

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»
Природничих наук та технологій
(факультет)
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, магістра)

студента Невякіна Сергія Анатолійовича
(ПІБ)

академічної групи 185-19ск-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 Проектування процесу руйнування вибою свердловини за варіації
діапазону обертання інструменту
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Ігнатов А.О.			
розділів:				
Технологічний	Ігнатов А.О.			
Охорона праці та навколишнього се- редовища	Муха О.А.			
Рецензент	Терешкова О.А.			
Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коровяка С.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« 25 » квітня 2022 року

ЗАВДАННЯ**на кваліфікаційну роботу****ступеня** бакалавра

(бакалавра, магістра)

студенту Невякіну Сергію Анатолійовичу **академічної групи** 185-19ск-1 ГРФ

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології**спеціалізації** _____**за освітньо-професійною програмою** «Нафтогазова інженерія та технології»**на тему** Проектування процесу руйнування вибою свердловини за варіації діапазону обертання інструменту

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15.04.2022 р.

№ 203-с.

Розділ	Зміст	Термін виконання
<i>Технологічний</i>	<i>Гірничо-геологічна характеристика типової ділянки проведення бурових робіт з нафтогазовидобутку. Проектування технології буріння свердловини в умовах вуглеводневого родовища з урахуванням властивостей непродуктивних горизонтів та пластових умов порід-колекторів, а також розробка методики визначення параметрів руйнівних процесів на вибої споруджуваної свердловини за варіації діапазону обертання інструменту (при дотриманні вимог щодо збереження працездатності породоруйнівного інструменту та стійкості бурильної колони), і застосування спеціальних промивальних рідин.</i>	06.06.22 р.
<i>Охорона праці та навколишнього середовища</i>	<i>Аналіз потенційних небезпек запроектованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.</i>	10.06.22 р.

Завдання видано _____ Ігнатов А.О.

(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі 25.04.2022 р.Дата подання до екзаменаційної комісії 15.06.2022 р.Прийнято до виконання _____ Невякін С.А.

(підпис студента) (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 89 с., 12 рис., 12 табл., 2 додатки, 26 джерел.

ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКА ЗАПАДИНА, СВЕРДЛОВИНА, НАФТА, ГАЗ, РОДОВИЩЕ, ГІРСЬКА ПОРОДА, ДОЛОТО, БУРИЛЬНА КОЛОНА, БУРОВА РІДИНА, ПРОДУКТИВНИЙ ВУГЛЕВОДНЕВИЙ ГОРИЗОНТ.

Сфера застосування розробки – спорудження нафтогазових свердловин.

Об'єкт розроблення – регламент виконання бурових робіт (для умов ділянки Опішнянського нафтогазоконденсатного родовища Полтавської обл.) з удосконаленням методів розрахунку режимних параметрів.

Мета роботи – підвищення техніко-економічних показників та ступеню інтенсивності руйнівних процесів за варіації діапазону обертання інструменту, що досягається за рахунок вдосконалення режимних параметрів роботи вибійних двигунів та технології реалізації внутрішньо-свердловинних операцій.

Новизна одержаних результатів – обґрунтовано вибір конструкції і режимів буріння свердловин, які забезпечують попередження гідророзриву гірських порід; для запобігання проявів розроблено параметри бурового розчину, що забезпечують протитиск на напірні горизонти; запропоновано сучасну методику визначення параметрів руйнівних процесів на вибії споруджуваної свердловини за варіації діапазону обертання інструменту (при дотриманні вимог щодо збереження працездатності породоруйнівного інструменту та стійкості бурильної колони), і застосування спеціальних промивальних рідин.

Практичні результати – розроблено вдосконалені технології буріння свердловин та виконання внутрішньосвердловинних операцій, що базуються на сталих техніко-економічних показниках процесу спорудження свердловин та ступеню надійності і безпечності виконання бурових та суміжних робіт.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – забезпечення умов зростання механічної швидкості та ступеню надійності і безпечності виконання бурових та завершальних операцій за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології виконання пригирлових та свердловинних робіт.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	5
Розділ 1	Геолого-технічні умови проведення бурових і допоміжних робіт.....	6
1.1	Загальні характеристичні відомості про район проектних робіт.....	6
1.2	Оглядова геологічна характеристика району робіт та гірничо-геологічні умови буріння свердловин.....	9
Розділ 2	Техніко-технологічна частина кваліфікаційної роботи.....	18
2.1	Вибір і обґрунтування раціональних конструкції свердловини та способу буріння.....	18
2.2	Вибір раціонального породоруйнівного та технологічного інструменту.....	23
2.3	Вибір та розрахунок раціональної конструкції бурильної колони.....	26
2.4	Вибір технологічних режимів спорудження свердловини.....	33
2.5	Розгляд можливих ускладнень та аварій при бурінні.....	46
2.6	Вибір технологічно раціонального бурового обладнання.....	50
Розділ 3	Особливості процесу руйнування вибою свердловини за варіації діапазону обертання інструменту.....	54
3.1	Вибір раціональної частоти обертання бурильних труб.....	54
3.2	Вибірні пристрої для підвищення частоти обертання породоруйнівного інструменту та аналіз його роботи.....	61
Розділ 4	Охорона праці та навколишнього середовища.....	74
	ВИСНОВКИ.....	84
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	85
	ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	88
	ДОДАТОК Б Відзив на кваліфікаційну роботу.....	89

ВСТУП

Наша держава має розвинену мінерально-сировинну базу, що дозволяє її віднести до ряду провідних видобувних країн світу. На території України відомі чисельні родовища металічних і неметалічних корисних копалин, значна кількість родовищ горючих корисних копалин, частина з яких розробляється або розроблялася раніше. Видобуток мінеральної і паливної сировини є базою для подальшого розвитку потужного виробничого комплексу нашої держави.

Більшість запасів нафти і природного газу на території України знаходиться у так званих комплексних родовищах. За генетичним типом вони поділяються на газоконденсатні, газові, нафтогазоконденсатні, нафтові, газонафтові й нафтогазові, газоконденсатнонафтові. Зазначені родовища знаходяться у трьох нафтогазоносних регіонах: Східному, Західному та Південному.

Енергетичні ресурси України значно виснажені багаторічною експлуатацією її надр, як основного джерела енергетичної сировини. Саме тому інтенсифікація геологорозвідувальних робіт на усі види енергетичної сировини є вельми необхідною задачею.

Проведення пошукових і розвідувальних робіт на нафту і газ здійснюється в декілька етапів. Спочатку виконують роботи, мета яких полягає у відшукуванні нових родовищ. Після відкриття родовища на нім проводять роботи, націлені на визначення геологічних запасів нафти або газу і умов його розробки.

Розвідка нафтових і газових родовищ супроводжуються їх оцінкою, при цьому основним параметром покладу є його запаси, розміри яких значною мірою визначаються розмірами пастки. Розрізняють геологічні (кількість цих корисних копалини, що знаходяться в покладі) і витягвані запаси. Об'єм нафти і газу в покладі істотно відрізняється від того об'єму, який вони займають на поверхні. Таким чином, метою даної роботи є обґрунтування: прогресивної технології спорудження свердловин (для умов Опішнянського нафтогазоконденсатного родовища); методики визначення параметрів руйнівних процесів на вибої споруджуваної свердловини за варіації діапазону обертання інструменту (при дотриманні вимог щодо збереження працездатності бурового інструменту).

Розділ 1. Геолого-технічні умови проведення бурових і допоміжних робіт

1.1 Загальні характеристичні відомості про район проектних робіт

Промислова ділянка проектних робіт геологічно та територіально приурочений до Дніпровсько-Прип'ятської нафтогазоносної провінції, структурним елементом якої є Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область (у межах України Східно-Українська нафтогазоносна провінція) з однойменною тектонічною западиною. Дніпровсько-Донецька западина має північно-західне простягання завдовжки до 950 км за ширини 100 - 150 км і є авлакогеном блокової будови. Авлакоген обмежений регіональними розломами, що простежуються з північного заходу на південний схід за межі її території (рис. 1.1) [1].

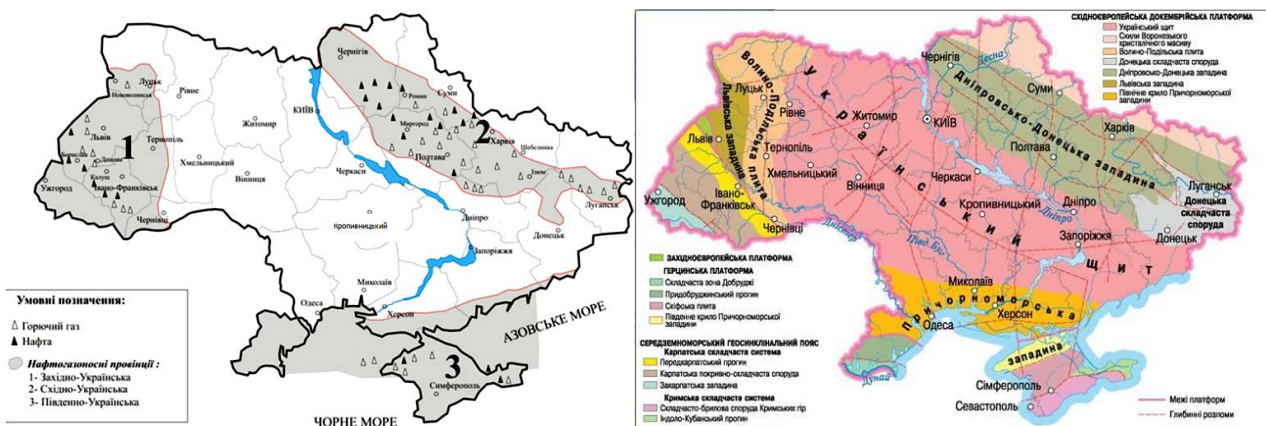


Рисунок 1.1. Схема районування та розташування родовищ нафти і газу України

Опішнянське НГКР розробляється з 1972 р. Його промислова нафтогазоносність пов'язана з піщано-алевролітовими колекторами середнього і нижнього карбону – башкирського, серпуховського і візейського ярусів (рис. 1.2) [2].

Метою проектних робіт є: продовження видобування вуглеводнів (нафта, газ природний, конденсат, супутні компоненти: етан, пропан, бутани Опішнянського родовища та пошук, розвідка, оцінка, розробка та експлуатація газових покладів.

Родовище відзначається дуже складною геологічною будовою. Знаходиться на завершальній стадії розробки, яка характеризується зниженням річних відборів газу і конденсату.



Рисунок 1.2. Оглядова карта району бурових робіт (Опішнянське НГКР)

За величиною запасів вуглеводнів Опішнянське родовище відноситься до категорії великих родовищ (30 - 100 млн. т. у. п.). Загальний фонд свердловин родовища нараховує 37 [3]. З них 22 свердловини знаходиться в діючому фонді. Дві свердловини (№ 106, 120) переведені в спеціальні на тріасовий горизонт для повернення супутньо-пластових вод. П'ять свердловин знаходяться у капітальному ремонті або очікують його. Очікує ліквідації свердловина № 123 та сімнадцять свердловин було ліквідовано, з них 7 – після експлуатації та 10 – після буріння. Для підготовки видобувної продукції свердловин на Опішнянському родовищі та забезпечення транспортування газу до промислових газопроводів було збудовано установку комплексної підготовки газу (УКПГ).

Заходи з подовження видобування вуглеводнів включають у себе: подальшу промислову розробку родовища, пошук, розвідку, дорозвідку покладів вуглеводнів, будівництво свердловин в тому числі експлуатаційних (глибиною до 6000 м), у відповідності до перспективної оцінки покладів; будівництво на початковому етапі 2 свердловин, підключення свердловин (довжина шлейфу до 10000 м); експлуатацію наявного технологічного обладнання в сталому режимі у відповідності до технологічних регламентів, правил розробки і експлуатації

родовищ та з додержанням галузевих стандартів і норм природоохоронного законодавства України.

Опішнянське НГКР розташовано на території Зіньківського, Котелевського та Диканського районів Полтавської області, яка за більшістю показників належить до провідних регіонів України. За розмірами території – 28,8 тис. км² Полтавщина займає сьоме місце в Україні. У складі області – 4 райони, 6 міст обласного підпорядкування, 21 селище, 1790 сіл. Регіон розташований у лісостеповій зоні. Лісами зайнято 7,4% території; ґрунти - переважно чорнозем. По території області протікають 89 річок загальною довжиною 5453 км. Головна водна артерія – Дніпро. Всі річки, а найбільші з них це Ворскла, Сула, Псел та Оріль, відносяться до басейну р. Дніпро і є його лівими притоками. На півдні і південному заході область омивають води Кременчуцького і Дніпродзержинського водоймищ. Багато штучних ставків і озер, загальною площею 21 тис. гектарів. Обласний центр – м. Полтава, де мешкає 314 тис. чол. Обласний центр та залізнична станція м. Полтава розташовані в 50 км на південний захід від родовища. Поблизу Опішнянського НГКР знаходяться села: Опішня, Лихачівка, Шевченкове, Карабазівка [4]. Провідне місце в економіці найближчих поселень займає сільське господарство, частина населення зайнята в нафтогазовій промисловості.

Вигідне географічне розташування області є сприятливою передумовою для розвитку зовнішньої та внутрішньої торгівлі, транспортних послуг. Полтавщина має потужний промисловий та аграрний потенціал.

В орфографічному відношенні район родовища рівнинний горбистий. За 5 км на захід від Опішні зареєстрована абсолютна відмітка рельєфу Лівобережжя Полтавської області – 202,6 м. Клімат помірно континентальним з прохолодною зимою і теплим (інколи спекотним) літом. Середньорічна температура повітря становить 7,6°C, найнижча вона у січні (-6,6°C), найвища – у липні (+20,1°C). У середньому за рік випадає 525 мм атмосферних опадів, найменше – у лютому - березні, найбільше – у липні.

На більшій частині Полтавської рівнини перший від поверхні горизонт підземних вод на вододілах (в антропогенових лесових породах, моренних суглинках тощо) розташований на глибинах від 2 м до 18 м. Води слабо мінералізовані (до 1 г/л), мають велику жорсткість (24 - 35 мг-екв/л), переважно гідрокарбонатні кальцієво-магнієві, використовуються за допомогою шахтних колодязів у сільській місцевості. На півдні області, в межах Придніпровської низовини, водоносні горизонти в антропогенних відкладах надзаплавних терас Дніпра мають більшу мінералізацію, але меншу жорсткість, гідрокарбонатно-сульфатно-магнієво-кальцієвий або гідрокарбонатно-кальцієво-натрієвий склад. Вони залягають ближче до поверхні, але теж використовуються за допомогою шахтних колодязів.

При видобутку вуглеводнів разом з нафтою і газом на поверхню надходять супутньо-пластові води (СПВ), які є складним природним розчином, що складається з пластових вод водонасиченої частини продуктивного горизонту, конденсаційних вод, а також контурних і підшовних пластових вод. Повернення СПВ у надра здійснюється відповідно до технологічних проектів за допомогою відповідної установки, яка є структурним елементом установки комплексної підготовки газу і входить до складу її технологічного процесу.

1.2 Оглядова геологічна характеристика району робіт та гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область дає більш 80% видобутку нафти й газу України. Відносно продуктивності окремих геологічних формацій відомі такі дані [5]: в осадових породах мезозою (137 - 240 млн років) існує 16 нафтогазоносних горизонтів на 9 родовищах нафти й газу; у ранньопермських-пізньокам'яновугільних породах (265 - 310 млн років) – 46 продуктивних горизонтів на 27 родовищах; у середньокам'яновугільних (310 - 335 млн років) – 163 продуктивних горизонтів на 36 родовищах; у ранньокам'яновугільних (335 - 360 млн років) – 411 продуктивних горизонтів на 86 родовищах; у девонських (360 - 410 млн років) – 2 продуктивних обр'ю на 2 родовищах.

При розкритті покладів нафти й газу, що розташовуються на глибині 1000 - 5800 м, перебувають у надрах під тиском 4,0 - 68,4 МПа за температури 22 - 125°C, свердловини звичайно фонтанують з дебітом 10 - 2156 тис. м³/доб газу й 5 - 500 т/доб нафти. Промислово нафтогазоносні породи представлені переважно піщаниками пористістю 2 - 31% і проникністю $(0,1 - 2000) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (якщо пористість становить 2 %, а проникність – тільки $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, то це означає, що нафта й газ добуваються в основному не з пор, а із тріщин, що розсікають гірську породу). У складі горючих природних газів ДДЗ відзначаються такі компоненти, %: метан 61,01 - 99,84; етан 0,10 - 20,00; пропан 0,04 - 11,25; бутан 0,01 - 4,03; пентан і вищі вуглеводні 0,009 - 11,14; азот 0,03 - 13,54 і вуглекислий газ 0,02 - 5,76. Крім того, у газах часто втримується природний газоконденсат (2,9 - 1380 г/м³).

Сумарні початкові запаси й накопичений видобуток газу в ДДЗ становили відповідно 1659115 і 831709 млн м³. Найбільший (666752 млн м³) внесок у видобуток газу зробили три родовища: Шебелинське (478906 млн м³), Західно-Хрестищенське (143459 млн м³) і Єфремовське (44387 млн м³). Початкові запаси газу Шебелинського родовища становили 528000, Західно-Хрестищенського – 332900, Єфремовського – 109970 млн м³. Ці родовища містили 970870 млн м³ газу Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної провінції. Якщо врахувати Глинсько-Розбишевське, Мелиховське, Медведовське й Опішнянське родовища, то на частку семи родовищ доводиться 70,5% початкових сумарних запасів газу східної частини України й близько 87% усього накопиченого газовидобутку.

Поклади нафти і газу приурочені до локальних структур переважно блокової і солянокупольної природи. Розмір структур від 2х3 до 15х40 км, їх амплітуди – від 50 до 1000 м [6].

На сучасному рівні вивченості перспективні території западини поділяють на 14 нафтогазоносних районів, в яких можна виділити 32 зони нафтогазонагромадження (рис. 1.3).

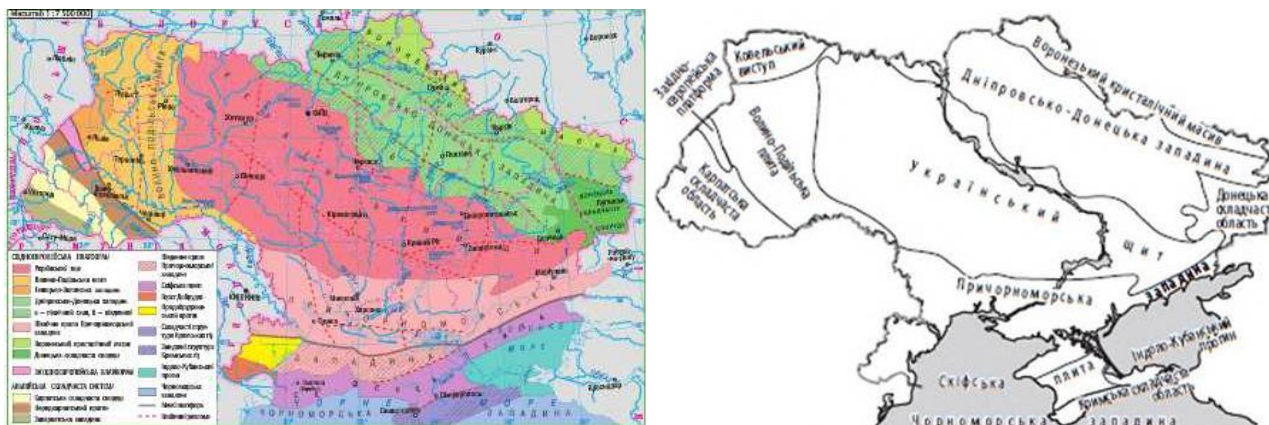


Рисунок 1.3. Тектонічне районування

Подальші перспективи нафтогазоносності ДДЗ пов'язують переважно з нижньокам'яновугільними відкладами, де сконцентрована більшість нерозвіданих ресурсів вуглеводнів. Перспективи нафтогазоносності девонського комплексу великі. За розмірами нерозвіданих ресурсів він поступається тільки нижньокам'яновугільному комплексу. Ступінь розвіданості його незначний [7].

На основі аналізу підрахованих запасів вуглеводнів, результатів випробувань та поточного стану розробки Опішнянського НГКР виділено шість експлуатаційних об'єктів [3].

Об'єкт I (поклади горизонтів Б-7, Б-8, Б-10, Б-12) розробляється однією свердловиною 1 в центральному блоці. Враховуючи незначні залишкові запаси газу цього блоку, розробку покладу буде завершено даною свердловиною.

Об'єкт II (поклади горизонту С-3а-3б) розділений на три окремі блоки: північний блок експлуатувався свердловиною 1 (обводнилася і була переведена на поклад горизонту Б-10-12), центральний блок свердловини 23 (яка за даними розробки також дренає сусідній блок на півдні), південний блок свердловини 103.

