

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

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

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

студента Стремовський Євгеній Олегович
(ПІБ)
академічної групи 185-18-2 ГРФ
(шифр)
спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
(код і назва спеціальності)
спеціалізації за освітньо-професійною програмою Нафтогазова інженерія та технології
(офіційна назва)
на тему Технічний проект спорудження розвідувальної свердловини № 9
в умовах Базаліївської площі
(назва за наказом ректора)

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

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коровяка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

«_____» _____ 20__ року

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

студенту Стремовський Євгеній Олегович академічної групи 185-18-2 ГРФ
 (прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
 (код і назва спеціальності)

спеціалізації за освітньо-професійною програмою _____
Нафтогазова інженерія та технології
 (офіційна назва)

на тему Технічний проект спорудження розвідувальної свердловини № 9
в умовах Базаліївської площі

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

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

Завдання видано

(підпис керівника)

Хоменко В.Л.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі

28.04.2022

Дата подання до екзаменаційної комісії

15.06.2022

Прийнято до виконання

Стремовський Є.О.

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка 72 стор., 12 рис., 8 табл., 13 джерел.

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

Сфера застосування розробки – буріння свердловин на нафту і газ.

Об'єкт розроблення – технологія буріння експлуатаційної свердловини для умов Базаліївської площі.

Мета роботи – проектування технології буріння свердловини для розвідки та експлуатації Базаліївської площі.

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

ЗМІСТ

ВСТУП	4
1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ	5
1.1 Загальні відомості про Базаліївську площу	5
1.2 Геологічна характеристика району робіт	9
1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин	13
Висновки за розділом	17
2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	18
2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини	18
2.1.1 Визначення кількості обсадних колон і глибини їх спуску	18
2.1.2 Визначення діаметрів обсадних колон і доліт	20
2.2 Вибір способу буріння	22
2.3 Вибір породоруйнівного інструменту	23
2.4 Вибір бурильної колони.....	24
2.5 Вибір режиму буріння	28
2.6 Промивання свердловини	33
2.7 Вибір бурової установки, талевого каната та талевої системи	43
2.8 Засоби похило-скерованого буріння.....	48
Висновки за розділом	54
3 ОХОРОНА ПРАЦІ	55
3.1 Безпека праці при будівництві свердловини	55
3.2 Пожежна безпека	56
3.3 Вимоги до техніки безпеки при бурінні направлених свердловин	59
3.4 Безпека в надзвичайних ситуаціях.....	62
Висновки за розділом	62
4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	63
4.1 Природоохоронні заходи по захисту земельної ділянки	63
4.2 Заходи по охороні водного середовища	65
4.3 Заходи по охороні та зменшенню впливу на повітряне середовище... ..	67
4.4 Заходи по охороні та зменшенню впливу на геологічне середовище.. ..	68
Висновки за розділом	69
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	71
ДОДАТКИ	72

ВСТУП

Актуальність роботи. В адміністративному відношенні свердловина № 9 Базаліївської площі розташовані за межами населених пунктів, на території Базаліївської сільської ради Харківської області. Метою планованої діяльності є спорудження розвідувальної свердловини № 9 Базаліївської площі для розвідки покладів вуглеводнів у кам'яновугільних відкладах. у тому числі дослідно-промислової розробки з подальшим видобуванням нафти, газу глибиною 3020 м.

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

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

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

1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ

1.1 Загальні відомості про Базаліївську площу

В адміністративному відношенні свердловина № 9 Базаліївської площі розташовані за межами населених пунктів, на території Базаліївської сільської ради Чугуївського району Харківської області. Устя свердловин № 9 знаходяться земельній ділянці, на відстані 50 м відповідно від існуючої свердловини № 3 Базаліївської площі. Найближча житлова забудова – с. Василенкове, знаходиться на відстані 2800 м (рис. 1.1, 1.2). Відстань до с. Базаліївка 4800 м.

Найближчі населені пункти - села: Василенкове, Леб'яже. Базаліївка, Пушкарне. Миколаївка; смт. Печеніни, смт. Коробочкине; м. Чугуїв.

Поблизу проходить автомобільна дорога Чугуїв - Великий Бурлук; залізничне сполучення Харків - Слов'яногірськ.

Основною корисною копалиною в даному районі є вуглеводні. В безпосередній близькості від Базаліївської площі знаходяться Північно-Коробочкинське, Коробочкинське, Гашинівське. Шевченківське. Іскрівське. Максальське га Вишневецьке родовища газу та конденсату. З інших корисних копалини відомі: суглинки, глини, піски, що використовуються як будівельні матеріали на місцеві потреби та підземні води для питного і технічного водопостачання.

Район робіт є сільськогосподарським. Основні культури, що вирощуються в цьому районі - пшениця, кукурудза, цукровий буряк, картопля, соняшник та ін.

Для спорудження свердловини № 9 Базаліївської площі та об'єктів її облаштування використовуються землі сільськогосподарського призначення. Площа земельної ділянки до 4 га.

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



Рисунок 1.1 – Ситуаційний план розташування свердловини № 9 Базалівської площі

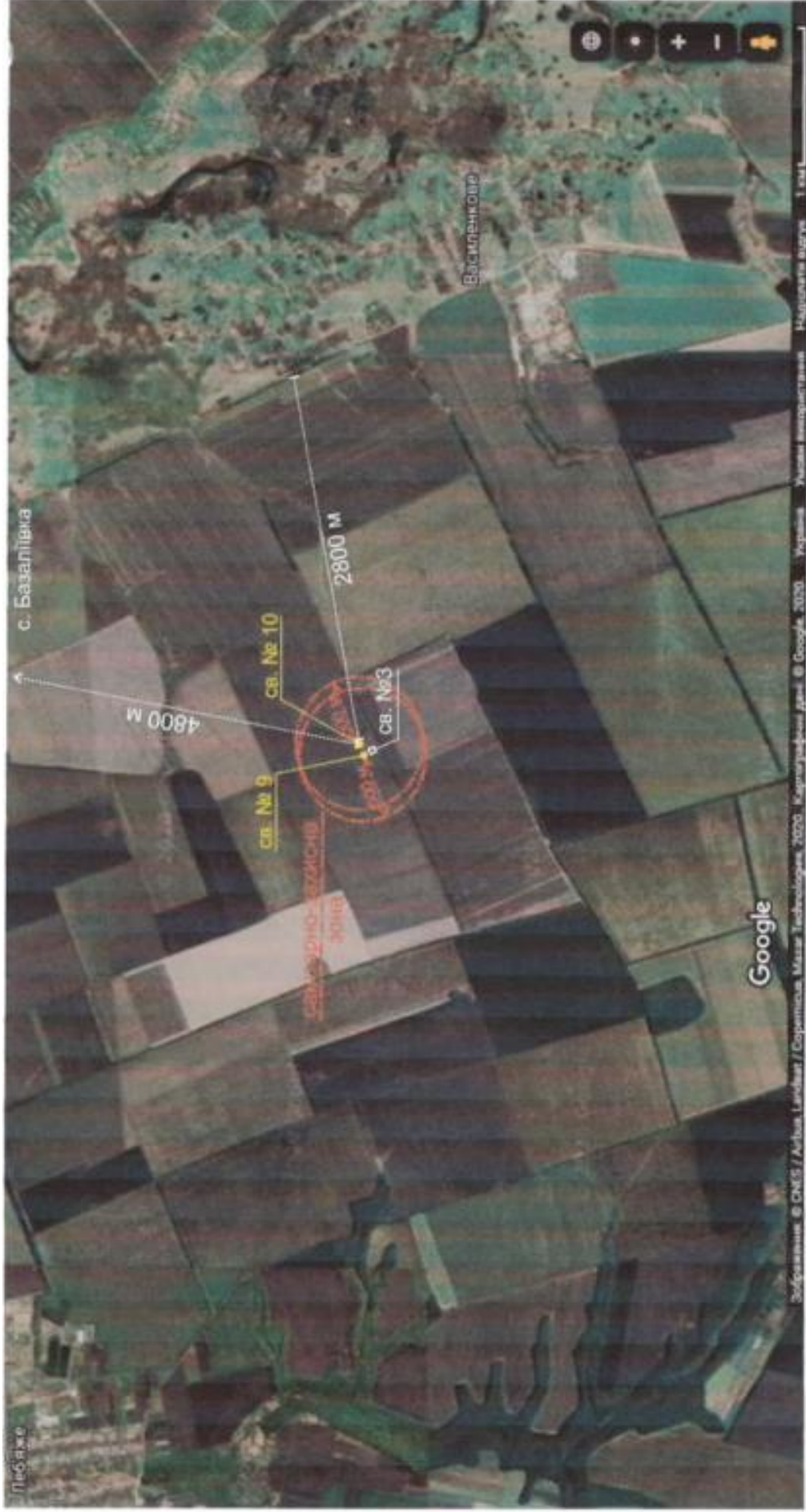


Рисунок 1.2 – Ситуаційний план розташування свердловини № 9 Базалівської площі

Рельєф району представляє собою степову рівнину, що розділена багаточисельними балками та ярами із загальним нахилом в південно-західному напрямку з перепадом висот від 64 до 145 м над рівнем моря.

Гідрографічна сітка району представлена річкою Сіверський Донець та його лівими притоками річки Великий Бурлук, Сухий Бурлук з чисельними ярами та балками.

Ріка Сіверський Донець в межах району робіт протікає з північного сходу на південний захід. Русло річки дуже змінює напрямки своєї течії. Долина річки сягає ширини 8-10 кілометрів і характеризується різкою асиметрією схилів. Правий схил долини річки високий і крутий, лівий - пологий, він плавно переходить у водорозділ. На схилах правою берега в його оголеннях і ярах виступають третинні, крейдяні та юрські відклади.

Відстань від свердловин до найближчої водного об'єкта складає більше ніж 3,5 км.

Клімат району помірно-континентальний з середньорічною температурою повітря $+7,3^{\circ}\text{C}$. Максимальна температура в липні серпні ($+30^{\circ}\text{C}$) мінімальна в січні лютому (-25°C). Тривалість зими чотири місяці, коли морози або сильні снігопади чергуються з раптовими та тривалими відлигами. Стійкий сніговий покрив (товщиною 10-30 см) тримається з другої половини грудня до середини березня.

Опалювальний сезон триває шість місяців. Глибина промерзання ґрунту 1,0-1,2 м.

Середньорічна кількість опадів близько 500 мм. випадають вони переважно восени та взимку.

Вітри у період з жовтня по квітень переважають східні та південно-східні, а решта часу – західні та північно-західні. Середня швидкість вітру 2-5 м/с, максимальна – 15 м/с. Негативних впливів екзогенних, ендегенних процесів і явищ геологічної і геотехнічного походження в даному районі не спостерігається. Живлення підземних вод здійснюється за рахунок інфільтрації атмосферних опадів, перетоком підземних вод із горизонтів, які залягають вище.

Несприятливі фізико-геологічні процеси і явища в межах майданчиків свердловин не спостерігаються. Місце передбачуваною спорудження свердловин незабудоване. Після закінчення процесу спорудження свердловин та демонтажу бурового обладнання, стан земельної ділянки буде повернений до початкового (проведена технічна та біологічна рекультивация).

Грунтові води на період вишукувань не відкриті до глибини 6,8 м.

Територія буровою майданчику відноситься до потенційно невідтопленої.

Передбачається на відстані не менше 100 м від кожної свердловини облаштування амбару з горизонтальною факельною установкою для аварійного спалювання газу.

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

Загальний стан навколишнього середовища в зоні спорудження свердловин задовільний.

Об'єкти архітектурної, археологічної та культурної спадщини в районі розташування бурових майданчиків відсутні.

1.2 Геологічна характеристика району работ

В тектонічному відношенні родовище знаходиться у південно-східній частині північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Структурно-геологічною зйомкою 1951 р. у відкладах палеогену був виявлений структурний ніс, встановлений в 1956 р. сейсмічними дослідженнями та електророзвідкою у відкладах палеозою, а па протязі 1958-1960 рр. підтверджений структурно-пошуковим бурінням у товщі верхнього карбону (араукаритова світа). В 1959-1963 рр. сейсморозвідувальними роботами обґрунтоване існування перспективного об'єкта для пошуків покладів нафти і газу у відкладах серпуховського ярусу. За цими даними пробурено сім свердловин, але скупчень вуглеводнів не виявлено.

У 1980 р. геофізичними дослідженнями МСГТ у відкладах середнього та нижнього карбону (відповідно ПО сейсмічні горизонти V_{b_2} , і V_{b_2} ;) виявлена брахіантикліналь, яка в 1982 р. введена в пошукове буріння з метою оцінки промислової нафтогазоносності візейських та девонських відкладів. В 1984 р. при випробуванні свердловини 10 з верхньовізейського продуктивного горизонту В-22 (інт. 3401-3432 м) одержано промисловий приплив газу дебітом 35.4 тис. м³ добу через штуцер діаметром 10 мм. В цьому ж році родовите прийняте на Державний баланс. На другому етапі пошукових робіт пробурено чотири свердловини, три з яких розкрили теригенні міжсольові, а одна – підсольові відклади девону.

У палеозойському комплексі підняття є брахіантикліналлю північно-західного простягання, ускладненою системою поперечних та поздовжніх скидів амплітудою від 15 до 100 м. Її розміри по покрівлі горизонту В-22 в межах ізогіпси -3320 м і поперечного скиду на західній перикліналі 3,5x2.5 км.

Промислове значення мають скупчення газоконденсату горизонтів С 9 (серпуховський ярус), В-21 і В-22 (візейський ярус) та Т-16 (турнейський ярус), які утворюють родовище з поверхом газоносності близько 460 м. Поклади пластові склепінні тектонічно екрановані, декотрі з них і літологічно обмежені. Колекторами є пісковики, пористість яких зменшується з глибиною від 15% (горизонт С-9) до 9% (горизонт Т-16).

Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-22 та геологічні розріз по лінії І-І наведені на рис. 1.3-1.5.

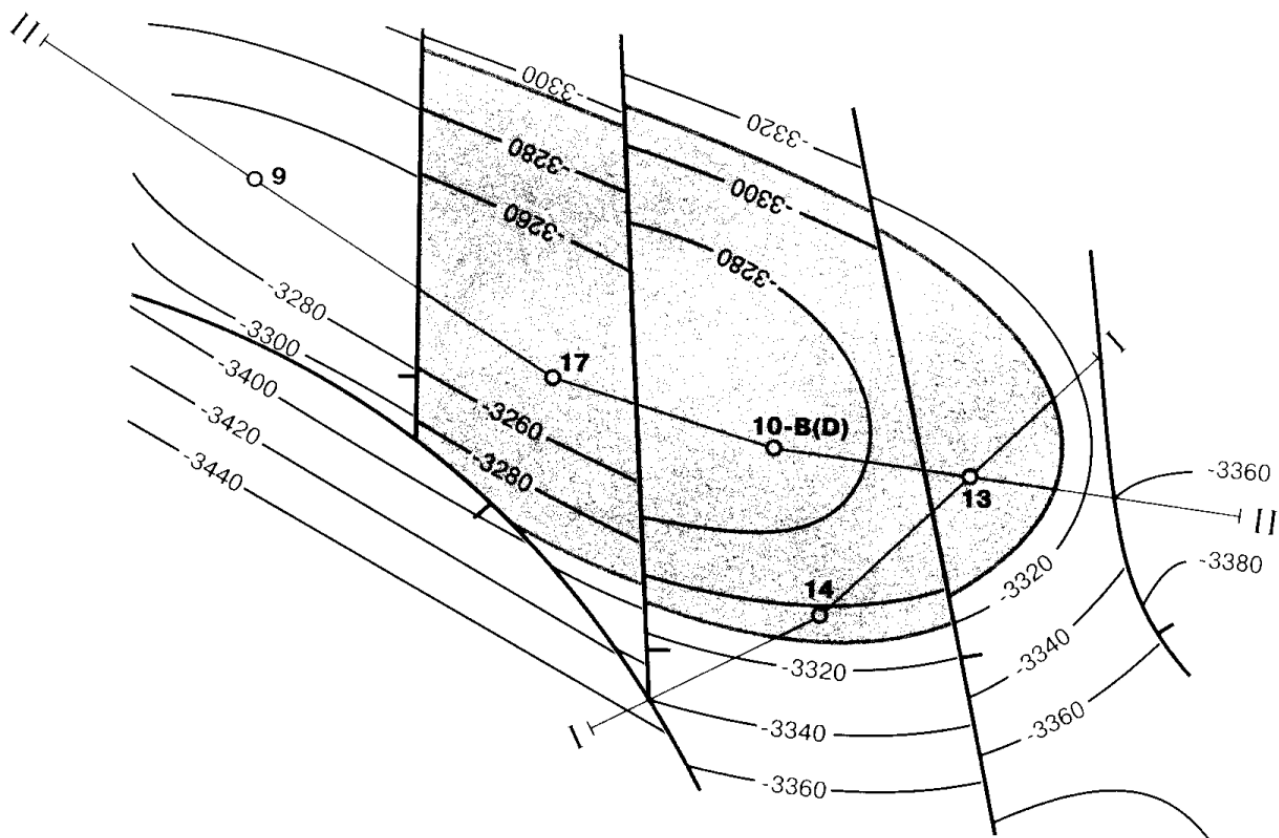


Рисунок 1.3 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-22

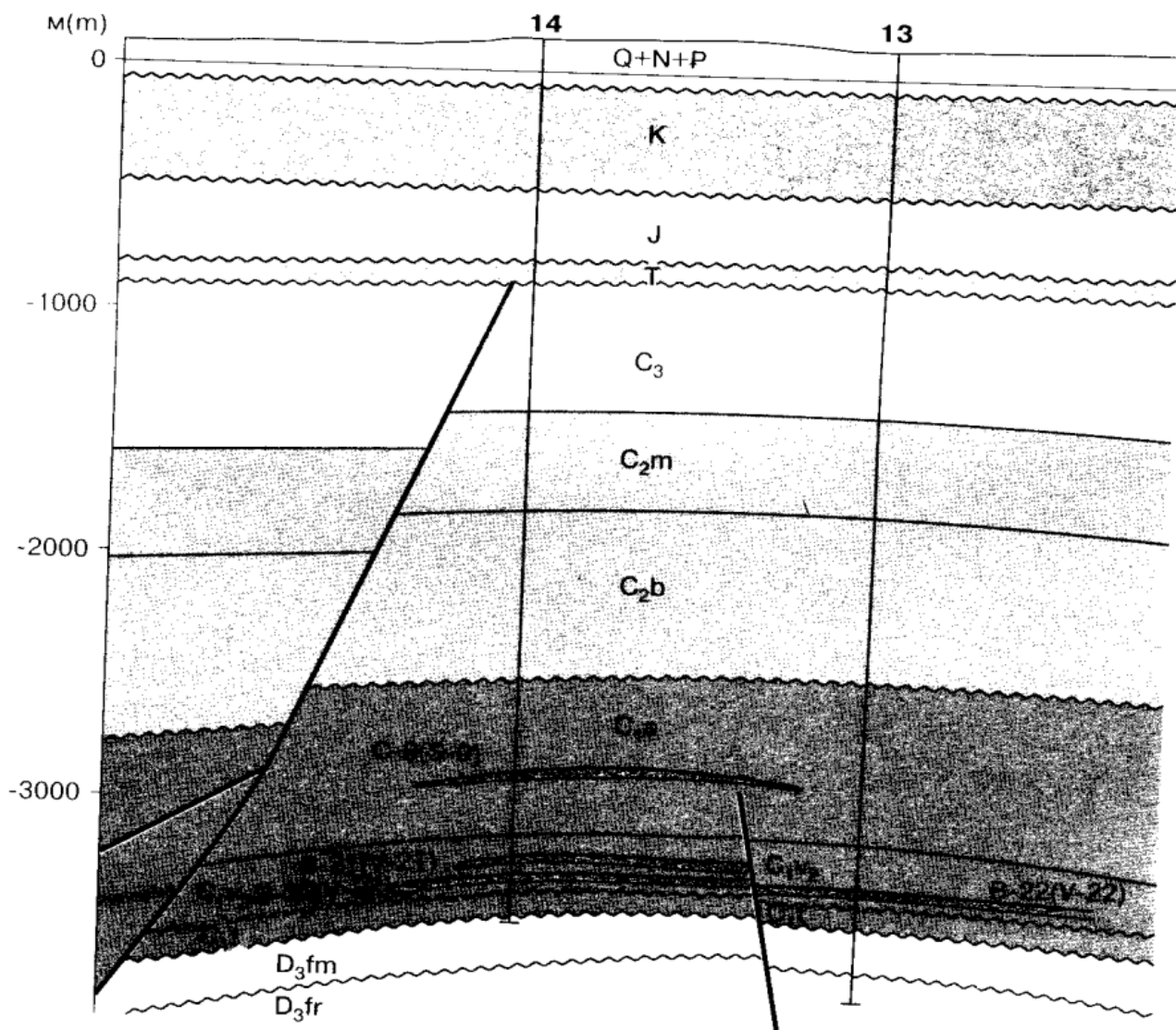


Рисунок 1.4 – Геологічний розріз по лінії I-I

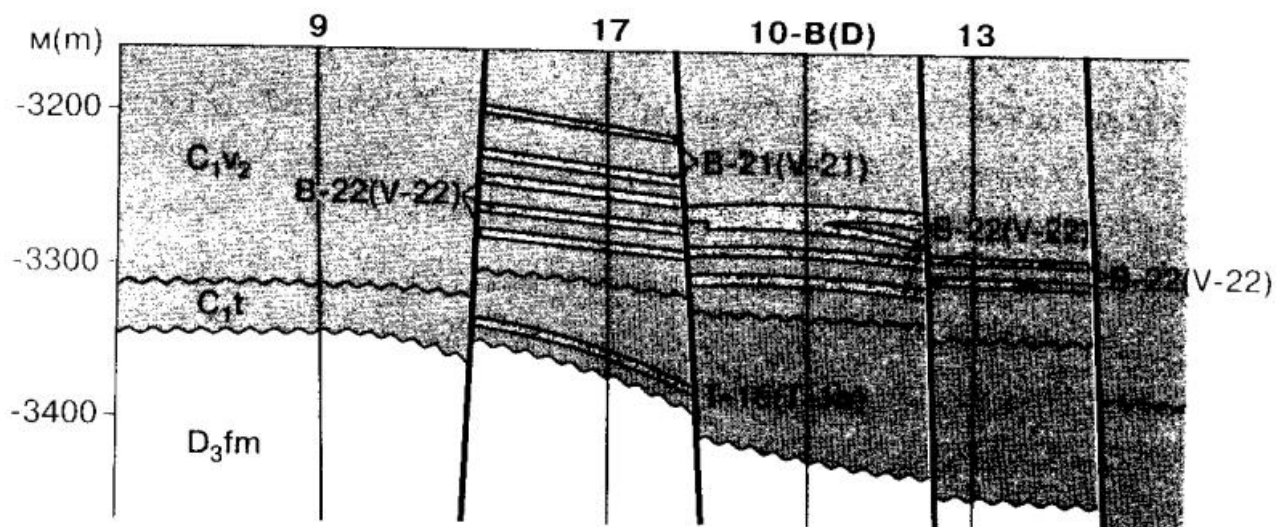


Рисунок 1.5 – Розріз продуктивної частини по лінії II-II

1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Метою планованої діяльності є спорудження розвідувальної свердловини № 9 Базаліївської площі для розвідки покладів вуглеводнів у кам'яновугільних відкладах. у тому числі дослідно-промислової розробки з подальшим видобуванням нафти, газу глибиною 3020 м.

Устя свердловин №9 знаходяться на земельній ділянці, на відстані 50 м відповідно від існуючої свердловини № 3 Базаліївської плоті. Вибій свердловини №9 проектується за азимутом 330°. Профіль свердловин - похило-спрямований з горизонтальною ділянкою. Проектний горизонт В-17 (кам'яновугільна система, нижній відділ, верхньовізейський підярус). Потужність пласта В-17, яка передбачається бути насичена вуглеводнями складає 4 м і є досить малою, тому для уточнення глибини залягання продуктивної товщі га підтвердження доцільності буріння горизонтальної ділянки передбачається буріння пілотного похило-спрямованого стовбура з зенітним кутом 45° (рис. 1.6). В пілотному стовбурі буде проведений детальний комплекс ГДС та випробування у відкритому стовбурі з використанням бурильних груб. Якщо доцільність буріння горизонтальної ділянки в проектному азимуті буде підтверджена, то встановлюється цементний міст для часткової ліквідації пілотного стовбура та проводиться буріння горизонтальної ділянки (рис. 1.6). Проектне горизонтальне зміщення від вертикалі вибою свердловини складає 951 м.

По результатам буріння пілотного стовбура в кожній з проектних свердловин можливе уточнення азимуту буріння горизонтальної ділянки та величину горизонтального зміщення від вертикалі вибою кожної свердловини.

Враховуючи ідентичність геологічної інформації та територіальне розташування на одній земельній ділянці, всі розрахунки проводяться по одній свердловині № 9.

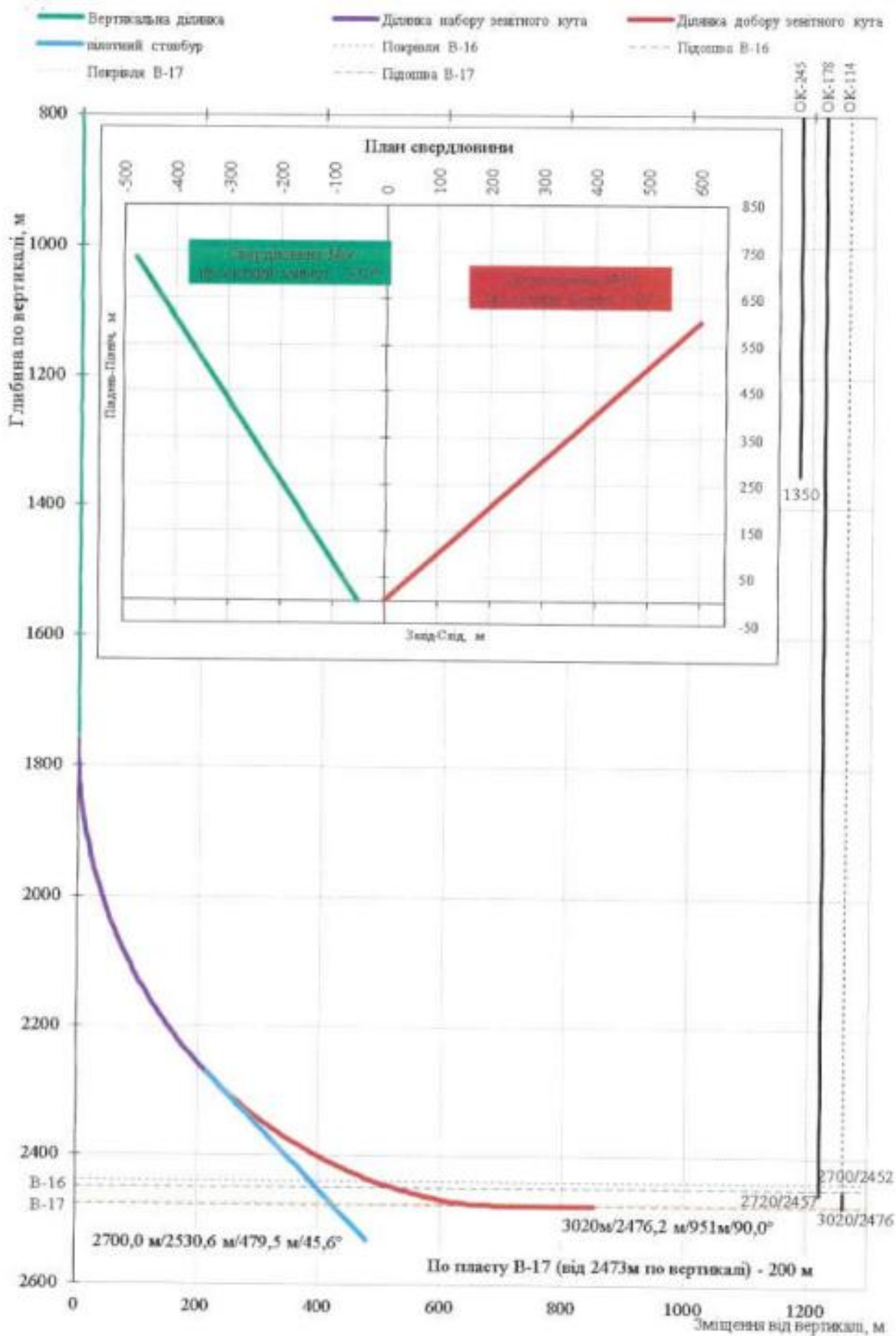


Рисунок 1.6 – Профіль та план стовбура свердловин

Показники проектних свердловин наступні:

