

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 Черненко Ігор Вадимович
(ПІБ)
академічної групи 185-19зск-1 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 буріння експлуатаційної свердловини в умовах
Кибинцівського нафтового родовища
(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 Черненко Ігор Вадимович академічної групи 185-19зск-1 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 буріння експлуатаційної свердловини в умовах
Кибинцівського нафтового родовища

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

Черненко І.В

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка 54 стор., 7 рис., 9 табл., 4 джерела.

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН НА НАФТУ; СВЕРДЛОВИНА; БУРОВА
УСТАНОВКА; ПОРОДОРУЙНУЮЧИЙ ІНСТРУМЕНТ; ТЕХНОЛОГІЯ
БУРІННЯ.

Сфера застосування розробки – буріння свердловин на нафту.

Об'єкт розроблення – технологія буріння експлуатаційної свердловини для умов Кибинцівського нафтового родовища.

Мета роботи – проектування технології буріння свердловини для розвідки та експлуатації Кибинцівського нафтового родовища.

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

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ	5
1.1 Загальні відомості про Кибинцівське нафтове родовище	5
1.2 Геологічна характеристика району робіт	6
1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин	11
Висновки за розділом	12
2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	14
2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини	14
2.2 Вибір способу буріння.....	16
2.3 Вибір породоруйнівного інструменту	17
2.4 Вибір бурильної колони	20
2.5 Вибір режиму буріння	25
2.6 Промивання свердловини	29
Висновки за розділом	42
3 ОХОРОНА ПРАЦІ	43
3.1 Техніка безпеки при бурінні свердловин	43
3.2 Виробнича санітарія	44
3.3 Заходи з забезпечення пожежної безпеки	44
Висновки за розділом	46
4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	47
Висновки за розділом	50
ВИСНОВКИ.....	51
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	53
ДОДАТКИ.....	54

ВСТУП

Актуальність роботи. Кибинцівське нафтове родовище розташоване в Миргородському районі Полтавської області на відстані 12 км від м. Миргород. У тектонічному відношенні воно знаходиться в центральній частині південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу Висачківсько-Ромоданівського структурного валу. Продуктивний горизонт знаходиться на глибині 4300-4670 м і представляє собою шари пісковиків перемежовуваних з ангідритами.

Таким чином, проектування технології буріння розвідувальної 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 Кибинцівського нафтового родовища, з метою пошуку, розвідки, оцінки, розробки та експлуатації газових покладів та забезпечення держави енергетичними ресурсами власного видобутку для виконання програми енергетичної незалежності України.

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

1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ

1.1 Загальні відомості про Кибинцівське нафтове родовище

Кибинцівське нафтове родовище розташоване в Миргородському районі Полтавської області на відстані 12 км від м. Миргород (рис. 1.1). У тектонічному відношенні воно знаходиться в центральній частині південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу Висачківсько-Ромоданівського структурного валу.

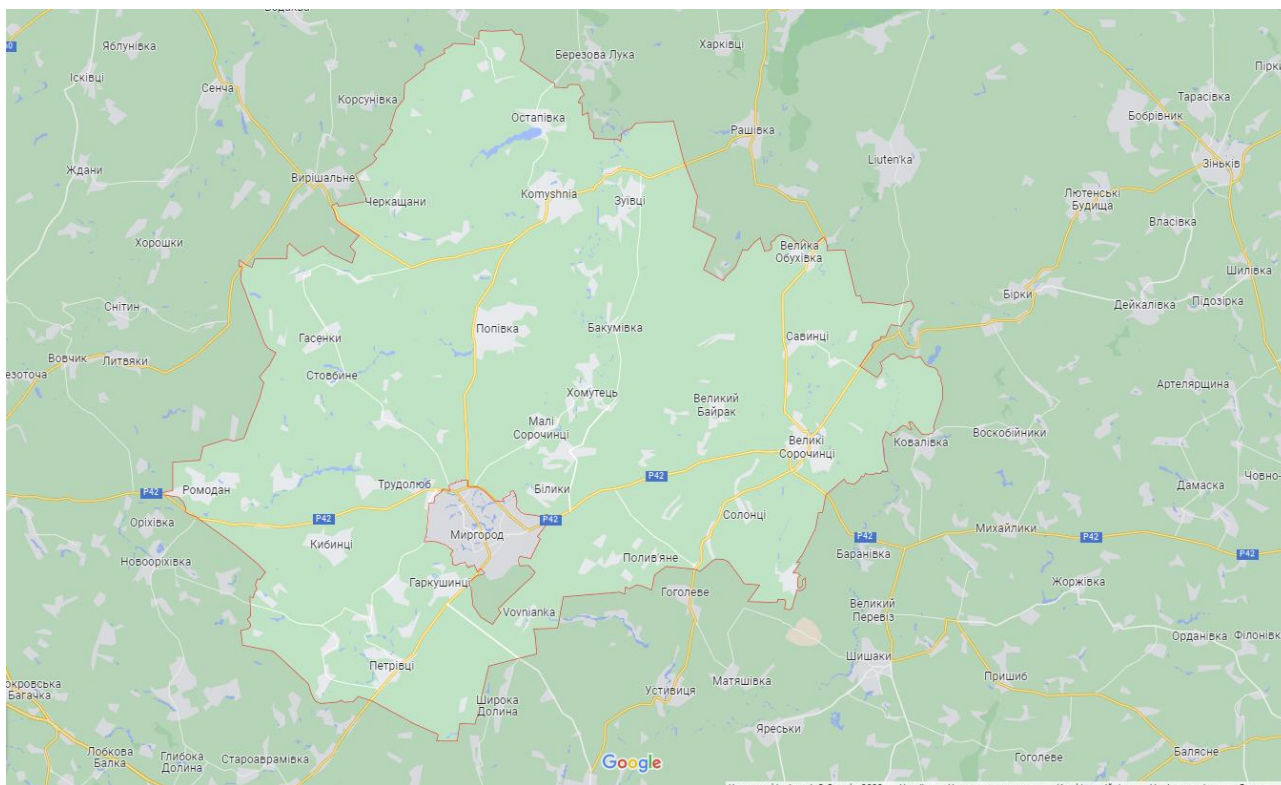


Рисунок 1.1 – Миргородський район

Миргородський район займає північну частину Полтавської області.

З ним сусідять Лубенський , Кременчуцький , Полтавський Полтавської області, Роменський та Сумський райони Сумської області, Прилуцький район Чернігівської області.

Площа – 6 283 км² (2-е місце серед районів області).

Через район протікають річки Псел, Хорол, Сула, Грунь-Ташань, Грунь Лохвиця, Сулиця.

Район розташований у лісостеповій фізико-географічній зоні.

Район утворений у 1923 році. З 8 грудня 1966 до 17 липня 2020 року не змінював своїх кордонів. 17 липня 2020 в результаті адміністративно-територіальної реформи район був укрупнений, до його складу увійшли території: Миргородського району, Великобагачанського району, Гадяцького району, Лохвицького району, Шишацького району, частково Лубенського району, а також міст обласного значення Миргород та Гадяч.

Сільськогосподарські угіддя займають 124,5 тис. га, причому на ріллю припадає 97,7 тис. га, на ліси та лісопокриті площі – 17,8 тис. га, а площа водного дзеркала становить 2,1 тис. га.

Район багатий на корисні копалини. У межах району виявлено нафту, газ, буре вугілля, торф, кам'яну сіль. Будівельні матеріали представлені запасами гіпсу, пісковика, каоліновими та гончарними глинами, гравієм, що залягають на першій надзаплавній терасі річки Псел між Великими Сорочинцями та Матяшівкою.

1.2 Геологічна характеристика району робіт

У тектонічному відношенні Кибинцівське нафтове родовище знаходиться в центральній частині південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу Висачківсько-Ромоданівського структурного валу.

Підняття виявлене в 1951 р. структурно-пошуковим бурінням і сейсморозвідкою. За даними цих досліджень в 1957 р. розпочата бурінням свердловина 1, при випробуванні якої в наступному році з продуктивного горизонту С-16 (іт. 1570-1610 м) отримано приплив нафти дебітом 37 т добу через штуцер діаметром 12 мм. До Державного балансу родовищі включене в 1958 р. Через несприятливі умови місцевості родовище залишилося недорозвіданим. Всього на площі пробурено сім пошукових і розвідувальних свердловин. Ними розкрито карбонатно-теригенні відклади від четвертинних до девонських, а також галогенні утворення девону.

По покрівлі горизонту С-16в структура с витягнутою в південно-східному напрямку перикліналлю Ромоданівської соляної складки. В її межах виділяється невелика брахіантикліналь з апікальною частиною в районі свердловини 5. Розміри структури 5,0х3,0 км. Вона розчленована на три частини системою поперечних скидів амплітудою 100-200 м.

Бурінням встановлено промислові скупчення нафти в трьох пластах горизонту С-16 серпуховського та одному пласті горизонту Б-12 башкирського ярусів. Колекторами є пісковики з високими фільтраційно-ємкісними властивостями. Поклади пластові склепінні тектонічно екрановані.

Вісачківсько-Ромоданівську антикліналь у тектонічному відношенні приурочено до окраїни ЛюбенськоБілоцерківського виступу в межах південної прибортової зони в розломо-парі Прип'ятсько-Маницького крайового розлому ДДЗ. Підняття складене Вісачківським і Ромоданівським соляними діапірами, які поєднуються міжкупольною зоною та ускладнені розривними порушеннями (рис. 1.2).