Об'єкт III (поклади горизонтів С-4б, С-4в, С-5б). Два поклади із трьох, що включає даний об'єкт, на даний час знаходяться в розробці – горизонтів С-5б і С-4в. Поклад горизонту С-4б розглядається як об'єкт повернення у свердловини 104, 108, переведення яких відбудеться раніше решти свердловин, що розробляють нижчезалегаючі візейські поклади.

Об'єкт IV (поклад горизонту С-9) розробляється двома свердловинами 2 і 122, які були переведені з нижчезалягаючих горизонтів. Враховуючи незначні залишкові запаси газу цього покладу (біля 60 млн м³ від початкових дренажних), пропонується завершити розробку покладу існуючими свердловинами.

Об'єкт V (поклади горизонтів В-14, В-15а) розробляється вісьмома свердловинами 12, 14, 101, 114, 116, 118, 121, 127 ще чотири свердловини (7, 117, 129, 202) знаходяться в капітальному ремонті. Складність аналізу розробки даного об'єкта полягає у тому, що протягом великого періоду часу існували перетоки газу між блоками I-VI і III-IV, що значно ускладнює визначення реальних залишкових запасів газу в кожному із блоків та положення поточних контурів газоводяного контакту (ГВК) в них. Аналіз розробки об'єкта і уточненої геологічної моделі покладів виявив наявність взаємодії III і IV блоків, що відображається у збільшенні дренажних запасів газу в блоці IV. Таким чином, залишкові запаси газу по блоках будуть вилучені діючим фондом та переведенням свердловин, що експлуатують нижчезалягаючі горизонти.

Об'єкт VI (поклади горизонтів В-16а, В-16б, В-17) розробляється шістьма свердловинами №№ 110, 113, 125, 126, 212, 213, в капітальному ремонті свердловина № 111. Розділений також на чотири крупні блоки, які в свою чергу розроблялися окремими сітками свердловин. По меншій мірі, у двох блоках, західному і південному, спостерігається як прояв водонапірного режиму, так і перетоки газу із західного блоку в південний.

Процес підготовки газу та конденсату на Опішнянському НГКР до подальшого транспортування включає: збір газу на УКПГ; первинну сепарацію газу; сепарацію газу на установці низькотемпературної сепарації (НТС); підвищення тиску газу низьконапірних свердловин до газопровідного за допомогою дотискної компресорної станції (ДКС); відокремлення газового конденсату від супутно-пластової води в розділювачах рідини [3, 8].

Установка комплексної підготовки газу Опішнянського НГКР працює за схемою низькотемпературної сепарації з використанням дотискної компресор-

ної станції (ДКС) для компримування природного газу низьконапірних свердловин Опішнянського НГКР до тиску в магістральному газопроводі [9].

Опішнянська УКПГ складається з технологічних ліній, які призначені: технологічна лінія № 3 – для підготовки газу низьконапірних свердловин – тиск $(1,0 \div 1,1)$ МПа; технологічна лінія № 4 – для підготовки газу низьконапірних свердловин – тиск $(1,4 \div 1,7)$ МПа; технологічна лінія № 5 – для підготовки газу високонапірних свердловин – тиск $(3,8 \div 6,5)$ МПа; здійснення замірів свердловин на видобувні можливості [3, 10].

Газоводоконденсатна суміш (ГВКС) від високонапірних свердловин (технологічна лінія № 5) Опішнянського НГКР по індивідуальних шлейфах з тиском $3,8 \div 6,5$ МПа і температурою $+5 \div +20^{\circ}\text{C}$ надходить до вузла входу свердловин Опішнянської УКПГ.

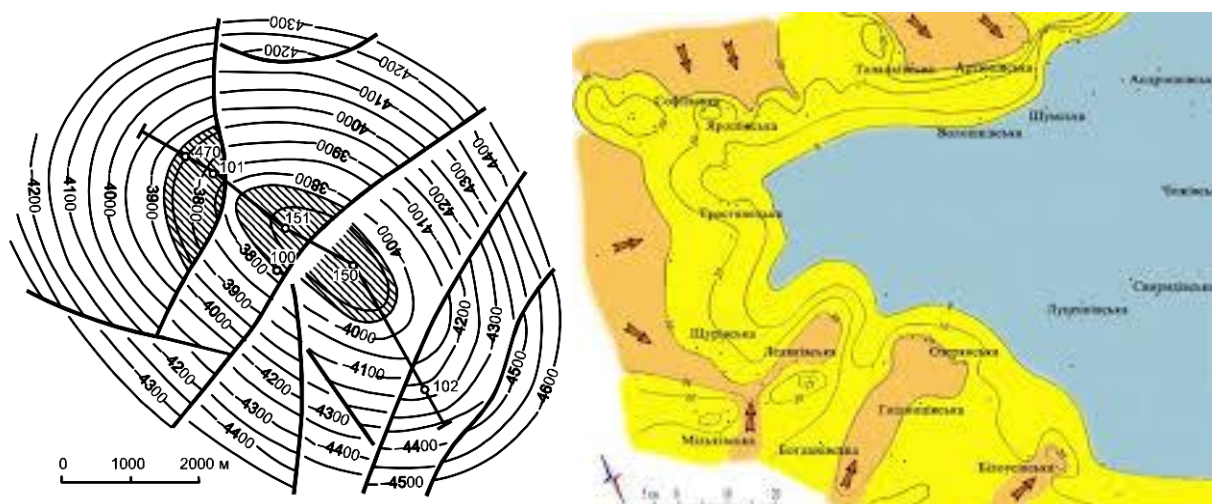


Рисунок 1.4. Структурна карта Опішнянського НГКР

Згідно із проектом подальшої розробки Опішнянського НГКР, об'єктом планованих робіт є його північно-східна ділянка. Передбачається буріння чотирьох свердловин (№№ 12 - 16) в продуктивних відкладах, що включають стратиграфічні комплекси антропогену, неогену, юри, тріасу, нижньої пермі, верхнього, нижнього та середнього карбону (рис. 1.4).

При сумісному розкритті різних за геологічними та фізичними характеристиками горизонтів, можуть створюватися умови виникнення інтенсивних газопроявлень у вигляді міжпластових перетоків пластових вод і природного

газу з конденсатом. Для запобігання таких ускладнень при бурінні свердловин, необхідно передбачити наступне: вибір конструкції свердловини повинен забезпечити попередження гідророзриву гірських порід тиском газу при газопроявленнях, і герметизацію устя противикидним обладнанням; підбір обсадних труб за міцністю повинен вестися виходячи з очікуваного максимально можливого тиску на усті свердловини в процесі буріння і випробування на приплив газу; підбір густини бурового розчину необхідно визначати виходячи з умов забезпечення створення гідростатичного тиску в свердловині, перевищуючого пластовий; вибір типу бурового розчину і хімреагентів повинен базуватися на умовах створення на стінках свердловини тонкої, щільної і мало проникної кірки; герметизація устя свердловин необхідно здійснювати відповідним проектним розрахунком сертифікованим противикидним обладнанням; на буровій ділянці повинен матись деякий об'єм запасного розчину необхідної густини в кількості, яка дорівнює об'єму стовбура свердловини при первинному розкритті продуктивних горизонтів [11].

Таблиця 1.1
Укрупнена літолого-геологічна характеристика Опішнянського НГКР

Шкала глибин, м	Узагальнена літологічна характеристика	Максимальні показники категорій		Значення градієнтів тиску, МПа/м		Можливі ускладнення
		за твердістю	за абразивністю	Пластового	Гідророзриву	
0-320	Мергель, глина	II	I	0,0102	0,138	Обвали
320-1050	Глина, крейда	III	II	0,0136	0,0164	Поглинання
1050-2000	Пісковик, алевроліт, вапняк	V	IV	0,0144	0,0176	Обвали
2000-3300	Аргіліт, алевроліт, пісковик	VI	V	0,0126	0,0156	Поглинання
3300-4000	Алевроліт, ангідрит, аргіліт	IV	VI	0,0145	0,0170	Осипання
4000-4500	Пісковик, алевроліт	VII	V	0,0160	0,0190	Зона газопроявлень

Основні гірничо-геологічні параметри, градієнти пластових тисків і тисків гідророзриву пластів наведено в узагальненій літолого-геологічній характе-

ристиці ділянки виконання бурових робіт на Опішнянського НГКР (табл. 1.1).

Конструкція пошуково-розвідувальних і експлуатаційних свердловин вибирається, виходячи з необхідності розкриття певних нафтогазоносних комплексів, з врахуванням гірничо-геологічних особливостей розрізу родовища, необхідності ізоляції несумісних зон буріння та забезпечення якісного розкриття продуктивних відкладів [11].

На Опішнянському НГКР пробурено цілий ряд пошуково-розвідувальних і експлуатаційних свердловин [3]. Відповідно до гірничо-геологічних умов, досвіду буріння, вимог чинного законодавства щодо охорони питних вод, надр і навколишнього середовища, для розкриття газових горизонтів вибиралися конструкції забоїв за схемою 168/140 мм. Буріння здійснювали роторним способом. Основними ускладненнями при бурінні були поглинання в тріщинуватих піщано-карбонатних відкладах верхнього і середнього карбону, які ліквідували шляхом зниження густини бурового розчину. В цілому можна резюмувати, що свердловини буряться в складних гірничо-геологічних умовах [13].

Для попередження технологічних ускладнень проміжні та експлуатаційна колони спускаються секціями. Башмаки обсадних колон встановлюються в щільних і міцних породах з градієнтом тиску гідророзриву не менше 0,020 - 0,022 МПа/м. Густина бурового розчину розраховується виходячи із очікуваних пластових тисків. Герметизація устя свердловин враховує максимальні розрахункові тиски на усті. На кондуктор і проміжні обсадні колони встановлюється противикидне обладнання. Свердловини обладнані фонтанними арматурами і колонними головками.

Попередження негативного впливу на геологічне середовище передбачено за рахунок застосування конструкцій свердловин, які включають спуск обсадних колон з наступним цементуванням високоміцними портландцементами. Для запобігання інтенсивних газопроявлень при бурінні свердловин і переходу їх у фонтанування природним газом, передбачено використання бурового розчину необхідної густини, що забезпечує необхідний протитиск на газоносні горизонти та герметизацію усть противикидним обладнанням [14].

Для збереження родючого шару ґрунту від забруднень передбачено зняття і складування його в кагати з наступною укладкою на попереднє місце після закінчення бурових робіт. Після закінчення бурових робіт передбачено проведення технічного та біологічного етапів рекультивації.

З метою запобігання забруднення горизонтів з прісними водами в геологічному розрізі свердловин передбачено перекриття їх обсадними колонами з наступним цементуванням високоміцними портландцементами. Крім того, для розкриття горизонтів з прісними водами передбачається використання бурового розчину, обробленого малотоксичними реагентами.

Зберігання відходів буріння передбачається в земляних амбарах облаштованих непроникним протифільтраційним екраном.

Первинна нейтралізація хімреагентів, що використовуються для обробки бурового розчину, здійснюється при циркуляції через свердловину в умовах високого гідростатичного тиску і температури внаслідок реакції між хімреагентами [15]. Остаточна очистка і нейтралізація здійснюється шляхом вводу в рідкі відходи буріння коагулянту. Після відстою освітлену воду аналізують на вміст нафтопродуктів, мінеральних солей, визначають рН середовища, риють додатковий амбар подвійного об'єму, в який перепускають очищену воду із існуючих шламових амбарів для подальшого випаровування та фільтрації. Тверді та напівтверді відходи буріння нейтралізуються і обеззаражуються шляхом вводу в шламові амбари композиції, що містить фосфогіпс, солону і органічні добрива. Після перетворення відходів буріння з напіврідкої фази в тверду відходи буріння захороняються в земляних шламових амбарах.

При наявності міжколонних тисків і міжпластикових перетоків газу, пов'язаних з неякісним цементуванням експлуатаційної колони, в свердловині повинні бути проведені ремонтно-відновлювальні роботи по окремих планах до початку проведення ізоляційно-ліквідаційних робіт [16].

Ліквідація свердловини без випробування або після випробування з допомогою випробувача пласта на трубах без спуску експлуатаційної колони, проводиться наступним чином: визначається необхідність встановлення цемен-

тних мостів в необсаженому стволі свердловини в залежності від гірничо-геологічних умов; висота кожного цементного мосту повинна бути рівною потужності пласта плюс 20 м вище покрівлі і 20 м нижче подошви, над покрівлею верхнього пласта цементний міст встановлюється на висоту не менше 50 м; у башмак останньої проміжної колони встановлюється цементний міст висотою не менше 200 м [13]. Ліквідація свердловини після випробування при спущеній експлуатаційній колоні, проводиться наступним чином: всі об'єкти випробування повинні ізолюватися один від одного цементними мостами; висота кожного цементного мосту повинна бути рівною потужності пласта плюс 20 м вище покрівлі і 20 м нижче подошви, над покрівлею верхнього пласта цементний міст встановлюється на висоту не менше 50 м. Устя ліквідованої свердловини, у геологічному розрізі якої присутні вуглеводні, агресивні компоненти або високонапірні пластові води, облаштовується наземним репером.

За наявності технічної колони у свердловину, на трубі (репер) діаметром 60÷100 мм, яка заварена зверху, на глибину не менше 2 метрів спускається кільцева дерев'яна пробка, яка до устя заливається цементним розчином. До верхньої частини за допомогою зварювання встановити фланець-заглушку, до якої приварити патрубок для встановлення вентиля з манометром. Нижній кінець патрубка має сполучатися з простором у колоні. Над устям свердловини встановити бетонну тумбу розміром 1×1×1 м. Висота репера над бетонною тумбою повинна бути не менше 0,5 м. Репер, у разі вилучення технічної колони, встановлюється на кондукторі або на направленні і споруджується бетонна тумба розміром 1×1×1 м у вигляді зацементованої труби, яка встановлюється на експлуатаційну колону (за її відсутності - на проміжну колону або кондуктор), заповнену на глибину не менше 2 м цементною пробкою. Під цементною пробкою повинен проходити заглушений зверху за допомогою зварювання патрубков з установленим вентилям для забезпечення контролю за тиском у колоні.

Після завершення ліквідації свердловини, її устя облаштовують репером, де позначається порядковий номер, назва родовища і найменування компанії, що займалася розробкою.

Розділ 2. Техніко-технологічна частина кваліфікаційної роботи

2.1 Вибір і обґрунтування раціональних конструкції свердловини та способу буріння

Конструкцію свердловини розробляють і уточнюють відповідно до конкретних геологічних умов буріння в заданому районі. Вона повинна забезпечити виконання поставленого завдання, тобто досягнення запроектованої глибини і виконання усього наміченого комплексу досліджень та робіт у свердловині. Конструкція свердловини залежить від міри вивчення геологічного розрізу, способу буріння, призначення свердловини, допустимої протяжності інтервалів, де можливе буріння без кріплення, рекомендованого (необхідного) діаметру останньої (експлуатаційною) колони, способу розкриття продуктивного горизонту і інших чинників. При її розробці необхідно враховувати вимоги з охорони надр і захисту довкілля [17].

Кріплення свердловини проводять з різними цілями: закріплення стінок свердловини в інтервалах нестійких порід; ізоляція зон катастрофічного поглинання промивальної рідини і зон можливих перетікань пластових рідин стовбуром; відокремлення інтервалів, де геологічні умови вимагають застосування промивальної рідини з різною густиною; відокремлення продуктивних горизонтів і ізоляція їх від водоносних пластів; утворення надійного каналу у свердловині для витягання вуглеводнів або подачі закачуваної в пласт рідини; створення надійної основи для установки гирлового устаткування.

В глибокі свердловини зазвичай спускають декілька обсадних колон [14], які розрізняються за призначенням і глибиною спуску: шахтний напрям – служить для закріплення гирла свердловини і відведення бурового розчину, що вилівається зі свердловини, в циркуляційну систему; кондуктор – встановлюється для закріплення стінок свердловини в інтервалах, представлених зруйнованими і вивітряними породами, і оберігання водоносних горизонтів – джерел водопостачання від забруднення; проміжна колона призначена для ізоляції інтервалів слабозв'язаних нестійких порід і зон поглинання промивальної рідини; експлуа-

таційна колона утворює надійний канал у свердловині для витягання пластових флюїдів або закачування агентів в пласт; глибина її спуску визначається положенням продуктивного об'єкту; в інтервалі продуктивного пласта експлуатаційну колона перфорують або оснащують фільтром; особливий клас колон становлять потайні або хвостовики, які служать для перекриття деякого інтервалу в стовбурі свердловини; верхній кінець таких колон не досягає поверхні і розміщується усередині розташованої вище обсадної колони (якщо вона не має зв'язку з попередньою колоною, то така колона називається «летючкою»).

Розробка конструкції свердловини починається з рішення двох проблем [11]: визначення необхідної кількості обсадних колон і глибини спуску кожної з них; обґрунтування розрахунковим шляхом номінальних діаметрів обсадних колон і діаметрів породоруйнівного інструменту.

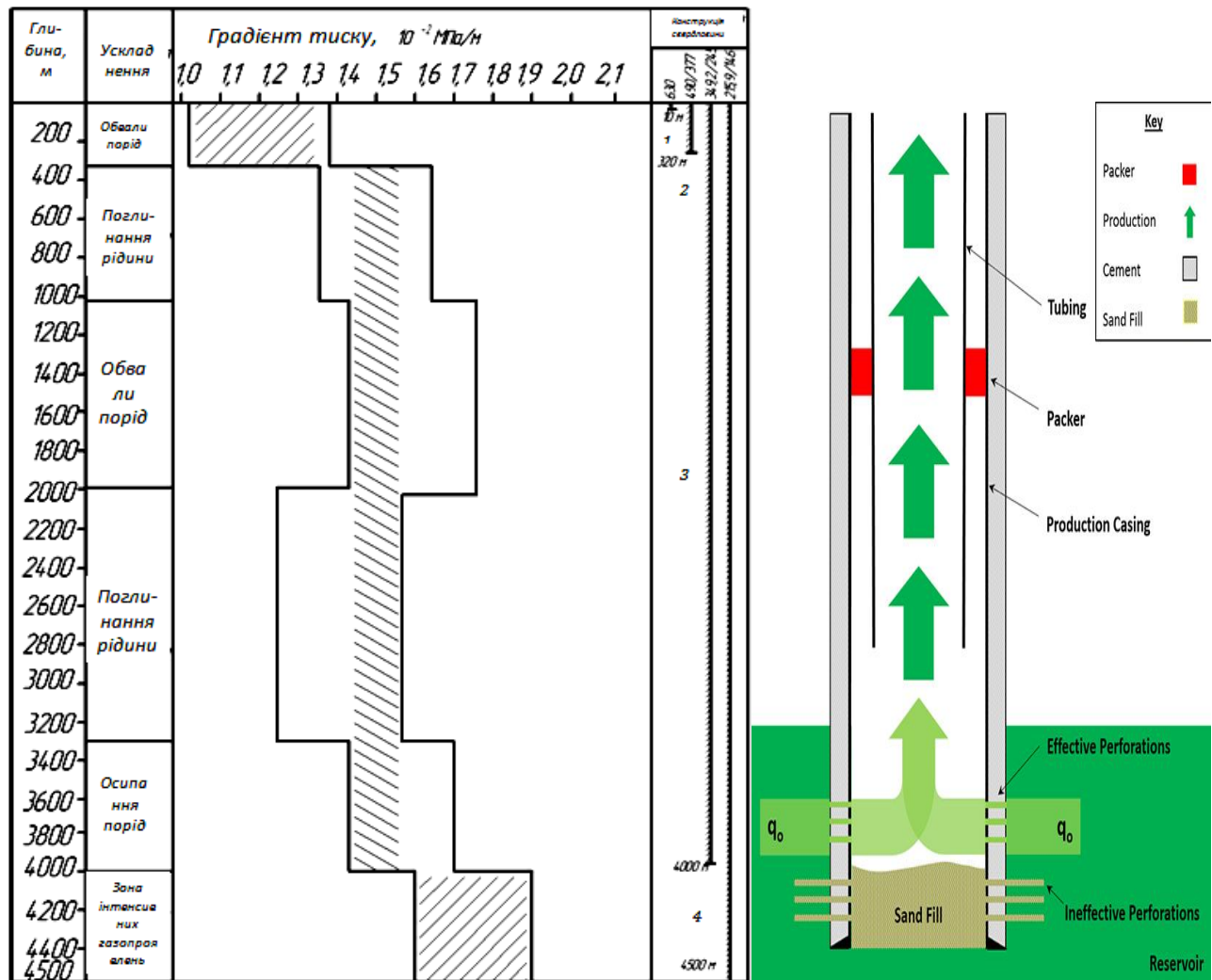


Рисунок 2.1. Суміщений графік зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання

Число обсадних колон визначається на підставі аналізу геологічного розрізу в місці закладення свердловини, врахування наявності зон, де буріння зв'язане з ускладненнями, аналізу картини зміни коефіцієнтів аномальності тисків. За наявними даними будують графік зміни коефіцієнта аномальності пластового тиску і індексу тиску поглинання; на ній виділяють також інтервали, які можна проходити з використанням розчину однієї густини.

Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіці градієнтів тиску знаходимо зони кріплення свердловини, які і визначають число обсадних колон (рис. 2.1). Проектувати діаметри обсадних колон і доліт починають від низу до верху [13]. Діаметр експлуатаційної колони, обумовлений завданням на створення технічного проекту буріння експлуатаційної свердловини та параметрами технології розробки в умовах Опішнянського НГКР складає 146 мм.

Відповідно до графіка (рис. 2.1) і геолого-технічних умов буріння будуть встановлені наступні типи обсадних труб (колон) (табл. 2.1):

- на інтервалі 0-10 м – шахтний напрям, з контролем вертикальності встановлення та повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 0-320 м - кондуктор для перекриття зони осадових порід, схильних до обвалів, з повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 0-4000 м - проміжна колона, яка ізолює вплив зон поглинання рідини та руйнувань стінок свердловини, з повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 0-4500 м - експлуатаційна колона, з повною цементациєю затрубного простору.

Визначення діаметрів обсадних колон і доліт

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

$$D_{\delta}^e = D_m + 2 \cdot \delta, \quad (2.1)$$

де D_m – діаметр муфти експлуатаційної колони, δ – зазор між експлуатаційною колоною та стінками свердловини.

$$D_{\delta}^e = 166 + 2 \cdot 15 = 196 \text{ мм},$$

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота, приймаємо $D_{\delta}^e = 215,9$ мм.

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

$$D_{\text{вн}}^{\text{пр}} = D_{\delta}^e + 6 = 215,9 + 6 = 221,9 \text{ мм}, \quad (2.2)$$

у відповідності до ДСТ на обсадні труби, приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони: $D_{\text{зн}}^{\text{пр}} = 245$ мм, з діаметром муфти - $D_{\text{м}}^{\text{пр}} = 270$ мм.

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

$$D_{\delta}^{\text{пр}} = D_{\text{м}}^{\text{пр}} + 2 \cdot \delta = 270 + 2 \cdot 35 = 340 \text{ мм}, \quad (2.3)$$

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота, приймаємо $D_{\delta}^{\text{пр}} = 349,2$ мм.

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

$$D_{\text{вн}}^{\text{к}} = D_{\delta}^{\text{пр}} + 6 = 349,2 + 6 = 351,2 \text{ мм}, \quad (2.4)$$

у відповідності до ДСТ на обсадні труби, приймаємо зовнішній діаметр кондуктора: $D_{\text{зн}}^{\text{к}} = 377$ мм, з діаметром муфти - $D_{\text{м}}^{\text{к}} = 402$ мм.

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_{\delta}^{\text{к}} = D_{\text{м}}^{\text{к}} + 2 \cdot \delta = 402 + 2 \cdot 25 = 452 \text{ мм}, \quad (2.5)$$

у відповідності до ДСТ на долота, приймаємо $D_{\delta}^{\text{к}} = 490$ мм.

б) діаметр направляючої колони дорівнює:

$$D_{\text{вн}}^{\text{н}} = D_{\delta}^{\text{к}} + 50 = 490 + 50 = 540 \text{ мм}, \quad (2.6)$$

приймаємо труби із зовнішнім діаметром $D_{\text{зн}}^{\text{н}} = 630$ мм, що відносяться до категорії електрозварних труби [16].

Отримані дані зводимо до підсумкової табл. 2.1.

Таблиця 2.1
Загальна характеристика конструкції свердловини

Назва колони	Позначення на графіці тисків	Діаметр колони, мм	Глибина спуску колони, м	Інтервал цементування від башмака, м	Діаметр долота, мм
Напряв	1	630	10	До устя	Під шурф
Кондуктор	2	377	320		490
Проміжна	3	245	4000		349,2
Експлуатаційна	4	146	4500		215,9

Таким чином, в результаті розрахунку отримано обґрунтовану раціональну конструкцію розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Опішнянського нафтогазоконденсатного родовища, промислова продуктивність якого пов'язана з піщано-алевролітовими колекторами середнього і нижнього карбону – башкирського, серпуховського і візейського ярусів.

В теорії та практиці спорудження свердловин розроблено та застосовується численна кількість способів буріння, серед яких можна виділити механічний, термічний, електроімпульсний та ін., проте широке промислове застосування залишається практично тільки за способами механічного буріння – ударним (обмежено) і обертальним [18].

При обертальному бурінні поглиблення забою відбувається в результаті одночасної дії на породоруйнівний інструмент, у випадку спорудження нафтогазових свердловин – долото, навантаження і крутного моменту. Під дією навантаження долото занурюється в породу, а під впливом крутного моменту сколює останню. Існує два різновиди обертального буріння – роторний та з використанням забійних двигунів [14].

При роторному бурінні потужність від двигунів передається через лебідку до ротора – спеціального обертального механізму, встановленого над гирлом свердловини в центрі вишки. Ротор обертає бурильну колону і пригвинчене до неї долото. Тому, при роторному бурінні занурення долота в породу відбувається при русі уздовж осі свердловини бурильної колони, що обертається, а при бурінні із забійним двигуном – бурильної колони, яка не обертається. При бурінні із забійним двигуном долото пригвинчено до валу, а бурильна колона – до корпусу двигуна. При роботі двигуна обертається його вал з долотом, а бурильна колона сприймає лише реактивний момент обертання корпусу двигуна, який гаситься заклиненим ротором (у ротор встановлюють спеціальну заглушку).

Нині застосовують наступні види забійних двигунів – турбобур, гвинтовий двигун і електробур (останній застосовують у край рідко) [13, 20].

При бурінні з турбобуром або гвинтовим двигуном гідравлічна енергія потоку бурового розчину, що рухається вниз по бурильній колоні, перетворю-

ється в механічну на валу забійного двигуна, з яким сполучено долото. При бурінні з електробуром електрична енергія подається по кабелю, секції якого змонтовані усередині бурильної колони і перетворяться електродвигуном в механічну енергію на валу, яка безпосередньо передається долоту.

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.

Основні вимоги до вибору способу обертання долота визначаються необхідністю забезпечення успішної проводки стовбура свердловини при можливих ускладненнях з високими техніко-економічними показниками.

Доцільність застосування тих або інших способів буріння і їх різновидів (ударно-обертальне, турбінно-роторне, реактивно-турбінне, з промиванням різними буровими розчинами, різними долотами) визначається з урахуванням геологічних, технічних і економічних чинників. Ці рішення переглядаються у міру вдосконалення технології і техніки буріння (доліт, труб, розчинів) і уточнення умов проводки свердловин. Можливе поєднання декількох способів при проводці різних інтервалів однієї і тієї ж свердловини [14].

Для умов розроблюваного геолого-технічного проекту та наповненості промислової бази, приймаємо роторний спосіб буріння.

2.2 Вибір раціонального породоруйнівного та технологічного інструменту

Породоруйнівний інструмент призначений для руйнування гірської породи на забої при бурінні свердловини. За принципом руйнування породи інструмент підрозділяється на групи: ріжуче-сколюючої дії – застосовується для розбурювання в'язких, пластичних і малоабразивних порід невеликої твердості; дробляче-сколюючої дії – застосовується для розбурювання неабразивних і абразивних порід середньої твердості, твердих, міцних і дуже міцних; стираюче-ріжучої дії – застосовується для буріння в породах середньої твердості, а також при чергуванні високопластичних малов'язких порід з породами середньої тве-

рдості і навіть твердими [14, 18].

За призначенням породоруйнівний інструмент підрозділяється: для буріння суцільним забоєм (без відбору керна) – бурові долота; для буріння по кільцевому забою (з відбором керна) – бурильні головки або колонкові долота; для спеціальних робіт в пробуреній свердловині (вирівнювання і розширення ствола) і в обсадній колоні (розбурювання цементного каменю і т.ін.).

За конструктивним виконанням породоруйнівний інструмент ділиться на групи: лопатевий, шарошковий, секторний.

Найбільшого поширення в практиці буріння нафтових і газових свердловин набули тришарошкові долота дробляче-сколюючої дії з твёрдосплавним або сталевим озброєнням [17]. Лапи зварюють між собою. На верхньому кінці конструкції нарізано замкове приєднувальне різьблення. Кожна лапа в нижній частині завершується цапфою, на якій проточені бігові доріжки під кульки і ролики. На цапфі через систему підшипників встановлюється шарошка з біговими доріжками. Тіло шарошки оснащено сталевими зубами, розміщеними по вінцях. На торці з боку приєднувального різьблення вибиваються шифр долота, його порядковий номер, рік виготовлення.

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться наступними способами [13]: за механічними і абразивними властивостями гірських порід; за промисловими даними.

Таблиця 2.2
Коротка характеристика прийнятих доліт

Інтервал застосування породоруйнівного інструменту	Характеристика перебудованих порід		Тип долота	Маса долота, кг	Допустиме навантаження, кН
	категорія за твердістю або буримістю	категорія за абразивністю			
0-320	II	I	Д490С-ЦВ	316	500
320-1050	III	II	III 349,2 М – ГВ	114	470
1050-4000	V, VI	IV-VI	III 349,2 Т – ЦВ	99	470
4000-4500	VII	V	III 215,9 К – ГНУ	44	280

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

Для орієнтованого вибору типу бурових доліт залежно від механічних і абразивних властивостей скористаємося даними джерел [15, 17]. Прийняті типи доліт приведені в табл. 2.2.

Шарошкові долота виготовляють як з центральною, так і з бічною системою промивання [15, 21]. На лапах долота з бічною системою гідромоніторного промивання виконані спеціальні потовщення – приливи з промивальними каналами і гніздами для установки гідромоніторних насадок.

При центральному промиванні забою, краще очищаються від шламу його центр забою і вершини шарошок, шлам безперешкодно виноситься в наддолотну зону. Проте при високій швидкості поглиблення забою, важко підвести до долота необхідну гідравлічну потужність, потрібну для якісного очищення забою (перепад тиску на долотах з центральним промиванням не перевищує 0,5 - 1,5 МПа).

Бічне гідромоніторне промивання забезпечує краще очищення найбільш зашламованої периферійної частини забою, дозволяє підвести до долота велику гідравлічну потужність (перепад тиску на долотах з гідромоніторним промиванням досягає 5 - 15 МПа).

Долота типів СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК належать до доліт дроблячого класу, а долота типів М, МЗ, МС, МСЗ, С і СЗ – до доліт дробляче-сколюючого класу.

Залежно від того, для буріння в яких породах призначено долото, шарошки мають різні породоруйнуючі елементи – зубці, котрі виготовляються або разом з тілом шарошки фрезеруванням, або накаткою, або окремо зі спеціальних твердих сплавів. Останні мають клиноподібну чи сферичну контактну поверхню та запресовуються в гнізда, просвердлені у тілі шарошки.

Долота, що мають шарошки з фрезерованими або накатаними зубцями, використовують для руйнування неабразивних порід.

Шарошки із зубцями з твердих сплавів призначені для розбурювання абразивних порід, а також порід з дуже високою твердістю.

Шарошки доліт типів МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ і ТКЗ, що призначені для буріння абразивних порід різних категорій за твердістю, оснащені запресованими в тіло шарошки твердосплавними зубцями, які мають клиноподібну породоруйнуючу поверхню.

2.3 Вибір та розрахунок раціональної конструкції бурильної колони

Бурильна колона сполучає долото (або забійний двигун і долото) з наземним устаткуванням (вертлюгом) (рис. 2.2) [14, 18].

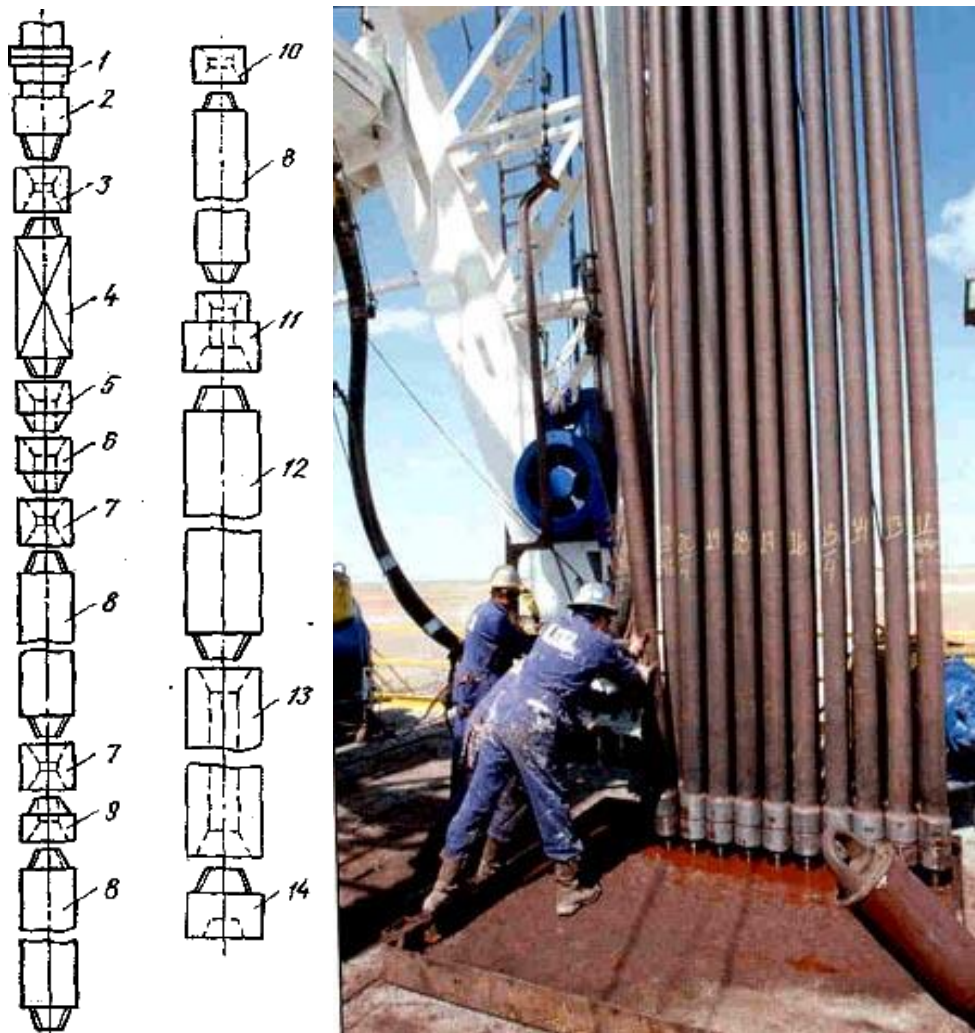


Рисунок 2.2. Схема компоновання бурильної колони

Бурильна колона виконує наступні основні функції: передає обертання від ротора до долота; сприймає реактивний момент забійного двигуна; підво-

дить буровий розчин до породоруйнівного інструменту і забою свердловини; створює навантаження на долото; утворює технічну ланку підйому і спуску долота; дозволяє проведення допоміжних робіт (проробка, розширення і промивання свердловини, випробування пластів, ловильні роботи і т. ін.) [14, 20].

Бурильна колона складається (рис. 2.2) із згвинчених між собою: ведучої труби 4, бурильних труб 8 і обважених бурильних труб (ОБТ) 12 і 13. Верхня частина бурильної колони представлена ведучою трубою 4, яка приєднується до вертлюга 1 за допомогою верхнього перевідника ведучої труби 3 і перевідника вертлюга 2. Ведуча труба приєднується до першої сталльної бурильної труби (СБТ) 8 за допомогою нижнього перевідника ведучої труби 5, запобіжного перевідника 6 і муфти бурильного замку 7. Бурильні труби 8 згвинчуються між собою бурильними замками, що складаються з муфти 7 бурильного замку і його ніпеля 9 або сполучними муфтами 10. ОБТ 12 і 13 згвинчуються безпосередньо. Верхня ОБТ приєднується до бурильної труби за допомогою перевідника 11, а нижня пригвинчується через перевідник 14 до долота (при роторному бурінні) або до забійного двигуна з долотом.

Окрім названих вище елементів, в компонування бурильної колони можуть включатися наступний технологічний інструмент: калібратори, центратори, стабілізатори, розширювачі, проміжні опори для ОБТ, зворотні клапани, фільтри, амортизатори, протекторні кільця, засоби похило-спрямованого буріння і інше спеціальне устаткування. Бурильна колона від долота до бурильних труб, відповідно: ОБТ, забійний двигун, калібратори і тому подібне називається КНБК (компонування низу бурильної колони) [13, 22].

Проектування бурильної колони має на меті обґрунтування найбільш раціональної її конструкції [17]. На основі розрахунків розробляють бурильну колону однієї з наступних конструкцій: односекційну, одноступінчасту, багатосекційну, багатоступінчасту. Односекційна колона включає бурильні труби однакові по зовнішньому діаметрі, товщині стінки і групі міцності сталі. Одноступінчаста, багатосекційна колона при незмінному зовнішньому діаметрі містить у собі секції з труб з різними показниками міцності (за рахунок варіювання мате-

ріалом або товщиною стінки). Багатоступінчаста бурильна колона складається із секцій, що розрізняються не тільки товщиною стінки і групою міцності матеріалу, але і зовнішнім діаметром. Багатоступінчасті колони застосовують при бурінні глибоких і надглибоких свердловин, коли верхні секції комплектують з бурильних труб більшого зовнішнього діаметра, чим нижні.

Вибір діаметрів ОБТ та обґрунтування складу КНБК

Оскільки головною функцією ОБТ є збереження жорсткості бурильної колони, то при виборі діаметрів ОБТ необхідно дотримуватися рекомендованих співвідношень між діаметрами доліт і обважених бурильних труб [16].

Виходячи з позначеного запишемо рекомендоване співвідношення для прийнятої конструкції свердловини (для $D_o \leq 295,3$ мм):

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

Компоновку низу бурильної колони проектують із врахуванням профілю стовбура свердловини та схильності порід гірського масиву до сприяння викривленню траси свердловини. Для вертикальних свердловин рекомендовано застосування декількох наддолітних калібраторів та ОБТ (збалансовані, квадратні або спіральні) максимально можливого діаметру, стабілізатор і далі ОБТ розрахованого діаметру [16, 21].

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину ОБТ визначають за формулою

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{K G_o}{q_{\text{ОБТ}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{тр}}}{\rho_{\text{м}}}\right)}, \quad (2.7)$$

де $l_{\text{ОБТ}}$ – довжина ОБТ, м;

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

G_o – осьове навантаження, Н;

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

$\rho_{\text{м}}$ – щільність матеріалу труби, кг/м^3 ;

$q_{\text{ОБТ}}$ – вага 1 м ОБТ, Н/м; $q_{\text{ОБТ}} = 145,4$ кг.

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{1,2 \cdot 21500}{145,4 \left(1 - \frac{1,712}{7,85}\right)} \approx 227 \text{ м}$$

Отриману довжину ОБТ округлюють в більший бік до значення, що кратне довжині свічки для даної бурової установки (для умов проекту 25 м), таким чином приймаємо $l_{ОБТ} = 225\text{м}$.

За перевірного розрахунку значення довжини ділянки ОБТ необхідно перевірити на статичну і динамічну стійкість від дії власної ваги; для цього необхідно визначити критичну довжину обважених бурильних труб за наступною формулою:

$$l_{ОБТ}^{кр} = 1,94 \sqrt{\frac{EI}{q_{ОБТ}}} \quad (2.8)$$

де E – модуль пружності матеріалу труб (сталі), Н/м^2 ;

I – момент інерції за дії вигину, м^4 .

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

де d_{zn} , $d_{вн}$ – відповідно зовнішній та внутрішній діаметри ОБТ, м.

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

Якщо $l_{ОБТ} \geq l_{ОБТ}^{кр}$, то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно додатково увести до компоновання ОБТ центрувальні пристрої. Необхідне місце встановлення центраторів, відстань між ними та їх розміри визначають за рекомендаціями, що наведені в джерелі [16], для проектованого випадку центратори будуть встановлені на відстані 125 м (загалом необхідно встановити 1 центратор).

Над ОБТ рекомендовано розташовувати наддолотний комплект бурильних труб, для цього вибирають труби групи міцності "Д" з найбільшою товщиною стінки і довжиною 250 - 300 м. Приймаємо довжину наддолотного комплекту 300 м (12 свічок) з труб ТБВ – 140, матеріал виготовлення - сталь групи міцності "Д" з товщиною стінки 11 мм.

Вибір та обґрунтування складу бурильної колони СБТ

При виборі діаметрів СБТ необхідно дотримуватися рекомендованих співвідношень між діаметрами доліт і бурильних труб [16].