1.	Назва родовища	Базаліївська
2.	Номер свердловини	9
3.	Проектна глибина, м	3020
4.	Призначення свердловини	розвідувальна
5.	Конструкція свердловини	1) похило-спрямована пілотна свердловина 2) свердловина з горизонтальним стовбуром
6.	Адміністративне розміщення область район	Україна Харківська Чугуївський
7.	Клімат району	помірно-континентальний
8.	Рельєф місцевості	рівнинний
9.	Вид ґрунту	рілля
10.	Стан місцевості	незаболочена
11.	Рівень ґрунтових вод, м	понад 6,8
12.	Глибина промерзання ґрунту, м	1-1,2
13.	Площа будмайданчика, га	до 4
14.	Товщина зняття родючого шару ґрунту, м	0.5
15.	Вид рекультивації	технічна і біологічна
16.	Тип бурової установки	ZJ-40
17.	Вид палива	дизельне
18.	Висота бурової вежі, м	48
19.	Кількість людей, які одночасно знаходяться на буровій, чол.	35
20.	Кількість змін, шт.	2
21.	Кількість вагон-будинків, шт.	15
22.	Режим роботи	цілодобовий

Гірничо-геологічні умови бурових робіт свердловин на Базаліївській площі наведені в табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Інтервал залягань, м	Літологічна характеристика відкладень	Категорія		Градiєнт тисків, МПа/м		Очікувані ускладнення
		З твердості	З абразивності	Пластовий	Гідророзриву	
0-30	Грунт, пісок, глина	I	I	0,0100	0,0140	Обвали
30-180	Суглинки, глина	II	II	0,0100	0,0150	Набухання
180-730	Аргіліт, алевроліт	IV	IV	0,0110	0,0160	Осипання аргілітів
730-1350	Алевроліт, ангідрит, вапняк	V	IV	0,0120	0,0160	Поглинання
1350-2450	Аргіліт, алевроліт, пісковик	VII	VI	0,0130	0,0170	
2450-2475	Пісковик, доломіт	VII	VII	0,0134	0,0180	Нафтопроявлення

В інтервалі 0-25 м залягають ґрунтово-рослинний шар, піски і глина I категорії по буримості, I категорії по абразивності.

Потім до глибини 180 м залягають суглинки і глина II категорії по буримості, II категорії по абразивності.

Далі до глибини 730 м залягають аргіліт і алевроліт IV категорії по буримості, IV категорії по абразивності.

Інтервал 730-1350 м представлений аргілітами, алевролітами і вапняками V категорії по буримості, IV категорії по абразивності.

Далі до глибини 2450 м залягають аргіліти, алевроліти і пісковики VII категорії по буримості, VI категорії по абразивності.

Проектний горизонт В-17 (кам'яновугільна система, нижній відділ, верхньовізейський підярус). Потужність пласта В-17, яка передбачається бути насичена вуглеводнями складає 4 м, потім до проектної глибини 2475 м залягають доломіти. Породи в інтервалі мають VII категорію по буримості, VII категорію по абразивності.

Інтервал 0-30 м схильний до обвалів.

В інтервалі 30-180 м можливі набухання глинистих порід.

В інтервалі 180-730 м спостерігається осипання аргілітів.

В інтервалі 730-1350 м можливі поглинання.

Висновки за розділом

1. В адміністративному відношенні свердловина № 9 Базаліївської площі розташовані за межами населених пунктів, на території Базаліївської сільської ради Харківської області. Метою планованої діяльності є спорудження розвідувальної свердловини № 9 Базаліївської площі для розвідки покладів вуглеводнів у кам'яновугільних відкладах. у тому числі дослідно-промислової розробки з подальшим видобуванням нафти, газу глибиною 3020 м.

2. Вибій свердловини проектується за азимутом 330°. Профіль свердловин - похило-спрямований з горизонтальною ділянкою. Проектний горизонт В-17 (кам'яновугільна система, нижній відділ, верхньовізейський підярус). Потужність пласта В-17, яка передбачається бути насичена вуглеводнями складає 4 м і є досить малою, тому для уточнення глибини залягання продуктивної товщі га підтвердження доцільності буріння горизонтальної ділянки передбачається буріння пілотного похило-спрямованого стовбура з zenітним кутом 45°.

2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

2.1.1 Визначення кількості обсадних колон і глибини їх спуску

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

У свердловину спускають наступні типи обсадних колон.

Напрямок – слугує для закріплення гирла свердловини і з'єднання його з циркуляційної системою. Його зазвичай опускають на глибину 20-30 м.

Кондуктор – слугує для перекриття верхньої частини геологічного розрізу, складеного нестійкими породами; запобігання водоносних горизонтів від забруднення; установки на гирлі противикидного обладнання і підвіски наступних обсадних колон. Опускається на глибину кількох сотень метрів (150-600 м).

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

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

На рис. 2.1 представлена типова схема конструкції свердловини.

Конструкція діаметрів колон і доліт починається знизу вгору. Діаметр робочої колони обумовлений експлуатаційними вимогами і складає 114 мм.

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

Таблиця 2.1 – Сумщений графік тисків

Глибина, м	Усклад- нення	Градiєнт тискiв, МПа/м		Градiєнт тиску, МПа/м										Конструкцiя свердловини	Густина бурового розчину, кг/м ³
		Пластовий	Гiдророзриву	0,0100	0,0110	0,0120	0,0130	0,0140	0,0150	0,0160	0,0170	0,0180			
30	Обвали	0,0100	0,0140											1140	
180	Набухання	0,0100	0,0150											1350	
730	Осипання аргiлiтiв	0,0110	0,0160	1350 м	1390										
1350	Погли- нання	0,0120	0,0160	2450 м	1440										
2450		0,0130	0,0170	2475 м											
2475	Нафто- прояви	0,0134	0,0180												

Вiдповiдно до графiку з принципу сумiсностi умов бурiння знаходимо зони крiплення свердловини. Проаналiзувавши геолого-технiчнi умови i врахувавши можливі ускладнення можемо зробити висновки щодо кiлькостi обсадних колон та глибини їх залягання.

Вiдповiдно до цього графiка i геолого-технiчних умов бурiння будуть встановленi наступнi колони:

- в iнтервалi 0-30 м – напрямок, з повним цементуванням затрубного простору;
- в iнтервалi 0-180 м – кондуктор для перекриття товщi глинистих порiд схильних до набухання, з повним цементуванням затрубного простору;

- в інтервалі 0-1350 м – технічна колона, з повним цементуванням затрубного простору;

- далі до глибини 2530 м буриться пілотний стовбур, який потім обсаджується до глибини 2450 м експлуатаційною колоною з повним цементуванням затрубного простору, інтервал спуску по стовбуру складає 2700 м;

- в інтервалі 2445-2475 – буриться горизонтальна ділянка, яка потім обсаджується хвостовиком, з повним цементуванням затрубного простору, інтервал спуску по стовбуру складає 3020 м.

2.1.2 Визначення діаметрів обсадних колон і доліт

1. У відповідності до вимог замовника діаметр експлуатаційного хвостовика

$$d_{\text{ек}} = 114 \text{ мм.}$$

2. Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону

$$D_{\text{д}}^{\text{ек}} = d_{\text{м}}^{\text{ек}} + 2\delta,$$

де $d_{\text{м}}^{\text{ек}}$ – діаметр муфти експлуатаційної колони; для експлуатаційної колони діаметром 114 мм, діаметр муфти $d_{\text{м}}^{\text{ек}} = 133$ мм;

δ – величина зазору між муфтою експлуатаційної колони и стінкою свердловин, діаметр експлуатаційної колони $d_{\text{ек}} = 114$ мм, тому приймаємо $\delta = 7$ мм.

$$D_{\text{д}}^{\text{ек}} = 133 + 2 \cdot 7 = 147 \text{ мм.}$$

У відповідності до ДСТ на бурові долота приймаємо $D_{\text{д}}^{\text{ек}} = 151$ мм.

3. Внутрішній діаметр експлуатаційної обсадної колони

$$d_{\text{вн}}^{\text{пп}} = 151 + 6 = 157 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби

$$d_3^{\text{пп}} = 177,8 \text{ мм; } d_{\text{вн}}^{\text{пп}} = 160 \text{ мм; } d_{\text{м}}^{\text{пп}} = 198 \text{ мм.}$$

4. Визначаємо діаметр долота для буріння пілотного стовбура

$$D_{\text{д}}^{\text{п}} = 198 + 2 \cdot 7 = 212 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на бурові долота $D_{\text{д}}^{\text{п}} = 215,9$ мм.

5. Визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони

$$d_{\text{вн}}^{\text{пп}} = 215,9 + 6 = 221,9 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби

$$d_3^{\text{пп}} = 244,5 \text{ мм; } d_{\text{вн}}^{\text{пп}} = 228,7 \text{ мм; } d_{\text{м}}^{\text{пп}} = 269,9 \text{ мм.}$$

6. Визначаємо діаметр долота для буріння під проміжну колону

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

Приймаємо по ДСТ на бурові долота $D_{\text{д}}^{\text{пп}} = 295,3$ мм.

7. Визначаємо внутрішній діаметр кондуктора

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

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби

$$d_3^{\text{пп}} = 323,9 \text{ мм; } d_{\text{вн}}^{\text{пп}} = 306,9 \text{ мм; } d_{\text{м}}^{\text{пп}} = 351 \text{ мм.}$$

8. Визначаємо діаметр долота для буріння під кондуктор

$$D_{\text{д}}^{\text{пп}} = 351 + 2 \cdot 20 = 391 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на бурові долота $D_{\text{д}}^{\text{пп}} = 393,7$ мм.

7. Визначуваний зовнішній діаметр напряду

$$d_{\text{н}}^{\text{п}} = D_{\text{д}}^{\text{пп}} + (50 \div 100)$$

$$d_{\text{н}}^{\text{п}} = 393,7 + 50 = 443,7 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби

$$d_{\text{н}}^{\text{п}} = 473,1 \text{ мм; } d_{\text{вн}}^{\text{п}} = 450,9 \text{ мм.}$$

Цементування обсадних колон ведемо на всю довжину.

Результати розрахунків зведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Конструкція свердловини

Назва колони	Діаметр колони, мм	Діаметр долота, мм	Інтервал спуску, м			
			по вертикалі		по стволу	
			від	до	від	до
Направлення	473,1	–	0	30	0	30
Кондуктор	323,9	393,7	0	180	0	180
Технічна	244,5	295,3	0	1350	0	1350
Пілотний стовбур						
Відкритий стовбур		215,9	1350	2530	1350	2700
Горизонтальна ділянка						
Експлуатаційна колона	177,8	215,9	0	2450	0	2720
Експлуатаційний хвостовик	114,3	151	2445	2475	2700	3020

2.2 Вибір способу буріння

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

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

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

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

Також вибір способу буріння обґрунтовувався основним критерієм при мінімальній собівартості 1 м проходки. Та рекомендаціями до вибору способу, які вказують на те, що дана свердловина з проектною глибиною 3020 м може буритись з використанням роторного обертача.

2.3 Вибір породоруйнівного інструменту

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

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

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

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

Обрані види доліт наведені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Породоруйнівний інструмент

Інтервал буріння, м	Характеристика порід		Тип долота	Допустиме навантаження, кН	Кількість зубків на периферійному вінці, шт.
	категорія за буримістю	категорія за абразивністю			
30-180	II	II	III393,7М-ГВ	470	24
180-1350	V	IV	III295,3Т-ЦВ	400	24
1350-2450	VII	VI	III215,9ТКЗ-ГВ	250	18
2450-2475	VII	VII	III151,0К-ЦВ	120	21

2.4 Вибір бурильної колони

Вибір діаметрів ОБТ і бурильних труб

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

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

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

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

Тоді

$$D_{\text{обт}} = D_{\text{д}} \cdot 0,8 = 151 \cdot 0,8 = 120,8 \text{ мм}$$

Приймаємо у відповідності зі стандартом ОБТ

ОБТ1-120,6

Внутрішній діаметр

$$d_{\text{вн}} = 63,5 \text{ мм}$$

Вага 1 м цих труб

$$q_{1\text{м}} = 635 \text{ Н}$$

Діаметр бурильних труб

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

$$d_{\text{от}} = 0,775 \cdot 120,6 = 92 \text{ мм.}$$

Приймаємо у відповідності зі стандартом бурильну колону ТБНК-89.