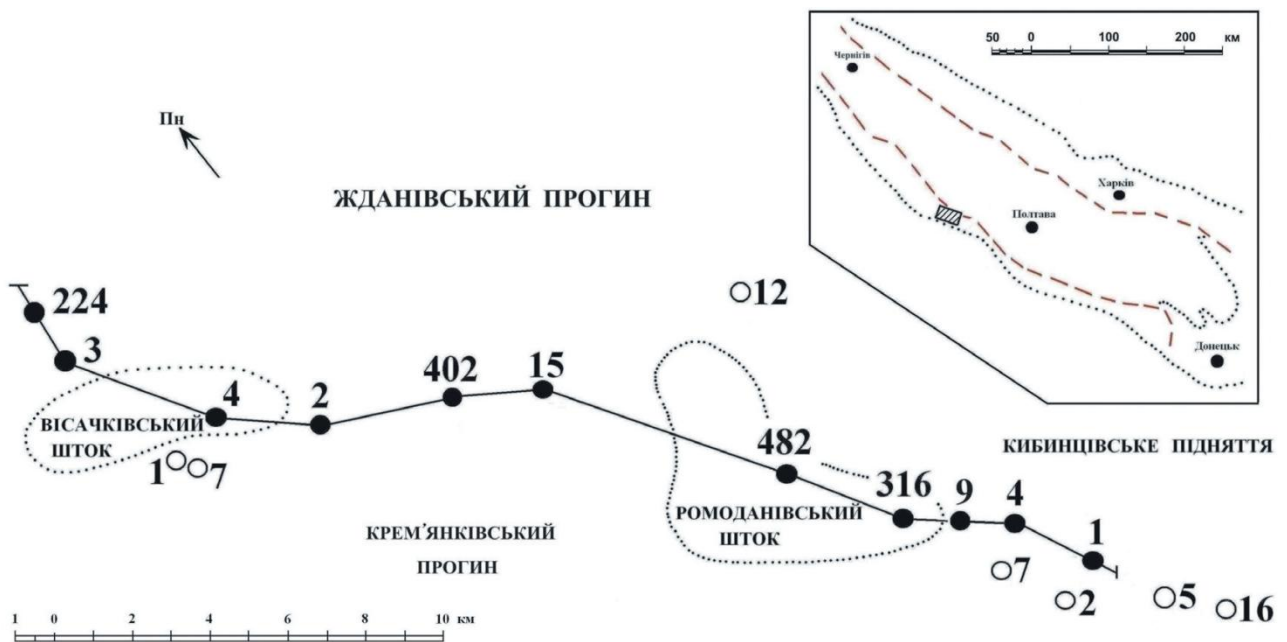


Рисунок 1.2 – Схематичні оглядові карти Дніпровсько-Донецької западини та Вісачківсько-Ромоданівської структури

У будові структури беруть участь верхньодевонські відклади, представлені товщами: підсольовою ($D_3f_1\hat{c}hr_1$, D_3f_2sm-al , D_3f_3vr), сольовою (D_3f_3vr і $ev-lv$); міжсольовою (D_3fm_1zd-el), які із перервою (відсутня надсольова товща (D_3fm_2dn-lb і $oz-ch$) перекриваються нижньо- (C_1t-v-s) і середньокам'яновугільними (C_2b) породами. Кам'яновугільні породи із стратиграфічною перервою поховані під кайнозойськими утвореннями. На крилах і перикліналях антикліналі розвинені мезозойські відклади (рис. 1.3).

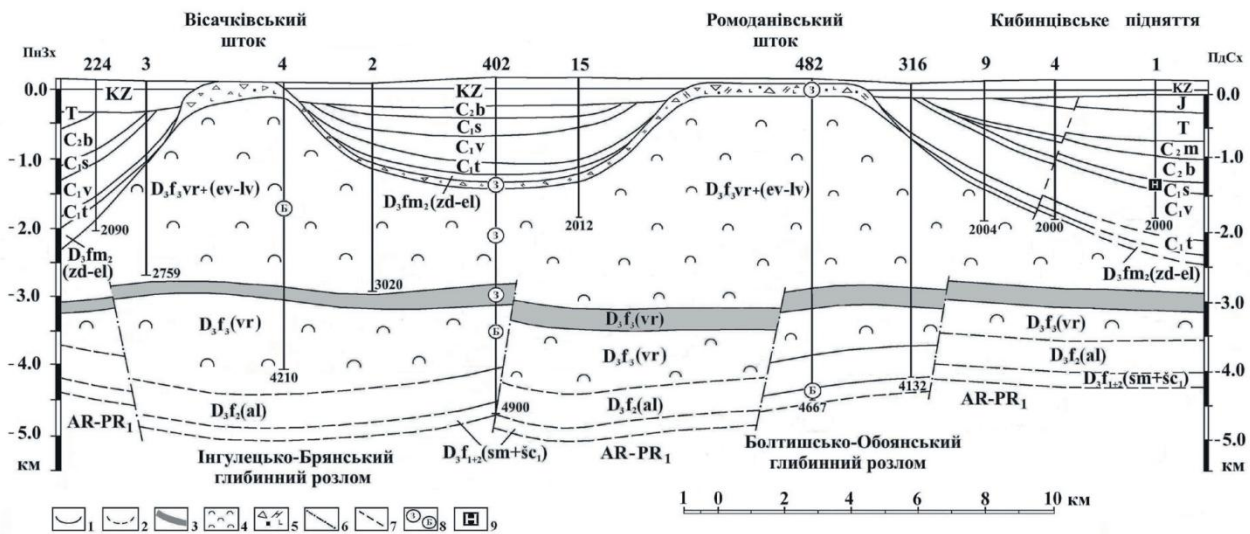


Рисунок 1.3 – Схематичний геологічний розріз через Вісачківсько-Ромоданівську соляну структуру (за св. Вісачківські 224, 3, 4, 2, 15, Крем'янківська 402, Ромоданівська 482, 316 та Кибинцівські 9, 4, 1):

1 – границі стратиграфічних горизонтів (за даними ГДС); 2 – умовні границі стратиграфічних горизонтів; 3 – воронезька доманікоїдна товща; 4 – сіль; 5 – брекчії кепроків; 6 – глибинні розломи; 7 – розриви; 8 – непромислові прояви ВВ (запах конденсату або бензину, сліди бітуму); 9 – промисловий приплив нафти

У розрізі св. Крем'янківська 402 (міжкупольна зона) у відкладах соленосної товщі, за аналізом керну і даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС), розкрито потужну товщу карбонатно-глинистих порід (інт. 3023-3326 м), яка відповідає руднянській світі, охарактеризованій воронезькою фауною. Вона представлена переважно щільними піритизованими аргілітами зі включеннями прошарків алевролітів, глинистими щільними пісковиками, чор-

ними мергелями з прошарками бурих і сірих щільних міцних вапняків (до 10 см); місцями вапняки дрібнозернисті тріщинуваті, тріщини заповнені кальцитом або прозоро-помаранчевою сіллю; трапляється значна кількість лінз та шматків фюзенізованої рослинної тканини і піриту, що свідчить про депресійні умови осадконагромадження, спостерігається запах ВВ.

Карбонатно-глиниста товща зіставляється з аналогічною товщею перешарування порід циклу $v\tau_3$ у св. Колайдинцівська 7, Великобагачанська 7, Вісачківська 4 і 7, Ромоданівська 482, що свідчить про її значне поширення в межах південної прибортової зони ДДЗ.

Концентрації $C_{орг}$ у вапняковистих чорних аргілітах становлять 0,65-1,50%, максимальні значення сягають 2,8-2,95%. Таким породам притаманний високий ступінь відновлення і бітумінозність. Найбільш високі концентрації органічної речовини і рухомих бітумоїдів характерні лише для доманікоїдних карбонатно-глинистих порід воронезького горизонту

Для оцінки нафтогазоносного потенціалу досліджуваної товщі побудовано схематичний палеогеотермічний графік її занурення (за даними св. Крем'янківська 402). Для умов ДДЗ температурний інтервал головної зони нафтогазогенерації (ГЗНГ) становить від 90 до 190 °С (МК₁, МК₂ і МК₃).

Відповідно до графіка (рис. 1.4) товща увійшла в ГЗНГ 330–360 млн років тому, досягнувши максимального прогріву подошви (до 160 °С) у ранньпермський час. Товща залишається в межах зони генерації і донині. Довготривале перебування в оптимальних для генерації ВВ умовах, а також ізоляція товщі між воронезькими і евлансько-лівенськими соляними відкладами дають змогу вважати її високоперспективною.

У кам'яновугільний час підсольові відклади досягли ГЗНГ (на етапі інтенсивного занурення до 190–225 °С, пізніше – до 130-160 °С), де перебувають і досі. Нині тепловий режим є сприятливим для генерації ВВ, тому можлива наявність тут покладів ВВ. Екрануючі властивості соляних товщ збільшують вірогідність відкриття промислових скупчень ВВ. Відповідно, глибинний інтервал ГЗНГ у св. Крем'янківська 402 коливається від 1180 до 4120 м.

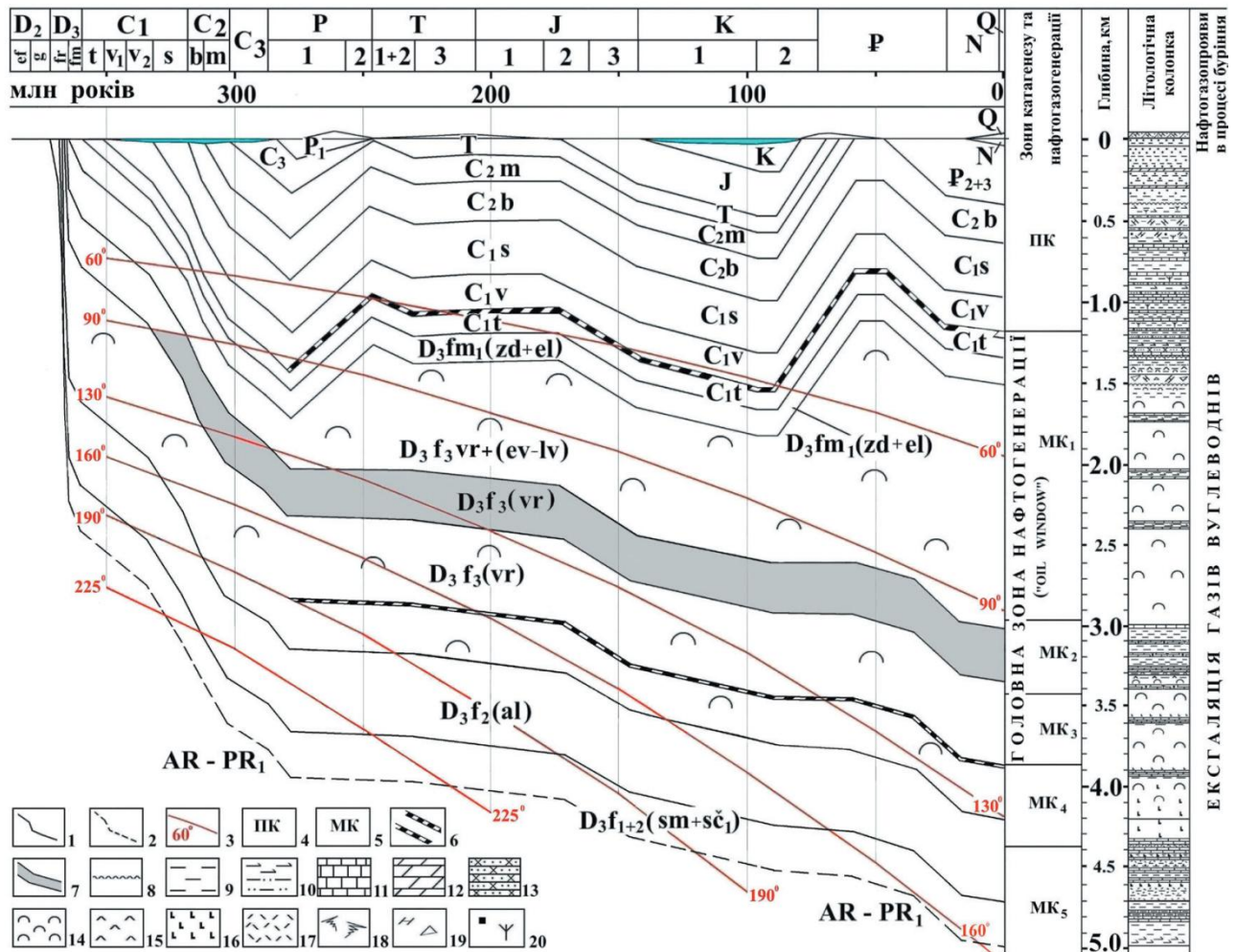


Рисунок 1.4 – Палеогеотермічний графік занурення воронезької товщі в зони нафтогазогенерації в межах Вісачківсько-Ромоданівського валу (за даними св.

