глибинних розломів.

Другий структурний поверх (палеозойський) складений осадовою товщею всіх трьох відділів кам'яновугільної системи і відноситься до зони дрібної складчастості Донбасу, яка одночасно є і зоною розвитку системи регіональних насувів, що простягаються паралельно основної Донецької складчастої споруди. Усі північні ветки системи насувів об'єднані під назвою «Північно-Донецький насув» і відокремлюють складчастий Донбас від платформеного схилу – Старобельсько-Мілеровської монокліналі.

Третій, найбільш молодий структурно-тектонічний поверх (мезозойський), складений породами тріасу, верхньої крейди, неогену та палеогену, які з кутовим і стратиграфічним неузгодженням залягають на розмитій поверхні верхньокам'яновугільних та середньокам'яновугільних відкладів. Особливістю його є слабкий прояв диз'юнктивних та плікативних дислокацій.

У 2017-2018 рр. на Південно-Євгеніївській площі Придніпровською геофізичною розвідувальною експедицією ДГП "Укргеофізика" по замовленню ТОВ "Реконструкція технологічних свердловин" були виконані сейсмозвідувальні дослідження 2D.

Метою робіт було уточнення геологічної будови південної частини ліцензійної ділянки по відкладах середнього та нижнього карбону. Результати робіт представлені структурними картами по відбивальних горизонтах: V_{b2}-п(C12), V_{b1} 2(C1 4/C13), V_{b2} 2(C23), V_{b21}(C24), V_{b12}-2(C25m) і V_{b11}(C27) в масштабі 1:25000, що забезпечує практично повне висвітлення умов залягання нафтогазоносного комплексу середнього та нижнього карбону, аналоги яких відкриті на Червонопопівському та суміжному Євгеніївському родовищах.

Згідно отриманих матеріалів, у відкладах палеозойського структурного плану Південно-Євгеніївської площі розвинута доволі густа сітка тектонічних порушень, яка обумовлює дуже складну блокову будову площі.

Найбільш великим порушенням в цій зоні є Північнодонецький насув, який фактично обмежує площу з південного-заходу В межах

Положення площини Північнодонецького насуву в просторі визначається наступними геометричними координатами: простягання – з південного сходу на північний захід, падіння – південно-західне під кутом 25-30°; статична амплітуда зменшується в північно-західному напрямі від 1200 по свердловині

з 281 до 540 м по свердловині № 2. Величина горизонтального зсуву осадової товщі по площині насуву складає 2-3 км. Амплітуда Північнодонецького насуву по мезозойських відкладах менша ніж по палеозою і складає 300-700 м.

Другим великим порушенням є Червонопопівський насув, що обмежує родовище з північного сходу. Цей насув розкритий структурно-пошуковими свердловинами №№ 250, 269.

Він має північно-західне простягання, площина його нахилена до південного заходу під кутом від 30° до 60°, амплітуда –180-220 м.

Крім двох вищеописаних великих насувів на Червонопопівському родовищі розвинена мережа диз'юнктивних порушень значно меншого масштабу, які в сукупності з ними утворюють складну систему блоків. Ці порушення входять у Червонопопівську структуру і утворюють внутрішню систему, представлену скидами і підкидами різної амплітуди.

Червонопопівське підняття по відбивальних горизонтах середнього карбону V611, V612-2, V621 і V622 представляє собою брахіантиклінальну складку субмеридіонального простягання, розташовану у лежачому крилі Північнодонецького насуву.

Центральна частина підняття ускладнена замкненим склепінням (I) і напівсклепінням (II) (рисунки 4.1, 4.2, 4.3, 4.4). На західній перикліналі Червонопопівської структури простежується Житловський згідний скид, амплітуда якого складає 50-75 м.

Північне крило складки круте і ускладнене згідним скидом та підкидом, амплітудою 25-50 м, яка вниз по розрізу збільшується до 80 м. Східна перикліналь складки обмежена Червонопопівським насупом.

Розміри центрального замкненого склепіння по відбивальному горизонту V611 в межах ізогіпси мінус 600 м складають $1,25 \times 0,57$ км, площа – $0,71$ км². Розміри напівсклепіння по замкненій на порушення ізогіпси мінус 600 м складають $0,63 \times 0,75$ км, площа близько $0,47$ км².

По відбивальному горизонту V612-2 розміри центрального склепіння Червонопопівської структури, обмеженого ізогіпсою мінус 925 м, сягають $1,33 \times 0,93$ км, площа близько $1,23$ км², а її напівсклепіння має розміри $0,63 \times 0,9$ км, площа – $0,57$ км².

У відкладах башкирського ярусу по відбивальному горизонту V621 по ізогіпси мінус 1125 м центральне склепіння має розміри $0,63 \times 0,83$ км, площа – $0,52$ км², розміри напівсклепіння по півосях складають $0,67 \times 0,88$ км, площа об'єкту близько $0,97$ км².

Гідрогеологічна характеристика розрізу

Відомості про гідрогеологічні умови Південно-Євгеніївської площі наведені за результатами буріння та випробування свердловин на Євгеніївській та Краснопопівській структурах.

В гідрогеологічному відношенні район проектних робіт – Південно-Євгеніївська площа, знаходиться в межах північного схилу Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну, в зоні зчленування бортової частини ДДЗ зі складчастим Донбасом. В розрізі виділяються кайнозойський, верхньокрейдвий, тріасовий, середньо- і нижньокам'яновугільний водоносні комплекси.

Підземні води осадової товщі району залягають в складі двох гідрогеологічних поверхів – принципово відмінних в гідрогеологічному і гідрохімічному відношеннях. Верхній поверх – зона активного і нижній –

уповільненого водообігу. Границя між ними проходить по підшві крейдових утворень, тобто водоносні горизонти кайнозойського і верхньокрейдяного комплексів до зони з інфільтраційним режимом.

Кайнозойський водоносний комплекс представлений алювіально-делювіальними утвореннями неогенового і четвертинного віку, водоносні горизонти приурочені, в основному, до річкових пісковиків і супісків, мають локальний характер, багатоводність незначна. Притоки води у криницях – 3-5 м³/добу, рідше сягають 8 м³/добу. За хімічним складом води гідрокарбонатно-сульфатно-натрієві із загальною мінералізацією до 1 г/л. Розчинений газ має азотний склад. Води застосовуються для побутових цілей.

Водоносність верхньокрейдяного комплексу пов'язана з тріщинуватою зоною мергельно-крейдових утворень маастрихтського і туронського ярусів.

На території площі зона тріщинуватості розповсюджується до глибини 120-150 м. На понижених ділянках рельєфу, де тріщинуватість розвинена максимально, багатоводність сягає 200 м³/добу.