Виходячи з позначеного запишемо рекомендоване співвідношення для прийнятої конструкції свердловини (для $D_0 \leq 295,3$ мм):

$-\frac{d_{\text{БТ}}}{d_{\text{ОБТ}}} = 0,75 - 0,80$; $d_{\text{БТ}} = 0,75 \cdot 178 \approx 134$ мм, приймаємо сталеві бурильні труби (СБТ) конструкції ТБВ (підсилююча висадка усередину, різьба трикутна) із зовнішнім діаметром $d_{\text{БТ}} = 140$ мм (табл. 2.3).

Таблиця 2.3
Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ ø 140 мм

Зовнішній діаметр труб, мм	Товщина стінки, мм	Внутрішній діаметр труб, мм	Навантаження на розтяг до межі плинності, кН				Маса 1 м, кг
			Д	К	Е	Л	
140	8	124	1226	1618	1766	2109	30,8
140	9	122	1373	1815	2011	2354	33,7
140	10	120	1520	2011	2207	2600	36,8
140	11	118	1668	2158	2403	2845	39,5

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

Довжину першої секції визначають з умов допустимої напруги на розтягування по формулі:

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_m(G_{\text{ОБТ}} + G + G_{\text{НК}}) \left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{м}}}\right) - P_n F_n}{K_{q1} \left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{м}}}\right)}, \quad (2.9)$$

$$Q_{p1} = \frac{Q_{\text{мл}}}{K_{1,2}},$$

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

K_T – коефіцієнт тертя ($K_T=1,15$);

$G_{\text{ОБТ}}$ – вага ОБТ, Н;

G – вага забійного двигуна, Н;

$G_{\text{НК}}$ – вага наддолітного комплекту, Н;

P_n – сумарні втрати тиску в забійному двигуні та долоті, Па;

F_n – площа прохідного перетину бурильної труби, м²;

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

Q_{nl} – розтягуюче навантаження до межі плинності матеріалу труб, Н;

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

K_1 – коефіцієнт, що враховує дію крутного моменту и моменту на вигин (при бурінні забійними двигуном $K_1=1$; при роторному бурінні $K_1=1,04$).

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

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

$$l_1 = \frac{842000 - 1,15(225 \cdot 1454 + 300 \cdot 395 + 440) \left(1 - \frac{1,712}{7,85}\right) - 13000000 \cdot 0,785 \cdot 0,124^2}{1,15 \cdot 308 \left(1 - \frac{1,712}{7,85}\right)} = 1005 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_1 = 1000 \text{ м}$.

У томи випадку коли сумарна довжина КНБК, ОБТ і першої секції менше глибини свердловини, то за першою секцією встановлюють другу, міцнішу (з більшою товщиною стінки або більшої міцності). Довжина другої і наступних секцій визначається по формулі:

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{kq_2 \left(1 - \frac{\rho_{пр}}{\rho_m}\right)}, \quad (2.10)$$

$$l_3 = \frac{Q_{p3} - Q_{p2}}{kq_3 \left(1 - \frac{\rho_{пр}}{\rho_m}\right)}, \quad (2.11)$$

де l_2, l_3 – довжина другої та третьої секцій;

Q_{p2}, Q_{p3} - допустиме розтягуюче навантаження для труб другої і третьої секцій;

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

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

$$Q_{p2} = \frac{1373}{1,04 \cdot 1,4} = 943 \text{ кН}; \quad l_2 = \frac{943 - 842}{1,15 \cdot 0,337 \left(1 - \frac{1,712}{7,85}\right)} = 330 \text{ м}.$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_2 = 325 \text{ м}$.

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

$$Q_{p3} = \frac{1520}{1,04 \cdot 1,4} = 1044 \text{ кН}; l_3 = \frac{1044 - 943}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,712}{7,85}\right)} = 302 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_3 = 300 \text{ м}$.

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

$$Q_{p4} = \frac{1668}{1,04 \cdot 1,4} = 1146 \text{ кН}; l_4 = \frac{1146 - 1044}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,712}{7,85}\right)} = 285 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_4 = 275 \text{ м}$.

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

$$Q_{p5} = \frac{1815}{1,04 \cdot 1,4} = 1247 \text{ кН}; l_5 = \frac{1247 - 1146}{1,15 \cdot 0,337 \left(1 - \frac{1,712}{7,85}\right)} = 331 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_5 = 325 \text{ м}$.

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

$$Q_{p6} = \frac{2011}{1,04 \cdot 1,4} = 1381 \text{ кН}; l_6 = \frac{1381 - 1247}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,712}{7,85}\right)} = 401 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_6 = 400 \text{ м}$.

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

$$Q_{p7} = \frac{2158}{1,04 \cdot 1,4} = 1482 \text{ кН}; l_7 = \frac{1482 - 1381}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,712}{7,85}\right)} = 282 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_7 = 275 \text{ м}$.

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

$$Q_{p8} = \frac{2207}{1,04 \cdot 1,4} = 1516 \text{ кН}; l_8 = \frac{1516 - 1482}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,712}{7,85}\right)} = 102 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_8 = 100 \text{ м}$.

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

$$Q_{p9} = \frac{2403}{1,04 \cdot 1,4} = 1650 \text{ кН}; l_9 = \frac{1650 - 1516}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,712}{7,85}\right)} = 376 \text{ м.}$$

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

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

$$Q_{p10} = \frac{2600}{1,04 \cdot 1,4} = 1786 \text{ кН}; l_{10} = \frac{1786 - 1650}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,712}{7,85}\right)} = 412 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_{10} = 400 \text{ м}$.

Одинадцята секція: сталь групи міцності Л, товщина стінки – 11 мм

$$Q_{p11} = \frac{2845}{1,04 \cdot 1,4} = 1954 \text{ кН}; l_{11} = \frac{1954 - 1786}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,712}{7,85}\right)} = 446 \text{ м.}$$

Виходячи з даних про проектну глибину свердловини, визначено остаточно довжину секції:

$$L_{11} = L_{св} - (l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9 + l_{10} + l_{11} + l_{ОБТ} + l_{НК})$$

$$l_{11} = 4500 - (225 + 300 + 1000 + 325 + 300 + 275 + 325 + 400 + 275 + 100 + 375 + 400) = 200 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_{11} = 200 \text{ м}$.

Отримані дані зводимо до табл. 2.4.

Таблиця 2.4
Зведені відомості про конструктивні параметри бурильної колони

№ секції або назва	Товщина стінки труб, мм	Група мі- цності сталі	Глибина спуска, м		Довжина секції труб, м	Вага 1 м труби, кН	Вага окремої секції, кН
			від	до			
11	11	Л	0	200	200	0,395	79
10	10	Л	200	600	400	0,368	147,2
9	11	Е	600	975	375	0,395	148,125
8	10	Е	975	1075	100	0,368	36,8
7	11	К	1075	1350	275	0,395	108,625
6	10	К	1350	1750	400	0,368	147,2
5	9	К	1750	2075	325	0,337	109,525
4	11	Д	2075	2350	275	0,395	108,625
3	10	Д	2350	2650	300	0,368	110,4
2	9	Д	2650	2975	325	0,337	109,525
1	8	Д	2975	3975	1000	0,308	308
НК	11	Д	3975	4275	300	0,395	118,5
ОБТ	44	Д	4275	4500	225	1,454	327,15
РАЗОМ							1859

Таким чином, в результаті розрахунку отримано конструкцію рівномірної жорсткої бурильної колони.

2.4 Вибір технологічних режимів спорудження свердловини

Продуктивність і ефективність процесу буріння залежить від комплексу взаємопов'язаних чинників: осьового навантаження на долото, частоти обер-

тання останнього, витрати бурового розчину і параметрів якості бурового розчину, а також визначається типом долота, геологічними умовами, механічними властивостями гірських порід [23].

Виділяють параметри режиму буріння, які можна змінювати з пульта бурильника в процесі роботи долота на забої, і чинники, встановлені на стадії проектування будівництва свердловини, окремі з яких не можна оперативно змінювати [18]. Перші називаються керованими. Певне поєднання їх, при якому здійснюється механічне буріння свердловини, називається режимом буріння.

Режим буріння, що забезпечує отримання найкращих показників за даних умов буріння, називається оптимальним [22]. Іноді в процесі буріння доводиться вирішувати і спеціальні завдання – проходка свердловини через поглинаючі пласти, забезпечення мінімального викривлення свердловини та максимального виходу керна, створення умов якісного розкриття продуктивних пластів. Режими буріння, при яких вирішуються такі завдання, називаються спеціальними. Кожен параметр режиму буріння впливає на ефективність руйнування гірських порід, причому вплив одного параметра майже повністю залежить від рівня іншого, тобто спостерігається взаємовплив чинників.

Виділяють наступні основні показники ефективності буріння нафтових і газових свердловин: проходка на долото, механічна і рейсова швидкості буріння.

Проходка на долото важливий показник, що визначає витрату доліт на буріння свердловини і потребу в них, число спуско-підйомальних операцій, зношування підйомного устаткування, трудомісткість буріння, можливість деяких ускладнень. Проходка на долото більшою мірою залежить від абразивності порід, стійкості доліт, правильності їх підбору, режимів буріння і критеріїв відробітку доліт [13].

Руйнування гірської породи на забої механічним способом неможлива без створення осьового навантаження на долото.

Із зміною частоти обертання долота міняється число актів нанесення ударів по забою зубками шарошкового долота. При малій частоті обертання долота

проміжок часу, протягом якого залишається розкритою тріщина в породі, що утворюється при втискуванні зубка, достатній для того, щоб в цю тріщину проник фільтрат бурового розчину (чи сам розчин) [15]. В цьому випадку відрив сколеної частки від забою і її видалення полегшуються. При збільшенні ж частоти обертання зменшується проміжок часу, протягом якого тріщина розкрита, і фільтрат може заповнювати її, тому після відриву зубка шарошки від породи тріщина стулюватиметься, а притискуюча сила і фільтраційна кірка утримуватимуть частку та перешкоджатимуть її видаленню із забою. За таких умов на забої буде концентруватися шар сколених, але не видалених часток, які повторно розмелюватимуться зубцями долота.

Безперервна циркуляція бурового розчину при бурінні повинна забезпечувати чистоту стовбура свердловини і забою, охолодження долота, сприяти ефективному руйнуванню породи, попереджати ускладнення. На механічну швидкість буріння впливають густина, в'язкість, фільтрація, вміст піску і ряд інших параметрів бурового розчину. Найсуттєвіше чинить вплив густина бурового розчину.

Збільшення осьового навантаження і частоти обертання, підвищення густини, в'язкості і концентрації твердих часток, нерівномірна (ривками) подача долота, подовжні і поперечні коливання низу бурильної колони, висока температура на забої – усе це скорочує продуктивний час перебування долота на забої. Проте кінцева мета – не збільшення тривалості перебування долота на забої, а отримання більшої проходки на долото за можливо короткий час. Тому якщо зміна якогось параметра обумовлює скорочення тривалості роботи долота на забої, але одночасно збільшується механічна швидкість і підвищується проходка на долото, то воно доцільне.

Осьове навантаження на долото C_d

- з умови міцності порід за штампом і площі контакту зубів долота:

$$C_d = k_{пш} F_k \quad (2.12)$$

де $k_{пш}$ – коефіцієнт, що враховує вплив забійних умов на міцність гірських порід;

$p_{ш}$ – міцність породи за штампом за атмосферного тиску, Па;

F_k – площа контакту зубів долота с породою, м².

Значення коефіцієнта $k_{п}$ приймається 0,7-0,8 для пористих порід (пісковики, тріщинуватий вапняк, алеврити) та 1,0-1,2 – для суцільних сильно метаморфизованих і хомогенних порід.

Значення контактної площі F_k для найбільш розповсюджених тришарошкових доліт надаються у відповідних довідникових джерелах. Отриману розрахункову осьового навантаження на долото порівнюємо із припустимою (паспортною) для даного типорозміру долота [C_d].

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

$$\underline{\text{Ш 349,2 М – ГВ}} C_{\delta} = 0,7 \cdot 400 \cdot 10^6 \cdot 330 \cdot 10^{-6} = 92400\text{Н} \approx 95 \text{ кН} < [C_d]=470 \text{ кН.}$$

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

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

- з умови питомого навантаження на одиницю діаметра долота:

$$C_{\delta} = c_n D_{\delta}, \quad (2.13)$$

де c_n – питома навантаження на 1 м діаметра долота [16], Н/м;

D_{δ} – діаметр долота, м.

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

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

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

$$\underline{\text{Ш 215,9 К – ГНУ}} C_{\delta} = 2000000 \cdot 0,2159 \approx 431800\text{Н} \approx 432 \text{ кН,}$$

отримане значення більше допустимого [C_d]=250 кН, тому приймаємо – 250 кН.

Частота обертання долота

Частота обертання приймається в залежності від типа долота та типа опори долота.

$$n_{\delta} = \frac{d_{ш}}{t_{\delta min}}, \quad (2.14)$$

де n_{δ} – частота обертання долота, с⁻¹;

$d_{ш}$ – діаметр шарошки, м;

t_{min} – мінімально необхідний час контакту зуба долота із породою, с

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

Z – максимальна кількість зубів долота на периферійному вінці шарошки.

$$\underline{\text{Д490С-ЦВ}} \ n_{\delta} = \frac{0,210}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,49 \cdot 32} = 1,7 \text{ с}^{-1} \approx 100 \text{ об/хв},$$

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

$$\underline{\text{Ш 349,2 Т – ЦВ}} \ n_{\delta} = \frac{0,118}{5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3492 \cdot 28} = 2,4 \text{ с}^{-1} = 145 \text{ об/хв},$$

$$\underline{\text{Ш 215,9 К – ГНУ}} \ n_{\delta} = \frac{0,065}{4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2159 \cdot 19} = 4 \text{ с}^{-1} = 240 \text{ об/хв}.$$

Витрата промивальної рідини

- умова очищення забою від зруйнованої породи:

$$Q_1 = q_0 F_{\text{внб}} \quad (2.15)$$

де Q_1 – витрата промивальної рідини, м³/с;

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

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

$F_{\text{внб}}$ – площа забою свердловини, м².

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

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

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

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

- умова транспортування шламів в кільцевому просторі:

$$Q_2 = V_{\text{min}} F_{\text{кп}} \quad (2.16)$$

де V_{min} – мінімально допустима швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі, м/с

в 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 діаметра $V_{\text{min}}=0,3-0,5$ м/с.

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

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

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

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

З отриманих значень вибирають те, що є найбільшим, яке потім узгоджують з технічною характеристикою існуючого обладнання.

Значення отриманих за розрахунком параметрів режиму буріння зведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5
Параметри режиму буріння

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		С, даН	n, об/хв	Q, дм ³ /с
Д490С-ЦВ	0-320	9800	100	46
Ш 349,2 М – ГВ	320-1050	9500	150	46
Ш 349,2 Т – ЦВ	1050-4000	35000	145	46
Ш 215,9 К – ГНУ	4000-5000	25000	240	15

В результаті проведеного розрахунку отримано базові параметри режиму буріння.

Обґрунтування густини промивальної рідини

Густина промивальної рідини вибирається згідно з поєднаним графіком тисків (рис. 2.1) і уточнюється для кожного інтервалу сумісних умов буріння по формулі:

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH}, \quad (2.17)$$

де $P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск в інтервалі свердловини для якого визначається густина;

g – прискорення земного тяжіння, м/с²;

H - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

α - нормативний коефіцієнт, який згідно з вимогами правил ведення бурових робіт визначає запас тиску у свердловині над пластовим тиском [13, 16].

- інтервал буріння 0-320 м: $\rho_{\text{нр}} = \frac{1,1 \cdot (10200 \cdot 320)}{9,81 \cdot 320} \approx 1144 \text{ кг/м}^3$;

- інтервал буріння 320-4000 м: $\rho_{\text{нр}} = \frac{1,05 \cdot (14400 \cdot 4000)}{9,81 \cdot 4000} \approx 1542 \text{ кг/м}^3$;

- інтервал буріння 4000-4500 м: $\rho_{\text{нр}} = \frac{1,05 \cdot (16000 \cdot 4500)}{9,81 \cdot 4500} \approx 1712 \text{ кг/м}^3$.

Розрахунок гідравлічної програми промивання свердловини

Гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи:

$$P = P_m + P_{\text{кл}} + P_z + P_{\text{ОБТ}} + P_{\text{клОБТ}} + P_{\text{обв}} + P_d \quad (2.18)$$

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

P_m - втрати тиску в бурильних трубах, Па;

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

P_z - втрати тиску в замках і муфтах, Па;

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

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

$P_{\text{обв}}$ - втрати тиску в наземному обв'язуванні (стояку, буровому шлангу, ведучій трубі, вертлюгу), Па;

P_d - втрати тиску в долоті, Па.

Для визначення втрат тиску в трубах і кільцевому просторі необхідно визначити режим руху, залежно від якого вибирають ті або інші розрахункові формули [30]. Для цього визначають фактичне Re і критичне $Re_{\text{кр}}$.

$$Re = \frac{\rho_{\text{пр}} V d_{\Gamma}}{\eta_{\text{пл}}} \quad (2.19)$$

де $\rho_{\text{пр}}$ - густина промивальної рідини, кг/м^3 ;

V - швидкість руху промивальної рідини, м/з;

d_{Γ} - гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметру труби $d_{\text{в}}$ або різниці діаметрів $d_z = D_c - d_{\text{зн}}$ - для кільцевого простору, м;

D_c - діаметр свердловини, м;

$d_{\text{зн}}$ - зовнішній діаметр бурильної колони, м;

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

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58}$$

де He – критерій Хелстрема;

$$He = \frac{\rho_{пр} \tau_0 d_{г}^2}{\eta_{пр}^2} \quad (2.20)$$

де τ_0 – динамічна напруга зсуву, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{пр}^{-7} \quad (2.21)$$

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

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

$$V = \frac{Q}{F} \quad (2.22)$$

де F – площа поперечного перетину, m^2 ;

$$\text{Для труб } F = \frac{\pi}{4} d_{в}^2$$

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

За ламінарного режиму течії втрати тиску в бурильних трубах і кільцевому просторі визначають по формулах:

$$p_{т} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n d_{в}} \quad (2.23)$$

$$p_{км} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{кл} (D_c - d_{зн})} \quad (2.24)$$

де l – довжина секцій бурильних труб однакового діаметру;

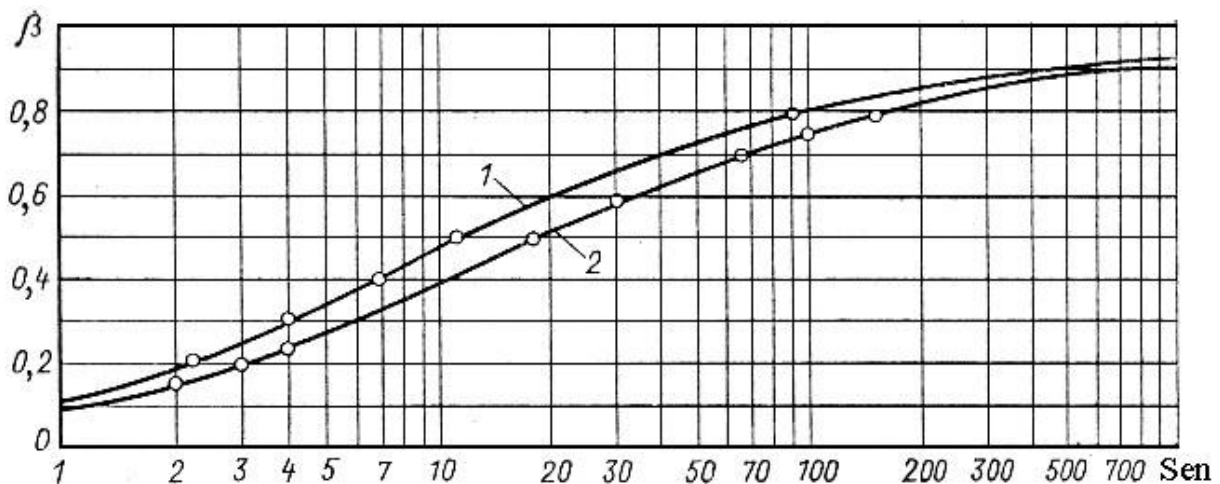


Рисунок 2.4. Залежність коефіцієнту β від параметру Сен-Венана Sen : 1 – для труб β_t ; 2 – для кільцевого простору $\beta_{кл}$

$\beta_T, \beta_{кп}$ – відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком (рис. 2.4) заздалегідь знайшовши параметр Сен-Венана Sen для труб і кільцевого простору

$$Sen = \frac{\tau_0 d_T}{\eta_{пл} V} \quad (2.25)$$

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

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{пр}}{d_T} l, \quad (2.26)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору для труб

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta}{d_2} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25} \quad (2.27)$$

для кільцевого простору

$$\lambda_T = 0,106 \left(1,46 \frac{\Delta}{D_c - d_3} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25}, \quad (2.28)$$

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

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

Втрати тиску в замках визначають по формулі Борду-Карно

$$P_3 = \xi \rho_{пр} \frac{V^2}{2} i, \quad (2.29)$$

де ξ – коефіцієнт місцевого опору;

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

i – кількість замків.

$$\xi = k_{\text{ПК}} \left(\frac{F}{F_{\text{КП}}} - 1 \right), \quad (2.30)$$

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

F – площа поперечного перерізу каналу труб або незвуженої частини кільцевого простору, м^2 ;

$F_{\text{КП}}$ – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м^2 .

$$i = \frac{1}{l_T}, \quad (2.31)$$

де l – довжина бурильних труб однакового діаметра;

l_T – довжина однієї труби.