Крем'янківська 402):

- 1 – границі стратиграфічних горизонтів; 2 – умовна поверхня кристалічного фундаменту; 3 – ізотерми, підстадії, 4 – протокатагенез (ПК); 5 – мезокатагенез (МК); 6 – верхня і нижня границі зони нафтогенерації; 7 – воронезька доманікоїдна товща; 8 – стратиграфічні неузгодження; 9 – аргіліти; 10 – алевроліти й алеврити; 11 – вапняки; 12 – мергелі; 13 – пісковики; 14 – сіль; 15 – ангідрити; 16 – діабазити; 17 – туфи і туфити; 18 – тріщинуватість; 19 – уламки порід; 20 – пірит, рослинні залишки

Можливо припустити декілька варіантів формування родовищ ВВ у межах просторового безпосереднього контакту із досліджуваною товщею, зокрема: 1) товща могла генерувати ВВ, які по розломах мігрували у вище залягаючі породи-колектори; 2) нафтова речовина формувалась у процесі сполучення

глибинного водню і вуглецю підсольових карбонатних товщ, мігруючи у пастки верхніх горизонтів структур; 3) змішана модель, коли формування родовищ відбувалось у сполученні попередніх двох варіантів, тобто відбувався глибинний підтік водню крізь карбонатні товщі у поєднанні з активізацією міграції ВВ із нафтогенеруючої товщі по тріщинах розривних порушень.

Воронезьку карбонатно-глинисту товщу за речовинним складом, будовою літологічного розрізу, умовами формування можливо зіставити із промислово нафтогазоносною міжсольовою задонсько-єлецькою товщею Прип'ятського прогину.

Родовище введене в розробку у 1959 р.

1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Гірничо-геологічні умови буріння свердловин наведені в табл. 1.2

Таблиця 1.2 – Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Інтервал залягань, м	Літологічна характеристика відкладень	Категорія		Гradient тисків, МПа/м		Очікувані ускладнення
		З твердості	З абразивності	Пластовий	Гідророзриву	
0-150	Грунт, мергель	I	I	0.0100	0.0160	Обвали
150-850	Алевроліти і алеврити	IV	IV	0.0102	0.0155	
850-1700	Аргіліти, алевроліти, алеврити	V	IV	0.0116	0.0160	
1700-3800	Пісковики, сіль, аргіліти, алевроліти і алеврити	V	V	0.0112	0.0170	Розчинення солей
3800-4300	Сіль	IV	IV	0.0116	0.0175	Розчинення солей
4300-4670	Ангідрити, пісковики	VI	VI	0.0135	0.0180	Нафтопроявлення

В інтервалі 0-150 м залягає ґрунтово-рослинний шар і мергелі. Породи мають I категорію з буримості і I групу з абразивності. Градієнт пластового тиску – 0,0100 МПа/м, тиску гідророзриву – 0,0160 МПа/м. У цьому інтервалі можливі обвали гірських порід.

В інтервалі 150-850 м залягають алевроліти і алеврити. Породи мають IV категорію з буримості та IV групу з абразивності. Градієнт пластового тиску – 0,0102 МПа/м, тиску гідророзриву – 0,0155 МПа/м.

В інтервалі 850-1700 м залягають з чергуванням аргіліти, алевроліти і алеврити. Породи мають V категорію з буримості та IV групу з абразивності. Градієнт пластового тиску – 0,0116 МПа/м, тиску гідророзриву – 0,0160 МПа/м.

В інтервалі 1700-3800 м залягають з чергуванням пласти пісковиків, солі, аргілітів, алевролітів і алевритів. Породи мають V категорію з буримості і V групу з абразивності. Солі в цьому інтервалі схильні до розчинення. Градієнт пластового тиску – 0,0112 МПа/м, тиску гідророзриву – 0,0170 МПа/м.

В інтервалі 3800-4100 м залягає потужний пласт солей IV категорію з буримості і IV групи з абразивності. Градієнт пластового тиску – 0,0116 МПа/м, тиску гідророзриву – 0,0175 МПа/м. У цьому інтервалі спостерігається розчинення солі.

Продуктивний горизонт знаходиться на глибині 4300-4670 м і представляє собою шари пісковиків перемежовувані з ангідритами. Породи мають VI категорію з буримості та VI групу з абразивності. Градієнт пластового тиску – 0,0135 МПа/м, тиску гідророзриву – 0,0180 МПа/м.

Висновки за розділом

1. Наведені загальні відомості про Кибинцівське нафтове родовище. Родовище розташоване в Миргородському районі Полтавської області на відстані 12 км від м. Миргород. У тектонічному відношенні воно знаходиться в центральній частині південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу Висачківсько-Ромоданівського структурного валу.

2. У соляному розрізі Вісачківсько-Ромоданівської структури виділяється потужна воронезька (руднянська) карбонатно-глиниста товща, яка за літофаціальними даними, геохімічними і палеотермічними показниками, можливо, є нафтогенеруючою. Товща має значне просторове поширення і є джерелом вуглеводнів у вище залягаючі пастки.

3. Проаналізовані гірничо-геологічні умови буріння свердловин. Продуктивний горизонт знаходиться на глибині 4300-4670 м і представляє собою шари пісковиків перемежовувані з ангідритами.

2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

Для встановлення кількості обсадних колон та глибини їх спуску спершу будуємо суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску та тиску гідророзриву за глибиною свердловини. Суміщений графік тисків і конструкція свердловини наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Суміщений графік тисків і конструкція свердловини

Глибина, м	Ускладнення	Градієнт тисків, МПа/м		Градієнт тиску, МПа/м								Конструкція свердловини	Густина бурового розчину, кг/м ³
		Пластовий	Гідророзриву	0,0100	0,0110	0,0120	0,0130	0,0140	0,0150	0,0160	0,0170		
150	Обвали	0,0100	0,0160									473	1170
850		0,0102	0,0155									20 м	1170
1700		0,0116	0,0160	850 м	1170								
3800	Розчинення солей	0,0112	0,0170	1240									
4300	Розчинення солей	0,0116	0,0175	1450									
4670	Нафтопрояви	0,0135	0,0180	4300 м	1450								
				4670 м									

1. Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону визначають за формулою

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

де D_m – зовнішній діаметр муфти колони обсадних труб, для колони діаметром 127 мм, діаметр муфти складає 146 мм; δ – величина зазору між муфтою і стінками свердловини, для колони діаметром 127 мм, рекомендована величина зазору складає 5 мм.

Тоді

$$D_d^e = 146 + 2 \cdot 5 = 156 \text{ мм.}$$

Відповідно до стандарту на долота PDC, приймаємо

$$D_d^e = 165,1 \text{ мм.}$$

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

$$D_b = D_d + (6 \div 8)$$

Підставляючи значення, отримаємо

$$D_b = 165,1 + 7 = 172,1 \text{ мм.}$$

Відповідно до стандарту встановлюємо зовнішній і внутрішній діаметри технічної колони і діаметр з'єднуючих муфт до неї.

$$D_z = 193,7 \text{ мм; } D_b = 178,5 \text{ мм; } D_m = 215,9 \text{ мм.}$$

3. Діаметр долота для буріння під проміжну колону визначаємо за формулою

$$D_d^e = D_m + 2\delta = 215,9 + 2 \cdot 10 = 235,9 \text{ мм}$$

Відповідно до стандарту на долота PDC, приймаємо

$$D_d^e = 250,8 \text{ мм.}$$

4. Визначаємо внутрішній діаметр кондуктора, виходячи з того, що різниця між внутрішнім діаметром кондуктора і діаметром долота повинна бути 6-8 мм, тобто

$$D_b = D_d + (6 \div 8).$$

Підставляючи значення, отримаємо

$$D_B = 250,8 + 7 = 257,8 \text{ мм.}$$

Відповідно до стандарту зовнішній і внутрішній діаметри кондуктора і діаметр з'єднуючих муфт до неї.

$$D_3 = 273,1 \text{ мм; } D_B = 258,9 \text{ мм; } D_M = 298,5 \text{ мм.}$$

5. Визначаємо діаметр долота для буріння під кондуктор

$$D_d^e = 298,5 + 2 \cdot 15 = 328,5 \text{ мм.}$$

Відповідно до стандарту на долота PDC, приймаємо

$$D_d^k = 374,7 \text{ мм.}$$

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

Тоді

$$D_3 = 374,7 + 50 = 424,7 \text{ мм.}$$

Відповідно до стандарту діаметр напрямку приймаємо :

$$D_3 = 473 \text{ мм.}$$

Результати розрахунків подані в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Параметри конструкції свердловини

Глибина, м	Діаметр колони, мм	Діаметр долота, мм
20	473	-
850	273,1	374,7
4300	193,7	250,8
4670	127	165,1

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; ді-

аметр 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.

Для даної свердловини приймаємо роторний спосіб буріння.

2.3 Вибір породоруйнівного інструменту

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться 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, яка наведена в літературі.

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.

Вперше PDC долота (Polycrystalline diamond compact – полікристалічний алмазний композит) з'явилися в нафтовій промисловості в середині 70-х років минулого століття. З тих пір, долота зазнали безліч технологічних змін, що зробило їх надзвичайно ефективним буровим інструментом при бурінні як м'яких незцементованих, так і твердих абразивних порід.

Це долота виготовлені за останньою технологією для буріння свердловин на нафту, газ і воду, або геотермальних свердловин (рис. 2.1). PDC долота виготовляються з високоякісної сталі або матричного порошку і армуються алмазними полікристалічними різцями. Розмір і кількість різців залежать від кількості лопатей і діаметра долота. Ці долота мають високу зносостійкість і забезпечують високі швидкості проходки.