Для з'єднання окремих елементів БК обираємо замки ЗШК-118.

Він має мінімальний прохідний діаметр 62 мм.

Вибір КНБК

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

ОБТ

Для одноступінчастої компоновка необхідна довжина ОБТ визначається за формулою

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

де $l_{\text{ОБТ}}$ – довжина УБТ, м;

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

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

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

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

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

$$l_{\text{обт}} = \frac{K \cdot G_{\text{д}}}{q_{\text{обт}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{с}}} \right)} = \frac{1,25 \cdot 120000}{635 \cdot \left(1 - \frac{1440}{7850} \right)} = 289,3 \text{ м.}$$

Отриману довжину ОБТ округляють у більший бік до величини, яка кратна довжині свічки (25 м). Тоді $l_{\text{ОБТ}} = 300 \text{ м}$.

Обчислюємо вагу ОБТ за формулою:

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

А отже,

$$Q_{\text{обт}} = 300 \cdot 635 = 190500 \text{ Н}$$

Над ОБТ рекомендується розмістити наддолотний комплект бурильних труб. Для цього вибираємо труби зі сталі групи міцності "D" з найбільшою товщиною стіни і довжиною 250-300 м

Беремо довжину наддовгої комплекту 300 м (12 свічок) з труб діаметром 89 мм із сталі групи міцності "D" товщиною стіни 11 мм, вага 1 м 212 Н.

Конструкція бурильної колони

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

Довжину першої секції визначають із умови допустимих напружень розтягу

$$l_1 = \frac{Q_{\text{р1}} - K_{\text{т}}(G_{\text{ОБТ}} + G + G_{\text{нк}}) \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right) - P_{\text{п}} F_{\text{п}}}{Kq_1 \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right)}, \quad Q_{\text{р1}} = \frac{Q_{\text{т}}}{K_{1\text{п}}},$$

де $Q_{\text{р1}}$ – допустиме розтягуюче навантаження для труб першої секції, Н;

$K_{\text{т}}$ – коефіцієнт тертя ($K_{\text{т}} = 1,15$);

$G_{\text{ОБТ}}$ – вага ОБТ, Н;

G – вага забійного двигуна, Н;

$G_{\text{нк}}$ – вага наддолотного комплекту, Н;

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

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

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

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

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

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

1) Розрахунок для першої секції: товщина стінки $\delta_1 = 9$ мм, сталь типу "Д" $q_{16T} = 178$ Н

$$Q_{l1} = \frac{\sigma_{тр} \cdot F_{тр}}{n} = \frac{380 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,089^2 - 0,081^2)}{1,3} = 590300 \text{ Н}$$

Тоді довжина першої секції дорівнює

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

$$= \frac{590300 - 1,15(190500 + 300 \cdot 212) \left(1 - \frac{1440}{7850}\right) - 9,0 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot 0,081^2}{1,15 \cdot 178 \cdot \left(1 - \frac{1440}{7850}\right)}$$

$$= 1891 \text{ м}$$

Приймаємо $l_1 = 1875$ м.

2) Розрахунок для другої секції: товщина стінки $\delta_2 = 11$ мм, "сталь типу "Д"; $q_{26T} = 212$ Н

$$Q_{l2} = \frac{\sigma_{тр} \cdot F_{тр}}{n} = \frac{380 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,089^2 - 0,077^2)}{1,3} = 703500 \text{ Н}$$

$$l_2 = \frac{Q_{l2} - Q_{l1}}{K \cdot q_{26T} \left(1 - \frac{\rho_{пр}}{\rho_c}\right)} = \frac{703500 - 590300}{1,15 \cdot 212 \cdot \left(1 - \frac{1440}{7850}\right)} = 568,4 \text{ м}$$

Оскільки така довжина другої секції призводить до того, до довжина бурильної колони перевищить глибину свердловини, то приймаємо $l_4 = 545$ м

Результати зведемо в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Конструкція бурильної колони

Показники	Номер секції знизу угору			
	ОБТ	НК	1	2
Зовнішній діаметр труб, мм	120,6	89	89	89
Товщина стінки, мм		11	9	11
Група міцності матеріалу труб		Д	Д	Д
Довжина секції, м	300	300	1875	545
Вага 1 м, Н/м	635	212	178	212
Вага всієї секції, Н	190500	63600	333750	115540
Загальна вага, Н	703390			

2.5 Вибір режиму буріння

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

1. Розрахунок на інтервалі 30-180 для шарошкового долота ШЗ93,7М-ЦВ

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

а) Виходячи з питомого навантаження

$$P_{д1} = P_{пит} \cdot D_d$$

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

$$P_{д1} = 2,0 \cdot 10^5 \cdot 0,3937 = 78500 \text{ Н}$$

б) виходячи з твердості порід і площі контакту

$$P_{д1} = K_n \cdot p_{ш} \cdot F_k$$

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

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

З двох значень обираємо більше значення осьового навантаження.

$$P_{\text{д}} = 59000 \text{ Н}$$

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

$$C_{\text{д}} \leq [C_{\text{д}}].$$

$$78500 < 470000.$$

Таким чином остаточно приймаємо

$$P_{\text{д}} = 80000 \text{ Н}$$

Частота обертання долота

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

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

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

$$n_{\text{д}} = \frac{0,200}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3937 \cdot 24} = 2,6 \text{ с}^{-1} = 160 \text{ хв}^{-1}$$

Ротор має плавно регульований привід. Тому у відповідності до шкали поділу прибору приймаємо $n_{\text{д}} = 160 \text{ об/хв}$.

Витрата промивальної рідини

Витрату промивальної рідини вибирають за двома умовами

а) із умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_{1\text{ВП}} = q_0 \cdot F_{\text{виб}}$$

де $Q_{\text{ВП}}$ – витрата промивальної рідини, м³/с; q_0 – питома витрата промивальної рідини, м³/с на 1 м² вибою;

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

$F_{\text{виб}}$ – площа вибою свердловини, м²;

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

б) із умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_{1\text{Ш}} = V_{\text{min}} \cdot F_{\text{кп}}$$

де V_{min} – мінімально припустима швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі, при бурінні долотами великого діаметру, приймаємо $V_{\text{min}}=0,4$ м/с.

Підставляємо чисельні значення

$$Q_{1\text{Ш}} = 0,4 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,3937^2 - 0,089^2) = 0,068 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 68 \frac{\text{л}}{\text{с}}$$

Остаточно, приймаємо більше значення

$$Q_1 = 68 \text{ л/с}$$

2. Розрахунок на інтервалі 180-1350 м для шарошкового долота Ш295,3Т-ЦВ

Осьове навантаження на долото $P_{\text{д2}}$

а) Виходячи з питомого навантаження

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

б) виходячи з твердості порід і площі контакту

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

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

$$C_{\text{д}} \leq [C_{\text{д}}].$$

$$369000 < 400000.$$

Таким чином остаточно приймаємо

$$P_{дз} = 369000 \text{ Н}$$

Частота обертання долота

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

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

Витрата промивальної рідини

а) із умови очищення вибою від вибуреної породи

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

б) із умови транспортування шламу в кільцевому просторі

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

Остаточо, приймаємо більше значення

$$Q_3 = 43 \text{ л/с}$$

3. Розрахунок на інтервалі 1350-2450 м для шарошкового долота Ш215,9ТК3-ГВ

Осьове навантаження на долото $P_{дз}$

а) виходячи з питомого навантаження

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

б) виходячи з твердості порід і площі контакту

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

Оскільки

$$P_{дз} > [P_{дз}],$$

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

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

Частота обертання долота

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

Витрата промивальної рідини

а) із умови очищення вибою від вибуреної породи

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

б) із умови транспортування шламу в кільцевому просторі

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

Остаточно, приймаємо більше значення

$$Q_3 = 17 \text{ л/с.}$$

4. Розрахунок на інтервалі 1350-2450 м для шарошкового долота Ш151,0К-ЦВ

Осьове навантаження на долото $P_{д4}$

а) виходячи з питомого навантаження

$$P_{д4} = 12 \cdot 10^5 \cdot 0,151 = 189000 \text{ Н}$$

б) виходячи з твердості порід і площі контакту

$$P_{д4} = 1 \cdot 1250 \cdot 10^6 \cdot 94 \cdot 10^{-6} = 117500 \text{ Н}$$

Оскільки

$$P_{д4} > [P_{д4}],$$

$$189000 \text{ Н} > 120000 \text{ Н}$$

Остаточно приймаємо $P_{д4} = 120000 \text{ Н}$.

Частота обертання долота

$$n_d = \frac{85}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,151 \cdot 21} = 3,7 \text{ с}^{-1} = 220 \text{ хв}^{-1}.$$

Витрата промивальної рідини

а) із умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_{звп} = 0,4 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot 0,151^2 = 0,007 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 14,6 \frac{\text{л}}{\text{с}}$$

б) із умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_{4ш} = 1 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,166^2 - 0,089^2) = 0,014 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 14 \frac{\text{л}}{\text{с}}$$

Остаточно, приймаємо більше значення

$$Q_4 = 14 \text{ л/с.}$$

Розраховані параметри внесені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Параметри режиму буріння

Долото	Параметри режиму буріння		
	Осьове навантаження	Частота обертання долота n , хв^{-1}	Витрата промивальної рідини Q , л/с
	P_d , Н		
Ш393,7М-ГВ	80000	160	68
Ш295,3Т-ЦВ	369000	160	43
Ш215,9ТКЗ-ГВ	250000	250	17
Ш151,0К-ЦВ	120000	220	14

2.6 Промивання свердловини

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

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

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

g – прискорення земного тяжіння, м/с²;

H – глибина підошви інтервалу свердловини, м;

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

$$\text{– інтервал буріння 0-180 м: } \rho_{пр} = \frac{1,12 \cdot (10000 \cdot 180)}{9,81 \cdot 180} \approx 1140 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{– інтервал буріння 180-730 м: } \rho_{пр} = \frac{1,1 \cdot (11000 \cdot 730)}{9,81 \cdot 730} \approx 1350 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{– інтервал буріння 730-2450 м: } \rho_{пр} = \frac{1,05 \cdot (13000 \cdot 2450)}{9,81 \cdot 2450} \approx 1390 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{– інтервал буріння 2450-2475 м: } \rho_{пр} = \frac{1,05 \cdot (13400 \cdot 2475)}{9,81 \cdot 2475} \approx 1440 \text{ кг/м}^3.$$

Гідравлічний розрахунок

Визначте втрати гідравлічного тиску в елементах циркулюючої системи.

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

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

P_T – втрати тиску в бурильних трубах, Па;

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

P_3 – втрати тиску в замках і муфтах, Па;

$P_{ОБТ}$ – втрати тиску в ОБТ, Па;

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

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

P_d – втрати тиску в долоті, Па.

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

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

де ρ – густина промивальної рідини, кг/м³;

V – швидкість руху промивальної рідини, м/с;

$d_{\text{г}}$ – гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметру труби $d_{\text{в}}$ або різниці в діаметрах - для кільцевого простору, м; $d_{\text{г}} = D_{\text{с}} - d_{\text{з}}$;

$D_{\text{с}}$ – діаметр свердловини, м;

$d_{\text{з}}$ – зовнішній діаметр бурильної колони, м;

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

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

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

де He - критерій Хельстрома;

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

де τ_0 - динамічна напруга підкладки, Па.

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

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

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

де F – площа поперечного перерізу, м²

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

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

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

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

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

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

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

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

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору
для труб

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

для кільцевого простору

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

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

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

Втрати тиску в замках визначають за формулою Борда-Карно

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

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

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

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

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

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

Утрати тиску в наземній обв'язці знаходимо за формулою

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

де $\lambda_c, \lambda_{\text{бш}}, \lambda_v, \lambda_{\text{вт}}$ – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів у стояку, буровому шлангі, вертлюзі, та ведучій трубі.

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

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

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

$$V_d \geq 80 \text{ м/с};$$

$$P_d < P_{\text{кр}}.$$

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

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

За величиною f_d підбирають діаметри насадок гідромоніторного долота за формулою

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

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

Якщо значення швидкості не перевищує 80 м/с, то даний інтервал недоцільно бурити з використанням гідромоніторного ефекту. У цьому випадку необ-

хідно перейти на долото з центральною системою промивання та знайти перепад тиску в долоті за формулою

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

де V – середня швидкість руху рідини в каналах долота.

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

Розрахунок

1. Для бурильних труб

$$F = \frac{\pi}{4} d^2 = 0,785 \cdot 0,071^2$$

$$V = \frac{0,014}{0,785 \cdot 0,071^2} = 3,54 \text{ м/с}$$

$$\eta_{\text{пр}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1440 - 0,022 = 0,0255 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

$$Re = \frac{1480 \cdot 3,54 \cdot 0,071}{0,0255} = 14166$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1440 - 7 = 5,24 \text{ Па}$$

$$He = \frac{1440 \cdot 5,24 \cdot 0,071^2}{0,0255^2} = 58405$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3He^{0,58} = 2100 + 7,3 \cdot 58405^{0,58} = 6345$$

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

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

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

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору
для труб

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

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).