Втрати тиску в наземному обв'язуванні можна знайти по формулі

$$P_{\text{обв}} = (\lambda_c + \lambda_{\text{бш}} + \lambda_v + \lambda_{\text{вт}}) \rho_{\text{пр}} Q^2, \quad (2.32)$$

де $\lambda_c, \lambda_{\text{бш}}, \lambda_v, \lambda_{\text{вт}}$ – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів в стояку, буровому шлангу, вертлюгу і ведучій трубі, значення яких приведені в [16].

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

$$P_{\text{мд}} = b_p P_n - \sum P_i, \quad (2.33)$$

де $P_{\text{мд}}$ – резерв тиску, який можна реалізувати в долоті;

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

P_n – тиск, що розвиває насос, Па;

$\sum P_i$ – втрати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, ОБТ, кільцевому просторі за ОБТ, обв'язуванні.

За значенням $P_{\text{мд}}$ необхідно встановити можливість використання гідромоніторного ефекту при бурінні цього інтервалу свердловини.

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

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{пр}}}, \quad (2.34)$$

де μ_d – коефіцієнт витрати.

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

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

Саме тому підбирають такі значення V_d і $P_{мд}$, щоб виконувалися умови:

$$V_d \geq 80 \text{ м/с}$$

$$P_{мд} < P_{кр}$$

При виконанні цих умов визначають сумарну площу насадок f_d долота

$$f_d = \frac{Q}{v_d} \quad (2.35)$$

За величиною f_d підбирають діаметри насадок долота

$$d_n = \sqrt{\frac{4f_d}{\pi n}} \quad (2.36)$$

де d_n – діаметр насадки, м;

n – кількість насадок.

Якщо значення швидкості не перевищує 80 м/с, то цей інтервал недоцільно бурити з використанням доліт, що мають гідромоніторну систему очищення (долота з гідромоніторним ефектом). В цьому випадку необхідно перейти на долото з центральною системою промивання і знайти перепад тиску в долоті по формулі

$$P_d = \frac{\rho_{пр} V^2}{2\mu_d^2} = \frac{\rho_{пр} Q^2}{2\mu_d^2 f_d^2} \quad (2.37)$$

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 цій витраті Q . Для наступного буріння необхідно зменшити витрату промивальної рідини і провести аналогічний розрахунок при новій витраті.

Втрати тиску в бурильних трубах

$$\begin{aligned}\eta_{\text{мд}} &= 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1712 - 0,022 = 0,033; \\ \tau_0 &= 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1712 - 7 = 7,1; \\ F &= 0,785 \cdot 0,124^2 = 0,012 \text{ м}^2; \\ V &= \frac{0,015}{0,012} = 1,25 \text{ м/с}; \\ Re &= \frac{1712 \cdot 1,25 \cdot 0,124}{0,045} = 5718; \\ He &= \frac{1712 \cdot 10,3 \cdot 0,124^2}{0,045^2} = 129827; \\ Re_{\text{кр}} &= 2100 + 7,3 \cdot 129827^{0,58} = 8846.\end{aligned}$$

Виходячи з того, що $Re < Re_{\text{кр}}$ – в циркуляційній ланці встановлюється ламинарний режим руху промивальної рідини, тоді:

$$\begin{aligned}Sen &= \frac{7,1 \cdot (0,124)}{0,045 \cdot 1,25} = 16; \\ p_{\text{км}} &= \frac{4 \cdot 7,1 \cdot 4275}{0,6 \cdot (0,124)} = 1,4 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,4 \text{ МПа}.\end{aligned}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі

$$\begin{aligned}\eta_{\text{мд}} &= 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1712 - 0,022 = 0,033; \\ \tau_0 &= 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1712 - 7 = 7,1; \\ F &= 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,140^2) = 0,021 \text{ м}^2; \\ V &= \frac{0,015}{0,021} = 0,7 \text{ м/с}; \\ Re &= \frac{1712 \cdot 0,7 \cdot (0,2159 - 0,140)}{0,045} = 1960; \\ He &= \frac{1712 \cdot 7,1 \cdot (0,2159 - 0,140)^2}{0,045^2} = 33530; \\ Re_{\text{кр}} &= 2100 + 7,3 \cdot 33530^{0,58} = 5177.\end{aligned}$$

Виходячи з того, що $Re < Re_{\text{кр}}$ – в циркуляційній ланці встановлюється ламинарний режим руху промивальної рідини, тоді:

$$\begin{aligned}Sen &= \frac{7,1 \cdot (0,2159 - 0,140)}{0,045 \cdot 0,7} = 17; \\ p_{\text{км}} &= \frac{4 \cdot 7,1 \cdot 4275}{0,55 \cdot (0,2159 - 0,140)} = 2,5 \cdot 10^6 \text{ Па} = 2,5 \text{ МПа}.\end{aligned}$$

Втрати тиску в замках

$$\begin{aligned}i &= \frac{4275}{25} = 171 \text{ шт.}; \\ \xi_1 &= 1,5 \cdot \left(\frac{0,124^2}{0,118^2} - 1 \right) = 0,2; \\ \xi_2 &= 1,5 \cdot \left(\frac{(0,2159^2 - 0,140^2)}{(0,2159^2 - 0,159^2)} - 1 \right) = 0,8;\end{aligned}$$

$$P_s = 1712 \cdot 171 \cdot \left[(0,2 \cdot \frac{1,25^2}{2}) + (0,8 \cdot \frac{0,7^2}{2}) \right] = 0,1 \cdot 10^6 \text{Па} = 0,1 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в ОБТ

$$\begin{aligned} \eta_{\text{мл}} &= 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1712 - 0,022 = 0,033; \\ \tau_0 &= 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1712 - 7 = 7,1; \\ F &= 0,785 \cdot 0,09^2 = 0,006 \text{ м}^2; \\ V &= \frac{0,015}{0,006} = 2,5 \text{ м/с}; \\ Re &= \frac{1712 \cdot 2,5 \cdot 0,09}{0,045} = 8300; \\ He &= \frac{1712 \cdot 7,1 \cdot 0,09^2}{0,045^2} = 47144; \\ Re_{\text{кр}} &= 2100 + 7,3 \cdot 47144^{0,58} = 5849. \end{aligned}$$

Виходячи з того, що $Re > Re_{\text{кр}}$ – в циркуляційній ланці встановлюється турбулентний режим руху промивальної рідини, тоді:

$$\begin{aligned} \lambda_m &= 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,09} + \frac{110}{8300} \right)^{0,25} = 0,03; \\ P_{\text{ОБТ}} &= 0,03 \frac{2,5^2}{2} \frac{1712}{0,09} 225 = 0,4 \cdot 10^6 \text{Па} = 0,4 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ

$$\begin{aligned} \eta_{\text{мл}} &= 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1712 - 0,022 = 0,033; \\ \tau_0 &= 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1712 - 7 = 7,1; \\ F &= 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,178^2) = 0,012 \text{ м}^2; \\ V &= \frac{0,015}{0,012} = 1,25 \text{ м/с}; \\ Re &= \frac{1712 \cdot 1,25 \cdot (0,2159 - 0,178)}{0,045} = 1747; \\ He &= \frac{1712 \cdot 7,1 \cdot (0,2159 - 0,178)^2}{0,045^2} = 8360; \\ Re_{\text{кр}} &= 2100 + 7,3 \cdot 8360^{0,58} = 3475. \end{aligned}$$

Виходячи з того, що $Re < Re_{\text{кр}}$ – в циркуляційній ланці встановлюється ламинарний режим руху промивальної рідини, тоді:

$$\begin{aligned} Sen &= \frac{7,1 \cdot (0,2159 - 0,178)}{0,045 \cdot 1,25} = 5; \\ P_{\text{квОБТ}} &= \frac{4 \cdot 7,1 \cdot 225}{0,3 \cdot (0,2159 - 0,178)} = 0,6 \cdot 10^6 \text{Па} = 0,6 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Втрати тиску в обв'язуванні

$$P_{\text{обв}} = (3,4 + 0,52 + 0,44 + 1,8) \cdot 10^5 \cdot 1660 \cdot 0,015^2 \approx 0,3 \cdot 10^6 \text{Па} = 0,3 \text{ МПа.}$$

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

$$P_\delta = 0,8 \cdot 32 - (1,4 + 2,5 + 0,1 + 0,4 + 0,6 + 0,3) \approx 20 \text{ МПа}$$

Швидкість руху рідини в промивальних отворах долота

$$V_\delta = \mu_\delta \sqrt{\frac{2P_\delta}{\rho_{\text{рр}}}}, \text{ м/с} \quad (2.38)$$

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 $P_{кр} \leq 12-13$ МПа. Оскільки $P_{мд} = 21$ МПа $> P_{кр}$, то приймаємо $P_{мд} = P_{кр} = 13$ МПа.

$$V_{\partial} = 0,9 \sqrt{\frac{2 \cdot 13 \cdot 10^6}{1660}} = 112 \text{ м/с.}$$

Тому підбирають такі значення $V_{д}$ і $P_{мд}$, щоб виконувалися умови:

$$V_{\partial} \geq 80 \text{ м/с.}$$

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

Сумарна площа насадок $f_{д}$ гідромоніторного долота

$$f_{\partial} = \frac{0,015}{112} = 0,000133 \text{ м}^2$$

Діаметри насадок гідромоніторного долота

$$d_{\kappa} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,000133}{3,14 \cdot 3}} = 0,0075 \text{ м} = 7,5 \text{ мм.}$$

В результаті проведеного розрахунку отримано базові параметри гідравлічної програми промивання свердловини.

2.5 Розгляд можливих ускладнень та аварій при бурінні

Під ускладненням у свердловині слід розуміти утруднення її поглиблення, викликане порушенням стану бурової свердловини [24]. Найбільш поширені такі види ускладнень – ускладнення, що викликають порушення цілісності стінок свердловини, поглинання бурового розчину, нафто-, газо- або водопрояви. Проте для умов ДДЗ найбільш характерними є порушення цілісності стовбура свердловини [11], на прикладі якого розглянемо заходи боротьби із зазначеним типом ускладнень.

Виділяють наступні основні види порушень цілісності стінок свердловини [18].

Обвали, (осипи) відбуваються при проходженні ущільнених глин, аргілітів або глинистих сланців. В результаті зволоження прилеглих порід буровим розчином або його фільтратом знижується межа міцності ущільненої глини, аргіліту або глинистого сланцю, що веде до їх обвалення (осипання). Обвалам

(осипам) може сприяти набрякання. Проникнення вільної води, яка міститься у великих кількостях в розчинах, в пласти, складені ущільненими глинами, аргілітами або глинистими сланцями, призводить до їх набрякання, випучування в стовбур свердловини і обвалення (осипання). Невеликі осипи можуть відбуватися через механічну дію бурильного інструменту на стінки свердловини. Обвали (осипи) можуть статися також в результаті дії тектонічних сил, що обумовлюють стискування порід, гірський тиск при цьому значно перевищує тиск з боку стовпа бурового розчину. Характерні ознаки обвалів (осипів) – різке підвищення тиску на викиді бурових насосів, активне винесення уламків породи, інтенсивне каверноутворення і недоходження бурильної колони до забою без промивання і проробки, затягування і прихоплення бурильної колони; іноді – виділення газу. Інтенсивне каверноутворення істотно утрудняє винесення вибуреної породи на денну поверхню, оскільки зменшується швидкість висхідного потоку і його підйомна сила, зростає аварійність з бурильними трубами (особливо при роторному бурінні). Через небезпеку поломки бурильних труб доводиться зменшувати навантаження на долото, що веде до зниження механічної швидкості проходки.

Основними заходами попередження і ліквідації обвалів (осипів) є: буріння в зоні можливих обвалів (осипів) необхідно здійснювати з промиванням буровим розчином, що має мінімальний показник фільтрації і максимально можливо високу густину; правильна організація робіт, що забезпечує високі механічні швидкості проходки; виконання наступних рекомендацій:

- бурити свердловини за можливістю меншого діаметру;
- бурити від башмака (нижньої частини) попередньої колони до башмака наступної колони долотами одного розміру;
- підтримувати швидкість висхідного потоку в затрубному просторі не менше 1,5 м/с;
- подавати бурильну колону на забій плавно;
- уникати значних коливань густини бурового розчину;
- перед підйомом бурильної колони обважнювати розчин, доводячи його

густину до необхідної, якщо в процесі буріння сталося її зниження;

- не допускати тривалого перебування бурильної колони без руху.

Набрякання відбувається при проходженні глин, ущільнених глин, в окремих випадках аргілітів (при значному вмісті мінералів типу монтморилоніту). В результаті дії бурового розчину і його фільтрату глина, ущільнена глина і аргіліти набрякають, звужуючи стовбур свердловини. Це призводить до затягувань, посадок, недоходжень до забою, прихоплень бурильного інструменту [23].

Основними заходами попередження і ліквідації набрякання є: буріння в зоні можливих звужень з промиванням обваженими буровими розчинами, у фільтраті яких знаходяться хімічні речовини, що сприяють збільшенню граничної напруги зрушення; правильна організація робіт, що забезпечує високі механічні швидкості проходки; витримка певного часу після приготування глинистого розчину та заповнення ним свердловини із метою забезпечення протікання відповідних фізико-хімічних процесів.

Повзучість відбувається при проходженні високопластичних порід (глин, глинистих сланців, піскуватих глин, аргілітів, ангідриту або соляних порід), схильних під дією виникаючої напруги деформуватися з часом, тобто повзти і випучуватися в стовбур свердловини [18]. В результаті недостатньої протидії на пласт глина, піщані глини, ангідрити, глинисті сланці або соляні породи повзуть, заповнюючи стовбур свердловини. При цьому покрівля і підшва пласта (горизонту) глини, глинистих сланців або соляних порід складені стійкими породами, не схильними до повзучості. Ускладнення може відбуватися і внаслідок того, що покрівля і підшва пласта (горизонту) глини або аргіліту повзе, видавлюючи останні у свердловину. При цьому покрівля і підшва пласта (горизонту) глини, глинистих сланців або аргіліту складені породами (наприклад соляними), схильними до повзучості. Явище повзучості особливо проявляється із зростанням глибини буріння і збільшенням температури порід.

Характерні ознаки повзучості – затягування, посадки бурильної колони, недоходження бурильної колони до забою; іноді прихоплення і зім'яття бури-

льної або обсадної колони.

Основними заходами попередження і ліквідації повзучості є: розбурювання відкладень, представлених породами, схильними до повзучості, з промиванням обваженими глинистими розчинами; правильна організація робіт, що забезпечує високі механічні швидкості проходки; використання при бурінні вертикальних свердловин таких КНБК, за яких виключається викривлення свердловин; забезпечення підняття при цементуванні обсадних колон цементного розчину в затрубному просторі на 50 - 100 м і вище над відкладеннями, які представлені породами, схильними до повзучості (витіканню); при кріпленні свердловини обсадною колоною в інтервалі порід, схильних до повзучості, необхідно встановлювати труби з підвищеною товщиною стінки для запобігання можливого зім'яття обсадної колони.

Жолобоутворення може відбуватися при проходженні будь-яких порід, окрім дуже міцних. Основні причини жолобоутворення – великі кути перегину стовбура свердловини, велика вага одиниці довжини бурильної колони, велика площа контакту бурильних труб з гірською породою. Особливо часто жолоби утворюються при проводці викривлених і похило-спрямованих свердловин. Характерні ознаки утворення у свердловині жолоба, це посадки, затягування, прихвати, а також заклинювання бурильних і обсадних труб. Досвід буріння показав, що жолобоутворення відбувається не відразу, а поступово із зростанням числа рейсів бурильного інструменту. В таких умовах небезпека заклинювання зростає, якщо діаметр бурильних труб перевищує ширину жолоба в 1,14 - 1,2 рази.

Основними заходами попередження і ліквідації жолобоутворення є: використання при бурінні вертикальних свердловин таких КНБК, за яких викривлення свердловин зводиться до мінімуму; недопущення різких азимутних змін траси свердловини; використання запобіжних гумових кілець; дотримання усіх рекомендацій, перерахованих як заходи попередження обвалів (осипів); дотримання відношення зовнішнього діаметру труб, що спускаються, до діаметру жолоба не менше 1,35 - 1,40; підняття бурильної колони на зниженій швидкості.

ті, що не допускає сильного заклинювання; вивільнення бурильної колони відбувається збиванням вниз.

Жолоби ліквідовують проробкою стовбура свердловини в інтервалі їх розташування.

Розчинення відбувається при проходженні соляних порід. Соляні породи, що складають стінки свердловини, розчиняються під дією потоку рідини. Характерна ознака розчинення соляних порід – інтенсивне каверноутворення, а в особливо важких випадках – втрата стовбура свердловини [18].

Стійкість (по відношенню до розчинення) стінок свердловини, складених однорідними породами, незалежно від швидкості висхідного потоку, може бути досягнута лише за умови повного насичення бурового розчину сіллю (сіль, що міститься в розчині, має бути такою ж, як сіль, з якої складені стінки свердловини). При невеликій потужності неоднорідних солей основною мірою попередження їх розчинення є максимальне форсування режиму буріння з наступним спуском колони і її цементування. При великій потужності неоднорідних солей найбільш надійний засіб запобігання їх інтенсивному розчиненню - буріння із застосуванням безводних бурових розчинів.

2.6 Вибір технологічно раціонального бурового обладнання

Відповідно до проектної глибини свердловини і необхідної вантажопідйомності приймаємо бурову установку УРАЛМАШ 5000/320 ДГУ- 1 [14], вона призначена для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 5000 м в районах з помірним кліматом (за температур від - 45°C до +40°C), при розробці родовищ із вмістом сірководню не більш 6%.

Устаткування складається з наступних основних частин: блоку вишки, лебідкового блоку, блоків переміщення і вирівнювання, приймального механізованого моста із стелажми, насосного блоку, блоку устаткування циркуляційної системи (ЦС), компресорного блоку, блоку тиристора, блоку комплектного розпод-пристрою.

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

Конструктивні особливості і переваги

- Можливість буріння на нестійких ґрунтах;
- Здійснення центрування і вирівнювання блоку вишки в процесі буріння;
- Привід основних механізмів здійснюється електродвигунами постійного струму від промислових мереж через комплектний пристрій тиристора в контейнерному виконанні;
 - Екологічно чисте буріння за рахунок виключення комор;
 - Оптимальний режим буріння вибирається за рахунок 100% регульованого приводу основних механізмів і застосування регулювальника подачі долота;
- Блоково-модульне виконання;
- Сучасна чотириступінчаста циркуляційна система.