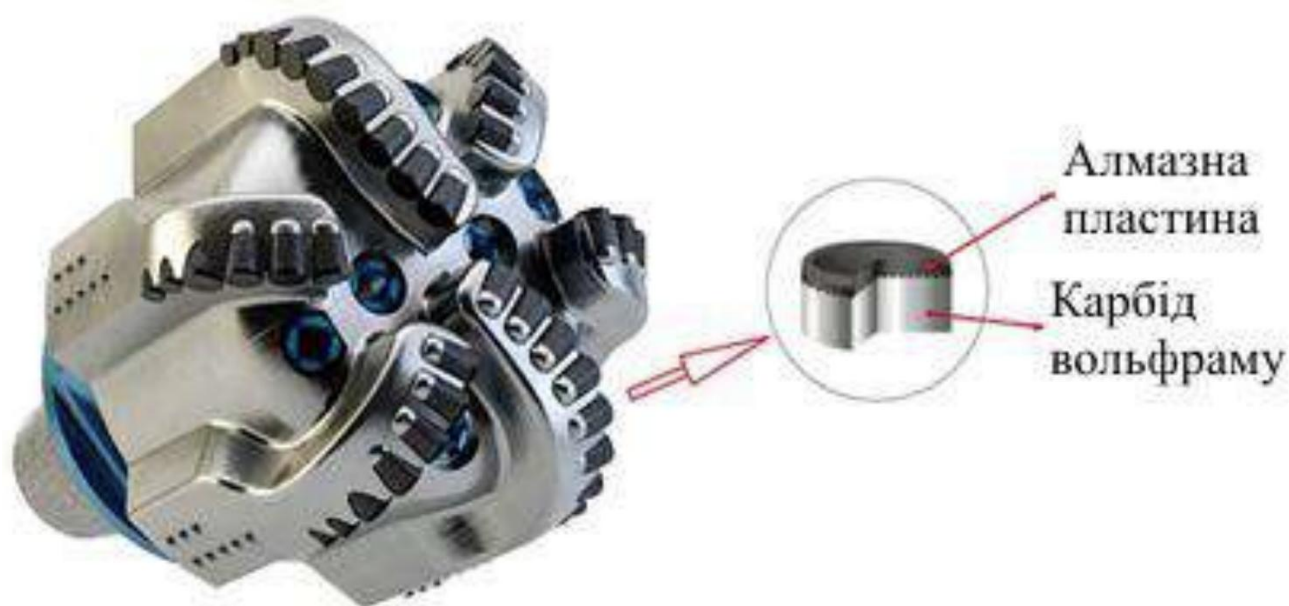


Рисунок 2.1 – Загальний вигляд PDC долота

PDC долота руйнують гірські породи шляхом різання (рис. 3.10). Гідравлічна конструкція PDC доліт забезпечує швидке очищення свердловини від вибуреної породи і охолодження долота, що в сукупності забезпечує високі швидкості буріння, у 2-3 рази більші від традиційних шарошкових доліт, а також тривалий ресурс доліт.

На сьогодні PDC долота найбільш ефективно використовуються у нафтогазовій промисловості.

До основних технологічних переваг PDC доліт відносяться такі їх характеристики:

- високі швидкості буріння;
- висока зносостійкість, що дозволяє забезпечувати високі показники проходки (ресурс доліт може досягати 5000 м і більше);

- більш вертикальні свердловини правильної круглої форми, що сприяє легкій посадці обсадної колони;
- великі зерна розбуреної породи;
- безперешкодне проходження кременистих порід;
- відсутність у конструкції рухомих частин (значно знижуються ризики залишення частин долота на вибої свердловини при бурінні);
- низьке осьове навантаження при високих швидкостях буріння.

Перевагою PDC доліт перед шарошковими є їх зносостійкість. Навіть при деформації такі долота можна ремонтувати і знову запускати в роботу. Механізм руйнування гірської породи зрізанням у 2 рази ефективніший за руйнування стисненням і, відповідно, механічна швидкість проходки (МШП) для PDC доліт вища. Розробка нових форм і профілів лопатей спрямована до поліпшення керованості долотами при похило-скерованому бурінні. А розробки PDC-різців дозволяють бурити все більш тверді породи, інтервали з перешаруванням гірських порід.

Таким чином, для буріння свердловини будемо використовувати долота з полікристалічними алмазними вставками.

Результати вибору наведені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Долота для буріння свердловини

Інтервал глибин, м	Типорозмір долота
0-850	374,7FD419SM
850-4300	250,8FD616SM
4300-4670	165,1FD713MH

В інтервалі 0-850 м залягають породи I і IV категорій з твердості, I і IV групи з абразивності. В таких породах рекомендовано використання доліт PDC типу SM або S. У відповідності до номенклатури доліт, що випускаються промисловістю випускаються тільки долота типу SM цього діаметру. Тому остаточно обираємо долото 374,7FD419SM.

В інтервалі 850-4300 м залягають породи IV-V категорій з твердості, IV-V групи з абразивності. В таких породах можливо використання доліт PDC типу SM, M або MH. У відповідності до номенклатури доліт, що випускаються промисловістю обираємо долото 250,8FD616SM.

В інтервалі 4300-4670 м залягають породи VI категорії з твердості, VI групи з абразивності. В таких породах рекомендовано використання доліт PDC типу MH, MA або H. У відповідності до номенклатури доліт, що випускаються промисловістю обираємо долото 165,1FD713MH.

2.4 Вибір бурильної колони

Бурильна колона - це безперервна багатоланкова система інструментів між вертлюгом на поверхні і долотом на вибої свердловини (рис. 2.2). У багатоланковій конструкції бурильної колони виділяють основні і допоміжні елементи. До основних відносять: ведучу трубу, бурильні труби з приєднувальними замками, обважені бурильні труби (ОБТ).

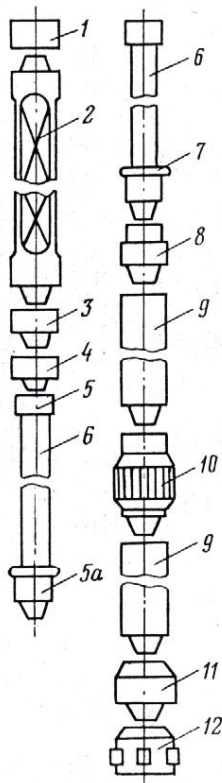


Рисунок 2.2 – Схема бурильної колони

- 1 - верхній переводник ведучої труби
- 2 - провідна труба
- 3 - нижній переводник ведучої труби
- 4 - запобіжний переводник
- 5 - муфта замка
- 5a - ніпель замка
- 6 - бурильна труба
- 7 - протектор
- 8 - переводник на (ОБТ)
- 9 - ОБТ
- 10 - центратор
- 11 - наддолотний амортизатор
- 12 - калібратор

Допоміжні елементи – це перевідники різного призначення, протектори, центратори, стабілізатори, калібратори, наддолотні амортизатори.

Вибір діаметрів ОБТ та бурильних труб

Діаметр ОБТ визначаємо враховуючи діаметр долота, щоб витримувалися такі співвідношення

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

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

де $d_{\text{ОБТ}}$, $D_{\text{д}}$, $d_{\text{бт}}$, – відповідно діаметр ОБТ, долота та бурильних труб.

Підставляючи чисельні значення отримаємо:

$$\frac{d_{\text{ОБТ}}}{151} = 0,75 - 0,85, \text{ або } d_{\text{ОБТ}} = (0,75 - 0,85) \cdot 165,1 \approx 132 \text{ мм};$$

У відповідності до ДСТ обираємо збалансовані обважнені бурильні труби ОБТ31-120,6 з внутрішнім діаметром 64 мм. Маса 1 м таких труб складає 84 кг.

Тоді діаметр бурильної колони дорівнює

$$d_{\text{бт}} = (0,75 - 0,85) \cdot d_{\text{ОБТ}} = (0,75 - 0,80) \cdot 133 \approx 103 \text{ мм}$$

У відповідності до ДСТ на бурильні труби обираємо труби – ТБН-101,6.

Для їх з'єднання використовуються замки – ЗШ-146. Він має внутрішній діаметр 80 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 .

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину ОБТ визначають як

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{K C_{\text{д}} - G}{q_{\text{ОБТ}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right)},$$

де K – коефіцієнт резерву, $K=1,20-1,25$; $C_{\text{д}}$ – осьове навантаження, Н; $\rho_{\text{пр}}$ – густина промивальної рідини, кг/м^3 ; $\rho_{\text{м}}$ – щільність металу, кг/м^3 ; $q_{\text{ОБТ}}$ – вага 1 м ОБТ, Н/м; G – вага вибійного двигуна, Н.

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{1,25 \cdot 150000}{840 \cdot \left(1 - \frac{1450}{7850}\right)} = 274 \text{ м},$$

Отриману довжину ОБТ округляють у більший бік до величини, яка кратна довжині свічки. Тоді остаточно приймаємо $l_{\text{ОБТ}} = 275$ м.

Над ОБТ рекомендується розміщувати наддолотний комплект бурильних труб. Для цього переважно вибирають труби із сталі групи міцності "Д" з найбільшою товщиною стінки і довжиною 250-300 м. (ТБН-101,6×10Д).

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. Для першої секції приймають бурильні труби групи міцності "Д" з мінімальною товщиною стінки.

1. Для першої секції беремо труби із сталі марки Д, товщина стінки 8 мм, вага 1 м 185 Н.

Довжину першої секції визначають із умови допустимих напружень розтягу

$$l_1 = \frac{Q_p - k(G_{\text{убт}} + G_{\text{нк}} + G) \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right) - (P_{\text{д}} + P_{\text{т}})F_{\text{к}}}{kq_{\text{бт}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right)}$$

де Q_p – навантаження, яке розтягує, що допускається, для труб нижньої секції, Н; k – коефіцієнт враховуючий вплив тертя (приймається 1,15); $G_{\text{убт}}$ – вага обважнених бурильних труб, Н; $G_{\text{убт}}$ – вага наддолотного комплексу, Н; G – вага вибійного двигуна і долота, Н; $P_{\text{д}}$, $P_{\text{т}}$ – перепад тиску на долоті і турбобурі, Па; $F_{\text{к}}$ – площа прохідного каналу труби; $q_{\text{бт}}$ – вага 1 м бурильної колони, Н.

У свою чергу

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

де $\sigma_{\text{тр}}$ – межа текучості матеріалу труб, Па; $F_{\text{тр}}$ – площа перетину труб, м²; n – запас міцності, приймається рівним 1,4.

Площа перетину труб дорівнює

$$F_{\text{тр1}} = \frac{\pi}{4} (d_3^2 - d_{\text{вн1}}^2)$$

Тоді підставляючи значення, отримаємо

$$F_{\text{тр1}} = \frac{3,14}{4} (0,1016^2 - 0,0856^2) = 0,00235 \text{ м}^2$$

Тоді

$$Q_{\text{р1}} = \frac{380 \cdot 10^6 \cdot 0,00235}{1,4} = 614000 \text{ Н}$$

Довжина першої секції дорівнює

$$l_1 = \frac{614000 - 1,15(275 \cdot 840 + 300 \cdot 224 + 0) \left(1 - \frac{1450}{7850}\right) - (4,9 \cdot 10^6 + 0) \cdot 0,785 \cdot 0,0856^2}{1,15 \cdot 185 \cdot \left(1 - \frac{1450}{7850}\right)} = 1773 \text{ м.}$$

Приймаємо кратно довжині свічі, округлюючи у менший бік $l_1 = 1750 \text{ м}$.

2. Для другої секції беремо труби із сталі марки Д, товщина стінки 9 мм, вага 1 м 204 Н.

Для багатосекційної колони довжина першої (знизу) секції уже визначена вище, а довжина другої секції

$$l_2 = \frac{Q_{\text{р2}} - Q_{\text{р1}}}{Kq_{\text{бт2}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пп}}}{\rho_{\text{м}}}\right)},$$

де $Q_{\text{р1}}$ і $Q_{\text{р2}}$ – припустимі навантаження, що розтягують, для труб першої і другої секції, Н; $q_{\text{бт2}}$ – вага 1м труб другої секції, Н.