Тоді

$$\lambda_T = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,071} + \frac{110}{14166} \right)^{0,25} = 0,034.$$

Втрати тиску

$$P_T = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пр}}}{d_T} l = 0,033 \cdot \frac{3,54^2}{2} \cdot \frac{2720}{0,071} \cdot 1440 = 11,7 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

б) для кільцевого простору за бурильними трубами

$$F = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_n^2) = 0,785 \cdot (0,160^2 - 0,089^2) = 1,38 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2.$$

$$V = \frac{0,014}{1,38 \cdot 10^{-2}} = 1,01 \text{ м/с.}$$

$$\eta_{\text{пр}} = 0,0255 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_T = D_c - d_n = 0,160 - 0,089 = 0,071 \text{ м.}$$

$$\text{Re} = \frac{1440 \cdot 1,01 \cdot 0,071}{0,0255} = 4043$$

$$\tau_0 = 5,24 \text{ Па}$$

$$\text{He} = \frac{1440 \cdot 5,24 \cdot 0,071^2}{0,0255^2} = 58076$$

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 58076^{0,58} = 6331$$

$\text{Re} < \text{Re}_{\text{кр}}$ ($4043 < 6331$), тому режим течії рідини ламінарний.

Тоді втрати тиску в кільцевому просторі визначимо за формулою:

$$P_{\text{кп}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n (D_c^2 - d_n^2)},$$

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

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

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

$$Sen = \frac{5,24 \cdot 0,071}{0,0255 \cdot 1,01} = 14.$$

Для такого значення параметра Сен-Венана $\beta_{кп} = 0,44$.

Тоді

$$P_{кп} = \frac{4 \cdot 5,24 \cdot 1440}{0,44 \cdot (0,160^2 - 0,089^2)} = 3,0 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Аналогічно знаходимо втрати тиску в ОБТ ($P_{ОБТ}$) і кільцевому просторі в) для обважнених бурильних труб

$$F = \frac{\pi}{4} d_{вОБТ}^2 = 0,785 \cdot 0,0635^2 = 3,17 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

$$V = \frac{0,014}{3,17 \cdot 10^{-3}} = 4,42 \text{ м/с.}$$

$$\eta_{пп} = 0,0255 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_T = d_{вОБТ} = 0,0635 \text{ м.}$$

$$Re = \frac{1440 \cdot 4,42 \cdot 0,0635}{0,0255} = 15840$$

$$\tau_0 = 5,24 \text{ Па}$$

$$He = \frac{1440 \cdot 5,24 \cdot 0,0635^2}{0,0255^2} = 46718$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 46718^{0,58} = 5829$$

$Re > Re_{кр}$ ($15840 > 5829$), тому режим течії рідини турбулентний.

Тоді

$$\lambda_T = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,0635} + \frac{110}{15840} \right)^{0,25} = 0,034$$

Втрати тиску

$$P_{\text{тОБТ}} = \lambda \frac{V^2 \rho_{\text{пр}}}{2 d_{\Gamma}} l = 0,034 \cdot \frac{4,42^2}{2} \cdot \frac{1440}{0,0635} \cdot 300 = 2,3 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

г) для кільцевого простору за ОБТ

$$F = 0,785 \cdot ((1,2 \cdot 0,151)^2 - 0,1206^2) = 1,44 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2.$$

$$V = \frac{0,014}{1,44 \cdot 10^{-2}} = 0,97 \text{ м/с.}$$

$$\eta_{\text{пр}} = 0,0255 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_{\Gamma} = D_c - d_{\text{н}} = 1,2 \cdot 0,151 - 0,1206 = 0,0606 \text{ м.}$$

$$\text{Re} = \frac{1440 \cdot 0,97 \cdot 0,0606}{0,0255} = 3333$$

$$\tau_0 = 5,24 \text{ Па}$$

$$\text{He} = \frac{1440 \cdot 5,24 \cdot 0,0606^2}{0,0255^2} = 42548$$

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 42545^{0,58} = 5632$$

$\text{Re} < \text{Re}_{\text{кр}}$ ($3333 < 5829$), тому режим течії рідини ламінарний.

Тоді

$$\text{Sen} = \frac{5,24 \cdot 0,0606}{0,0255 \cdot 0,97} = 13.$$

Для такого значення параметру Сен-Венана $\beta_{\text{кп}} = 0,42$.

Тоді

$$P_{\text{кпУБТ}} = \frac{4 \cdot 5,24 \cdot 300}{0,42 \cdot ((1,2 \cdot 0,151)^2 - 0,1206^2)} = 0,8 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Для з'єднання бурильних труб використовуємо замки ЗУК-120.

Втрати тиску в замках визначаємо за формулою Борда-Карно

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

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

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

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

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

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

Тоді

$$\xi = k_{\text{пк}} \left(\frac{F}{F_{\text{кп}}} - 1 \right) = 2 \cdot \left(\frac{0,785 \cdot 0,071^2}{0,785 \cdot 0,062^2} - 1 \right) = 0,62.$$

$$i = \frac{2720}{25} = 108 \text{ шт.}$$

$$P_3 = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i = 0,62 \cdot 1440 \frac{3,54^2}{2} \cdot 108 = 0,6 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Утрати тиску в наземній обв'язці знаходимо за формулою

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

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

Ці значення для заданих умов дорівнюють

$$\lambda_c = 0,4 \cdot 10^5; \lambda_{\text{бш}} = 0,3 \cdot 10^5; \lambda_v = 0,3 \cdot 10^5; \lambda_{\text{вт}} = 0,4 \cdot 10^5.$$

Тоді

$$P_{\text{обв}} = (0,4 \cdot 10^5 + 0,3 \cdot 10^5 + 0,3 \cdot 10^5 + 0,4 \cdot 10^5) \cdot 1440 \cdot 0,014^2 = 0,04 \cdot 10^6 \cdot \text{Па.}$$

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

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

де P_d – резерв тиску, який можна реалізувати в долоті; $b_p = 0,75-0,8$ – коефіцієнт, який враховує, що тривалий робочий тиск нагнітання бурових насосів повинен бути, згідно правил ведення бурових робіт, менший за паспортний на 20-25 %;

P_H – тиск, який розвиває насос, Па; ΣP_i – утрати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, ОБТ, кільцевому просторі за ОБТ, обв'язці.

Тоді

$$P_d = 0,775 \cdot 35 \cdot 10^6 - (11,7 + 3,0 + 2,3 + 0,8 + 0,6 + 0,04) \cdot 10^6 = 9,0 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

За значенням P_d необхідно встановити можливість використання гідромоніторного ефекту при бурінні даного інтервалу свердловини. Для цього визначають швидкість руху рідини в промивальних отворах долота за формулою

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

де μ_d – коефіцієнт витрати, для гідромоніторних доліт приймаємо $\mu_d=0,92$.

Тоді

$$V_d = 0,92 \sqrt{\frac{2 \cdot 9,0}{1440}} = 102 \text{ м/с.}$$

Отримане значення швидкості перевищує критичне значення 80 м/с, тобто даний інтервал можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

Визначимо сумарну площу насадок f_d гідромоніторного долота за формулою

$$f_d = \frac{Q}{V_d} = \frac{0,014}{102} = 1,37 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

За величиною f_d підбирають діаметри насадок гідромоніторного долота за формулою

$$d_n = \sqrt{\frac{4f_d}{\pi n}}, \quad d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,37 \cdot 10^{-4}}{3,14 \cdot 3}} = 0,0076 \text{ м} = 7,6 \text{ мм.}$$

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

2.7 Вибір бурової установки, талевого каната та талевої системи

Бурова установка – комплекс машин і механізмів, призначений для буріння і кріплення свердловин.

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

Вибір бурового обладнання

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

Таблиця 2.6 – Порівняльна таблиця ваги бурильної колони і обсадних колон

Показники	Бурильна ко- лона	Проміжна колона	Експлуатаційна колона
Довжина колони, м	3020	2720	3020
Вага 1 м колони, Н		414	185
Вага колони, Н	703390	1126080	558700

Для розрахунку статичного навантаження використовують формулу

$$Q_z = K Q_z \left(1 - \frac{\gamma_{n,p}}{\gamma_m} \right) = 1.25 \cdot 1126080 \left(1 - \frac{1440}{7850} \right) \approx 1149400 \text{ Н}$$

На основі отриманих даних, враховуючи технічні характеристики бурових установок, обираємо бурову установку ZJ-40.

Обґрунтування вибору талевого каната та талевої системи

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

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

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

Отже, буріння свердловини повинно відбуватися за оснастки 5х6.

Бурова техніка ZJ-40 на українському ринку представляє китайського виробника Shandong Rongli Petroleum Machinery Co. Організація була заснована в 2002 році і в даний час базується в китайській провінції Шаньдун.

Техніка має ряд особливостей, які вигідно вирізняють її серед аналогічного бурового устаткування:

– мобільна бурова установка ZJ-40 базується на пересувному автомобілі, що сприяє високому рівню мобільності;

– бурове обладнання оснащено механічною приводний системою.

– машина укомплектована двома дизельними моторами: CAT 3508 CAT 3512. Перший відповідає за працездатність лебідки, а другий — за функціонування пари насосних агрегатів.

Зовнішній вигляд малогабаритної бурової установки ZJ-40 наведений на рис. 2.2.



Рисунок 2.2 – Малогабаритна бурова установка ZJ-40

Конструктивні особливості

Серед найбільш важливих особливостей усієї конструкції бурової установки можна виділити наступні:

– комплектація модулями дозволяє істотно економити час при монтажі системи на місці проведення бурових робіт;

– високий рівень мобільності МБУ ZJ-40 досягається за рахунок наявності пересувної системи, додатково застосовуються тягачі та підкати.

Всю мобільну бурову установку можна перевезти, використовуючи максимум 10 транспортних баз. Всі модулі після транспортування монтуються в єдину систему протягом трьох діб.

При необхідності перевезення техніки можна здійснювати, не розбираючи на модулі. Демонтувати слід лише з'єднання між передніми і задніми підставами, а також фіксатори карданного валу, який відповідає за роботу роторного пристрою.

Підйомна лебідка має закриту конструкцію і автономну систему для перемикання швидкісного режиму. Також присутні барабанні пристрою і гальма дискового типу.

Корпус і привід всієї системи має закриту конструкцію.

Щогла має телескопічним будовою, вона відкрита в передній частині. Це зроблено для простоти збірки, яка здійснюється на землі. Система піднімається вже в зібраному стані із застосуванням потужних гідравлічних приладів.

При транспортуванні модулі фіксуються на платформі так, що виходить єдиний рівень разом з транспортною базою.

Підстава ZJ-40 встановлено на шасі, які спираються на потужні шини. Колеса розташовуються чітко під переднім і заднім модулем, забезпечуючи ювелірний баланс при перевезенні техніки в зібраному вигляді.

Комплектація

Модель ZJ-40 випускається в заводській комплектації, а також з додатковим обладнанням.

- двома буровими насосами F800 з приводами C27, потужністю 800 к.с. кожен;

- дизельною електростанцією Volvo Penta, потужністю 356 кВт, яка забезпечує електрикою бурове обладнання та житлове містечко вахтових працівників;
- системою циркуляційної СЦ 170-1 в складі:
 - а) блок очистки – 1 шт (основа з ємністю 40 м³ – 1 шт; сито вібраційне ЛВС-5 – 2 шт; ситогідроціклонна установка СГЦУ-4 – 1 шт; агрегат електронасосний відцентровий шламовий НШБ 250-35,5Т / 55 – 2 шт; центрифуга ОГШ 350У- 02 – 1 шт; насос живлення центрифуги гвинтовий 1 шт; дегазатор вакуумний ДВ-1 – 1 шт; колектор вібросито – 1 шт; тенту укриття – компл.;
 - б) ємність накопичувальна – 1 шт (основа з ємністю 60 м³ – 1 шт; перемішувач бурового розчину ПБР-7,5 – 3 шт; тенту укриття – компл.
 - в) ємність накопичувальна – 1 шт (основа з ємністю 60 м³ – 1 шт; перемішувач бурового розчину ПБР-7,5 – 3 шт; блок приготування БПБР-4 – 1 шт; агрегат електронасосний відцентровий шламовий НШБ 250-35,5Т/55 – 1 шт; змішувач гідравлічний СГ 150-2 – 1 шт.
 - г) ємність накопичувальна – 1 шт (основа з ємністю 60 м³ – 1 шт; перемішувач бурового розчину ПБР-7,5 – 3 шт; дегазатор вакуумний ДВ-1 – 1 шт.)
 - д) ємність накопичувальна – 1 шт (основа з ємністю 60 м³ – 1 шт; перемішувач бурового розчину ПБР-7,5 – 3 шт).

Додаткове обладнання для техніки ZJ-40 може поставлятися за такою номенклатурою:

- система, що забезпечує баланс і стійкість техніки;
- лебідка гідравлічного типу;
- комплект приладів для евакуації оператора установки;
- система для прискорення підйомних дій;
- кабіна і панель блок для оператора.

Технічні характеристики

Технічні характеристики бурової установки ZJ-40 представлені в табл.

2.7.

Таблиця 2.7 – Технічні характеристика бурової установки ZJ-40

Умовна глибина буріння (при інструменті 114мм)	– 4000 м
Максимальне навантаження на гаку	– 225 тон
Потужність бурової лебідки	– 1000 к.с.
Діаметр талевого каната	– 32 мм
Оснастка талевої системи	– 5х6
Діаметр прохідного отвору стола ротора	– 698,5мм
Силовий привід МБУ ZJ40	– Cfterpillar C18
Бурові насоси F800	– 2 шт.
Бурові насоси F1300	– 2 шт. (очікуються)
Циркуляційна система	– 220 м ³
Блок приготування бурового розчину	– 60 м ³
Система очистки бурового розчину	– чотирьохступенева
Допоміжне обладнання	– гідравлічна лебідка 3т і 5т, підвісні гідравлічні ключі для скручування бурильних і обсадних колон, спайдери для спуска бурильних і обсадних колон.