Технічна характеристика бурової установки УРАЛМАШ 5000/320 ДГУ - 1

Допустиме навантаження на гаку, тс	320
Максимальне статичне навантаження на гаку (по А.Р.І.), тс	385
Умовна глибина буріння (БТ- 114 мм), м	5000
Довжина бурильної свічки, м	25-27
Тип приводу	дизель-гідравлічний
Вишка ВМА 45-320	
Тип	щогла 2-х опорна
Висота вишки, м	44,8
Основа	
Тип	збірно-модульне
Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	8
Талева система	
Діаметр талевого канату, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6)
Лебідка ЛБУ 37-1100Д	
Розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	1100
Вертлюг УВ- 320 МА	
Вантажопідйомність, тс (кН)	320 (3200)
Динамічна вантажопідйомність (по А.Р.І.), тс	200

Ротор Р- 700	
Розрахункова потужність приводу ротора, кВт	234
Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Насос УНБТ- 950 А2	
Потужність насоса, кВт	950
Максимальна подача, л/с	46
Максимальний тиск (на виході), МПа	32
Циркуляційна система	
Загальний корисний об'єм, м ³	270
Кількість східців очищення	4

Технічна характеристика насоса УНБТ-950-А2

Параметри / Модель	УНБТ-950-А2
Потужність насоса, кВт	950
Число циліндрів, шт.	3
Номинальна частота ходів поршня в хв	125
Подача насоса (max), дм ³ /с	46
Тиск на виході насоса (max), МПа	32
Виконання гідравлічної частини	Прямоточне
Пневмокомпенсатор	ПК70- 320
Міра нерівномірності тиску на виході з насоса, %, не більш	5
Маса насоса без шківів, пневмокомпенсатора і крану, кг	22070
Маса з шківом, пневмокомпенсатором і краном, кг	24261

Технічна характеристика лебідки ЛБУ 37-1100Д

Максимальна вантажопідйомність, т	250 270 320
Розрахункова потужність на входному валу, кВт	1100
Діаметр талевого каната, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5X6); 12 (6X7)
Число швидкостей обертання підйомного валу	2
Розміри підйомного барабана (діаметр / довжина), мм	600/1243
Діаметр гальмівного диска, мм	730
Гальмівна система (основна)	приводний електродвигун
Гальмівна система (додаткова)	пневматична дискова колодка для аварійної зупинки і фіксації
Привід додатковий	під'їм і опускання вишки, аварійний підйом труб
	привід від електродвигуна постійного струму з функціями РПД

Розміри, мм: довжина x ширина x висота	4365 x 3000 x 2185
Маса, кг	22725

Технічна характеристика ротора Р - 700

Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Допустиме статичне навантаження на стіл ротора, тс	500
Статичний крутний момент на столі ротора, кНм	80
Частота обертання столу ротора, об/хв (не більш)	350
Передавальне число від приводного валу до столу ротора	3,61
Маса (без вкладиша), кг	4790

Вибір талевого канату і талевої системи

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

Вибір талевої системи виконується згідно з розрахунком кількості роликів талевого блоку [16]:

$$T = \frac{K_1 Q_{\Gamma}}{2P_k} \quad (2.39)$$

де T - кількість роликів талевого блоку;

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

P_k - розривне навантаження для вибраного талевого канату;

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

$$T = \frac{4 \cdot 1859}{2 \cdot 632,3} = 5,9$$

Приймаємо кількість роликів талевого блоку $T=6$ шт. Тоді оснащення талевої системи - дванадцятиструнне (6 x 7).

В результаті розрахунків обрано необхідне технологічне обладнання та обґрунтовано параметри талевої системи.

Розділ 3. Особливості процесу руйнування вибою свердловини за варіації діапазону обертання інструменту

3.1 Вибір раціональної частоти обертання бурильних труб

Розглядається метод розрахунку частоти обертання n породоруйнівного інструменту і осьового навантаження F на вибої, при яких, для заданих умов потужність N_p , що витрачається на руйнування гірської породи буде максимальною [14]. В роботі запропоновано метод розрахунку такої частоти обертання шарошкового долота при роторному бурінні, при якій буде досягнутий максимум потужності на долоті. Наведені нижче рішення визначеної задачі має на увазі буріння інструментом в разі, коли можна вважати, що протягом рейсу породоруйнівний інструмент практично не затуплюється, тобто $N_p = f(n)$.

$$N_p = N - N_g - N_T, \quad (3.1)$$

де $N = \frac{Mn}{974}$ - допустима, за умовами міцності, потужність на верхньому кінці колони бурильних труб, кВт (М - допустимий крутний момент); N_g - потужність, необхідна для подолання опорів, що виникають при обертанні бурильних труб в свердловині, кВт; N_T - потужність, що витрачається на подолання опорів тертя породоруйнівного інструменту по породі, кВт.

Розглянемо формули для визначення величин, що входять в (3.1)

$$N_p = \frac{Pv}{102}, \quad (3.2)$$

де P - зусилля, необхідне для руйнування гірської породи, кГс; v - окружна швидкість в точці прикладання сили P , м/с; R - відстань від осі інструменту до точки прикладання сили P .

В загальному випадку

$$R = \frac{2 R_n^3 - R_g^3}{3 R_n^2 - R_g^2}$$

Якщо $R_n - R_g$ невелика за значенням, то наближено

$$R = \frac{R_n + R_g}{2},$$

де $R_n \leftrightarrow R_g$ - відповідно зовнішній і внутрішній радіуси коронки.

Зусилля P , у разі, коли геометрія ріжучих елементів породоруйнівного інструменту практично в часі не змінюється (саме такий випадок і розглядається), і осьове навантаження F може бути описано наступними наближеними формулами.

$$P = K_O K a_T (R_n - R_e) K_{cx} h, \quad (3.3)$$

$$F = K a_T (R_n - R_e) R_{\underline{r}} h, \quad (3.4)$$

де K_O - коефіцієнт, що враховує додаткові опори, що виникають при взаємодії бічних поверхонь інструменту об стінки свердловини; K - наведене число різців, тобто число рядів різців, які можуть бути сформовані з усіх різців; a_T - тригонометрична функція, що залежить від форми різців; K_{cx} - опір породи сколюванню, кгс/см²; $R_{\underline{r}}$ - опір породи вдавнення різця (твердість в умовах вибою), кгс/см²; h - товщина шару породи (стружки), що знімається одним рядом різців, см/ряд. З (3.3 та 3.4) отримуємо

$$P = \frac{K_O K_{cx}}{R_{\underline{r}}} \cdot F \quad (3.5)$$

Підставляючи значення P у наведені формули, получимо

$$N_p = \frac{Pv}{102} = \frac{K_O K_{cx} 2\pi R n}{R_{\underline{r}} 60 \cdot 102} = \frac{FRn K_O K_{cx}}{974 R_{\underline{r}}} \quad (3.6)$$

Для визначення $N_{\underline{v}}$ відомі теоретичні та емпіричні формули. Для наближеного рішення задачі покладемо, що N_e дорівнює потужності, необхідної тільки для обертання підвішеної колони труб в свердловині. Тоді її можна визначити по одній з емпіричних формул.

Для прикладу скористаємося формулою В. С. Федорова

$$N_e = c \gamma d^2 \xi n^{\alpha}. \quad (3.7)$$

Потужність, що необхідна для подолання опорів тертя породоруйнівного інструменту по породі

$$N_T = \frac{F \mu R n}{974}, \quad (3.8)$$

де μ - коефіцієнт тертя матеріалу породоруйнівного інструменту по даній породі.

Зауважимо, що в загальному випадку $\mu = f(F, n)$ і істотно залежить від змащувальних властивостей промивальної рідини. Для спрощення рішення покладемо, що для даних умов μ - величина постійна, і не залежить від F і n . Рішення може бути уточнено, якщо замість μ підставити його функцію від F і n .

Підставляючи значення N_g і N_T у відповідні формули, отримаємо

$$N_T = \frac{Mn}{974} - c\gamma d^2 \xi n^\alpha - \frac{F\mu Rn}{974} \quad (3.9)$$

З (3.6) маємо:

$$\frac{F\mu Rn}{974} N_P \frac{R_B}{K_D K_{CX}} \quad (3.10)$$

Підставивши (3.10) в останній член (3.9), і вирішивши (3.9) щодо N_P , одержимо:

$$N_P = \left(\frac{Mn}{974} - c\gamma d^2 \xi n^{\frac{5}{2}} \right) \left(\frac{1}{1 + \frac{R_B \mu}{K_D K_{CX}}} \right). \quad (3.11)$$

З (3.11) знаходимо:

$$\frac{dN_P}{dn} = \left(\frac{M}{974} - \frac{5}{2} c\gamma d^2 \xi n^{\frac{3}{2}} \right) \left(\frac{1}{1 + \frac{R_B \mu}{K_D K_{CX}}} \right). \quad (3.12)$$

Прирівнюючи праву частину (3.12) нулю і вирішуючи щодо N_P , отримуємо:

$$n_g = \left(\frac{M}{974 + \frac{5}{2} c\gamma d^2 \xi n} \right)^{\frac{2}{3}}. \quad (3.13)$$

Так як $\frac{d^2 N_P}{dn^2} < 0$ при $n = n_g$, то вираз (3.13) - це та частота обертання породувального інструменту, при якій $N_P = N_g$ має максимум.

Формулу для розрахунку N_g отримаємо, підставивши в (3.11) значення n_g з (3.13).

Осьове навантаження, при якому буде реалізовано максимальне значення N_P , знайдемо з (3.6), поклавши $N_P = N_g$

$$F = \frac{974 N_g R_B}{R n_g K_D K_{CX}} \quad (3.14)$$

Окружне зусилля на долоті:

$$P_o = P + F\mu \quad (3.15)$$

Підставивши в (3.15) значення P з (3.5) отримаємо:

$$P_0 = F \left(\frac{K_0 K_{CK}}{R_F} + \mu \right) \quad (3.16)$$

З цієї формули випливає наступне: якщо покласти μ незалежним від P і F , то $\frac{P_0}{F}$ для даної пари («породоруйнівний інструмент - гірська порода») залежить від характеристик цього комплексу, що виражаються значеннями величин, які знаходяться в дужках.

Якщо F знайдено (3.14), то і P_0 буде таким, при якому $N_p = N_z$.

Підставляючи значення $n = n_e$ з (3.13) в (3.11), отримаємо:

$$N_z = 0,4 \left(\frac{1}{1 + \frac{R_F \mu}{K_0 K_{CK}}} \right)^{\frac{M n_e}{974}}. \quad (3.17)$$

З останнього випливає, що при $n = n_e$ частка, рівна $0,4 \left(\frac{1}{1 + \frac{R_F \mu}{K_0 K_{CK}}} \right)$ від потужності на верхньому кінці колони бурильних труб, буде витратитися на руйнування гірської породи (так як $\frac{M n_e}{974}$ - потужність на верхньому кінці колони бурильних труб).

Оцінимо величину $0,4 \left(\frac{1}{1 + \frac{R_F \mu}{K_0 K_{CK}}} \right)$, для чого спершу скористаємося даними, згідно яких маютья відомості щодо значень потужності на верхньому кінці колони бурильних труб при бурінні на стенді декількох типів порід.

Як випливає з (3.16)

$$\frac{P_0}{F} = \frac{K_0 K_{CK}}{R_F} + \mu \quad (3.18)$$

Таблиця 3.1
Співвідношення $\frac{P_0}{F}$ при бурінні

Порода	Типи доліт	Середнє значення $\frac{P_0}{F}$	Відносна помилка в %
Граніт	I	0,48	$\pm 6,4$
Вапняк	I	0,40	$\pm 15,0$
Вапняк	IV	0,36	$\pm 6,1$
Вапняк	V	0,45	$\pm 24,0$
Вапняк	III	0,36	$\pm 5,3$

У дослідженнях середнє значення крутного моменту i , отже, окружного зусилля P_o визначалося шляхом обробки осцилограм, а F - за показаннями гідропріладів.

Якщо покласти $K_o = 1,2 \div 1,3$, $\frac{K_{ок}}{R_{т}} = \frac{1}{12}$, $\mu = 0,3 - 0,45$, то обчислені значення $\frac{P_o}{F} = (0,40 \div 0,55)$, тобто близькі до отриманих експериментально. Тому, прийнявши такі ж значення для K_o , $\frac{K_{ок}}{R_{т}}$ і μ отримаємо, що

$$0,4 \left(\frac{1}{1 + \frac{R_{т}}{K_{ок} K_o \mu}} \right) \approx (0,07 \div 0,10),$$

тобто при $n = n_e$ на руйнування гірської породи витрачається від потужності на верхньому кінці колони бурильних труб від 7,0 до 10%.

Ці цифри є оцінкою, так як при виведенні формули були зроблені деякі, обумовлені вище, допущення, проте порядок цифр отриманий досить близький до дійсного.

При введенні в промивальну рідину поверхнево-активних антифрикційних добавок (ПААД) значення коефіцієнта пропорційності c у формулі В.С. Федорова і коефіцієнта тертя μ знижуються, і, отже, в цьому випадку потужність, що витрачається на руйнування породи зростає [15].

Оцінити зростання механічної швидкості буріння при введенні ПААД за рахунок реалізації ефекту Ребіндера можна за формулою

$$\frac{v^2}{v^1} = \frac{N_2}{N_1} = \sqrt{\frac{\sigma_1}{\sigma_2}}, \quad (3.19)$$

де N_2 и N_1 - потужність, що витрачаються тільки на руйнування порід при промиванні рідинами, відповідно з поверхневими натягом σ_2 і σ_1 .

При проектуванні режимів буріння, отримані на основі викладеного вище енергетичного підходу значення n і F повинні бути уточнені з інших міркувань. Слід мати на увазі, що крива потужності, що витрачається на руйнування породи, як функція частоти обертання інструменту, поблизу максимуму полого, і, отже, відносно великим змінам n у цій області відповідають невеликі зміни потужності.

З енергетичних міркувань, як показано було вище, можна вибрати таку частоту обертання бурильних труб при якій потужність на руйнування гірської породи буде мати максимум. Ця частота обертання, при відсутності обставин, що ускладнюють процес буріння (тріщинуватість гірських порід, різнозернистість і деякі інші) буде відповідати максимальній механічній швидкості буріння [13].

Виділена вище формула дозволяє визначити найвигіднішу частоту обертання бурильних труб n_i , при заданому максимально допустимому крутному моменті на верхньому кінці колони бурильних труб.

При неможливості здійснення екстремальної частоти обертання необхідно прийняти іншу частоту обертання. У зв'язку з цим виникає необхідність у встановленні зв'язку між розрахованою за формулою частотою обертання - n_i і відповідної коефіцієнту запасу міцності K_i - з одного боку, і обраною частотою обертання бурильних труб і відповідного коефіцієнта запасу міцності.

Для верхньої частини бурильної колони алгоритмом була формула

$$K_g = \frac{\sigma_T}{\sigma_{HE} \sigma_{me}}, \quad (3.20)$$

де σ_T - межа плинності матеріалу бурильних труб; σ_{HE} - напруга вигину, яка визначається за відомою формулою; σ_{me} - середня постійна напруга циклу.

За третьою теорією міцності

$$\sigma_{me} = \sqrt{(\sum \sigma)_g^2 + 4\tau_g^2}, \quad (3.21)$$

де $(\sum \sigma)_g$ - сумарні нормальні напруги, що діють з верхньої частини бурильної колони; τ_g - дотичне напруження.

Для нижньої частини бурильної колони алгоритмом є формула

$$K_n = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_{HE} \beta \sigma_{TH}}, \quad (3.22)$$

де σ_{-1} - межа втоми при симетричному циклі, чисельні значення якої беруться за довідником або визначаються за відомими формулами; σ_{HE} - напруга вигину, яка визначається за відомою формулою; σ_{TH} - середня постійна напруга, ця величина визначається за формулою, яка є аналогічною наведеної для верх-

ньої частини бурильної колони; β - безрозмірний коефіцієнт, чисельне значення якого визначається за відповідною формулою.

При обробці результатів обчислень були отримані наступні залежності:

- для верхньої частини бурильної колони відношення коефіцієнтів запасу міцності при різних частотах обертання обернено пропорційно кореню кубічному з відношення частот обертання бурильної колони.

Рекомендована для розрахунків, з достатньою для практичних цілей точністю, відповідна формула має вигляд

$$\frac{K_{ie}}{K_{(i+1)e}} \approx \sqrt[3]{\frac{n_{(i+1)}}{n_i}} \quad (3.23)$$

- для нижньої частини бурильної колони відношення коефіцієнтів запасу міцності при різних частотах обертання обернено пропорційно кореню квадратному з відношення частот обертання бурильної колони.

Рекомендована для розрахунків, з достатньою для практичних цілей точністю, формула має вигляд

$$\frac{K_{iw}}{K_{(i+1)w}} \approx \sqrt{\frac{n_{(i+1)}}{n_i}} \quad (3.24)$$

У формулах (3.23) і (3.24) $n_{(i+1)}$ інша, ніж визначена за відомою формулою, частота обертання бурильної колони. $K_{(i+1)}$ відповідний частоті обертання $n_{(i+1)}$ - коефіцієнт запасу міцності бурильних труб.

Вирішивши формули (3.23) і (3.24) щодо $n_{(i+1)}$ отримуємо:

- для верхньої частини бурильної колони

$$n_{(i+1)} = n_i \sqrt[3]{\frac{K_{ie}}{K_{(i+1)e}}} \quad (3.25)$$

- для нижньої частини бурильної колони

$$n_{(i+1)} = n_i \sqrt{\frac{K_{iw}}{K_{(i+1)w}}} \quad (3.26)$$

Порядок користування формулами наступний: визначають за формулою (3.13) n_i при неможливості здійснення частоти обертання; задаємо необхідний

$K_{(i+1)}$; визначаємо за формулами (3.25) і (3.26) $n_{(i+1)}$. Менше з певної частоти обертання бурильної колони і буде шуканим.

3.2 Вибірні пристрої для підвищення частоти обертання породоруйнівного інструменту та аналіз його роботи

Як показано було вище вже при $n = n_e$ на руйнування породи витрачається порівняно невелика частина переданої бурильними трубами потужності. Істотно підвищити потужність, що витрачається на руйнування гірської породи можна обертаючи бурильні труби з невеликою частотою і збільшуючи частоту обертання породоруйнівного інструменту за допомогою мультиплікатора, що встановлюється вище долота [16].

У практиці буріння свердловин відомі пристрої, що розташовуються в свердловині поблизу вибою, які дозволяють змінювати частоту обертання породоруйнівного інструменту. В основному, це редуктори, використовувані спільно з вибійними двигунами-турбобурами і електробурами.

Відомі пристрої можна класифікувати наступним чином за ознаками:

1) Призначення

- 1.1) зменшення частоти обертання
- 1.2) підвищення частоти обертання

2. Тип пристрою

- 2.1) механічний редуктор
- 2.2) гідротрансформатор

3. Тип зубчастої передачі

- 3.1) планетарна
- 3.2) з внутрішнім зачепленням
- 3.3) трехвальная з проміжним валом.

4. Сприйняття реактивного моменту

- 4.1) колоною бурильних труб
- 4.2) розпором на стінки свердловини

Вибір типу планетарної передачі.

Існують наступні типи планетарних передач:

- 1) Однорядні (одноступінчасті),
- 2) багатоступінчасті (двох-триступінчасті),
- 3) передачі з дворядними сателітами,
- 4) передачі з трьома центральними колесами.

Останній тип передачі дозволяє отримати досить значні передавальні відношення (до 1500). Залежно від числа зубів, ведучий і ведений вали можуть обертатися в одну або в протилежну сторони. Передача компактна, але складна у виготовленні, к.к.д. її нижче, ніж у інших передач.

Передачі третього типу забезпечують дещо більші передавальні відношення (до 16), ніж однорядні, але складніші у виготовленні та мають більші осьові габарити. Найбільш проста однорядна (одноступінчаста) передача з зовнішніх і внутрішнім зачепленнями.

Таким чином підвищення частоти обертання породоруйнівного інструменту при бурінні свердловин обмеженого діаметру може бути здійснено вибійним мультиплікатором, силова передача якого отримує обертання від бурильних труб, що мають меншу частоту обертання, що дозволить знизити витрати потужності на буріння. Розрахунки показують, що в якості силової передачі може бути використана планетарна передача або інші види передач.

В кваліфікаційній роботі також розглядається метод розрахунку частоти обертання n_e породоруйнівного інструменту і осьового навантаження F на вибії споруджуваної свердловини, при яких, для заданих умов потужність N_p , яка витрачається на руйнування гірської породи буде максимальною. В роботі запропоновано метод розрахунку такої частоти обертання шарошкового долота (яка залежить від реалізованого крутного моменту та вибійних умов формування свердловини), при якій буде досягнутий максимум потужності на буровому долоті (рис. 3.1).

$$n_e = \left(\frac{M}{974 \frac{5}{2} c \gamma d^2 \xi n} \right)^{\frac{2}{2}}$$

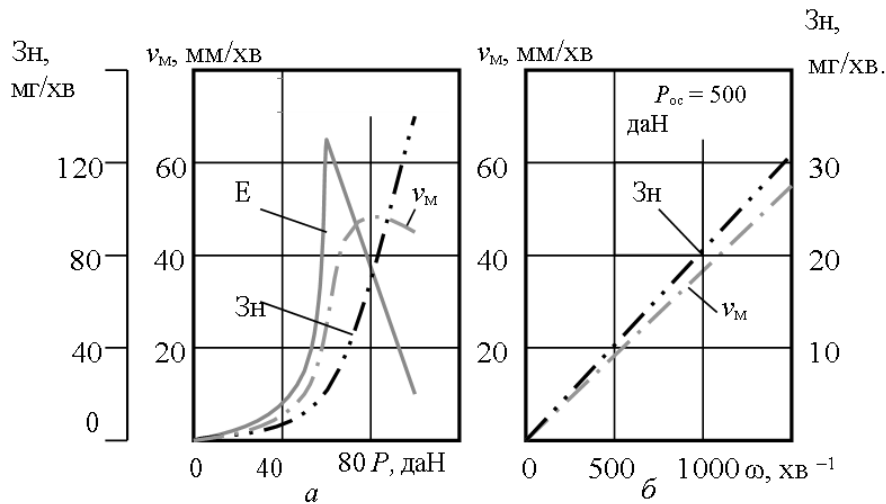


Рисунок 3.1 Залежність механічної швидкості буріння v_m , інтенсивності зносу Z_n та показника ефективності E від осевого навантаження (а) та частоти обертання (б) при бурінні

З енергетичних міркувань можна вибрати таку частоту обертання бурильних труб при якій потужність на руйнування гірської породи буде мати максимум. Ця частота обертання, при відсутності обставин, що ускладнюють процес буріння (тріщинуватість гірських порід, різнозернистість і деякі інші) буде відповідати максимальній механічній швидкості буріння.