У свою чергу

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

Площа перетину труб дорівнює

$$F_{\text{тр2}} = \frac{\pi}{4} (d_3^2 - d_{\text{вн2}}^2) = \frac{3,14}{4} (0,1016^2 - 0,0836^2) = 0,0026 \text{ м}^2$$

Тоді

$$Q_{\text{р2}} = \frac{380 \cdot 10^6 \cdot 0,0026}{1,4} = 683300 \text{ Н}$$

Тоді довжина другої секції дорівнює

$$l_2 = \frac{Q_{\text{р2}} - Q_{\text{р1}}}{Kq_{\text{бт2}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пп}}}{\rho_{\text{м}}}\right)} = \frac{683300 - 614000}{1,15 \cdot 204 \cdot \left(1 - \frac{1450}{7850}\right)} = 362 \text{ м.}$$

Приймаємо кратно довжині свічі, округлюючи у менший бік $l_2 = 350$ м.

3. Для третьої секції беремо труби із сталі марки Л, товщина стінки 10 мм, вага 1 м 224 Н.

Для багатосекційної колони довжина першої (знизу) секції уже визначена вище, а довжина другої секції

$$l_3 = \frac{Q_{p3} - Q_{p2}}{Kq_{бтз} \left(1 - \frac{\rho_{пп}}{\rho_m}\right)},$$

де Q_{p3} і Q_{p2} – припустимі навантаження, що розтягують, для труб третьої і другої секції, Н; $q_{бтз}$ – вага 1 м труб другої секції, Н.

У свою чергу

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

Площа перетину труб дорівнює

$$F_{тр2} = \frac{\pi}{4} (d_3^2 - d_{вн2}^2) = \frac{3,14}{4} (0,1016^2 - 0,0816^2) = 0,0029 \text{ м}^2$$

Тоді

$$Q_{p2} = \frac{650 \cdot 10^6 \cdot 0,0029}{1,4} = 1284700 \text{ Н}$$

Тоді довжина другої секції дорівнює

$$l_3 = \frac{Q_{p3} - Q_{p2}}{Kq_{бтз} \left(1 - \frac{\rho_{пп}}{\rho_m}\right)} = \frac{1284700 - 683300}{1,15 \cdot 224 \cdot \left(1 - \frac{1450}{7850}\right)} = 2863 \text{ м.}$$

Оскільки сумарна довжина бурильної колони перевищила глибину свердловини, то довжина труб третьої секції буде дорівнювати

$$l_3 = L - l_{обт} - l_{нк} - l_1 - l_2 = 4670 - 275 - 300 - 1750 - 350 = 1995 \text{ м.}$$

Зведемо розрахунки у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Конструкція бурильної колони

Показники	Номер секції знизу угору				
	ОБТ	НК	1	2	3
Зовнішній діаметр труб, мм	133	101.6	101.6	101.6	101.6
Товщина стінки, мм		11	8	9	10
Група міцності матеріалу труб		Д	Д	Д	Л
Довжина секції, м	275	300	1750	350	1995
Вага 1 м, кН/м	840	224	185	204	224
Вага всієї секції, Н	231000	67200	323750	71400	446880
Загальна вага, Н	1140230				

2.5 Вибір режиму буріння

Режим буріння в інтервалі 0-850 м долотом 374,7FD419SM.

1. Осьове навантаження на долото C_d .

$$C_d = c_n D_d$$

де c_n – питоме навантаження на 1 м діаметра, Н/м; D_d – діаметр долота, м.

$$C_d = 1,4 \cdot 10^5 \cdot 0,3747 = 52458 \text{ Н}$$

Розраховане осьове навантаження на долото не повинно перевищувати допустиме (паспортне) для даного типорозміру долота [C_d]

$$C_d \leq [C_d].$$

Для долота 374,7FD419SM допустиме (паспортне) осьове навантаження на долото становить [C_d] = 450000 Н.

Таким чином, остаточно осьове навантаження для буріння долотом 374,7FD419SM становитиме

$$C_d = 52000 \text{ Н}$$

2. Частота обертання долота.

Для доліт різальної дії частоту обертання визначають за формулою

$$n = \frac{60V_d}{\pi D_d},$$

де V_d – допустима лінійна швидкість обертання, яка визначається із умов абразивного зносу та нагріву долота, $V_d=3-5$ м/с.

Тоді

$$n = \frac{60 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,3747} = 204 \text{ об/хв.}$$

Остаточно приймаємо

$$n_d = 200 \text{ об/хв.}$$

3. Витрата промивальної рідини.

Витрату промивальної рідину вибирають за двома умовами

а) із умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}},$$

де Q_1 – витрата промивальної рідини, м³/с; q_0 – питома витрата промивальної рідини, м³/с на 1 м² вибою ($q_0=0,35-0,5$ – при роторному та електробурінні; $q_0=0,5-0,7$ – при бурінні гідравлічними вибійними двигунами); $F_{\text{виб}}$ – площа вибою свердловини, м²;

$$Q_1 = 0,4 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot 0,3747^2 = 0,044 \text{ м}^3/\text{с}$$

б) із умови транспортування шламу в кільцевому просторі

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

де V_{min} – мінімально припустима швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі (у скельних породах приймають $V_{\text{min}}=0,7-1,0$ м/с; в м'яких $V_{\text{min}}=1,0-1,4$ м/с; при бурінні долотами великого діаметру $V_{\text{min}}=0,3-0,5$ м/с).

$$F_{\text{кп}} = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_T^2)$$

$$D_c = D_d \cdot k = 0,3747 \cdot 1,2 = 0,4496 \text{ м.}$$

$$Q_2 = 0,4 \cdot \frac{\pi}{4} (0,4496^2 - 0,1016^2) = 0,060 \text{ м}^3/\text{с}$$

Таким чином, остаточно приймаємо витрату промивальної рідини 60 л/с.

Режим буріння в інтервалі 850-4300 м долотом 250,8FD616SM.

1. Осьове навантаження на долото C_d .

$$C_d = c_p D_d$$

$$C_d = 5 \cdot 10^5 \cdot 0,2508 = 125400 \text{ Н.}$$

Розраховане осьове навантаження на долото не повинно перевищувати допустиме (паспортне) для даного типорозміру долота $[C_d]$

$$C_d \leq [C_d].$$

Для долота 250,8FD616SM допустиме (паспортне) осьове навантаження на долото становить $[C_d] = 320000 \text{ Н}$. Таким чином, остаточно осьове навантаження для буріння долотом 250,8FD616SM становитиме

$$C_d = 125000 \text{ Н}$$

2. Частота обертання долота.

Для доліт різальної дії частоту обертання визначають за формулою

$$n = \frac{60V_d}{\pi D_d},$$

Тоді

$$n = \frac{60 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,2508} = 305 \text{ об/хв.}$$

Остаточно приймаємо

$$n_d = 310 \text{ об/хв.}$$

3. Витрата промивальної рідини.

а) із умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}},$$

$$Q_1 = 0,4 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot 0,2508^2 = 0,020 \text{ м}^3/\text{с}$$

б) із умови транспортування шламу в кільцевому просторі

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

$F_{\text{кп}} = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_r^2)$, де діаметр свердловин $D_c = D_d \cdot k = 0,2508 \cdot 1,2 = 0,300 \text{ м}$.

$$Q_2 = 0,4 \cdot \frac{\pi}{4} (0,300^2 - 0,1016^2) = 0,063 \text{ м}^3/\text{с}$$

Таким чином, остаточно приймаємо витрату промивальної рідини 63 л/с.

Режим буріння в інтервалі 4300-4670 м долотом 165,1FD713МН.

1. Осьове навантаження на долото C_d .

$$C_d = c_n D_d$$

$$C_d = 1,25 \cdot 10^6 \cdot 0,1651 = 206000 \text{ Н.}$$

Розраховане осьове навантаження на долото не повинно перевищувати допустиме (паспортне) для даного типорозміру долота [C_d]

$$C_d \leq [C_d].$$

Для долота 165,1FD713МН допустиме (паспортне) осьове навантаження на долото становить [C_d] = 150000 Н.

Таким чином, остаточно осьове навантаження для буріння долотом 165,1FD713МН становитиме

$$C_d = 150000 \text{ Н.}$$

2. Частота обертання долота.

Для доліт різальної дії частоту обертання визначають за формулою

$$n = \frac{60V_d}{\pi D_d}$$

Тоді

$$n = \frac{60 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,1651} = 347 \text{ об/хв.}$$

Остаточно приймаємо

$$n_d = 350 \text{ об/хв.}$$

3. Витрата промивальної рідини.

а) із умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}},$$

$$Q_1 = 0,4 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot 0,1651^2 = 0,009 \text{ м}^3/\text{с}$$

б) із умови транспортування шламу в кільцевому просторі

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

$$F_{\text{кп}} = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_T^2)$$

В якості внутрішнього діаметру свердловини тут слід приймати внутрішній діаметр проміжної колони, тобто

$$D_c = D_b = 0,1785 = 0,300 \text{ м.}$$

$$Q_2 = 0,4 \cdot \frac{\pi}{4} (0,1785^2 - 0,1016^2) = 0,016 \text{ м}^3/\text{с}$$

Таким чином, остаточно приймаємо витрату промивальної рідини 16 л/с.

Параметри режиму буріння наведені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Параметри режиму буріння

Долото	Параметри режиму буріння		
	Осьове навантаження C_d , Н	Частота обертання n , хв^{-1}	Витрата промивальної рідини Q , л/с
374,7FD419SM	52000	200	60
250,8FD616SM	125000	310	63
165,1FD713MH	150000	350	16

2.6 Промивання свердловини

Обґрунтування густини промивальної рідини

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

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

де $P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск в інтервалі свердловини для якого визначається $\rho_{\text{пр}}$, Па; g – прискорення земного тяжіння, $\text{м}/\text{с}^2$; H – глибина підошви інтервалу свердловини, м; α – нормативний коефіцієнт, який згідно до вимог правил ведення бурових робіт визначає запас тиску у свердловині над пластовим.

В інтервалі 0-850 метрів, значення нормативного коефіцієнта $\alpha = 1,12$

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,12 \cdot 0,0102 \cdot 10^6 \cdot 850}{9,81 \cdot 850} = 1166 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

Приймаємо $\rho_{\text{пр}} = 1170 \text{ кг}/\text{м}^3$.

В інтервалі 850-4300 метрів, значення нормативного коефіцієнта $\alpha = 1,05$

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 0,0116 \cdot 10^6 \cdot 4300}{9,81 \cdot 4300} = 1243 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо $\rho_{\text{пр}} = 1240 \text{ кг/м}^3$.