Водоносний горизонт крейди має напірний характер. Статичні рівні знаходяться на глибинах 0,5-10 м від поверхні землі. За хімічним складом води належать до гідрокарбонатно-натрієвого типу, мають мінералізацію, що не перевищує 2,5 г/л, вони застосовуються для централізованого питного і господарського водопостачання. Горизонт підлягає ретельній охороні від забруднення.

Сеноманський водоносний горизонт пов'язаний з базальною пачкою гравелітів і крупнозернистих пісковиків, що залягають на розмитій поверхні тріасових відкладів. Товщина пачки 2-7 м.

В свердловині № 19 Краснопопівського родовища із сеноманських відкладів отриманий приток пластової води дебітом 2,5 м³/добу.

Під час самовиливу загальна мінералізація складає 8,2 г/л, тип хлоридний кальцієвий зі значним вмістом розчиненого бромю.

Звідси витікає, що горизонт належить до перехідної зони між поверхами з активним і уповільненим режимами водообігу. Верхнім водоупором для нього служить ущільнена крейдова товща нижньої частини крейдової системи, нижнім – глиниста товща тріасу. Строкатобарвні глини тріасової системи є регіональним водоупором, в товщі залягають рідкі пропластки пухких різнозернистих пісковиків з напірними високо-мінералізованими ($M=16,8-37,8$ г/л) водами, які за хімічним складом належать до хлоридно-натрієвого типу. В свердловинах з абсолютними відмітками гирла нижче 45 м спостерігається самовилив з дебітами $0,5$ м³/добу.

Гідрогеологічна закритість зони уповільненого водообігу обумовлена наявністю в розрізі тріасу і середнього карбону товщ глинистих утворень регіонального розповсюдження, що складає сприятливі умови для зберігання покладів вуглеводнів у відкладах карбону.

В розрізі середнього відділу кам'яновугільної системи водоносні горизонти пов'язані з пластами пісковиків М-2 – М-7 московського ярусу та пісковиків і вапняків Б-1-2 – Б-13 башкирського ярусу. Пластові води характеризуються високими гідростатичними напорами, статичні рівні встановлюються на глибинах 11-60 м.

В межах Краснопопівської та Євгеніївської площ піщано-алевролітові різності порід в розрізі чергуються з глинистими та карбонатно-глинистими відкладами, які є водоупором. Фаціальна мінливість порід та невитриманість піщаних товщ обумовлюють досить різну водозбагаченість водовмісних товщ.

Найбільша водозбагаченість відкладів середнього карбону пов'язана з колекторами московського ярусу. Дебіти свердловин при їх випробуванні на Краснопопівській площі досягали 239 м³/добу (св.№ 9, інтервал 1118-1131 м, горизонт S_2^6 (М-4-5)).

Газоносність

У нафтогазоносному відношенні Південно-Євгеніївська площа знаходиться в межах Красноріцького газоносного району. Тут відкриті Краснопопівське, Борівське, Лобачівське, Вергунське, Капітанівське, Кондрашівське, Муратівське, Вільхівське, Євгеніївське родовища, промислова продуктивність яких пов'язана, в основному, з відкладами середнього та нижнього карбону.

Безпосередньо в межі Південно-Євгеніївської площі потрапляє південно-східна частина Краснопопівського родовища, а на півночі вона межує з Євгеніївським родовищем.

На Краснопопівському родовищі встановлена промислова газоносність серпуховських, башкирських, московських і тріасових відкладів. З порід візейського ярусу одержано лише непромислові притоки вуглеводнів. Поклади пов'язані з комбінованими пастками. Сформовані в них скупчення газу утворили родовище з поверхом газоносності 2100 м.

Згідно завдання на проектування основним пошуковим об'єктом будуть відклади башкирського ярусу середнього карбону (до горизонту Б-8 включно), відповідно до цього в даній роботі представлена нафтогазоносність цих відкладів та вищезалягаючих.

Відклади башкирського ярусу середнього карбону – це основна газоносна частина розрізу кам'яновугільних відкладів північного та північно-західного Донбасу і прилягаючих площ Північного борту ДДЗ. На різних родовищах газові поклади виявлені в горизонтах від Б-13 до Б-1.

На Краснопопівському родовищі відклади світи C_2^2 , в яких виділяється літологічна пачка Б-8 випробувані у свердловинах № 1, 7, і 100.

За результатами промислово-геофізичних досліджень у свердловинах 1 та 100 Краснопопівської площі в інтервалі залягання горизонту Б-8 виділяються газоносні пласти пісковиків.

У свердловині № 1 у відкладах горизонту Б-8 за даними ГДС (1960 рік) було виділено два газонасичені пласти пісковиків, які було рекомендовано і випробувано в інтервалах 1545-1560 м, 1510-1527 м.

При випробуванні нижнього інтервалу спостерігався незначний приток газу. Вміст метану у відібраній пробі газу становив 92,39%.

У свердловині № 100 Краснопопівського родовища в інтервалах залягання горизонту Б-8 виділено два пласти газонасичених пісковиків з пористістю 21,5-22,5% і нафтогазонасиченістю 76-79%. Після перфорації в інтервалах 1564-1590 м, 1524-1550 м отримано приток газу з водою.

У свердловині № 7 у відкладах горизонту Б-8 за даними ГДС (1962 рік) в інтервалі 1501,0-1511,4 м було виділено пласт пісковиків, які було рекомендовано і випробувано в інтервалах 1545-1560 м, 1510-1527 м.

У процесі дослідження горизонту Б-8в у свердловині № 7 в інтервалі 1502-1513 м на усті свердловини спостерігалось слабе виділення газу. Довжена факелу досягала 1 м. Розкриття об'єкту виконано перфоратором КПП-100 по 25 отв./1п.м через дві обсадні колони (експлуатаційну \varnothing 5"; технічну \varnothing 8". У свердловині № 101 у цьому горизонті виділені алевроліти ущільнені. На Краснопопівському родовищі відклади світи S_2^3 , в яких виділені літологічні пачки Б-3 – Б-7 випробувані в 9-ти свердловинах (№№ 1, 3, 4-7, 9, 10, 12). Випробуванню підлягали піщані і алевролітові пласти з різними колекторськими властивостями.

За результатами випробування об'єктів, які вміщують вільний газ не встановлено.

Із загальної кількості досліджених об'єктів – 11, у дев'яти встановлені притоки пластової води, яка вміщує вуглеводневі гази в розчиненому стані, два об'єкти (св.№№ 1 і 12) виявились непроникними.