В табл. 3.2 та 3.6 приведено відомості щодо відпрацювання бурових доліт в різних гірничо-технологічних умовах, з яких впливає наступне: механічна швидкість поглиблення пропорційно залежить від частоти обертання та навантаження на породоруйнівний інструмент.

Таблиця 3.2

Відомості про відпрацювання бурових доліт за оптимальних режимів

№ з/п	Тип долота	Інтервал застосування, м		Проходка, м	Час механічного буріння, год	Механічна швидкість буріння, м/год	Навантаження на долото, кН	Продуктивність насосів, л/с	Частота обертання інструменту, хв ⁻¹
		від	до						
1	393.7 ТЦВ	0	22	22	14:00	1.57	2	31	60
2	295.3 СЗГВ	22	41	19	19:00	1.00	3	34	30
3	295.3 СЗГВ (б/у)	41	42	1	1:00	1.00	3	34	30
4	295.3 СЗГВ	42	88	46	7:00	6.57	8	31	30
5	295.3 СЗГВ (б/у)	88	107	19	12:00	1.58	8	31	Ротор
6	295.3 СЗГВ	107	134	27	15:30	1.74	8	34	30

№ з/п	Тип до- до- лота	Інтервал за- стосування, м		Про- ходка,	Час механі- чного бу-	Механічна швидкість	Наванта- ження на	Продук- тивність	Частота обертання
		134	170						
7	295.3 СЗГВ	134	170	36	14:15	2.53	8	34	30
8	212 7/80 ТКЗ (б/у)	170	180	10	12:45	0.78	8	34	30
9	212 7/80 ТКЗ (б/у)	180	188	8	4:00	2.00	8	34	30
10	295.3 СЗГВ	188	214	26	12:50	2.03	8	34	30
11	295.3 СЗГВ (б/у)	214	238	24	14:00	1.71	8	34	30
12	295.3 СЗГВ (б/у)	238	241	3	6:30	0.46	8	34	Ротор
13	295.3 СЗГВ	241	255	14	12:00	1.17	8	34	
14	295.3 СЗГВ	255	284	29	15:00	1.93	8	34	
15	295.3 СЗГВ	284	300	16	11:00	1.45	8	34	

Таблиця 3.3

Відомості про відпрацювання бурових доліт за оптимальних режимів

№ з/п	Тип доло- та	Інтервал за- стосування, м		Про- ходка, м	Час механі- чного бу- ріння, год	Механічна швидкість буріння, м/год	Наванта- ження на долото, кН	Продук- тивність насосів, л/с	Частота обертання інструме- нту, хв ⁻¹
		від	до						
1	215.9 MXL -18 (б/у)	403	441	38	29:00	1.31	16	18	60
2	215.9 MXL -18 (б/у)	441	470	29	21:45	1.33	8	18	60
3	215.9 MXL -18 (б/у)	483	510	27	13:45	1.96	8	18	60
4	215.9 MXL -30 (б/у)	1027	1086	59	58:15	1.01	12	18	60
5	212 7/80 ТКЗ	1086	1104	18	18:00	1.00	12	18	60
6	215.9 MXL -30 (б/у)	1104	1170	66	80:45	0.82	12	18	60
7	212 7/80 ТКЗ (б/у)	1170	1170. 8	0.8	11:15	0.07	9	12	60

№ з/п	Тип до-лота	Інтервал за-стосування, м		Про-ходка,	Час механі-чного бу-	Механічна швидкість	Наванта-ження на	Продук-тивність	Частота обертання
8	295.3 СЗГ НУ	942	966	24	35:30	0,68	12	50	60
9	295.3 СЗГВ	966	984	18	33:45	0,53	10	50	60
10	295.3 МСЗ ГНУ	984	1000	16	45:30	0,35	11	30	60
11	215.9 MXL -30 (б/у)	1345	1349	4	11:45	0.34	8	18	60
12	212 7/80 ТКЗ (б/у)	1349	1359	10	14:00	0.71	12	18	60
13	215.9 MXL -30 (б/у)	1359	1363	4	12:15	0.33	8	12	60
14	295.3 СЗГВ	1033	1041	8	16:00	0,47	12	30	60
15	295.3 СЗ- ГВ- V-54- X	1041	1062	22	45:45	0,47	12	30	60
16	295.3 СЗ- ГВ- V-54- X	1062	1080	18	31:45	0,57	12	30	60
17	295.3 СЗГВ	1080	1108	28	38:45	0,72	12	30	60
18	295.3 СЗГВ	1108	1136	28	49:45	0,56	12	30	60
19	295.3 СЗГВ	1136	1137	1	1:00	1,00	12	30	60
20	295.3 СЗГВ	1137	1157	20	42:00	0,48	12	32	60
21	295.3 СЗГВ (б/у)	1157	1179	22	52:15	0,42	12	40	60
22	295.3 СЗ- ГВ- V-54- X	1179	1198	19	37:30	0,50	12	32	60

№ з/п	Тип до- до- лота	Інтервал за- стосування, м		Про- ходка, м	Час механі- чного бу- ріння, год	Механічна швидкість м/год	Наванта- ження на долото, кН	Продук- тивність л/с	Частота обертання хв ⁻¹
		від	до						
23	295.3 СЗГВ	1198	1244	46	57:00	0,81	10	50	60
24	295.3 СЗГВ	1033	1041	8	16:00	0,47	12	30	60
25	295.3 СЗГ НУ	1244	1262	18	46:15	0,39	3	35	60
26	295.3 СЗГ НУ	1262	1278	16	51:45	0,31	3	28	60
27	295.3 СГВ	1278	1282	4	16:15	0,25	8	28	60
28	295.3 СЗГВ	1282	1301	19	37:00	0,51	9	28	60
29	295.3 СЗГВ (б/у)	1301	1310	9	20:00	0,47	9	28	60
30	295.3 СЗГВ	1310	1335	24,6	55:00	0,45	9	28	60

Таблиця 3.5

Відомості про відпрацювання бурових доліт за оптимальних режимів

№ з/п	Тип доло- до- лота	Інтервал за- стосування, м		Про- ходка, м	Час механі- чного бу- ріння, год	Механічна швидкість буріння, м/год	Наванта- ження на долото, кН	Продук- тивність насосів, л/с	Частота обертання інструме- нту, хв ⁻¹
		від	до						
1	295.3 СЗГВ (б/у)	112	151		17:00		5	28	60
1	295.3 СЗГВ (б/у)	169	172	3	3:45	0,80	10	28	60
2	295.3 СЗГВ	172	220	48	36:30	1,32	10	28	60
3	295.3 СЗГВ	220	242	22	8:00	2,75	8	28	Турбін- ний
4	295.3 СЗГВ	242	270	28	13:00	2,15	8		Турбін- ний
5	295.3 СЗГВ	270	300	30	15:15	1,97	8	29	Турбін- ний
6	295.3 СЗГВ (б/у)	112	151		17:00		5	28	60
7	295.3 СЗГВ	420	440	20	19:45	1,01	4	30	Турбін- ний

№ з/п	Тип до-лота	Інтервал за-стосування, м		Про-ходка,	Час механі-чного бу-	Механічна швидкість	Наванта-ження на	Продук-тивність	Частота обертання
8	295.3 СЗГВ	440	470	30	22:00	1,36	6	30	Турбін-ний
9	295.3 СЗГВ	470	494	24	21:15	1,13	8	28	Турбін-ний
10	295.3 СГВ (б/у)	841	896	55	17:00	3,24	16	28	60
11	295.3 СГВ (б/у)	896	921	25	14:45	1,69	12	28	60
12	295.3 СГВ	921	1010	89	42:00	2,12	8	32	Турбін-ний
13	295.3 СГВ	1686	1742	56	88:30	0,63	12	28	60
14	295.3 СГВ	1742	1786	44	66:45	0,66	12	28	60
15	295.3 СГВ	1786	1827	41	55:00	0,75	12	28	60
16	215.9 СЗГВ	1827	1864		25:30		3	20	60
17	215.9 СЗГВ	1866	1868	2	5:00	0,40	7	20	60
18	215.9 СЗГВ	1868	1905	37	15:30	2,39	12	22	60
19	215.9 СЗГВ (б/у)	2083	2090	7	6:30	1,08	8	22	60
20	212 7/80 ТКЗ	2090	2092	2	2:00	1,00	14	22	60
21	215.9 СЗГВ (б/у)	2092	2099	7	10:00	0,70	8	22	60
22	212 7/80 ТКЗ	2099	2101	2	2:00	1,00	14	22	60
23	215.9 СЗГВ (б/у)	2108	2122	14	11:00	1,27	14	20	60
24	К 212.7 /80 ТКЗ	2122	2129	7	8:15	0,85	8	20	60

№ з/п	Тип долота	Інтервал застосування, м		Прохідка, м	Час механічного буріння, год	Механічна швидкість	Навантаження на	Продуктивність	Частота обертання
		від	до						
25	215.9 СЗГВ (б/у)	2162	2165	3	10:00	0,30	8	18	60
26	К 212.7 /80 ТКЗ	2165	2178	13	12:45	1,02	14	20	60
27	215.9 СЗГВ	2178	2183	5	11:45	0,43	8	22	60
28	212 7/80 ТКЗ	2183	2223	40	45:15	0,88	14	22	60
29	215.9 СЗГВ (б/у)	2223	2328	105	96:30	1,09	14	22	60
30	215.9 МХ-30	2328	2354	26	24:00	1,08	8	18	60

Таблиця 3.6

Відомості про відпрацювання бурових доліт за оптимальних режимів

№ з/п	Тип долота	Інтервал застосування, м		Прохідка, м	Час механічного буріння, год	Механічна швидкість буріння, м/год	Навантаження на долото, кН	Продуктивність насосів, л/с	Частота обертання інструменту, хв ⁻¹
		від	до						
1	295.3 СГВ (б/у)		22	22	3:30	6,29	3	38	60
2	295.3 СГВ (б/у)	35	39	4	4:45	0,84	4	38	60
3	295.3 СГВ (б/у)	53	70	17	11:00	1,55	9	38	60
4	295.3 СГВ (б/у)	70	97	27	17:30	1,54	9	38	60
5	295.3 СГВ	97	169	72	59:30	1,21	90	38	60
6	295.3 СГВ	169	200	31	45:30	0,68	9	38	60
7	295.3 СЗГВ (б/у)	200	244	44	74:15	0,59	8	38	65
8	295.3 СГВ	244	271	27	47:30	0,57	8	38	60
9	295.3 СГВ	271	297	26	43:15	0,60	9	38	60
10	295.3 СГВ	297	306	9	13:45	0,65	9	38	60
11	295.3 СГВ	306	313	7	10:15	0,68	9	38	65

№ з/п	Тип до-лота	Інтервал за-стосування, м		Про-ходка,	Час механі-чного бу-	Механічна швидкість	Наванта-ження на	Продук-тивність	Частота обертання
12	295.3 СЗГВ	313	352	39	35:30	1,10	9	38	65
13	295.3 СЗГВ	352	378	26	27:15	0,95	9	38	60
14	295,3 ЕВХ S20S	378	433	55	25:30	2,16	12	38	60
15	295,3 ЕВХ S20S (б/у)	433	463	30	20:30	1,46	12	38	60
16	295,3 ЕВХ S20S (б/у)	463	520	57	40:30	1,41	12	38	60
17	295,3 ЕВХ S20S (б/у)	520	547	27	36:00	0,75	14	38	70
18	295.3 СЗГВ	547	566	19	23:30	0,81	9	38	60
19	295,3 SKH 637G (б/у)	738	810	72	74:30	0,97	14	35	60
20	295,3 SKH 637G (б/у)	810	870	60	71:15	0,84	14	34	60
21	295.3 СЗГВ	870	898	28	41:45	0,67	14	35	60
22	295.3 СЗГВ	898	933	35	38:00	0,92	15	34	60
23	295,3 SKH 637G (б/у)	933	950	17	20:30	0,83	15	34	60
24	295,3 SKH 637G (б/у)	950	963	13	12:45	1,02	15	34	60
25	295,3 SKH 637G (б/у)	963	990	27	41:00	0,66	15	34	60
26	295,3 SKH 637G (б/у)	990	1013	23	34:30	0,67	15	34	60
27	295,3 SKH 637G (б/у)	1013	1036	23	35:15	0,65	15	35	60
28	295,3 SKH 637G (б/у)	1036	1063	27	39:00	0,69	15	35	60

№ з/п	Тип до- лота	Інтервал за- стосування, м		Про- ходка,	Час механі- чного бу-	Механічна швидкість	Наванта- ження на	Продук- тивність	Частота обертання
29	295,3 SKH 637G (б/у)	1063	1090	27	44:30	0,61	15	45	60
30	295,3 SKH 637G (б/у)	738	810	72	74:30	0,97	14	35	60

Оптимальні параметри режиму буріння, вибір яких здійснюється за мінімумом вартості 1 м проходки, як правило, відповідають найефективнішому процесу руйнування гірських порід, який характеризуватиметься мінімальними витратами енергії на руйнування, високими значеннями механічних швидкостей буріння та ефективним ресурсом бурового інструменту (рис. 3.2).

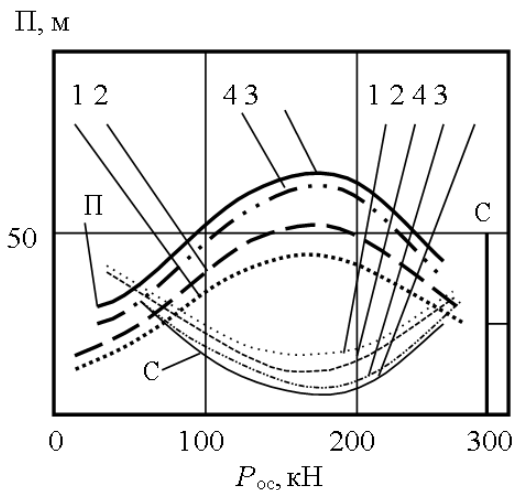


Рисунок 3.2 Залежність проходки на долото П та вартості метра проходки на долото С від параметрів режиму буріння: 1 – $\omega = 50 \text{ хв}^{-1}$; 2 – $\omega = 100 \text{ хв}^{-1}$; 3 – $\omega = 150 \text{ хв}^{-1}$; 4 – $\omega = 200 \text{ хв}^{-1}$

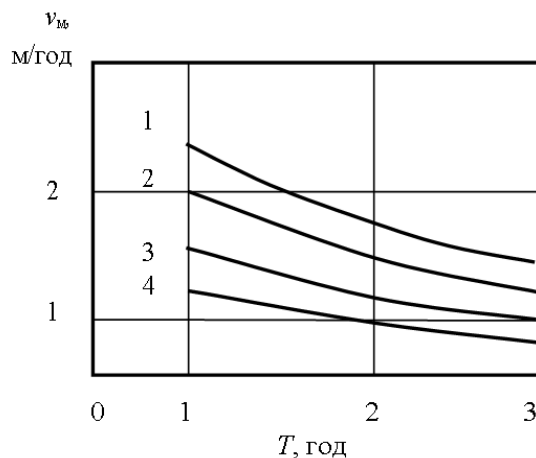


Рисунок 3.3 Зміна контрольного значення механічної швидкості буріння з глибиною свердловини при різних початкових значеннях механічної швидкості буріння: 1 – $t = 0,5$ год, $v_m = 12$ м/год; 2 – $t = 1$ год, $v_m = 6$ м/год; 3 – $t = 2$ год, $v_m = 3$ м/год; 4 – $t = 3$ год, $v_m = 2$ м/год

На рис. 3.4 представлені графічні залежності механічної швидкості буріння від осевого навантаження. Аналіз цих залежностей показує, що механічна швидкість буріння з підвищенням частоти обертання зростає і має максимум при осевому навантаженні до 3000 даН; крім того, на вказаному слайді представлені дані, які відображають вплив частоти обертання та осевого навантаження на темп приросту механічної швидкості буріння у порівнянні зі зростанням частоти обертання бурового інструменту.

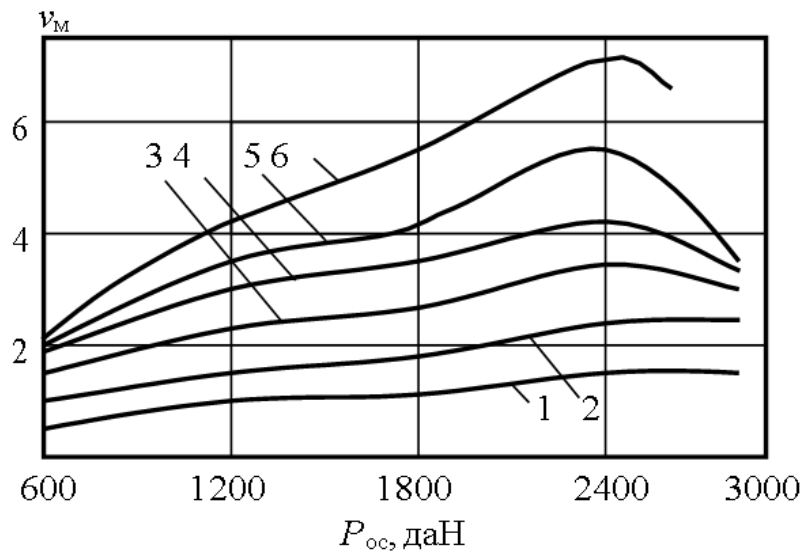


Рисунок 3.4 Залежність механічної швидкості буріння від осевого навантаження при частоті обертання бурового інструменту: 1 – 50 хв^{-1} ; 2 – 80 хв^{-1} ; 3 – 100 хв^{-1} ; 4 – 120 хв^{-1} ; 5 – 140 хв^{-1} ; 6 – 160 хв^{-1}

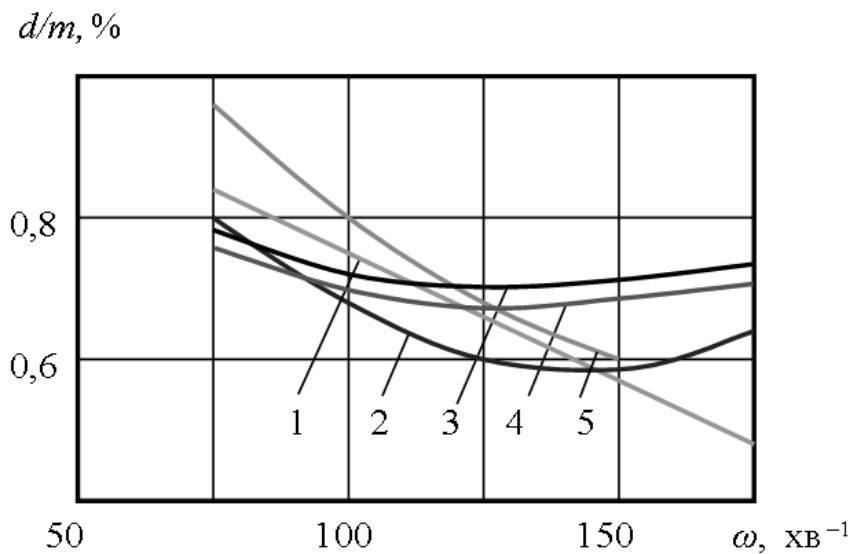


Рисунок 3.5 Залежності відношення темпу приросту механічної швидкості буріння d до темпу приросту частоти обертання бурового інструменту від частоти обертання при значеннях осевого навантаження на інструмент: 1 – 600 даН; 2 – 1200 даН; 3 – 1800 даН; 4 – 2400 даН; 5 – 3000 даН

Величина поглиблення свердловини за один оборот є комплексним показником (рис. 3.5), що дозволяє побічно розглядати та оцінювати фізичні процеси, що відбуваються на вибої, зокрема, реакцію породи на занурення інструменту, а також поведінку долота, у тому числі під впливом таких керованих параметрів буріння, як осьове навантаження, частота обертання інструменту залежно від фізико-механічних властивостей породи та величини зношування озброєння.

Розділ 4. Охорона праці та навколишнього середовища

При виконанні робіт зі спорудження свердловин та обладнання систем експлуатації родовищ, необхідно дотримуватись наступних вимог [25].