В інтервалі 4300-4670 метрів, значення нормативного коефіцієнта $\alpha = 1,05$

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 0,0135 \cdot 10^6 \cdot 4670}{9,81 \cdot 4670} = 1446 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо $\rho_{\text{пр}} = 1450 \text{ кг/м}^3$.

Гідравлічний розрахунок

Гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи

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

де P – сумарні гідравлічні втрати тиску в циркуляційній системі, Па; $P_{\text{т}}$ – втрати тиску в бурильних трубах, Па; $P_{\text{кп}}$ – втрати тиску в кільцевому просторі за бурильними трубами, Па; $P_{\text{з}}$ – втрати тиску в замках і муфтах, Па; $P_{\text{ОБТ}}$ – втрати тиску в ОБТ, Па; $P_{\text{кпОБТ}}$ – втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ, Па; $P_{\text{обв}}$ – втрати тиску в наземній обв'язці (стояку, буровому шланзі, ведучій трубі, вертлюзі), Па; $P_{\text{д}}$ – втрати тиску в долоті, Па.

Для бурильних труб

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

$$Re = \frac{\rho_{\text{пр}} V d_{\Gamma}}{\eta_{\text{пр}}},$$

де $\rho_{\text{пр}}$ – густина промивальної рідини, кг/м^3 ; V – швидкість руху промивальної рідини, м/с; d_{Γ} – гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметру труби $d_{\text{в}}$ або різниці діаметрів $d_{\Gamma} = D_{\text{с}} - d_{\text{з}}$ для кільцевого простору, м; $D_{\text{с}}$ – діаметр свердловини, м; $d_{\text{з}}$ – зовнішній діаметр бурильної колони, м; $\eta_{\text{пр}}$ – динамічна в'язкість промивальної рідини, Па·с

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58},$$

де He – критерій Хелстрема;

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

де τ_0 – динамічне напруження зсуву, Па.

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

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

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

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

де F – площа поперечного перерізу, м²

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

1. Для руху промивальної рідини всередині бурильних труб.

Визначимо динамічну в'язкість промивальної рідини

$$\eta_{пр} = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{пр} - 0,022 = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1450 - 0,022 = 0,0259 \text{ Па}\cdot\text{с}.$$

Гідравлічний діаметр, для ділянки всередині бурильних труб, дорівнює внутрішньому діаметру труби $d_B = 85,6$ мм.

Площа поперечного перерізу, м²

$$F = \frac{3,14}{4} 0,0856^2 = 0,00575 \text{ м}^2.$$

Швидкість руху промивальної рідини

$$V = \frac{0,016}{0,00575} = 2,78 \text{ м/с}.$$

Параметр Рейнольдса

$$Re = \frac{1450 \cdot 2,78 \cdot 0,0856}{0,0259} = 13349.$$

Динамічне напруження зсуву, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1450 - 7 = 5,3.$$

Критерій Хелстрема;

$$He = \frac{1450 \cdot 5,3 \cdot 0,0865^2}{0,0259^2} = 84667.$$

Критичне число Рейнольдса

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 84667^{0,58} = 7365.$$

Оскільки

$$Re > Re_{кр} \\ 13349 > 7365,$$

то режим руху турбулентний.

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

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{пр}}{d_{г}} l$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору для труб

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

де Δ – шорсткість труб ($\Delta = 3 \cdot 10^{-4}$ м – для стінок всередині труб).

Підставляючи значення, отримаємо

$$\lambda_{г} = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,0865} + \frac{110}{13349} \right) = 0,034$$

Отже

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{пр}}{d_{г}} l = 0,034 \cdot \frac{2,78^2}{2} \cdot \frac{1450}{0,0856} \cdot 4395 = 9600000 \text{ Па} = 9,6 \text{ МПа}.$$

Довжина бурильної колони

$$l_{бк} = L_c - l_{обт} = 4670 - 275 = 4395 \text{ м}.$$

2. Для руху промивальної рідини всередині обважнених бурильних труб.

Визначимо динамічну в'язкість промивальної рідини

$$\eta_{\text{ПР}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{ПР}} - 0,022 = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1450 - 0,022 = 0,0259 \text{ Па}\cdot\text{с}.$$

Площа поперечного перерізу, м²

$$F = \frac{3,14}{4} 0,064^2 = 0,00322 \text{ м}^2.$$

Швидкість руху промивальної рідини

$$V = \frac{0,016}{0,00322} = 4,97 \text{ м/с}$$

Параметр Рейнольдса

$$Re = \frac{1450 \cdot 4,97 \cdot 0,064}{0,0259} = 17855.$$

Динамічне напруження зсуву, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1450 - 7 = 5,3.$$

Критерій Хелстрема;

$$He = \frac{1450 \cdot 5,3 \cdot 0,064^2}{0,0259^2} = 47329.$$

Критичне число Рейнольдса

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 47329^{0,58} = 5857.$$

Оскільки

$$Re > Re_{\text{кр}}$$

$$17855 > 5857$$

Коефіцієнт гідравлічного опору для труб

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

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

Підставляючи значення, отримаємо

$$\lambda_T = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,064} + \frac{110}{17855} \right)^{0,25} = 0,033.$$

Втрати тиску в обважнених бурильних трубах за формулою Дарсі-Вейсбаха

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

Отже

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пр}}}{d_{\Gamma}} l = 0,033 \cdot \frac{4,97^2}{2} \cdot \frac{1450}{0,064} \cdot 275 = 2600000 \text{ Па} = 2,6 \text{ МПа}.$$

3. Для руху промивальної рідини в кільцевому просторі між бурильними трубами і стінками свердловини.

Визначимо динамічну в'язкість промивальної рідини

$$\eta_{\text{пр}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{пр}} - 0,022 = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1450 - 0,022 = 0,0259 \text{ Па}\cdot\text{с}.$$

Гідравлічний діаметр, для ділянки всередині бурильних труб, внутрішньому діаметру труби $d_{\text{в}}$ або різниці діаметрів $d_{\Gamma} = D_{\text{с}} - d_{\text{з}}$ простору $d_{\Gamma} = 175,7 - 101,6 = 74,1 \text{ мм}$.

Площа поперечного перерізу, м^2

$$\text{для кільцевого простору } F = \frac{3,14}{4} (0,1757^2 - 0,1016^2) = 0,0161 \text{ м}^2;$$

Швидкість руху промивальної рідини

$$V = \frac{0,016}{0,0161} = 1,0 \text{ м/с}$$

Параметр Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{1450 \cdot 1,12 \cdot 0,0741}{0,0259} = 4121.$$

Динамічне напруження зсуву, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1450 - 7 = 5,3.$$

Критерій Хелстрема;

$$\text{He} = \frac{1450 \cdot 5,3 \cdot 0,0741^2}{0,0259^2} = 63446.$$

Критичне число Рейнольдса

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 63446^{0,58} = 6554.$$

Оскільки

$$Re < Re_{кр} \\ 4121 < 6554$$

то режим руху рідини в цьому інтервалі ламінарний.

При ламінарному режиму руху втрати тиску в кільцевому просторі визначають за такими формулою:

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

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

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

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

Підставляючи значення, отримаємо

$$Sen = \frac{6 \cdot 0,0741}{0,0259 \cdot 1,0} = 15.$$

Тоді, з графіку залежності коефіцієнту β від параметру Сен-Венана $\beta_{кп} = 0,46$.

Підставляючи значення, отримаємо

$$P_{кп} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{кп} (D_c - d_3)} = \frac{4 \cdot 5,3 \cdot 4395}{0,46 \cdot (0,1757 - 0,1016)} = 9900000 \text{ Па} = 9,9 \text{ МПа}.$$

4. Для руху промивальної рідини в кільцевому просторі між обважненими бурильними трубами і стінками свердловини.

Визначимо динамічну в'язкість промивальної рідини

$$\eta_{пр} = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{пр} - 0,022 = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1450 - 0,022 = 0,0259 \text{ Па}\cdot\text{с}.$$

Гідравлічний діаметр, для ділянки всередині бурильних труб, внутрішньому діаметру труби d_b або різниці діаметрів $d_r = D_c - d_3$ простору $d_r = 165,1 \cdot 1,2 - 101,6 = 198,1 - 133 = 65,1$ мм.

Площа поперечного перерізу свердловини, m^2

для кільцевого простору $F = \frac{3,14}{4} (0,1981^2 - 0,133^2) = 0,0169$ m^2 ;

Швидкість руху промивальної рідини

$$V = \frac{0,016}{0,0169} = 0,94 \text{ м/с}$$

Параметр Рейнольдса

$$Re = \frac{1450 \cdot 0,94 \cdot 0,0651}{0,0259} = 3451.$$

Динамічне напруження зсуву, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1450 - 7 = 5,3.$$

Критерій Хелстрема

$$He = \frac{1450 \cdot 5,3 \cdot 0,0651^2}{0,0259^2} = 49000.$$

Критичне число Рейнольдса

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58} = 2100 + 7,3 \cdot 49000^{0,58} = 5934.$$

Оскільки

$$Re < Re_{кр}$$

$$3451 < 5934,$$

то режим руху рідини в цьому інтервалі ламінарний.

Параметр Сен-Венана Sen для кільцевого простору

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

Підставляючи значення, отримаємо

$$Sen = \frac{6 \cdot 0,0651}{0,0259 \cdot 0,94} = 14.$$

Тоді, з графіку залежності коефіцієнту β від параметру Сен-Венана $\beta_{\text{кп}} = 0,45$.

Втрати тиску в кільцевому просторі між обважненими бурильними трубами і стінками свердловини:

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

Підставляючи значення, отримаємо

$$P_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 5,3 \cdot 275}{0,45 \cdot (0,1981 - 0,133)} = 600000 \text{ Па} = 0,6 \text{ МПа}.$$

5. 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.

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

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

Коефіцієнт місцевого опору в трубах дорівнює

$$\xi_T = 2 \left(\frac{0,785 \cdot 0,0856^2}{0,785 \cdot 0,080^2} - 1 \right) = 0,29.$$

Кількість замків дорівнює

$$i = \frac{l}{l_T} = \frac{4395}{25} = 175 \text{ шт.}$$

$$P_3 = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i = 0,029 \cdot 1450 \frac{2,78^2}{2} 175 = 300000 \text{ Па} = 0,3 \text{ МПа}.$$

6. 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 шланзі, вертлюзі, та ведучій трубі.

Підставляючи значення, отримаємо

$$P_{\text{обв}} = (0,4 + 0,3 + 0,3 + 0,4) \cdot 10^5 \cdot 1450 \cdot 0,016^2 = 100000 \text{ Па} = 0,1 \text{ МПа}.$$

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_n – тиск, який розвиває насос, Па; $\sum P_i$ – утрати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, ОБТ, кільцевому просторі за ОБТ, обв'язці.

Підставляючи значення, отримаємо

$$P_d = 0,75 \cdot 35 - 9,6 - 9,9 - 2,6 - 0,6 - 0,3 - 0,1 = 4,9 \text{ МПа}.$$

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

Для цього визначаємо 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, значення якого становить 0,95

$$V_d = 0,95 \sqrt{\frac{2 \cdot 4,9 \cdot 10^6}{1450}} = 78 \text{ м/с}$$

Оскільки $V_d < 80$ м/с, то це означає, що інтервал, який розглядається не доцільно бурити з використанням гідромоніторних доліт.