2.8 Засоби похило-скерованого буріння

Компонування низу бурильної колони (КНБК) вживані при бурінні вертикальних і похило – спрямованих свердловин повинні забезпечувати виконання проектного профілю при мінімальних витратах часу на управлінням викривленням. Основний характеристикою КНБК являється отримувана інтенсивність викривлення свердловини на 10 м проходки при бурінні з відхилювачем і на 100 м при бурінні без нього. КНБК можна розділити на п'ять груп:

- для буріння вертикальних свердловин і вертикальних ділянок похило-скерованих свердловин;
- для набору або корекції параметрів кривизни (що відхиляють);
- для стабілізації параметрів кривизни (що стабілізують);
- для природної зміни параметрів кривизни;
- спеціальні компонування.

Відхилювачі широко застосовують для штучного викривлення свердловин в необхідному напрямі. При роторному бурінні технічні засоби і технологія штучного викривлення складніші, тому частіше використовуються відхилювачі із вибійними двигунами. З їх допомогою на породоруйнуючому інструменті створюється сила, що відхиляє, або між віссю свердловини і віссю породоруйнуючого інструменту виникає деякий кут перекосу. Частенько ці чинники, що відхиляють, діють спільно, але який-небудь з них має переважаюче значення. При цьому доведено, що для будь-якого компонування, що відхиляє, за відсутності прогину турбобура і розробки ствола свердловини при будь-яких співвідношеннях діаметрів долота і турбобура, викривлення ствола внаслідок фрезерування стінки свердловини в 4,84 рази більше, ніж в результаті асиметричного руйнування забою. Якщо відбувається прогин вибійного двигуна, то доля викривлення ствола за рахунок асиметричного руйнування породи на забої буде ще менше.

У разі, якщо викривлення відбувається в основному за рахунок фрезерування стінки свердловини, то такі відхилювачі називаються з пружною направляючою секцією, а якщо за рахунок перекосу інструменту – з жорсткою направляючою секцією.

До найбільш поширених відхилювачів відноситься кривий переводник, показаний на рис. 2.3. Він є звичайним переводником, приєднувальні різьби якого виконані під кутом один до одного. Цей кут β складає від 1 до 3°, інколи до 4°.

Кривий переводник включається в компонування між вибійним двигуном і ОБТ. В результаті великої жорсткості ОБТ в вибійному двигуні виникає ви-

гин, і на породоруйнуючому інструменті виникає сила, що відхиляє. Величина її істотно залежить від довжини і жорсткості вибійного двигуна, тому криві переводники використовуються з односекційними або укороченими турбобурами і гвинтовими вибійними двигунами.

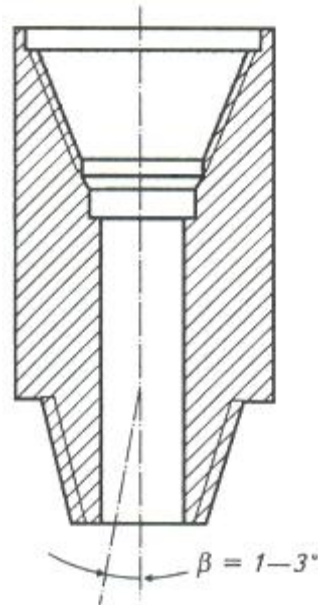


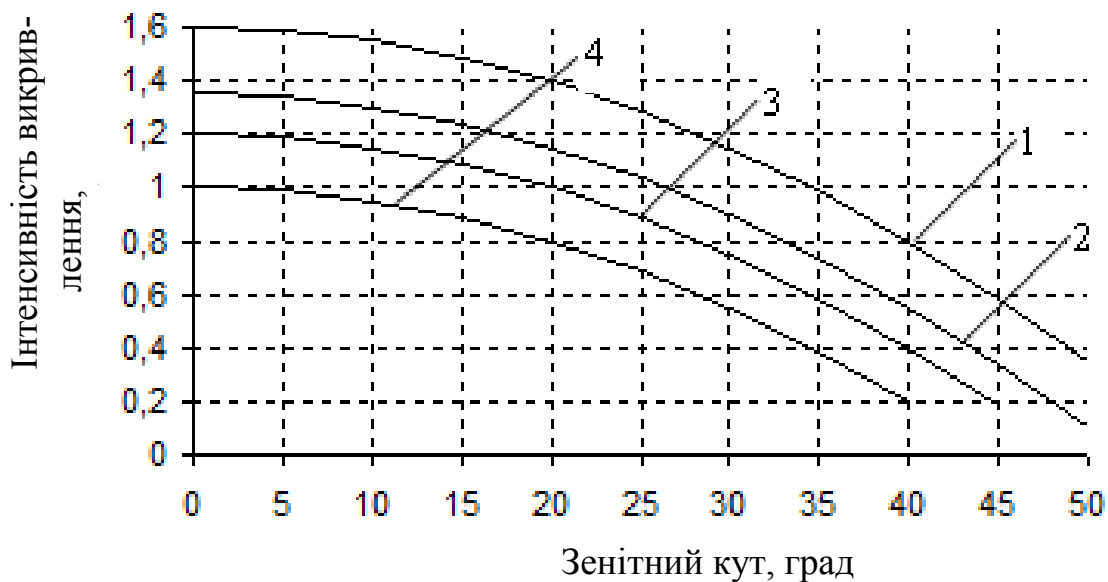
Рисунок 2.3 – Схема кривого переходника

Інтенсивність викривлення свердловини при застосуванні кривих переходників залежить від кута перекошу різьб, геометричних, жорсткісних і вагових характеристик компонування, режиму буріння, фрезеруючої здатності долота, фізико-механічних властивостей гірських порід, зенітного кута свердловини. Тому вона коливається в широких межах від 1 до 6 град/10 м.

Максимальний зенітний кут, який може бути досягнутий при застосуванні кривого переводника з односекційним турбобуром, складає $40-45^\circ$. При необхідності досягнення великих зенітних кутів слід використовувати укорочені або короткі вибійні двигуни.

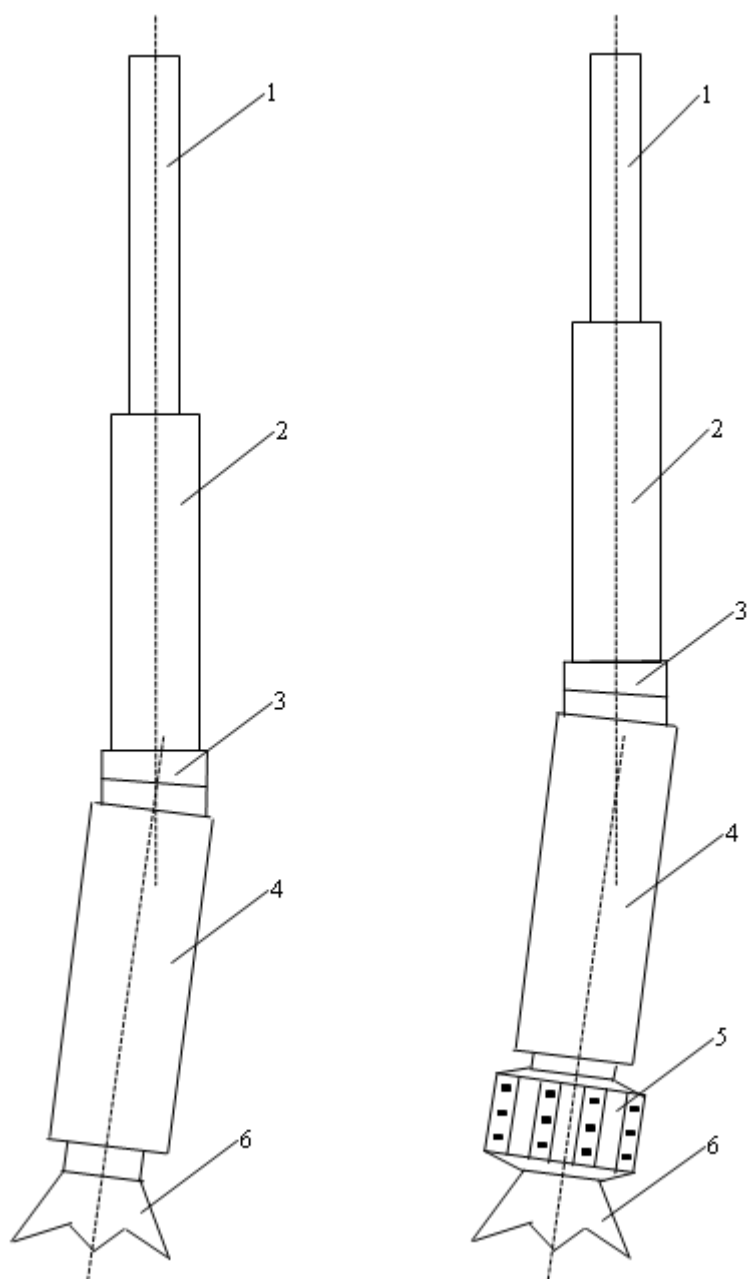
До безперечних переваг кривого переводника відноситься його простота, проте при його використанні погіршуються умови роботи вибійного двигуна за рахунок пружної деформації, інтенсивність викривлення через вказані вище чинники коливається в широких межах, породоруйнуючий інструмент через наявність відхиляючої сили, працює у важчих умовах.

Застосовуємо КНБК для набору і корекції параметрів кривизни в похило-спрямованих, пологих і горизонтальних свердловинах. До складу компоновання включені пристрої, що відхиляють. Найбільш характерною є компоновка, що включає долото, турбобур, пристрій (кут перекосу осей від $0^{\circ}15'$ до $3^{\circ}45'$), що відхиляє, ОБТ завдовжки 12-25 м, бурильний інструмент. У НПК ТОБУС розроблені шарнірні компоновання (КДБ – комплекс горизонтального буріння), що відхиляють, як для турбінного так і для роторного буріння. Основні залежності зміни zenітного кута свердловини від кута перекосу осей кривого переводника наведені на рис. 2.4. Компоновання представлені на рис. 2.5-2.7.



де: 1, 2, 3, 4 – кривий переводник з кутом перекосу осей $3^{\circ}45'$, 3° , $2^{\circ}30'$, 2°

Рисунок 2.4 – Залежність зміни zenітного кута свердловини від кута перекосу осей кривого переводника



1 – немагнітна бурільна труба (ЛБТ), 2 – ОБТ, 3 – кривий переводник (кут перекосу осей від $0^{\circ}15'$ до $3^{\circ}45'$), 4 – турбобур, 5 – калібратор, 6 – долото

Рисунок 2.5 – Компонування для набору параметрів кривизни з кривим переводником

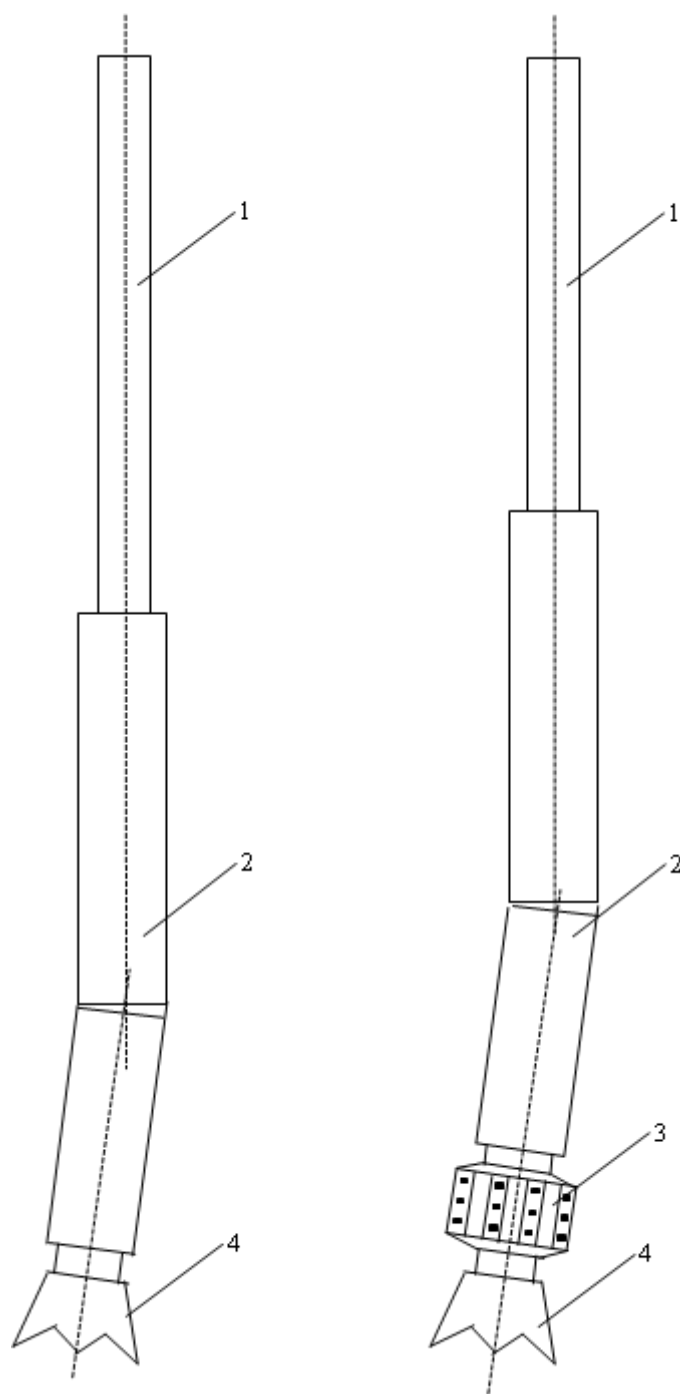


Рисунок 2.6 – Компонування для набору параметрів кривизни з турбінним відхилювачем

1 – немагнітна бурильна труба (ЛБТ) або телесистема, 2 – турбінний відхилювач (кут перекоосу осей від $0^{\circ}15'$ до 3°), 3 – калібратор, 4 – долото