Під час геологічного вивчення родовища (покладу) в процесі буріння свердловин необхідно виконувати дослідження з метою: детального вивчення розрізу порід, що складають родовище; отримання необхідних даних щодо нафтогазоносного пласта (колекторів нафти і газу, їх товщин, пористості, проникності, початкового нафто- і газонасичення тощо, початкового положення водонафтового, газонафтового, газоводяного контактів); виявлення нових нафтогазоносних пластів, їх випробування і попередньої оцінки промислового значення.

Комплекс обов'язкових геолого-промислових досліджень у свердловинах визначається виключно геолого-технічним нарядом на буріння свердловини, затвердженим відповідно до проекту розвідувального буріння та проекту дослідно-промислової розробки родовища, залежно від поставлених завдань і геолого-технічних умов її буріння.

Розріз свердловини має бути детально вивчений комплексом промислово-геофізичних досліджень відповідно до проектного документа.

На всіх пошукових і розвідувальних свердловинах необхідно контролювати і дотримуватись технологічних параметрів буріння відповідно до геолого-технічного наряду, за необхідності вчасно вносити коригування та зміни, які повинні оформлюватись протокольо із залученням організацій, які розробляли проект.

У разі якщо це передбачено проектними документами, випробування виявлених нафтових і газових горизонтів (пластів) слід виконувати в процесі буріння свердловини у міру їх розкриття за допомогою випробувача пластів або, у виняткових випадках, шляхом спуску спеціальної проміжної колони.

Освоєння газових свердловин допускається лише за умови встановлення фонтанної арматури, розрахованої на відповідний тиск і обв'язці викидних маніфольдів свердловин, що дозволяють проводити необхідний відбір проб, вимі-

ри тиску і температури. Фонтанна арматура і система маніфольдів мають бути закріплені і опресовані на тиск опресування експлуатаційної колони, але не менше очікуваного статичного тиску. Після розроблення заходів та інформування центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері промислової безпеки, охорони праці та здійснення державного гірничого нагляду, допускається після освоєння свердловини демонтувати буровий верстат без глушіння свердловини.

Освоєння нафтових свердловин допускається лише за умови встановлення на їх устях такого обладнання: фонтанної арматури відповідного тиску і противикидної засувки для свердловин, що підлягають експлуатації в насосний спосіб; зворотних клапанів або засувок на пусковій (газоповітряній) або водяній лінії.

При розкритті свердловиною пласта в законтурній (водяній) частині допускається його випробування за допомогою випробувача пластів без спуску обсадної колони, за винятком випадків, коли свердловину можна використати як п'єзометричну або нагнітальну.

План пробної експлуатації свердловини є технологічним документом, який регламентує проведення необхідного комплексу досліджень в свердловині та їх періодичність з метою підготовки вихідних даних для підрахунку запасів і проектування дослідно-промислової розробки.

Продукція, що видобувається під час пробної експлуатації, має бути облікована та утилізована або реалізована. Забруднення території, лісу, рік, водойм продукцією (нафтою, конденсатом) не допускається.

Устя газових свердловин, що перебувають в пробній експлуатації, шлейфи, сепаратори мають бути обладнані вентилями для встановлення зразкових манометрів і врізаними кишнями під термометри.

Необхідно періодично вимірювати вибій свердловини, стежити за його станом.

Площадки для бурової установки необхідно планувати з урахуванням природного ухилу місцевості і забезпечення руху стічних вод до системи їх збору.

Транспортування великогабаритного блока з буровою вишкою чи окремо бурової вишки у вертикальному положенні виконується за проектом, який затверджується керівництвом підприємства, що здійснює вишкомонтажні роботи, після погодження траси із зацікавленими організаціями. Робота виконується під керівництвом відповідальної посадової особи вишкомонтажного цеху.

Виконання робіт на висоті здійснюється згідно з вимогами Правил охорони праці під час виконання робіт на висоті, затверджених наказом Держгірпромнагляду від 27.03.2007 N 62, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 04.06.2007 за N 573/13840 (НПАОП 0.00-1.15-07).

Не дозволяються роботи на висоті з монтажу, демонтажу та ремонту бурових вишок і щогл, а також пересування бурових вишок у вертикальному положенні в нічний час, при вітрі понад 15 м/с, під час грози, зливи і сильного снігопаду, при ожеледі, тумані з горизонтальною видимістю менше 50 м, при температурі повітря нижче мінус 30°C.

Не дозволяється одночасно перебувати на різній висоті бурової вишки працівникам, які не зайняті виконанням спільної роботи.

Не дозволяється на час перерви монтажно-демонтажних робіт залишати в підвішеному стані вузли і частини обладнання.

Не дозволяється монтаж, демонтаж бурової вишки, у тому числі стягування її з устя свердловини, за наявності тиску на усті свердловини. При монтажі і демонтажі бурових вишок та щогл повинні застосовуватись підйомники і лебідки з номінальною вантажопідйомністю не менше максимального навантаження, яке може виникнути в процесі роботи. До роботи на висоті при монтажі і демонтажі бурових вишок та щогл, а також до їх ремонту допускаються тільки досвідчені монтажники зі стажем роботи не менше одного року. Бурові вишки, які перебувають в аварійному стані, розбирати не дозволяється – вони мають бути повалені.

При підніманні секцій бурової вишки підйомником, при підніманні бурової вишки у вертикальне положення після її монтажу, при переміщенні бурової вишки і блоків бурової установки всі працівники, не зайняті цією роботою, повинні перебувати на відстані, що перевищує висоту підняття секції (бурової вишки) не менше ніж на 10 м. При перервах у роботі змонтована частина бурової вишки повинна встановлюватись на бруси, а підйомник повинен бути розвантажений.

Бурові установки повинні відповідати вимогам технічній документації підприємств-виробників та бути оснащені такими системами безпеки:

- а) обмежувачем висоти підйому талевого блока;
- б) блокувальними пристроями щодо попередження вмикання бурової лебідки при знятих задніх щитах огородження;
- в) автозатягувачем квадрата в шурф;
- г) блокувальними пристроями щодо попередження вмикання ротора при піднятих клинах;
- г) запобіжними пристроями на випадок перевищення тиску в трубопроводах господарської лінії очисно-циркуляційної системи і нагнітальної лінії блока хімреагентних ємностей на 10 - 15% вище допустимого тиску;
- д) системою циркуляційних ємностей, кожна з яких повинна мати справну засувку для відокремлення її від інших ємностей та люк для зручного видалення з неї шламу або осаду. Кожна з цих ємностей повинна бути обладнана механічним рівнеміром. Механічними рівнемірами необхідно обладнати дві прийомні ємності, з яких здійснюється циркуляція бурового розчину;
- е) ємностями для запасу бурового розчину у відповідних проекту об'ємах;
- ж) пристроєм для осушення повітря пневмосистеми бурової установки;
- й) приладом для автоматичного відключення бурової лебідки при перевантаженні талевої системи і вишки (якщо він передбачений конструктивно і поставляється підприємством-виробником).

Освітленість робочих місць бурових установок повинна бути не менше:

- а) для роторного столу - 100 лк;

- б) для шляху руху талевого блока - 30 лк;
- в) для приміщення лебідкового і насосного блоків, превентора - 75 лк;
- г) для сходів, маршів, спусків, приймальних містків - 30 лк.

Нові типи вітчизняних та імпортованих бурових установок, що застосовуються для буріння нафтових і газових свердловин, повинні відповідати вимогам вибухобезпеки.

Керування буровою лебідкою повинне здійснюватися з пульта бурильника, пуск бурових насосів у роботу - з місцевого пульта, а зупинка - з пульта бурильника та місцевого пульта.

Роботи на приймальних містках бурової із затягування і викидання труб, з обслуговування гідравлічних блоків бурових насосів повинні бути механізовані. Вантажопідйомні механізми на приймальних містках повинні мати дистанційне керування.

Конструкція допоміжної лебідки повинна забезпечувати плавне переміщення і надійне утримання вантажу у висячому положенні з використанням канату діаметром не менше ніж 12,5 мм. З пульта керування лебідкою повинні добре оглядатись місця роботи і переміщення вантажу. У разі неможливості виконання цієї вимоги використовується сигнальник.

На буровому майданчику повинна бути доливна ємність циліндричної або прямокутної форми з відкритою поверхнею мінімальної площі. Не дозволяється використання деформованих ємностей як доливних, якщо деформація ускладнює користування ємністю за призначенням. Об'єм доливної ємності повинен бути на 20% більше максимального об'єму бурильного інструменту, який перебуває у свердловині.

Ємність повинна мати люк для зручного очищення від осаду, обладнана рівнеміром, проградуєвана з ціною поділки не більше 200 літрів. Шкала рівня та рівнемір повинні бути освітлені в темну пору доби.

Для контролю за її станом та приведення до ладу рівнеміра місткість повинна мати сходи тунельного типу.

Нормальний стан ємності - порожня, очищена від осаду. Її необхідно заповнювати лише перед підйомом та негайно після його завершення звільняти від залишків розчину.

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 установленої форми. У процесі буріння після завершення додання ведучу трубу та першу свічу необхідно підіймати на першій швидкості.

Бурова бригада щозміни повинна проводити профілактичний огляд підйомного обладнання (лебідки, талевого блока, гака, гакоблока, вертлюга, стропів, талевого канату і пристроїв для його кріплення, елеваторів, спайдерів, запобіжних пристроїв, блокувань.

Тип і властивості бурового розчину в комплексі з технологічними заходами і технічними засобами повинні забезпечувати безаварійні умови буріння з високими техніко-економічними показниками, а також безпечне розкриття продуктивних горизонтів.

При розкритих продуктивних горизонтах у випадку поглинання бурового розчину подальші роботи ведуться за окремим планом, складеним за спільним рішенням проектувальника, замовника, підрядника та спеціалізованої аварійно-рятувальної служби, яке оформлюється протоколом.

Обробка бурового розчину проводиться відповідно до розробленої рецептури, при цьому необхідно керуватися інструкціями з безпечної роботи з хімічними реагентами і користуватися захисними засобами.

Видобування вуглеводнів, подальша розробка та експлуатація Опішнянського нафтогазоконденсатного родовища, спорудження свердловин, передбачається здійснювати одночасно з впровадженням заходів з охорони навколиш-

нього природного середовища, надр, попередження негативного впливу на довкілля. Ці заходи включають: запобігання негативного впливу на геологічне середовище; охорону повітряного середовища; запобігання забруднення горизонтів з прісними водами; зберігання родючого шару ґрунту від забруднення [26].

Вплив на геологічне середовище виявляється у вигляді порушень нормативного стану геологічного розрізу свердловин в процесі буріння. Запобігання негативного впливу на геологічне середовище передбачається за рахунок застосування раціональних конструкцій свердловин, які включають послідовне перекриття пробурених інтервалів з сумісними умовами до проектних глибин обсадними колонами. Обсадні колони цементуються високоміцними тампонажними портландцементами до устя кожної з свердловин. Найбільш небезпечним для геологічного середовища можуть бути інтенсивні газопроявлення у випадку переходу їх у фонтанування при розкритті газоносних горизонтів [24].

Для запобігання виникнення фонтанування в процесі буріння передбачаються технічні рішення, які відповідають вимогам СОУ 09.1-300 19775-245:2015.

Прийняті технічні рішення включають: вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву розкритих гірських порід тиском газу при газопроявленнях і герметизацію устя противикидним обладнанням; підбір обсадних труб по міцності, виходячи з очікуваного максимально можливого тиску на усті свердловини в процесі буріння і випробування на приплив газу; підбір густини бурового розчину, що забезпечує створення гідростатичного тиску в свердловині, перевищуючого пластовий; вибір типу бурового розчину і хімреагентів, що забезпечує створення на стінках свердловини тонкої, щільної і мало проникної кірки; герметизацію устя свердловини противикидним обладнанням; наявність на буровій запасного розчину необхідної густини в кількості, яка дорівнює об'єму стовбура свердловини при первинному розкритті продуктивних горизонтів.

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

При видобуванні вуглеводнів і експлуатації родовища основними джерелами впливу на атмосферне повітря є джерела викиду забруднюючих речовин, що розташовані на майданчику установки комплексної підготовки нафти і газу: димові труби вогневих підігрівачів, водяного титану, котлів, які працюють на природному газі; свічки сепараторів; дихальні клапани технологічних ємностей зберігання нафти, конденсату, технологічних рідин; факельні установки експлуатаційних свердловин (при здійсненні технологічних операцій для попередженню аварійних ситуацій).

Особливістю експлуатації проектного об'єкту є необхідність проведення вогневих та вогнебезпечних робіт, необхідність обслуговування обладнання, яке в процесі експлуатації знаходиться під високим тиском, можливість утворення вибухонебезпечної суміші газу з повітрям при витіканні газу.

Одна з основних умов безпечної експлуатації обладнання УКПГ та свердловин – їх герметичність. Причиною порушення герметичності можуть бути: корозійний чи механічний знос обладнання, механічне руйнування обладнання, неналежне дотримання умов безпеки при вогневих роботах, несвоєчасна профілактика роботи запірної арматури та інше.

Розгерметизація устя свердловини може призвести до об'ємного вибуху хмари та факельного горіння струменю. Джерелами запалювання можуть бути іскри, що створюються при ударі чи терті, вогневі або ремонтні роботи, іскри електроустановок (зварювальних агрегатів), прояви статичної або атмосферної електрики, необережне поводження з вогнем.

Для своєчасної ліквідації аварійної ситуації на підприємстві розробляється план ліквідації аварійної ситуації (ПЛАС) відповідно до Положення щодо розробки планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці від 17.06.99 р. № 112.

У випадках розриву газопроводу, за допомогою встановленого клапана-відсікача на свердловині, забезпечується її автоматичне відключення. Для виявлення пошкоджень траси газопроводу-шлейфу, ліквідації витоків, контролю стану ґрунтової основи трубопроводів, своєчасного виявлення ерозійного розмиву ґрунтів, просідання ґрунтової основи, руйнування насипу та інше проводяться періодичні обстеження трубопроводів. Термін проведення оглядів, їх періодичність та обсяги повинні установлюватися з урахуванням місцевих умов та технічного стану трубопроводів. Під час обстеження трубопроводів при виявленні пошкоджень, характер та розміри яких можуть привести до аварії, обстеження припиняють і приймають негайні заходи з відвертання аварії.

Таким чином, для попередження виникнень аварійних ситуацій на об'єкті необхідно експлуатацію обладнання здійснювати в суворій відповідності з Технологічним регламентом та нормами, запроваджувати необхідні методи контролю, проводити огляд обладнання та трубопроводів, дотримуватися графіка проведення планово-попереджувального ремонту.

Повітряне середовище при спорудженні кожної з свердловин зазнає впливу продуктами згорання електродів при зварюванні під час монтажних робіт; продуктами згорання дизельного палива при роботі двигунів внутрішнього згорання бурового верстата, дизель-електростанції та допоміжних автомообілів (спецавтотранспорту); продуктами згорання природного газу на факелі при випробуванні свердловини; пилевикадами при приготуванні бурового розчину; продуктами випаровування з ємності для зберігання дизельного палива; продуктами вільного випаровування з поверхні гідроізольованих шламових амбарів.

З метою скорочення викидів забруднюючих речовин в повітряне середовище, рекомендується здійснювати такі заходи: заборонити роботу двигунів на форсованому режимі; підсилити контроль за дотриманням точного регламенту виробничої діяльності; розподілити в часі роботу обладнання, яке зв'язано з безперервним технологічним процесом. Здійснення цих та інших заходів дозволяє знизити викиди на буровій від 7 до 66%.

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

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

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

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

Вибурена порода нетоксична, але у середовищі бурового розчину її частинки адсорбують на своїй поверхні токсичні розчини, що може негативно вплинути на рослинний світ, гранти, ґрунтові та поверхневі води.

При спорудженні бурових установок, монтажу, демонтажу бурового устаткування необхідно забезпечити заходи, що виключають забруднення ділянок відходами металу, залізобетону, пиломатеріалів тощо.

ВИСНОВКИ

1. Розробка нафтогазоконденсатних родовищ, промислова продуктивність яких пов'язана з піщано-алевролітовими колекторами карбону, є складовою регіональної програми розвитку паливно-енергетичного комплексу України.

2. Розроблені в технічному проекті технічні та технологічні рішення базуються на наявних даних щодо стратиграфії геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, фізико-механічних параметрів гірських порід і технологічних вимог до нафтогазового буріння, умов залягання продуктивних горизонтів та ін.

3. При розробці проекту виконано вибір: конструкції свердловини, способу буріння, породоруйнівного інструменту, бурильної колони і режиму буріння.

4. Для запобігання можливих ускладнень при перебуванні товщ осадових порід та зон аномальних пластових тисків, передбачено наступне: вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід та нафтогазопроявлення, герметизація гирла противикидним обладнанням

5. Визначено методи та прийоми ведення бурових робіт в умовах осадових товщ; надано конкретні рекомендації щодо технології та технічного забезпечення робіт із ліквідації можливих ускладнень та аварій.

6. Для запобігання порушень цілісності стовбура свердловини та інтенсивних нафтогазопроявлень з переходом їх у фонтанування передбачено використання бурових промивальних рідин із такими технологічними показниками, що забезпечують мінімальну фільтраційну здатність та необхідний протитиск на нафтогазоносні горизонти; передбачена також герметизація устя свердловини.

7. В роботі комплексно розглянуті питання розробки досконалої методики визначення параметрів руйнівних процесів на вибії споруджуваної свердловини за варіації діапазону обертання інструменту (при дотриманні вимог щодо збереження працездатності породоруйнівного інструменту та стійкості бурильної колони), і застосування спеціальних промивальних рідин.

8. Виконано обґрунтування заходів з попередження та нівелювання негативного впливу бурових робіт на геологічне середовище та визначено заходи з охорони праці на об'єктах нафтогазової промисловості.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Геологія та корисні копалини України: Атлас. – К.: НАН України; Міністерство екології та природних ресурсів України, 2001. – 231 с.
2. Маєвський Б.Й. Нафтогазоносні провінції світу / Б.Й. Маєвський, М.І. Євдошук, М.І. Лозинський. – К.: Наукова думка, 2002. – 403 с.
3. Звіт про науково-дослідні роботи «Уточнений проект розробки Опішнянського НГКР»: звіт / УкрНДІгаз. - Харків, 2013. – 231 с.
4. Немець Л.М. Економічна і соціальна географія України / Л.М. Немець, П.А. Вірченко, Ю.Ю. Сільченко. – Харків: ФОП Грицак С.Ю., 2014. – 276 с.
5. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
6. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія: навч. посібник / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
7. Вуль М.А. Сучасний стан ресурсної бази вуглеводнів у нафтогазоносних регіонах України / М.А. Вуль, В.М. Гаврилко, Б.М. Полухтович та ін. // Газ і нафта. – 2006. - № 11. – С. 32 – 36.
8. Акульшин О.І., Акульшин О.О., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
9. Історія та перспективи нафтогазовидобування: навчальний посібник / Білецький В.С., Гайко Г.І., Орловський В.М. - Львів: Видавництво «Новий Світ - 2000», 2019. – 302 с.
10. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал-Принт, 2004. - 695 с.
11. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
12. <http://www.naftogaz.com>.

13. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
14. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
15. Буріння свердловин: Довідник: У 5-ти т.: т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук / АТ "Агронафта". – К.: "Інтерпрес ЛТД", 2002. – 301 с.
16. Walter Henry Jeffery (2015). Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling. Palala Press.
17. Основи нафтогазової інженерії / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХП», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
18. Прогресивні технології спорудження свердловин / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. – 164 с.
19. Давиденко А.Н., Ігнатів А.А. Абразивно-механическое ударное бурение скважин. – Д.: РВК НГУ, 2013. – 110 с.
20. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко. – Полтава : ПолтНТУ, Київ: ФОП Халіков Р.Х., 2017. – 312 с.
21. William C. Lyons (2010). Drilling Equipment and Operations. Published by Elsevier Inc.
22. Rabia, H. (1986). Oilwell Drilling Engineering: Principles and Practice. Springer.
23. Гідрогазодинамічні процеси при спорудженні та експлуатації свердловин: монографія / А.В. Павличенко, Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів, О.М. Давиденко; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро. – 2021. – 201 с.

24. Мислюк М. А. Буріння свердловин. Довідник: у 5 т. Т. 5: Ускладнення. Аварії. Екологія / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 294 с.

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

26. Гроза В.А., Антонів О.М. Екологічні аспекти експлуатації газової свердловини // Наукоємні технології, 2014. № 1 (21). – С. 125 - 130.

ДОДАТОК А
Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.КР.22.26.ПЗ	Пояснювальна записка	89	
5					
6		НГІБ.КР.22.26.ДМ	Демонстраційний матеріали	15	
7					
8			Геологічна карта ділянки (родовища)	1	
9			Геологічний розріз ділянки (родовища)	1	
10			Геолого-технічний проект	1	
12			Пропозиції з удосконалення технології буріння	1	