До відкладів світи S_2^4 (горизонти Б-1-2) в процесі робіт з випробування приділялась найбільша увага, оскільки з піщаним пластом, залягаючим у середній частині розрізу пов'язаний високодебітний газовий поклад у склепінні структури.

Всього у цих відкладах було випробувано 17 об'єктів, у 13-ти свердловинах (№№ 1-10 і 12-14), при цьому тільки у трьох свердловинах (св.№№ 1, 7 і 14) отримані промислові притоки газу (без урахування результатів буріння свердловин №№ 100, 101, 103).

Вперше відклади світи C_2^4 на Краснопопівському родовищі були випробувані у св.№ 1, в якій з піщаного пласта, залягаючого у середній частині розрізу (за даними сучасних попластових розбивок ДП «Полтава РГП» горизонти Б-1 – Б-2) був отриманий фонтан газу з абсолютно вільним дебітом 1116 тис.м³/добу при пластовому тиску 12,01 МПа. Цей піщаний пласт, який залягає в інтервалі 1131,4-1150 м, був розкритий перфорацією тільки у верхній частині (1132-1142 м).

При випробуванні аналога цього продуктивного горизонту у свердловинах №№ 2, 3 були отримані притоки пластової води з розчиненим у ній газом.

Крім свердловини № 1, промислові притоки газу з відкладів світи C_2^4 отримані у свердловинах №№ 7 і 14, пробурених у склепінній частині Краснопопівської структури, які знаходяться в межах Південно-Євгеніївської ліцензійної ділянки.

У свердловині № 7 з інтервалу перфорації 1110-1132 м (гор.Б-1-2) отримано абсолютно вільний приток газу з дебітом 64,75 тис.м³/добу при пластовому тиску 11,1 МПа.

Вільний приток газу у свердловині № 14 (інт.перфорації 1147-1152 м) склав 359,1 тис.м³/добу.

При випробуванні горизонту Б-1-2 у свердловині № 100 Краснопопівського родовища отримано приток газу дебітом 19,3 тис.м³/добу (інт.1151-1158 м).

При випробуванні цього ж горизонту у свердловині № 101 (інт.1135-1145 м, 1087-1092 м) отримано промисловий приток газу, дебіт якого на діафрагмі 15,8 мм склав 230 тис.м³/добу.

У свердловині № 103 за матеріалами ГДС у горизонті Б-1-2 виділено 2 пласти пісковика (1097-1099,6 м, 1144,4-1146,4 м) з пористістю 8,3-9,0%, слабогазонасичені. Випробування одного з них (1144,4-1146,4 м) не проводилося.

Крім цих двох пластів, у свердловині № 103 виділено пласт пісковика в інтервалі 1210-1215 м (Б-3) з пористістю 7,8%, за даними БКЗ слабогазонасичений, заглинизований.

Пласти були розкриті перфорацією в інтервалах 1097-1099,6 м, 1210-1215 м. За наявними матеріалами наданими замовником у свердловині № 103 виконано промислово-геофізичні дослідження (27-29.08.1997 р.) з метою визначення інтервалу надходження пластової води у ствол свердловини. За цими даними джерелом надходження пластової води у ствол свердловини є розкритий перфорацією пласт-колектор в інтервалі 1097-1099,6 м і на дату дослідження цей пласт вважається газоводонасиченим, а пласт-колектор в інтервалі 1210-1215 м – задавлений водою зі сторони свердловини. Один з них в інтервалі 1148,0-1151,0м представлений пісковиком з пористістю 19,5%, за газонасиченістю 80% (за даними ТОВ «НВПІТ «ЗОНД»).

За даними переінтерпретації матеріалів ТДС ДП «Укрнаукагеоцентр» цей пласт характеризується як пісковик з пористістю 15,5%, ефективною товщиною 2,6м, газонасиченістю 54,0%

Другий пласт в інтервалі 1096,8-1100м за даними ТОВ «НВПІТ «ЗОНД» представлений доломітом з пористістю 21% газонасиченістю 90%. За даними переінтерпретації матеріалів ГДС ДП «Укрнаукагеоцентр» пласт представлений карбонатною породою з пористістю 16,5%, ефективною товщиною 0,8м газонасиченістю 78,0%.

Після перфорації і випробування першого об'єкту отримано незначний приплив вуглеводнів. Після перфорації другого пласта і сумісного їх випробування отримано приплив газу дебітом 5,8 тис.м³/добу на 5мм шайбі.

($P_{тр}=18,0$ ата, $P_{затр}=28,2$ ата).

Відклади московського ярусу представлені теригенною товщею ритмічного перешарування пісковиків, алевролітів, аргілітів та тонких прошарків вапняків. Розповсюдження пісковиків, згрупованих в горизонти М-2-М-7 (світа С₂⁷), дуже мінливе, оскільки вони по суті є палеоалювієм. На сусідніх родовищах промислові притоки газу отримані з горизонтів М-2, М-3, М-4, М-7.

Розкриті на Євгеніївському родовищі горизонти М-5, М-6, М-7 мають позитивну промислово-геофізичну характеристику в свердловинах №№ 2, 7, 9, промислово-продуктивні – у свердловинах №№ 20, 24, 25. За даними ГДС пористість пісковиків складає 13-25 % (11-18,4% за керном).

При випробуванні горизонту М-6 у свердловині № 24 Євгеніївського родовища отримано приток газу дебітом 30,8 тис.м³/добу (інт.1055-1059 м, діаметр діафрагми 5 мм).

У цій же свердловині з горизонту М-7 отримані наступні результати: інтервал перфорації: 1115-1118 м приток газу $Q_6^Г=31$ тис.м³/д; 1109-1113 м приток газу $Q_4^Г=20$ тис.м³/д.

У свердловині № 1 Рубіжанської площі в інтервалах залягання горизонтів М-6, М-7 виділено пласти пісковиків з пористістю 15,0-21,0%, які за характером насичення віднесені до водоносних та водонасичених.

На Краснопопівському родовищі пласт М-7 продуктивний у свердловинах №№ 1, 7.

Промислові притоки газу з пісковиків світи С₂⁵ (горизонти М-6-7) отримано у свердловинах №№ 1 і 7.

У свердловині № 1 при випробуванні горизонту М-6-7 в інтервалі 1008-1020 м отримано фонтан газу з абсолютно вільним дебітом 12,9 тис.м³/добу.

При випробуванні горизонту М-7 у свердловині № 7 (інт.1007-1015 м), яка знаходиться в межах ліцензійної ділянки отримано приток газу з абсолютно вільним дебітом 98,6 тис.м³/добу при пластовому тиску 11,05 МПа.