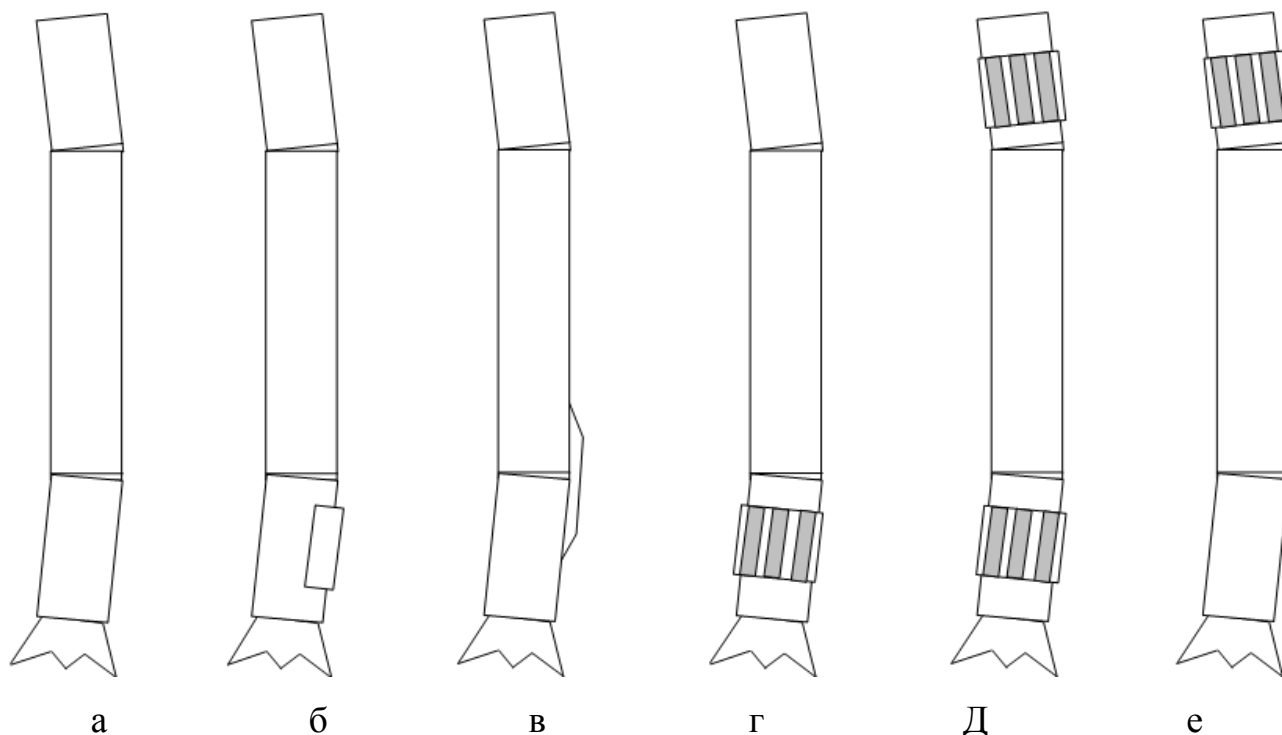


Рисунок 2.7 – Вибійні двигуни з двома перекосами в компоновках для набору параметрів кривизни

а – вибійні двигуни з двома перекосами, б і в – вибійні двигуни з двома перекосами і накладками, г і е – вибійні двигуни з двома перекосами і одним центратором, д – вибійні двигуни з двома перекосами і двома центраторами

Висновки за розділом

1. Були обґрунтовані спосіб буріння і конструкція свердловини. Свердловина має три ділянки: вертикальна, ділянка набору кривизни, умовно-горизонтальна.
2. Враховуючі механічні та абразивні властивості гірських порід були обрані бурові долота обґрунтовані параметри режиму буріння для кожного з них.
3. Була розрахована конструкція бурильної колони та вибрана компоновка низу бурильної колони.
4. Обґрунтована густина промивальної рідини і проведений гідравлічний розрахунок для буріння на кінцевій глибині.
5. Обрано бурове обладнання, необхідне для буріння свердловини.
6. Обрані технічні засоби для відхилення свердловини від вертикалі.

3 ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1 Безпека праці при будівництві свердловини

Уведення змонтованої бурової установки в роботу здійснюється за рішенням комісії з приймання бурової установки після повної готовності, випробування, обкатування всього обладнання та за наявності укомплектованої бурової бригади. Склад комісії визначається наказом по підприємству. В роботі комісії бере участь представник Держгірпромнагляду. Готовність до пуску оформлюється актом. Пускова документація повинна зберігатись на буровому підприємстві і на буровому майданчику.

У процесі буріння згідно з нормативно-технічними документами контролюються такі параметри:

- а) вага на гаку з реєстрацією на діаграмі;
- б) якісна характеристика бурового розчину з реєстрацією в журналі;
- в) тиск у маніфольді бурових насосів з реєстрацією на діаграмі чи в журналі;
- г) рівень розчину в приймальних ємностях під час буріння.

Контрольно-вимірювальні прилади для контролю за процесом буріння повинні перебувати в полі зору бурильника і бути захищеними від вібрації та атмосферних опадів.

У процесі буріння необхідно контролювати траєкторію стовбура свердловини. Обсяг та періодичність вимірів визначаються проектом. На буровій установці повинна бути схема фактичної траєкторії стовбура в просторі. На буровій установці необхідно щозміни заповнювати вахтовий журнал установленної форми. У процесі буріння після завершення додання ведучу трубу та першу свічу необхідно підіймати на першій швидкості.

Начальник бурової установки або буровий майстер надає керівництву бурового підприємства добовий рапорт про роботи, що проведені на буровій. До добового рапорту додаються діаграми реєструвальних контрольно-

вимірювальних приладів. Організація і порядок зміни вахти встановлюються положенням, розробленим буровим підприємством.

Відповідно до вимог системи стандартів безпеки праці, ДСТУ15–001–88 (п.4.2), ДСТУ 12.2.003–91 перед початком монтажних і бурових робіт передбачається вхідний контроль обладнання, приладів і інструменту на відповідність їх ДСТУ і ТУ, а також наявність паспортів на все обладнання, прилади і інструмент.

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

Згідно п. 6.3.29 Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України та ДСТУ 320.02829777.014–99, з метою запобігання безпечної експлуатації бурова вежа, крон блок, рама кронблока, підкронблочні балки піддаються не рідше одного разу в два місяці механіком і буровим майстром, а також не рідше одного разу на рік – ретельному огляду спеціальною бригадою по огляду бурових веж в порядку, визначеному підприємством. Результати огляду за їх підписами заносяться в журнал перевірки технічного стану обладнання. Результати перевірки технічного стану бурової вежі оформлюється актом за підписом спеціалістів, що проводили огляд.

3.2 Пожежна безпека

Організація і порядок навчання, проведення інструктажів, перевірки знань з питань охорони праці та пожежної безпеки й допуску персоналу до самостійної роботи здійснюється відповідно до вимог Типового положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці, затвердженого наказом Держнаглядохоронпраці України від 26.01.2005 N 15, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 15.02.2005 за N 231/10511 (НПАОП 0.00-4.12-05); Переліку робіт з підвищеною небезпекою, затвердженого наказом

Держнагляд охорони праці України від 26.01.2005 N 15, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 15.02.2005 за N 232/10512 (НПАОП 0.00-8.24-05); Типового положення про інструктажі, спеціальне навчання та перевірку знань з питань пожежної безпеки на підприємствах, в установах та організаціях України, затвердженого наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи від 29.09.2003 N 368, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 11.12.2003 за N 1148/8469 (НАПБ Б.02.005-2003); Переліку посад, при призначенні на які особи зобов'язані проходити навчання і перевірку знань з питань пожежної безпеки, та порядку їх організації, затвердженого наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи від 29.09.2003 N 368, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 11.12.2003 за N 1147/8468 (НАПБ Б.06.001-2003). Не дозволяється допуск до роботи осіб, які не пройшли навчання, інструктаж і перевірку знань з охорони праці і пожежної безпеки.

До керівництва роботами з буріння, освоєння і ремонту свердловин, ведення геофізичних робіт у свердловинах, а також з видобування та підготовки нафти і газу допускаються особи, що мають освіту за фахом, пройшли навчання та перевірку знань з охорони праці відповідно до НПАОП 0.00-4.12-05 та пожежної безпеки відповідно до НАПБ Б.02.005-2003.

На площадці бурової необхідно передбачити зовнішнє водозабезпечення для пожежогасіння згідно «Протоколу технічної наради з питань зовнішнього водозабезпечення площадок бурових БУ «Укрбургаз» для пожежогасіння» від 06.07.2000р. і типової схеми «Зовнішнього водозабезпечення бурових БУ «Укрбургаз» для пожежогасіння». Транспорт при в'їзді на територію вибухопожежонебезпечних об'єктів повинен бути обладнаний іскрогасником.

Улаштування виробничих будівель і споруд повинно відповідати вимогам проекту, державних будівельних норм «Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва» (ДБН В.1.1-7-2002), будівельних норм і правил «Производственные здания» (СНиП 2.09.02-85*), «Сооружения промышленных предп-

риятий» (СНиП 2.09.03-85), «Административные и бытовые здания» (СНиП 2.09.04-87) і Правил безпеки в нафтогазодобувній промисловості України N 497/15188.

Підприємство (підрозділ, служба тощо) зобов'язане мати масштабні плани своїх комунікацій з точними прив'язками і надійними реперами.

Відстань між спорудами повинна відповідати вимогам будівельних норм і правил «Генеральные планы промышленных предприятий» (СНиП II-89-80).

Виробничі будівлі і споруди закріплюються за виробничими підрозділами підприємства. Начальники підрозділів є особами, що відповідають за експлуатацію, протипожежний стан, збереження і ремонт закріплених за ними споруд, будівель або окремих приміщень.

Виробничі приміщення повинні мати не менше двох входів (виходів), розташованих з протилежних боків приміщення. Вікна і двері приміщення повинні відкриватися назовні. Підлога повинна бути з вогнестійких матеріалів.

На вході до приміщень повинні бути вивішені таблички з позначенням категорії приміщення щодо вибухопожежної і пожежної небезпеки згідно з «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. ОНТП 24-86», затвердженим Міністерством внутрішніх справ СРСР від 27.02.86 (НАПБ Б.07.005-86), і класом зони.

Входи до приміщень повинні бути улаштовані тамбур-шлюзами або повітряно-тепловими завісами в холодну пору року. Кожне виробниче приміщення повинне мати не менше одного основного проходу шириною не менше 1,5 м.

Автоматичне пожежогасіння і пожежну сигналізацію в будівлях необхідно передбачати згідно з Переліком однотипних за призначенням об'єктів, які підлягають обладнанню автоматичними установками пожежогасіння та пожежної сигналізації, затвердженим наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи від 22.08.2005 N 161, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 05.09.2005 за N 990/11270 (НАПБ Б.06.004-2005).

Усі приміщення повинні бути забезпечені первинними засобами пожежогашіння відповідно до Типових норм належності вогнегасників, затверджених наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи від 02.04.2004 N 151, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 29.04.2004 за N 554/9153 (НАПБ Б.03.001-2004).

Куріння на підприємстві дозволяється лише в спеціально відведених місцях за погодженням з органами державного пожежного нагляду України. Ці місця повинні бути обладнані урнами і ємностями з водою, а також написами «Місце для куріння».

Обладнання на об'єкті повинно розташовуватися так, щоб була можливість зручного і безпечного його обслуговування і ремонту. Відстань між обладнанням та відстань від обладнання до стін будівлі повинна бути не менше ніж 1 м, а ширина робочого проходу не менше ніж 0,75 м.

Робочі місця, об'єкти, джерела протипожежного водопостачання та місця розташування первинних засобів пожежогашіння, проїзди та підходи до них, проходи і переходи в темний час доби повинні бути освітлені. Залежно від кількості робочих змін зовнішнє освітлення території і окремих об'єктів допускається вмикати лише під час огляду або ремонту обладнання.

3.3 Вимоги до техніки безпеки при бурінні направлених свердловин

Робочі проекти на будівництво направлених свердловин повинні містити наступні положення і рішення:

- обґрунтування профілю і інтенсивності викривлення (радіусу викривлення) ствола свердловини;
- розрахунки додаткових навантажень, що вигинають, на колони обсадних, бурильних і НКТ в інтервалах різкого викривлення ствола;

– заходи щодо забезпечення безвідмовної і безаварійної роботи колон обсадних, бурильних і насосно-компресорних труб в умовах інтенсивного викривлення ствола свердловини в зенітному і азимутному напрямках;

– коефіцієнти запасу міцності для розрахунку обсадних колон і умови забезпечення герметичності їх різьбових з'єднань;

– технічні умови по забезпеченню прохідності усередині колон труб інструменту і пристосувань для проведення технологічних операцій, приладів ловильного інструменту і внутрішньосвердловинного устаткування;

– заходи щодо мінімізації зносу обсадних колон при спуско-підйомних і інших операціях, запобіганню жолобоутворень в інтервалах викривлення і горизонтальній ділянці;

– кріплення свердловини в інтервалах інтенсивного викривлення (при необхідності);

– допустимі навантаження на стінки свердловини від сили притиснення колони бурильних труб в місцях інтенсивного набору кривизни.

Для видалення газових скупчень у місцях розширення ствола, перегибах і тому подібне інтенсивність промивання на початку кожного довбання повинна забезпечувати утворення турбулентного потоку в кільцевому просторі горизонтальної частини ствола. Вихід розгазованої пачки розчину на поверхню повинен фіксуватися і при необхідності регулюватися.