2.7 Вибір бурової установки, талевого каната та талевої системи

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

Для визначення найбільшої ваги колони складається порівняльна таблиця.

Таблиця 2.6 – Порівняльна таблиця ваги бурильної і обсадних колон

Показники	Бурильна колона	Проміжна колона	Експлуатаційна колонна
Довжина колони, м	4670	4300	4670
Вага 1 м, Н		411	235
Вага колони, Н	1140230	1767300	1097450

Отже, вага найбільш важкої колони $Q = 1767,3$ кН.

Виходячи з найбільш важкої бурильної колони, глибини буріння обираємо бурову установку фірми NOV.

Схема установки Rapid Rig наведена на рис. 2.3.

В табл. 2.7 наведені габаритні розміри установки Rapid Rig у відповідності до схеми на рис. 2.3.

Технічна характеристика цієї установки наведена в табл. 2.8.

Таблиця 2.7 – Габаритні розміри установки Rapid Rig

Velocity Series	A	B	C	D	E	F	G
Rapid Rig	36 ft 10 in. (11.23 m)	30 ft 6 in. (9.30 m)	6 ft 4 in. (1.93 m)	18 ft (5.49 m)	20 ft (6.10 m)	80 ft (24.38 m)	100 ft (30.48 m)

Rapid Rig

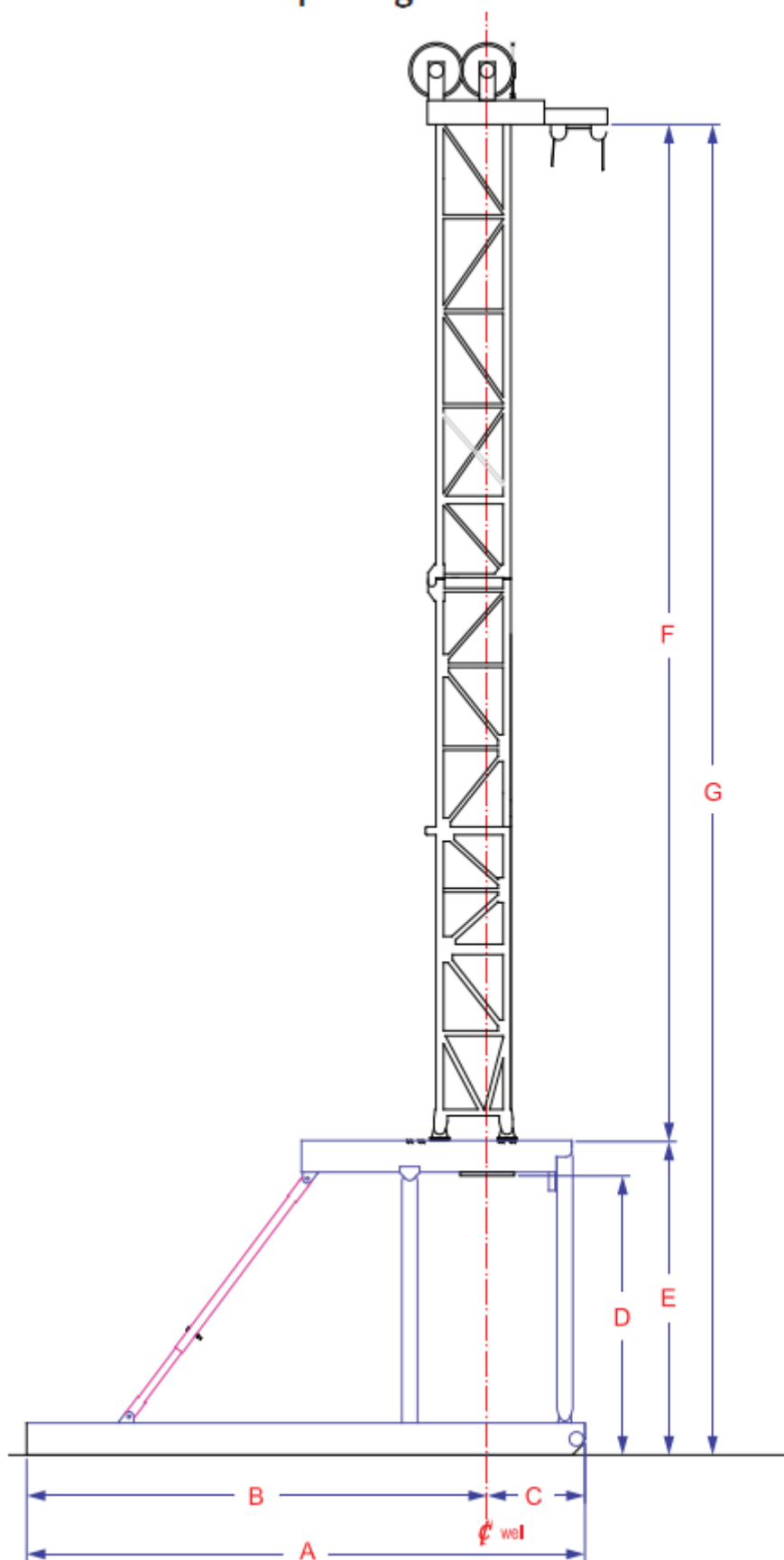


Рисунок 2.3 – Схема установки Rapid Rig

Таблиця 2.7 – Технічна характеристика бурового станка Rapid Rig

Технічні характеристики бурової установки	Rapid Rig
Вантажопідйомність на гак	250 ton (226,79 mt)
Тип щогли	Telescopic
Висота щогли	80 ft (24,38 m)
Ширина основи	7 ft (2,13 m)
Метод підйому	Cylinder raised
Лебідка (кількість ліній)	SSGD-250 (8)
Тип підбудови	Slingshot-cylinder
Ємність корпусу	500000 lb/250 ton (226 mt)
Висота підлоги	20 ft (6,1m)
Висота льоху/просвіту	18 ft (5,4 m)
Підлоговий отвір	37 ½ дюйма
Стандартна канавка кронблока	1 ¼ дюйма

Вибір талевого каната і талевої системи виконується згідно з розрахунком кількості роликів талевого блок

$$T = \frac{K_1 Q_{\Gamma}}{2P_{\kappa}},$$

де T – кількість роликів талевого блока; Q_{Γ} – статичне навантаження на гак від ваги найбільш важкої бурильної колони; P_{κ} – розривне навантаження для талевого каната, який вибрано; K_1 – запас міцності талевого каната на розрив ($K_1=4$).

Обираємо талевий канат діаметром 32 мм, маркувальна група 1764. Розривне зусилля 615 кН.

Тоді підставляючи чисельні значення, отримаємо

$$T = \frac{4 \cdot 1767300}{2 \cdot 615000} = 5,7 \text{ шт.}$$

Таким чином приймаємо для кінцевої глибини оснастку 6×7 м.

Висновки за розділом

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

3 ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1 Техніка безпеки при бурінні свердловин

Аналізи нещасних випадків у бурінні свідчать, що більшість їх відбувається внаслідок застосування неправильних прийомів праці. Під час проведення робіт нерідко порушують чинні правила з техніки безпеки. Це зумовлено або незадовільним інструктажем, або правильною організацією праці, або недостатнім технічним наглядом з боку інженерно-технічних працівників.

Значна кількість нещасних випадків пов'язана з тим, що при веденні робіт застосовується несправний інструмент та обладнання, не використовуються захисні засоби, недостатньо використовуються пристосування з техніки безпеки та малої механізації, що полегшують працю та запобігають небезпекам, що виникають під час виконання робіт.

Для того, щоб максимально знизити травматизм, необхідні висока кваліфікація робітників, знання або технологічних особливостей буріння свердловин, призначення, конструкція та правил експлуатації обладнання та механізмів, правильних та безпечних прийомів виконання робіт, а також високий рівень технічного нагляду з боку керівників робіт.

Поліпшення організації праці, механізація важких і трудомістких робіт, раціоналізація технологічних процесів, впровадження нових, більш досконалих видів обладнання, механізмів та інструменту – основні напрямки підвищення продуктивності праці та створення здорової та безпечної виробничої обстановки на бурових підприємствах.

За останні роки досягнуто значних успіхів у галузі створення безпечних умов праці у бурінні внаслідок впровадження нової техніки, пневматичних систем управління, розробки та оснащення виробництв контрольно-вимірювальної, реєструючої, обмежувальної та іншої апаратурою багатьох видів. Подальше використання нових видів устаткування, автоматизація і механізація технологічних процесів буріння зіграють чималу роль справі зниження травматизму.

При бурінні нафтових і газових свердловин значної частини нещасних випадків відбувається у процесі експлуатації устаткування. Правильний мон-

таж, своєчасний огляд обладнання та догляд за ним створюють умови для подальшої безпечної роботи. Тому перед введенням в експлуатацію знову змонтованої бурової установки необхідно перевірити укомплектованість її пристроями та пристроями з техніки безпеки, елементами малої механізації, КВП та запасними ємностями.

Безпека роботи буде забезпечена, якщо бурове обладнання та інструмент відповідатимуть нормам та правилам техніки безпеки.

3.2 Виробнича санітарія

За правилами виробничої санітарії на буровій повинні бути:

1. Культбудок.
2. Аптечка.
3. Бачок із питною водою.
4. Титан для кип'ятіння води.
5. Шафи сушильні для спецодягу.
6. Душова.

Робочі місця мають бути освітлені відповідно до норм електричного освітлення.

Виробнича санітарія служить для практичного використання наукових положень гігієни праці та займається вивченням питань санітарного устрою, експлуатації та утримання підприємства; розробкою вимог, що забезпечують нормальні умови праці на робочих місцях, у виробничих приміщеннях та на території підприємства.

Виробнича санітарія спрямовано усунення чинників, несприятливо які впливають здоров'я трудящих і створення нормальних умов роботи з виробництва.

4.3 Заходи з забезпечення пожежної безпеки

При бурінні нафтових та газових свердловин небезпека виникнення пожежі пов'язана з можливістю відкритого газонафтового фонтану через пору-

шення технології буріння, несправність ППО або несвоєчасне використання його для попередження викидів та відкритих фонтанів.

Пожежі на бурових установках можуть виникати також у зв'язку із застосуванням нафти, дизельного палива та інших горючих матеріалів унаслідок порушення правил зберігання та використання цих матеріалів або правил монтажу та експлуатації обладнання.

Для забезпечення пожежної безпеки майданчика, призначеного для монтажу бурової установки, звільняється від наземних та підземних трубопроводів та кабелів, очищається від лісу, чагарника, трави в радіусі не менше 50 м. Навколо вежі та інших наземних споруд влаштовуються майданчики шириною 10 – 12 м. конструкції привишкового сараю обробляються вогнезахисним складом.