Пористість пісковиків у продуктивних пластах горизонтів М-6-7 складає 13-25% за ГДС та 11-18,4% за керном.

Аналоги продуктивних пластів, які випробувані у свердловинах №№ 1, 7, у свердловинах №№ 100, 101, 103, 15ПЄ водонасичені або ущільнені.

Світа С₃¹. За даними промислово-геофізичних досліджень продуктивні пласти ісаївської світи, в нижній частині якої виділено горизонт М-1 встановлені у розрізах свердловин №№ 2-оп, 3-оп, 7, 13, 15, 17, 100, 101. Газовмісними є піщано-алевролітові відклади, які залягають в підшві світи.

В процесі структурно-пошукового буріння у св.№ 2-оп було випробувано інтервал 423-443 м, який відповідає нижній частині світи С₃¹ і верхній частині світи С₂⁷. У результаті випробування було отримано промисловий приток газу, вільний дебіт якого склав 20,3 тис.м³/добу при пластовому тиску 4,77 МПа.

При випробуванні аналога цього пласта у свердловині № 15 (інтервал 410-440 м) теж був отриманий приток газу, дебіт якого не вдалося заміряти через наявність значних пропусків газу через міжколонний простір (між 4 і 8 колонами) (1966 рік).

Свердловина № 15, імовірно після ремонту (дані відсутні), в 1967 році була введена в експлуатацію.

За даними випробування (1973 рік) з інтервалів 351-373 м (Т), 410-440 м (М-1 – М-2) отримано промисловий приток газу, вільний дебіт якого склав 38,1 тис.м³/добу. У свердловинах №№ 7, 13, 17, 100, 101, 15ПЄ у межах горизонту М-1 випробування не виконувалося.

Тріасові відклади. Газоносність тріасових відкладів пов'язана з піщано-карбонатним горизонтом, який залягає в підшві сребрянської світи. У південно-східній частині Краснопопівського родовища тріасові відклади випробувані у свердловинах №№ 8, 9, 13, 15-17, серед них свердловини №№ 13, 15, 17 знаходяться в межах Південно-Євгеніївської ліцензійної ділянки.

У свердловині № 15 при сумісному випробуванні горизонтів М-1-2 та тріасових відкладів, як згадувалося вище, був отриманий промисловий приток газу, абсолютно вільний дебіт якого склав 38,1 тис.м³/добу (Рст. – 0,88 МПа, Рпл. – 1,008 МПа).

При випробуванні тріасових відкладів у свердловині № 13 з інтервалі 366-345 м отримано промисловий приток газу з абсолютно-вільним дебітом 370,5 тис.м³/добу. При випробуванні аналогічного пласта у свердловині № 17 з інтервалу 356-366 м отримано приток газу, абсолютно-вільний дебіт якого склав 140,5 тис.м³/добу.

Аналоги продуктивних пластів тріасових відкладів у свердловинах №№ 101, 103 за даними ГДС представлені пісковиками водонасиченими. У свердловині № 100 виділено слабогазонасичений пласт незначної товщини, який не досліджувався. У свердловині №15ПЄ теж за даними ГДС виділено газонасичений пласт пісковіку.

Загальна товщина піщано-карбонатного горизонту, з яким пов'язана газоносність у тріасових відкладах, витримана на площі. Одночасно з цим, сумарна товщина проникних пропластків коливається в значних межах, складаючи 25-55% від загальної товщини піщано-карбонатного горизонту. Піщані пласти в розрізі цього горизонту часто перешаровуються малопотужними прошарками глин, розгалужуються, або навпаки, об'єднуються в один потужний пласт. Поклади газу, виявлені в піщано-карбонатному горизонті тріасу, є пластово-масивні, склепінні, частково тектонічно екрановані.

2 Геолого-технічні умови буріння

Проектна глибина свердловини становить 2850 м; діаметр експлуатаційної колони - 146 мм.

Геологічний розріз і коротка його характеристика по свердловині №2 наведено в таблиці 1.

Таблиця 1

| Інтервал залягання, м | літологічна характеристика | Категорія | | Гradient тиску, МПа / м | | ускладнення |
|--------------------------|-----------------------------------|----------------------|-------------------------|----------------------------|-------------------|------------------------|
| | | по твер- дості | по абразивнос- ті | пластово- го | гідророзрив- у | |
| 0- 200 | Пісок, глина, мергель | I | I | 0,0100 | 0,0130 | обвали |
| 200- 400 | Крейда, глина, пісок | II | I | 0,0100 | 0,0140 | поглинання |
| 400- 800 | Аргіліт, піщаник, крейда | III | II | 0,0106 | 0,0150 | осипу |
| 800- 140 0 | Вапняк, алевроліт, аргилліт | IV | III | 0,0114 | 0,0170 | звуження стовбура |
| 140 0- 220 0 | Алевроліт, вапняк, аргилліт | VI | III | 0,0134 | 0,0160 | поглинання |
| 220 0- | піщаник, вапняк, | VI | V | 0,0139 | 0,0180 | Нафто- газопроявлен |

| | | | | | | |
|----------|-----------|--|--|--|--|----|
| 285 0 | алевроліт | | | | | ия |
|----------|-----------|--|--|--|--|----|

Верхня частина розрізу 0-400 м складена м'якими осадовими породами схильними до обвалів і поглинання промивної рідини.

На інтервалі 400-800 м очікується осипання стінок свердловини.

На інтервалі 800-1400 м очікується звуження стовбура свердловини.

На інтервалі 1400-2200 м очікується поглинання промивної рідини.

Нафтогазопроявами очікується на інтервалі 2200-2850 м, даний інтервал складний породами VI категорії за твердістю.

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 - 146 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 0-400 м - кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до обвалів і поглинання промивної рідини), з повною цементацией затрубного простору;
- на інтервалі 0-2200 м - проміжна колона, з повною цементацией затрубного простору;
- на інтервалі 0-2850 м - експлуатаційна колона, з повною цементацией затрубного простору.

3.2. Визначення діаметрів обсадних колон і доліт.

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

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

$$D_{\delta}^e = 166 + 2 \cdot 10 = 186 \text{ мм,}$$

відповідно до ГОСТу на шарошечні долота приймаємо $D_{\delta}^e = 190,5 \text{ мм.}$

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

$$D_{\text{вн}}^{\text{пр}} = D_{\text{д}}^{\text{з}} + 6 = 190,5 + 6 = 196,5 \text{ мм},$$

відповідно до ГОСТу на обсадні труби приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони: $D_{\text{н}}^{\text{пр}} = 219$ мм, з діаметром муфти - $D_{\text{м}}^{\text{пр}} = 245$ мм.