Розрахунок обсадних колон здійснюється з урахуванням таких умов:

– коефіцієнти запасу міцності на надлишковий тиск для секцій тих, що знаходяться в межах горизонтальної ділянки складають 1,3-1,5, для секцій тих, що знаходяться в інтервалах викривлення від 3,0 до 5,0 град/10м – 1,05, для секцій в інтервалах викривлення понад 5 град/10м – 1,10;

– коефіцієнт запасу міцності на внутрішній тиск – 1,15;

– розрахунок обсадних колон на розтягування повинен вироблятися в установленому порядку.

При проведенні розрахунків для інтервалів інтенсивного викривлення – слід вибирати труби високих груп міцності.

Вибір різьбових з'єднань і герметизуючих засобів в інтервалах інтенсивного викривлення ствола повинен робитися на підставі табл. 3.1.

Компонування бурильних труб, розрахунки її на міцність повинні виходити з наступних положень:

- в інтервалі викривлення і вище встановлюються товстостінні бурильні труби;
- ОБТ розташовується вище за інтервал інтенсивного викривлення ствола свердловини.

Таблиця 3.1 – Різьбові з'єднання і герметизуючі засоби в інтервалах інтенсивного викривлення ствола свердловини

Інтенсивність викривлення, град/10м	Надлишковий внутрішній тиск, МПа	Поєднання різьбових з'єднань і герметизуючих засобів	
		оптимальне	що допускається
Рідке середовище			
5,0-10,0	до 25,0	ОТТГ (Р-2, Р-402)	ОТТМ з тефлоновим кільцем
	>25,0	ТБО (Р-2, Р-402)	ОТТГ (Р-2, Р-402, Р-416)
понад 10,0	до 25,0	ТБО (Р-2, Р-402)	ОТТГ (Р-2, Р-402, Р-416)
	>25,0	VAM (аналоги)	ТБО (Р-2, Р-402)
Газове середовище			
5,0-10,0	до 25,0	ТБО (Р-2, Р-402)	ОТТГ (Р-2, Р-402)
	>25,0	VAM (аналоги)	ТБО (Р-2, Р-402)
понад 10,0	до 25,0	VAM (аналоги)	ТБО (Р-2, Р-402)
	>25,0	VAM (аналоги)	VAM (аналоги)

Вибір зовнішнього діаметру замкових з'єднань бурильної колони, їх конструкція здійснюється з урахуванням проектної інтенсивності викривлення ствола з метою мінімізації навантажень на стінку свердловини для попередження жолобоутворення і зниження зносу обсадних колон. Виникнення навантажень на стінки свердловини вище за граничні значення, встановлені проектом, неприпустимо.

3.4 Безпека в надзвичайних ситуаціях

Можливими надзвичайними ситуаціями можуть бути землетрус, пожежа, хімічне забруднення, радіоактивне забруднення, кліматичні аномалії.

Найбільш вірогідна надзвичайна ситуація – пожежа. У разі виникнення пожежі необхідно викликати по телефону пожежну бригаду, вказавши прізвище, адресу об'єкту, поверховість будівлі, місце виникнення пожежі, обстановку на пожежі, наявність людей. Також треба прийняти заходи по евакуації людей, гасінню і збереженню матеріальних цінностей і повідомити керівника. У разі потреби викликати інші аварійно-рятувальні служби. Керівник (посадовець) продублювати виклик і прийняти заходи по евакуації людей, виділити усіх людей в небезпечну зону і так далі. При приїзді аварійних служб забезпечити проїзд до об'єкту і надавати допомогу в гасінні пожежі.

Також визначити заходи по ліквідації наслідків надзвичайної ситуації.

Висновки за розділом

1. Наведені вимоги до безпеки праці при будівництві свердловини.
2. Розглянуті правила пожежної безпеки.
3. Особлива увага приділена вимогам до техніки безпеки при бурінні викривлених ділянок.

4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

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

- природоохоронні заходи по захисту земельної ділянки;
- заходи по охороні водного середовища;
- заходи по охороні та зменшенню впливу на повітряне середовище;
- заходи по охороні та зменшенню впливу на геологічне середовище.

4.1 Природоохоронні заходи по захисту земельної ділянки

Мстою рекультивації земельної ділянки, відведеної під спорудження свердловин № 9 є запобігання та ліквідація токсичної дії на ґрунт і ґрунтові води нафтопродуктів, хімічних реагентів, бурового розчину, вибуреної породи та інших матеріалів, що використовуються при бурінні свердловини. Враховуючи матеріали СНиП 2.01.28-85 захоронення нейтралізованих та знешкоджених бурових відходів можливе безпосередньо на майданчику спорудження свердловини

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

- зняття і зберігання родючого шару ґрунту;
- будівництво каналу для відведення дощових і талих вод по периметру буровою майданчика;
- гідроізоляція вигрібної ями;
- влаштування гідроізоляційного покриття (бетонування) техмайданчиків під вишко-лебідочний, агрегатний та насосний блоки, циркуляційну систему, блок приготування розчину, склад хімреагентів, та ін.;
- влаштування на дні та стінках шламових амбарів протифільтраційного екрану із полімер-бітумного матеріалу;

- обвішування мінеральним ґрунтом шламових амбарів (висотою 0.5 м);
- збір та зберігання бурового розчину;
- збір відходів буріння в амбрах-накопичувачах з протифільтраційним екраном;
- збір та утилізація відпрацьованих 11ММ;
- будівництво критого майданчика для хімічних реагентів;
- бетонування майданчика під склади хімреагентів;
- будівництво факельного амбару на випадок ІПВІ і:
- нейтралізація і захоронення відходів буріння;
- очищення та відведення бурових стічних вод;
- проведення лабораторного контролю за станом забруднення ґрунтів.

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

Після закінчення буріння і випробування свердловини роботи з технічної рекультивациі необхідно проводити у відповідності до п. 7.3, СОУ 73.1-41-11.00.02:2011.

Ємності ПММ, які входять до обладнання бурового верстату підприємства, обладнуються рівнемірами і дихальними трубками та встановлюються на бетонованих площадках, вздовж периметра яких необхідне обвалування (стінки), які перешкоджають розтіканню рідин у разі аварії. Ширина обвалування в верхній частині повинна бути не менше 0.5 м. Обвалування резервуарів необхідно виконувати таким чином, щоб воно вміщувало об'єм, який дорівнює номінальному об'єму найбільшого резервуара, що розміщується в цьому обвалуванні, і на 0.2 м вите рівня розливої рідини.

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

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

4.2 Заходи по охороні водного середовища

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

Передбачається на буровій і система збору стічних промислових вод для повторного їх використання, а також система відводу дощових і талих вод за рахунок будівництва нагріно-влловлюючої траншеї. Відведення бурових стічних вод та стічних вод залежних від атмосферних опадів, в місцях їх можливого забруднення, тобто в межах бурового майданчика, здійснюється по системі металевих лотків для стоків, що укладаються по периметру бурової площадки та з залізобетонних плит з повздовжнім нахилом більше п'яти градусів до місця збирання – амбару бурових стічних вод.

Для зменшення витрат води під час буріння свердловин необхідно:

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

забезпечити масляне охолодження штоків бурових насосів:

- водну лінію після монтажу опресувати тиском, півторакратним від очікуваного при роботі;

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

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

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

- при проведенні спуско-підйомних операцій обладнати ротор обтирачем свічок; установити водонасосну станцію зворотною водопостачання для технічних потреб;

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

Робочим проектом передбачені оптимальні технологічні і технічні заходи, які забезпечать екологічну безпеку експлуатаційною об'єкту і мінімальний шкідливий вплив на водоносні горизонти та інші водні об'єкта, а саме:

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

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

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

- при бурінні під експлуатаційну колону, хвостовик експлуатаційний та фільтр- хвостовик па гирлі свердловини встановлюється проти викидне обладнання:

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

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

- при освоєнні свердловини гирло обладнується фонтанною арматурою, а флюїд із свердловини спалюється;
- гідроізолювано земельні амбари та вигрібна яма з метою запобігання забруднення підземних вод;
- влаштовано туалет з водонепроникним вигрібом;
- водовідведення виробничих стоків та забруднених дощових стоків з території техплощадок в гідроізолюваній амбар БСВ (по системі стічних лотків);
- повторне використання воли для технологічного процесу;
- очищення бурових стічних вод з використанням коагулянтів.

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

Перелічені заходи забезпечують захист прісних і мінеральних вод від:

- проникнення поверхневих забруднювачів;
- забруднення складовими бурових розчинів, у т.ч. синтетичними мастилами:
- потрапляння пластових флюїдів при аварійних ситуаціях.

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

4.3 Заходи по охороні та зменшенню впливу на повітряне середовище

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

- використання блоку приготування бурових розчинів, щоб уникнути розпилення порошкових хімреагентів;
- застосування автономного комплексу тампонажної техніки;
- для запобігання газоводопроявлень обладнання гирла свердловини противикидним обладнанням;
- визначення граничних розмірів санітарно-захисних зон (СЗЗ) промислових об'єктів, що забезпечують необхідні параметри стану повітряного середовища за межами СЗЗ (не перевищують ГДК поза зоною);
- виконання критерію не перевищення ГДК в атмосфері, на виробничих об'єктах концентрація шкідливих речовин не повинна перевищувати максимальні разові ГДК робочих зон.

4.4 Заходи по охороні та зменшенню впливу на геологічне середовище

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

Охорона надр та безпека навколишнього середовища в процесі спорудження свердловин забезпечується організаційно-технічними рішеннями, технологічними заходами і операціями, які передбачені технічним проектом та повинні бути реалізованими в процесі здійснення робіт.

Основні технологічні рішення для забезпечення мінімізації негативного впливу на надра, які закладено в даний проект:

- вибір по графіках сумісних зон буріння конструкції кожної свердловини, яка відповідає геологічним умовам буріння;

- розрахунок, згідно ПАОП 11.1-1.01-08 Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України, густини бурового розчину по інтервалах буріння;
- розрахунок і підбір обсадних груб на максимально можливі пластові тиски;
- цементування обсадних колон високоякісними тампонажними матеріалами; установка на обсадні колони центраторів для утворення надійного цементного кільця.

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

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

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

Висновки за розділом

1. Заходи з охорони довкілля і надр при бурінні свердловини на Базаліївській площі включають: природоохоронні заходи по захисту земельної ділянки; заходи по охороні водного середовища; заходи по охороні га зменшенню впливу на повітряне середовище; заходи по охороні та зменшенню впливу на геологічне середовище.

2. Наведені заходи і технічні рішення забезпечують зменшення негативного впливу геологічних і технологічних процесів на геологічне середовище.

ВИСНОВКИ

1. Метою планованої діяльності є спорудження розвідувальної свердловини № 9 Базаліївської площі для розвідки покладів вуглеводнів у кам'яновугільних відкладах. у тому числі дослідно-промислової розробки з подальшим видобуванням нафти, газу глибиною 3020 м.

2. Вибій свердловини проектується за азимутом 330°. Профіль свердловин - похило-спрямований з горизонтальною ділянкою. Проектний горизонт В-17 (кам'яновугільна система, нижній відділ, верхньовізейський підярус).

3. Були обґрунтовані спосіб буріння і конструкція свердловини. Свердловина має три ділянки: вертикальна, ділянка набору кривизни, умовно-горизонтальна.

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

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

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

7. Обрано бурове обладнання, необхідне для буріння свердловини.

8. Обрані технічні засоби для відхилення свердловини від вертикалі.

9. Наведені вимоги до безпеки праці при будівництві свердловини.

10. Розглянуті правила пожежної безпеки.

11. Особлива увага приділена вимогам до техніки безпеки при бурінні викривлених ділянок.

12. Заходи з охорони довкілля і надр при бурінні свердловини на Базаліївській площі включають: заходи по захисту земельної ділянки; охорони водного середовища; охорони та зменшенню впливу на повітряне середовище; охорони та зменшенню впливу на геологічне середовище.

13. Наведені заходи і технічні рішення забезпечують зменшення негативного впливу геологічних і технологічних процесів на геологічне середовище.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Войтенко В.С., Вітрик В. Г., Яремійчук Р. С., Яремійчук Я. С. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідкова книга. – Л.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
2. Геологорозвідувальна справа і техніка безпеки: навч. Посібник / П.П.Вирвінський, Ю.Л.Кузін, В.Л.Хоменко. – Д.: Національний гірничий університет, 2010. - 368 с.
3. Довідник з нафтогазової справи / Заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Київ: Львів, 1996. – 620 с.
4. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
5. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К.: Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
6. Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підручник / В.С. Білецький, В.М. Орловський, В.Г. Вітрик; НТУ «ХПІ» ХНУМГ ім. О.М.Бекетова. – ДПолтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
7. Пряма й зворотна схеми очищення при бурінні свердловин: Монографія / Давиденко О.М, Ігнатов А.О. // Держ. вищ. навч. закл. «Нац. гірн. ун-т». – Д. : ДВНЗ «НГУ», 2012. - 101с.
8. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів. Харків: Фоліо. 2015. 413 с.
9. Vieira, J.L., 2009: Controlled directional drilling (4th edition). Petroleum Extension Service, Austin TX, 133 pp.
10. Baker Hughes. Directional Drilling An Overview. – 1996. – 109 p.
11. Heriot-Watt Institute of Petroleum Engineering. Drilling Engineering, 2005.
12. Islam M. R., Hossain M. E. Drilling Engineering: Towards Achieving Total Sustainability. – Gulf Professional Publishing, 2021.
13. Short, J.A., 1993. Introduction to Directional and Horizontal Drilling. In: PennWell Publishing Company, Tulsa, OK.

ДОДАТКИ

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.20.02.ПЗ	Пояснювальна записка	72	
5					
6			Демонстраційний матеріал		
7					
8			Оглядова карта району робіт	1	
9			Базаліївська площа	1	
10			Характеристика геологічного розрізу	2	
11			Суміщений графік тисків і конструкція свердловини	1	
12			Технологічні параметри бурового розчину	1	
13			Геолого-технічний проєкт	1	