Паливна ємність для двигунів внутрішнього згоряння розташовується не ближче ніж 20 м від приміщення, в якому вони встановлені. Вихлопні труби двигунів обладнуються іскрогасниками, а вихлопні гази відводяться на відстань не менше 15 м від гирла свердловини, 5 м від стіни машинного сараю та 1,5 м вище за ковзан даху. У місцях проходів вихлопної труби через стіни, підлогу і дах приміщення між трубою і конструкціями, що згоряють, залишається зазор не менше 15 см, а труби обгортаються азбестом.

При використанні нафтових ванн повинні дотримуватися заходів, що виключають можливість викиду та розливу нафти. Зокрема, нафта закачується в свердловину по шлангах, виготовлених із спеціального каучуку, або по металічним шлангам з швидкознімними з'єднаннями, а продавлюється обтяженим розчином.

Труби, якими нафта наливається в ємності і перекачується в свердловину, надійно заземляються. Пролита нафта змивається струменем води, забруднені місця засипаються піском чи землею, приміщення силового приводу дизелів чи електродвигунів ретельно провітрюються.

При бурінні свердловин із застосуванням промивних розчинів на вуглеводневій основі жолобна система та приймальні ємності закриваються з метою запобігання випаровування легких вуглеводневих фракцій. Біля під'їзних шлях-

хів до бурової та навколо неї встановлюються щити з написами про необхідність суворого дотримання правил техніки безпеки.

Дизельне паливо та нафтопродукти для приготування розчину зберігаються не ближче 40м від бурової установки. На таку ж відстань видаляється промивний розчин на вуглеводневій основі, вживаються заходи щодо запобігання утворенню іскор та інших джерел займання. У процесі буріння систематично вимірюють температуру розчину, що виходить зі свердловини.

При бурінні свердловини з можливими газопроявами проводять безперервний аналіз повітря на робочому майданчику за допомогою газоаналізатора. У разі присутності газу в кількості 20% від нижньої межі займання вживають заходів до виявлення та усунення місць витоків.

На свердловині повинні бути такі засоби гасіння:

1. Вогнегасник пінний ОХП-10	8 шт.
2. Ящики із піском	5 шт.
3. Лопати	5 шт.
4. Ломи	2 шт.
5. Багри	2 шт.
6. Сокири	2 шт.
7. Пожежні відра	4 шт.

На буровій установці має бути передбачена можливість гасіння пожежі із забором води від водопроводу.

Висновки за розділом

1. В роботі розглянуті основні положення правил техніки безпеки при бурінні свердловин.
2. Наведені вимоги, що стосуються виробничої санітарії при проведенні бурових робіт.
3. Наведені заходи з протипожежної профілактики.

4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

При бурінні свердловин на родовищах нафти і газу основні заходи з охорони надр повинні бути спрямовані на забезпечення:

– запобігання відкритого фонтанування, грифоутворення, поглинання промивальної рідини, обвалів стінок свердловин і міжпластових перетоків флюїдів (нафти, газу і води) в процесі проводки, розкриття продуктивних горизонтів, освоєння і наступної експлуатації свердловин;

– надійну ізоляцію в пробурених свердловинах всіх нафтоносних, газоносних і водоносних пластів по всьому розкритому розрізу;

– необхідну герметичність всіх обсадних колон труб, які спущені в свердловину, їх якісне цементування;

– запобігання погіршення колекторських властивостей продуктивних пластів, збереження їх природного стану при розкритті в процесі буріння, перфорації, кріпленні і освоєнні свердловин.

Всі пласти з ознаками газоносності, які виявлені в процесі буріння свердловин за даними відібраного керну, каротажу і безпосередніх нафтогазопроявів і рекомендовані для випробування за даними ГДС, повинні бути вивчені з метою визначення можливості одержання промислових припливів нафти і газу.

Пласти із сприятливими показниками повинні бути обов'язково взяті на облік. При проходженні їх свердловинами повинні бути розроблені та погоджені з місцевими органами Держнаглядохоронпраці заходи з охорони надр.

В процесі розвідки при підготовці родовища до розробки необхідно випробувати всі пласти, нафтогазоносність яких встановлена за результатами аналізу шламу, взірців порід (керну), пластовипробувачів і геофізичних досліджень.

У випадку одержання при випробуванні нафтогазоносних пластів припливів води, на них повинні бути проведені дослідження по уточненню джерела надходження води і, при необхідності, проведення ізоляційних робіт і повторне їх випробування.

Розкриття продуктивних пластів в процесі буріння необхідно проводити при встановленому на усті свердловини противикидному обладнанні. Густина промивальної рідини для розкриття продуктивних пластів встановлюється згідно з робочим проектом на буріння свердловини.

Противикидне обладнання і його обв'язка повинні монтуватись згідно з типовою схемою для кожного району бурових робіт, погодженою органами Держнаглядохоронпраці і воєнізованим підрозділом з попередження, виникнення і ліквідації відкритих газових і нафтових фонтанів та затвердженою вищою за підпорядкуванням нафтогазовидобувною організацією або державним територіальним геологічним підприємством.

Обв'язка превенторів повинна забезпечувати можливість промивання свердловини з протитиском на пласти. Перед установленням противикидне обладнання повинно бути випробувано на пробний тиск, який вказано в технічному паспорті. Після встановлення на усті свердловини, превентор опресовується разом з обсадною колоною на тиск, величина якого визначається максимальним тиском, очікуваним на усті свердловини при ліквідації відкритого фонтанування.

На багатопластових (багатооб'єктних) родовищах експлуатаційні об'єкти необхідно розбурювати при забезпеченні всіх необхідних заходів з запобігання шкоди іншим об'єктам.

При першочерговому розбурюванні нижніх пластів (об'єктів) повинні бути передбачені всі необхідні технічні заходи, які гарантують успішну проводку свердловини через верхні продуктивні пласти (запобігання нафтових і газових викидів і відкритого фонтанування), а також погіршення природної проникності верхніх пластів за рахунок промивальної рідини.

У свердловинах, проводка яких здійснюється на нижчезалягаючі пласти, повинні бути здійснені заходи по запобіганню проникнення (поглинання) промивальної рідини у верхні пласти, які розробляються. В окремих випадках експлуатація видобувних свердловин, найближчих до тих, що буряться, повинна

бути зупинена до закінчення буріння або спуску проміжної обсадної колони труб, яка перекриває експлуатаційний об'єкт.

Вторинне розкриття продуктивних пластів повинно проводитись на спеціальних рідинах перфорації, які забезпечують збереження природної проникності.

Для запобігання забруднення (зниження проникності) присвердловинної зони пласта в наслідок тривалої дії на них промивальної рідини після закінчення буріння свердловини і перфорації експлуатаційної колони повинні бути прийняті заходи по негайному освоєнню свердловини.

Якщо освоєні розвідувальні і експлуатаційні свердловини не можуть бути введені в експлуатацію з причин відсутності облаштування на родовищі, то вони тимчасово консервуються у відповідності з чинними положенням і інструкціями. При цьому привибійна зона свердловин заповнюється пластовою або спеціальною рідиною.

В розвідувальних свердловинах, обсаджених експлуатаційною колоною, послідовне випробування декількох продуктивних пластів здійснюється роздільно – «знизу-вверх». Після закінчення випробування чергового пласта (об'єкта), окрім верхнього, проводять його ізоляцію шляхом встановлення цементного моста (або інших технічних засобів) з наступною перевіркою його місцеположення і герметичності шляхом опресування і простеженням за динамічним рівнем.

Якщо при випробуванні якого-небудь пласта (об'єкта) припливу нафти, газу або пластової води не одержано (об'єкт дослідження «сухий»), то проведення ізоляції випробуваного інтервалу не обов'язкове.

У глибоких розвідувальних свердловинах за умов, коли немає гарантії одержання промислової продукції із верхніх об'єктів, або встановлено, що верхні об'єкти незначні по запасах і можуть бути реалізовані в майбутньому як об'єкти переходу, допускається призупинення подальшого випробування на об'єкти, який дав гарантований приплив газу.

В свердловинах, які не закінчені бурінням з технічних причин (в наслідок аварій або низької якості проводки), в розкритому розрізі яких встановлена наявність нафтогазоводоносних пластів, необхідно провести ізоляційні роботи з метою запобігання міжпластових перетоків нафти, газу і води та наступну їх ліквідацію.

Свердловини, в яких не виявлені об'єкти для випробування, повинні бути ліквідовані.

Фізична (фактична) ліквідація розвідувальних і експлуатаційних свердловин здійснюється тільки після розгляду у встановленому порядку всіх матеріалів з ліквідації свердловин за планом, погодженим з органами Держнаглядохоронпраці.

У процесі буріння і освоєння розвідувальних, експлуатаційних і нагнітальних свердловин повинен бути проведений комплекс геофізичних, гідрогазодинамічних і інших досліджень у відповідності з проектом розвідки, затвердженими технологічними документами на розробку родовищ і робочими проектами на будівництво свердловин.

Розміщення, проектування і будівництво устя свердловин здійснюється на відстані не менше 300 м від житлових будинків та 500 м від громадських споруд населених пунктів при умові виконання всіх екологічних вимог.

Висновки за розділом

1. Заплановані заходи щодо охорони навколишнього середовища.
2. Особлива увага зосереджена на питаннях запобігання виліву вуглеводнів.
3. Розглянуто питання охорони навколишнього середовища при випробуванні пластів.

ВИСНОВКИ

1. Наведені загальні відомості про Кибинцівське нафтове родовище. Родовище розташоване в Миргородському районі Полтавської області на відстані 12 км від м. Миргород. У тектонічному відношенні воно знаходиться в центральній частині південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу Висачківсько-Ромоданівського структурного валу.

2. У соляному розрізі Вісачківсько-Ромоданівської структури виділяється потужна воронезька (руднянська) карбонатно-глиниста товща, яка за літофаціальними даними, геохімічними і палеотермічними показниками, можливо, є нафтогенеруючою. Товща має значне просторове поширення і є джерелом вуглеводнів у вище залягаючі пастки.

3. Проаналізовані гірничо-геологічні умови буріння свердловин. Продуктивний горизонт знаходиться на глибині 4300-4670 м і представляє собою шари пісковиків перемежовувані з ангідритами.

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

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

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

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

8. В роботі було обрано бурове обладнання, необхідне для буріння свердловини, зокрема бурова установка, талевий канат.

9. В роботі розглянуті основні положення правил техніки безпеки при бурінні свердловин.

10. Наведені вимоги, що стосуються виробничої санітарії при проведенні бурових робіт.

11. Наведені заходи з протипожежної профілактики.

12. Заплановані заходи щодо охорони навколишнього середовища.

13. Особлива увага зосереджена на питаннях запобігання виліву вуглеводнів.

14. Розглянуто питання охорони навколишнього середовища при випробуванні пластів.

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. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
3. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К.: Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
4. 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.

ДОДАТКИ

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.22.02.ПЗ	Пояснювальна записка	54	
5					
6			Демонстраційний матеріал		
7					
8			Оглядова карта району робіт	1	
9			Кибинцівське родовище	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	