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

$$D_{\text{д}}^{\text{пр}} = D_{\text{м}}^{\text{пр}} + 2 \cdot \delta = 245 + 2 \cdot 25 = 295 \text{ мм},$$

відповідно до ГОСТу на шарошечні долота приймаємо $D_{\text{д}}^{\text{пр}} = 295,3$ мм.

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

$$D_{\text{вн}}^{\text{к}} = D_{\text{д}}^{\text{пр}} + 6 = 295,3 + 6 = 301,3 \text{ мм},$$

відповідно до ГОСТу на обсадні труби приймаємо зовнішній діаметр: $D_{\text{н}}^{\text{к}} = 324$ мм, з діаметром муфти - $D_{\text{м}}^{\text{к}} = 351$ мм.

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_{\text{д}}^{\text{к}} = D_{\text{м}}^{\text{к}} + 2 \cdot \delta = 351 + 2 \cdot 20 = 391 \text{ мм},$$

відповідно до ГОСТу на шарошечні долота приймаємо $D_{\text{д}}^{\text{к}} = 393,7$ мм.

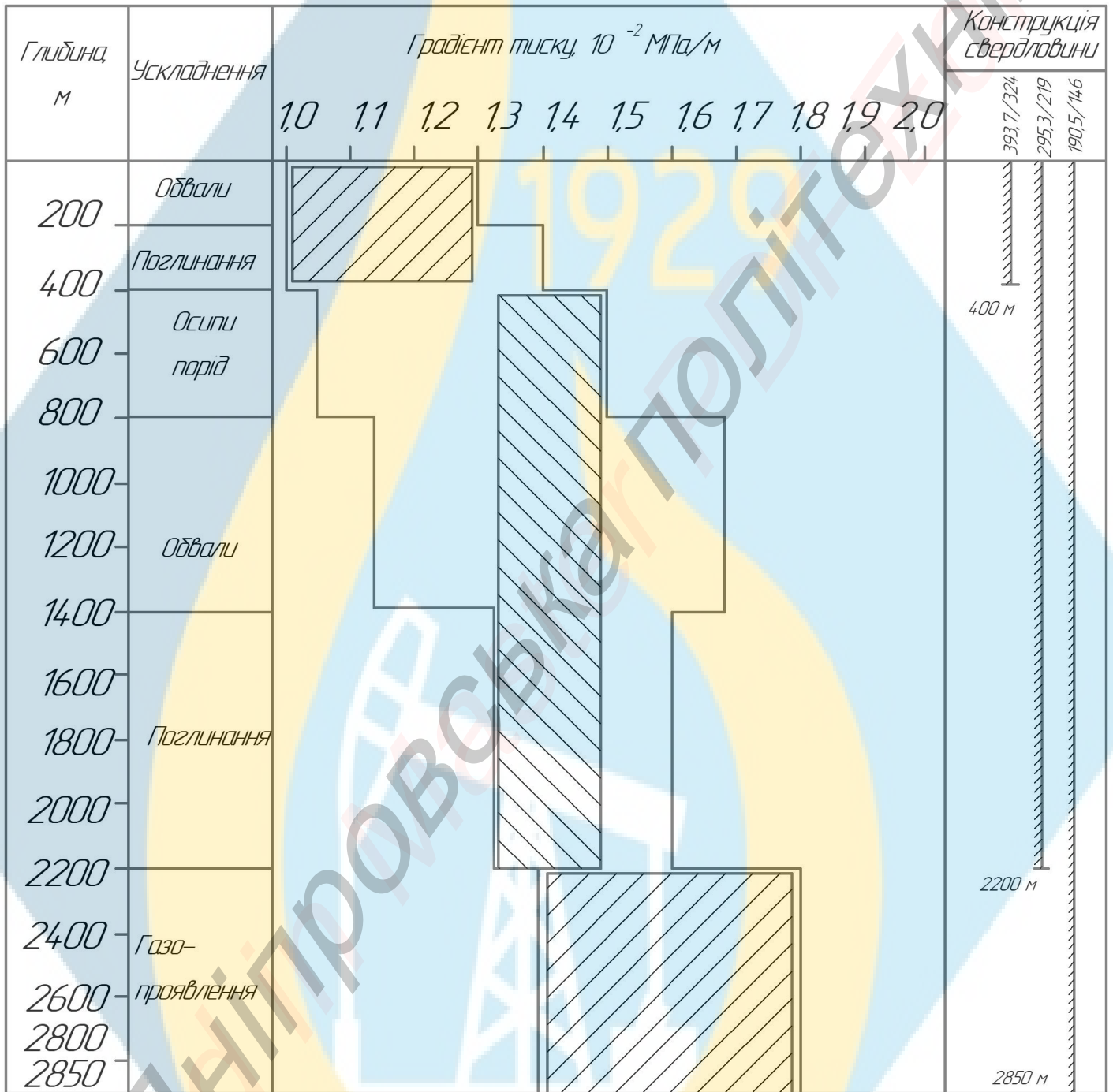
6) діаметр напрямки дорівнює: $D_{\text{вн}}^{\text{н}} = D_{\text{д}}^{\text{к}} + 50 = 393,7 + 50 = 443,7$ мм, приймаємо

$D_{\text{н}}^{\text{н}} = 444,5$ мм.

Таким чином, приймаємо такі обсадні труби і долота:

| | | | | |
|------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Діаметр обсадних труб, мм | 140 | 219 | 324 | |
| Діаметр долота, мм | 190, 5 | 295, 3 | 393, 7 | 444, 5 |

Таблиця 2.



4 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.

5 Вибір породоразрушаючого інструменту та бурильна колона

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 | Допустиме навантаження, кН |
|------------------|------------------------|---------------------------|-----------------|----------------------------|
| | категорія по буримости | категорія по абразивності | | |
| 0-400 | I - II | I | ЗЛ-393,7 | 320 |
| 400-800 | III - IV | II - III | III295,3МС - ЦВ | 400 |
| 800-2200 | VI | III | III295,3Т - ГВ | 400 |
| 2200-2850 | VI | V | III190,5Т - ЦВ | 200 |

Бурильная колона

Вибір діаметрів УБТ і бурильних труб

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

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

для $D_d \leq 295,3$ мм:

$$- \frac{d_{УБТ}}{D_o} = 0,75 - 0,85; \quad d_{УБТ} = 0,75 \cdot 190,5 \approx 143 \text{ мм, приймаємо } d_{УБТ} = 146 \text{ мм};$$

$$- \frac{d_{от}}{d_{УБТ}} = 0,75 - 0,80; \quad d_{от} = 0,75 \cdot 146 \approx 110 \text{ мм, приймаємо } d_{от} = 114 \text{ мм.}$$

Таблиця 4

Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ $\varnothing 114$ мм [2, с. 55, 57].

| Діаметр, мм | | Товщина стінки, мм | замок | | | Розтягуються навантаження до межі текучості | | | | Маса 1 м, кг | |
|-------------|-------------|--------------------|-------|--------------------|--------|---|------|------|------|--------------|------|
| зовнішній | мінімальний | | Тип | внутр. діаметр, мм | різьба | Д | До | Е | Л | | |
| 114 | 78 | 8 | ЗШ | 80 | 3-121 | 980 | 1320 | 1420 | 1710 | 24,2 | |
| | 74 | 9 | | | | 146 | 1130 | 1470 | 1610 | 1910 | 26,5 |
| | 70 | 10 | | | | | 1220 | 1610 | 1760 | 2100 | 28,9 |

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) максимально-можливого діаметра, стабілізатор і далі УБТ розрахованого діаметра [1].

Довжина і компоновка УБТ

Для одноступінчатої компоновання необхідну довжину УБТ визначають за формулою

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

де $l_{\text{УБТ}}$ - довжина УБТ, м;

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

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

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

$\rho_{\text{м}}$ - щільність металу, $\text{кг} / \text{м}^3$;

$q_{\text{УБТ}}$ - вага 1 м УБТ, Н / м; $q_{\text{УБТ}} = 102,9 \text{ кг}$ [2, с. 50].

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{1,2 \cdot 20000}{102,9 \left(1 - \frac{1,274}{7,85} \right)} \approx 281 \text{ м}$$

Отриману довжину УБТ округлюють в більшу сторону до величини, яка кратна довжині свічки, з урахуванням довжини свічки (25 м) приймаємо $l_{\text{УБТ}} = 300 \text{ м}$.

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), $\text{Н} / \text{м}^2$;

I - момент інерції при згині, М^4 .

$$I = \frac{\pi}{64} (d_n^4 - d_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} (0,146^4 - 0,0683^4) = 0,000021 \text{ м}^4$$

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

$$l_{УБТ}^{кр} = 1,94 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,000021}{1029}} = 127 \text{ м.}$$

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]. Центратори будуть встановлені через кожні 125 м (2 центратори).

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 - 114 зі сталі групи міцності "Д" з товщиною стінки - 10 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 рястяженіе за формулою:

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

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

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, m^2 ;

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

$$Q_{p1} = \frac{980}{1,04 \cdot 1,4} = 648 \text{ кН};$$

$$l_1 = \frac{648000 - 1,15(300 \cdot 1029 + 300 \cdot 289 + 260) \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right) - 13000000 \cdot 0,785 \cdot 0,098^2}{1,15 \cdot 242 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 746 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_1 = 725$ 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

$$Q_{p2} = \frac{1130}{1,04 \cdot 1,4} = 776 \text{ кН}; l_2 = \frac{776 - 648}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 506 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_2 = 500$ м.

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

$$Q_{p3} = \frac{1220}{1,04 \cdot 1,4} = 837 \text{ кН}; l_3 = \frac{837 - 776}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 221 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_3 = 200$ м.

Четверта секція: сталь групи міцності К, товщина стінки - 8 мм

$$Q_{p4} = \frac{1320}{1,04 \cdot 1,4} = 906 \text{ кН}; l_4 = \frac{906 - 837}{1,15 \cdot 0,242 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 298 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_4 = 275$ м.

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

$$Q_{p5} = \frac{1470}{1,04 \cdot 1,4} = 1009 \text{ кН}; l_5 = \frac{1009 - 906}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 407 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_5 = 400$ м.

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

$$Q_{p6} = \frac{1610}{1,04 \cdot 1,4} = 1105 \text{ кН}; l_6 = \frac{1105 - 1009}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 348 \text{ м}$$

З огляду на проектну глибину свердловини:

$$L_6 = L_{скв} - (l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_{УБТ} + l_{НК})$$

$$L_6 = 2850 - (725 + 500 + 200 + 275 + 400 + 300 + 300) = 150 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_6 = 150$ м.

Зведена таблиця конструкції бурильної колони.

| № секції | Товщина стінки, мм | Група міцності стали | Глибина спуску, м | | Довжина секції, м | Вага 1 м труби, кН | Вес секции, кН |
|---------------|--------------------|----------------------|-------------------|------|-------------------|--------------------|----------------|
| | | | от | до | | | |
| 6 | 10 | К | 0 | 150 | 150 | 0,289 | 43,35 |
| 5 | 9 | К | 150 | 550 | 400 | 0,265 | 106 |
| 4 | 8 | К | 550 | 825 | 275 | 0,242 | 66,55 |
| 3 | 10 | Д | 825 | 1025 | 200 | 0,289 | 57,8 |
| 2 | 9 | Д | 1025 | 1525 | 500 | 0,265 | 132,5 |
| 1 | 8 | Д | 1525 | 2250 | 725 | 0,242 | 175,45 |
| НК | 10 | Д | 2250 | 2550 | 300 | 0,289 | 86,7 |
| УБТ | 26 | Д | 3550 | 2850 | 300 | 1,029 | 308,7 |
| Всього | | | | | | | ≈ 978 |

6 Вибір режиму буріння

1. Визначають необхідну осьову навантаження на долото C_d .

$$1.1 \text{ Умова перша: } C_d = c_n D_d$$

де c_n - питоме навантаження на 1 м діаметра долота [7 табл. 7];

D_d - діаметра долота, м;

Розраховану величину осьового навантаження на долото порівнюємо з допустимим (паспортним) для даного типорозміру долота [C_d].

$$\underline{\text{ЗЛ - 393,7}} \quad C_d = 1,3 \cdot 10^5 \cdot 0,3937 = 51181 \text{ Н} \approx 52 \text{ кН} < [C_d] = 320 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш295,3МС – ЦВ}} \quad C_d = 2 \cdot 10^5 \cdot 0,2953 = 59060 \text{ Н} \approx 60 \text{ кН} < [C_d] = 400 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш295,3Т – ГВ}} \quad C_d = 10 \cdot 10^5 \cdot 0,2953 = 295300 \text{ Н} \approx 300 \text{ кН} < [C_d] = 400 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш190,5Т – ЦВ}} \quad C_d = 10 \cdot 10^5 \cdot 0,1905 \approx 200000 \text{ Н} \approx 200 \text{ кН} = [C_d] = 200 \text{ кН.}$$

$$1.2 \text{ Умова друга: } C_d = c_y D_d,$$

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

$$\underline{\text{ЗЛ - 393,7}} \quad C_d = 130000 \cdot 0,3937 = 51181 \text{ Н} \approx 52 \text{ кН} < [C_d] = 320 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш295,3МС – ЦВ}} \quad C_d = 300000 \cdot 0,2953 = 88590 \text{ Н} \approx 89 \text{ кН} < [C_d] = 400 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш295,3Т – ГВ}} \quad C_d = 1000000 \cdot 0,2953 = 295300 \text{ Н} \approx 300 \text{ кН} < [C_d] = 400 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш190,5Т – ЦВ}} \quad C_d = 1000000 \cdot 0,1905 = 190500 \text{ Н} \approx 191 \text{ кН} < [C_d] = 200 \text{ кН.}$$

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

$$\underline{3Л - 393,7} \quad n = \frac{60V_{\partial}}{\pi D_{\partial}} = \frac{60 \cdot 3}{3,14 \cdot 0,3937} = 146 \text{ об/мин} = 150 \text{ об/хв}$$

$$\underline{Ш295,3МС - ЦВ} \quad n_{\partial} = \frac{0,150}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2953 \cdot 15} = 4,2 \text{ с}^{-1} \approx 250 \text{ об/хв}$$

$$\underline{Ш295,3Т - ГВ} \quad n_{\partial} = \frac{0,150}{5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2953 \cdot 24} = 2,2 \text{ с}^{-1} \approx 250 \text{ об/хв}$$

$$\underline{Ш190,5Т - ЦВ} \quad n_{\partial} = \frac{0,095}{4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,1905 \cdot 21} = 6 \text{ с}^{-1} = 360 \text{ об/хв}$$

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.

$$\underline{3Л - 393,7} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,3937^2 \cdot 0,4 = 0,049 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{Ш295,3МС - ЦВ} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 0,4 = 0,028 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{Ш295,3Т - ГВ} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 0,4 = 0,028 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{Ш190,5Т - ЦВ} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,1905^2 \cdot 0,4 = 0,012 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) з умови транспортування шламів в кільцевому просторі

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

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

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

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

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

$$\underline{3Л - 393,7} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,3937^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,111 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3МС} - \text{ЦВ}} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,059 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3Т} - \text{ГВ}} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,059 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш190,5Т} - \text{ЦВ}} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,114^2) \cdot 0,7 = 0,013 \text{ м}^3/\text{с};$$

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

Таблиця 6

| Тип долота | Інтервал буріння, м | Значення режимних параметрів | | |
|---------------|---------------------|------------------------------|---------------|---------------------------|
| | | P , даН | n , об / хв | Q , дм ³ / с |
| ЗЛ - 393,7 | 0-400 | 5200 | 150 | 50,9 |
| Ш295,3МС - ЦВ | 400-800 | 8900 | 250 | 50,9 |
| Ш295,3Т - ГВ | 800-2200 | 30000 | 250 | 50,9 |
| Ш190,5Т - ЦВ | 2200-2850 | 20000 | 360 | 13 |

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 $\rho_{\text{пр}}$;

g - прискорення земного тяжіння, м / с²;

H - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

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

- інтервал буріння 0-400 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,1 \cdot (10000 \cdot 400)}{9,81 \cdot 400} \approx 1122 \text{ кг / м}^3$;

- інтервал буріння 400-2200 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (11400 \cdot 2200)}{9,81 \cdot 2200} \approx 1220 \text{ кг / м}^3$;

- інтервал буріння 2200-2850 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (11900 \cdot 2900)}{9,81 \cdot 2900} \approx 1274 \text{ кг / м}^3$;

Методика гідравлічного розрахунку

Визначають гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи [6]

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

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

P_m - втрати тиску в бурильних трубах, Па;

$P_{\text{кл}}$ - 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;

P_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 $d_s = D_c - d_n$ - 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;

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

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 $F = \frac{\pi}{4} d_s^2$

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

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 необсадженої 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 несуженої 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 несуженої 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 $\nu_r = 0,75-0,8$), 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

$$\eta_{\text{нл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 0,022 = 0,02$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 7 \approx 3,8; F = 0,785 \cdot 0,094^2 = 0,007 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,007} = 1,9 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1274 \cdot 1,9 \cdot 0,094}{0,02} = 11377$$

$$He = \frac{1274 \cdot 3,8 \cdot 0,094^2}{0,02^2} = 106942$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 106942^{0,58} = 8129$$

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,094} + \frac{110}{11377} \right)^{0,25} = 0,034$$

$$P_{\text{БТ}} = 0,034 \frac{1,9^2}{2} \frac{1274}{0,094} \cdot 2550 \approx 2,2 \cdot 10^6 \text{ Па} = 2,2 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі

$$\eta_{\text{нл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 0,022 = 0,02$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 7 \approx 3,8; F = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,114^2) = 0,018 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,018} = 0,7 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1274 \cdot 0,7 \cdot (0,1905 - 0,114)}{0,02} = 3411$$

$$He = \frac{1274 \cdot 3,8 \cdot (0,1905 - 0,114)^2}{0,02^2} = 70830$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 70830^{0,58} = 6847$$

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

$$Sen = \frac{3,8 \cdot (0,1905 - 0,114)}{0,02 \cdot 0,7} = 21$$

$$P_{кн} = \frac{4 \cdot 3,8 \cdot 2550}{0,52 \cdot (0,1905 - 0,114)} = 0,99 \cdot 10^6 \text{ Па} \approx 1 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в сполуках

$$i = \frac{2550}{25} = 102 \text{ шт. } \xi_1 = 1,5 \cdot \left(\frac{0,094^2}{0,07^2} - 1 \right) = 1,2; \xi_2 = 1,5 \cdot \left(\frac{(0,1905^2 - 0,114^2)}{(0,1905^2 - 0,146^2)} - 1 \right) = 0,8$$

$$P_3 = 1274 \cdot 102 \cdot \left[\left(1,2 \cdot \frac{1,9^2}{2} \right) + \left(0,8 \cdot \frac{0,7^2}{2} \right) \right] \approx 0,3 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,3 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в УБТ

$$\eta_{нл} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 0,022 = 0,02$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 7 \approx 3,8; F = 0,785 \cdot 0,0683^2 = 0,004 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,004} = 3,25 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1274 \cdot 3,25 \cdot 0,0683}{0,02} = 14140$$

$$He = \frac{1274 \cdot 3,8 \cdot 0,0683^2}{0,02^2} = 56460$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 56460^{0,58} = 6262$$

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

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,0683} + \frac{110}{6262} \right)^{0,25} = 0,035$$

$$P_{УБТ} = 0,035 \frac{3,25^2}{2} \frac{1274}{0,0683} 300 \approx 1,0 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,0 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі за УБТ

$$\eta_{nl} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 0,022 = 0,02$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 7 \approx 3,8; F = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,146^2) = 0,012 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,012} = 1,1 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1274 \cdot 1,1 \cdot (0,1905 - 0,146)}{0,02} = 3118$$

$$He = \frac{1274 \cdot 3,8 \cdot (0,1905 - 0,146)^2}{0,02^2} = 23967$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 23967^{0,58} = 4632$$

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

$$Sen = \frac{3,8 \cdot (0,1905 - 0,146)}{0,02 \cdot 1,1} \approx 8$$

$$P_{кнУБТ} = \frac{4 \cdot 3,8 \cdot 300}{0,35 \cdot (0,1905 - 0,146)} = 0,3 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,3 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в обв'язці

$$P_{обв} = (1,1 + 0,52 + 0,44 + 0,9) \cdot 10^5 \cdot 1274 \cdot 0,013^2 = 0,1 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,1 \text{ МПа.}$$

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

$$P_0 = 0,8 \cdot 32 - (2,2 + 1 + 0,3 + 1 + 0,3 + 0,1) \approx 21 \text{ МПа}$$

Швидкість руху рідини в промивних отворах долота

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

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 $RKP \leq 12-13 \text{ МПа}$. Т.к $P_d = 21 \text{ МПа} > RKP$, то приймаємо $P_d = RKP = 13 \text{ МПа}$.

$$V_o = 0,9 \sqrt{\frac{2 \cdot 13 \cdot 10^6}{1274}} = 128 \text{ м / с}$$

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

$$f_o = \frac{0,013}{128} = 0,0001 \text{ м}^2$$

Діаметри насадок гідромоніторного долота

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,0001}{3,14 \cdot 3}} = 0,007 \text{ м} = 7 \text{ мм.}$$

8 Вибір бурового верстата, талевого каната і талевої системи

Вибір бурової установки і обладнання

Порівняльна таблиця ваги бурильної і обсадної колон

| Показники | Бурильна колона | Проміжна колона | Експлуатаційна колона |
|----------------|-----------------|-----------------|-----------------------|
| Довжина колони | 2850 | 2200 | 2850 |
| Вага 1 м, Н | | 715 | 357 |
| Вага колони, Н | 978000 | 1573000 | 1017450 |

Відповідно до проектною глибиною свердловини і необхідної вантажопідйомністю приймаємо бурову установку Уралмаш 2850/175 Дер-П. [8]

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.

Технічна характеристика бурової установки

Уралмаш 3900/225 ЕК-БМ [8]

| | |
|--|-------------------------------------|
| допустиме навантаження на гаку (по ГОСТ 16293), тс | 175 |
| максимальна статичне навантаження на гаку (по АРІ), тс | 200 |
| умовна глибина буріння (БТ-114 мм), м | 2850 |
| довжина бурильної свічки, м | 25 |
| тип приводу | дизель-електричний (електричний) |
| Вишка УМ 31-175ОГ-Р | |

| | |
|---|------------------------------------|
| тип | щогла з відкритою передньою гранню |
| висота вишки, м | 32 |
| підстава | |
| тип | самопідйомної |
| висота підстави (відмітка підлоги бурової), м | 7,2 |
| Лебідка ЛБУ-600 ЕТ-3-П | |
| розрахункова потужність на вхідному валу, кВт | 600 |
| Вертлюг УВ-175 МА | |
| вантажопідйомність, тс (кН) | 175 (1750) |
| динамічна вантажопідйомність (по АРІ), тс | 105 |
| Ротор Р-700 | |
| розрахункова потужність приводу ротора, кВт | 370 |
| діаметр отвору в столі ротора, мм | 700 |
| допускається статичне навантаження, тс | 500 |
| Насос УНБТ-600 | |
| потужність насоса, кВт | 600 |
| максимальна подача, л / с | 50,9 |
| максимальний тиск (на виході), МПа | 32 |
| циркуляційна система | |
| загальний корисний об'єм, м ³ | 90 |
| кількість ступенів очищення | 4 |

Вибір талевого каната і талевої системи

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 - 615 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 бурової колони;

P_k - розривна навантаження для обраного талевого каната;

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

$$T = \frac{4 \cdot 1573}{2 \cdot 615} = 4,9$$

Приймаємо кількість роликів лівого блоку $T = 5$ шт. Тоді оснащення талевої системи - десятиструнна (5 x 6).

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 обертів анкерним 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 витoku гідравлічного масла. Для перевірки витoku 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 напрямку 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 витокami, 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 свердловини №2 Кленової газоносної площі Богодухівського району Харківської області – повністю виконана.

Завдання кваліфікаційної роботи, що вирішені:

- проведено аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів;
- обґрунтовано конструкцію свердловини;
- розроблено технологію буріння розвідувальної свердловини №2 Кленової газоносної площі Богодухівського району Харківської 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. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. – Г., Недра, 1985.
2. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. – Г., Недра, 1990.
3. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник. – Коломыя ВПТ, "Возраст", 1999.
4. Калинин А.Г., Левицкий А.З. Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. – Г., Недра, 1988.
5. Серeda Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – Г.: Недра, 1988. – 360 с.
6. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – Г.: Недра, 1987. – 304 с.
7. Методические указания к курсовому проектированию по курсу «БНГС», Бра-жененко А.М. Хоменко В.Л., Днепропетровск НГУ, 2006.
8. 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.
9. Армированные волокнами вяжущие композиционные материалы: Вклад полиамидных волокон [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.trotuar.ru/forms/dobavki/fibra2.shtml>
10. 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.
11. Бабушкин В.И. Термодинамика силикатов / В.И. Бабушкин, Г.М. Матвеев, О.П. Мчедлов-Петросян. – М.: Стройиздат, 1986. – 200 с.

12. Бакшутов В.С. Минерализованные тампонажные растворы для цементирования скважин в сложных условиях / В.С. Бакшутов. – М.: Недра, 1986. – 372 с.

13. Батраков В.Г. Модифицированные бетоны / В.Г. Батраков. – М.: Стройиздат, 1990. – 396 с.

14. 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.

15. 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.

16. Белятинський А.О. Використання сучасних матеріалів при будівництві та ремонтах автомобільних доріг України / А.О. Белятинський, К.В. Краюшкіна // Наукові нотатки: міжвузівський збірник. – Луцьк, 2013. – Вип. № 40. – С. 17-22.

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

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