

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 магістра  
(бакалавра, магістра)

студентки Охлопкової Анастасії Анатоліївни  
(ПІБ)

академічної групи 185М-19-1 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 Розробка технології буріння свердловин для умов Опішнянського нафтогазоконденсатного родовища з удосконаленням методів освоєння продуктивних горизонтів

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Коровяка Є.А.			
розділів:				
Технологічний Спеціальний	Коровяка Є.А.			
Охорона праці Екологія	Муха О.А.			
<b>Рецензент</b>				
<b>Нормоконтролер</b>	Расцветаєв В.О.			

Дніпро  
2020

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння  
(повна назва)\_\_\_\_\_ Коровяка Є.А.  
(підпис) (прізвище, ініціали)« 12 » жовтня 2020 року**ЗАВДАННЯ****на кваліфікаційну роботу****ступеня** магістра  
(бакалавра, магістра)**студентці** Охлопковій Анастасії Анатоліївні **академічної групи** 185М-19-1 **ГРФ**  
(прізвище та ініціали) (шифр)**спеціальності** 185 Нафтогазова інженерія та технології**спеціалізації** \_\_\_\_\_**за освітньо-професійною програмою** «Нафтогазова інженерія та технології»  
**на тему** Розробка технології буріння свердловин для умов Опішнянського нафтогазоконденсатного родовища з удосконаленням методів освоєння продуктивних горизонтівзатверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 16.11.2020 р.  
№ 947-с.

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Гірничо-геологічна та літологічна характеристика ділянки проведення робіт. Проектування технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах родовища, промислова продуктивність якого пов'язана з піщано-алевролітовими колекторами на підставі урахуванням пластових умов порід-колекторів.	26.10.20 р.
Спеціальний	Удосконалення технології освоєння продуктивних горизонтів з високими технічними показниками	18.11.20 р.
Організація та економіка бурових робіт	Розробка організаційної структури виконання та економічне обґрунтування прийнятих рішень	26.11.20 р.
Охорона праці та навколишнього середовища	Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище	10.12.20 р.

Завдання видано \_\_\_\_\_ Коровяка Є.А.  
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)Дата видачі 12.10.2020 р.Дата подання до екзаменаційної комісії 11.12.2020 р.Прийнято до виконання \_\_\_\_\_ Охлопкова А.А.  
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 92 с., 9 рис., 10 табл., 3 додатки, 39 джерел.

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

Сфера застосування розробки – буріння нафтових і газових свердловин.

Об'єкт розроблення – регламент виконання бурових робіт при спорудженні експлуатаційної свердловини (на прикладі ділянки Опішнянського нафтогазоконденсатного родовища Полтавської обл.) з удосконаленням методів освоєння продуктивних горизонтів.

Мета роботи – підвищення техніко-економічних показників та ступеню вилучення вуглеводнів при спорудженні експлуатаційної свердловини в умовах Опішнянського нафтогазоконденсатного родовища, що досягається за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології виконання пригирлових робіт; підвищення якості проведення завершальних робіт.

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 проведення робіт з освоєння продуктивних горизонтів. Всі технологічні рішення базуються на даних щодо геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, фізико-механічних параметрів порід і технологічних вимог до буріння.

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 робіт.....	7
1.1	Загальні відомості про район проектних робіт.....	7
1.2	Геологічна характеристика району робіт.....	11
1.3	Гірничо-геологічні умови буріння свердловин.....	15
Розділ 2	Техніко-технологічна частина.....	21
2.1	Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.....	21
2.2	Вибір способу буріння.....	25
2.3	Вибір породоруйнівного інструменту.....	27
2.4	Вибір бурильної колони.....	30
2.5	Вибір режимів буріння.....	38
2.6	Ускладнення при бурінні.....	52
2.7	Вибір бурового обладнання.....	56
Розділ 3	Спеціальна частина роботи – удосконалення методів освоєння продуктивних горизонтів.....	60
Розділ 4	Охорона праці.....	70
Розділ 5	Охорона навколишнього середовища.....	76
Розділ 6	Організація та економіка бурових робіт.....	81
	ВИСНОВКИ.....	85
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	86
	ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	90
	ДОДАТОК Б Розрахунок освоєння горизонту.....	91
	ДОДАТОК В Відзив на кваліфікаційну роботу.....	92

## Вступ

Наша держава має потужну й 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.

Горючі корисні копалини (нафта, газ, вугілля, торф, горючі сланці, метан вугільних родовищ) відіграють провідну роль у вирішенні енергетичних проблем, які останнім часом все гостріше постають перед багатьма державами, не є виключенням і Україна.

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 (Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область), Західному (Волино-Подільська, Передкарпатська, Закарпатська нафтогазоносні області) та Південному.

Родовища нафти в Україні відносяться, переважно, до категорії дрібних і дуже дрібних. Тільки Бугруватівське і Глинсько-Розбишівське родовища за сумою балансових (видобувних) запасів відносяться до середніх. Яблунівське (Полтавська область) та Стинавське (Львівська область) родовища – відносяться до невеликих.

Вивчення та промислове використання покладів нафти в Україні має давню історію: з 1771 р. починається розробка родовища Слобода-Рунгурська, з 1790 р. – Нагуєвічи, а з 20-х років XIX ст. – Бориславського родовища в Прикарпатті. У цьому ж регіоні, на Дашавській площі вперше в Україні в 1920 р. почався видобуток газу.

Нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) була встановлена в 1936 р. завдяки дослідженням колективу вчених Інституту геологічних наук АН України, а в 1939 р. було відкрито перше родовище нафти – Роменське.

Енергетичні ресурси України значно виснажені багаторічною експлуатацією її надр як основного джерела енергетичної сировини (вугілля Донбасу, газ Шебелинки, нафта Прикарпаття і ДДЗ). Саме тому інтенсифікація геологорозвідувальних робіт на усі види енергетичної сировини є вельми необхідною задачею.

Проведення геолого-пошукових і розвідувальних робіт на нафту і газ проводяться в декілька етапів. Спочатку здійснюють 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. Поклади нафти і газу знаходяться під осадовим чохлам різної (неодмінно значної) потужності, саме тому відкриття покладів можливо тільки шляхом буріння свердловин. Важливою обставиною, що характеризує поклади нафти і газу, є їхня приналежність до певних типів тектонічних або седиментаційних структур, які визначають можливість наявності природних пасток в проникних пластах і товщах.

Роботи з розвідки нафтових і газових родовищ супроводжуються їх оцінкою, при цьому основним параметром покладу є його запаси, розміри яких значною мірою визначаються розмірами пастки. Розрізняють геологічні і витягвані запаси. Геологічними запасами нафти і газу називають кількість цих корисних копалини, що знаходяться в покладі. Об'єм нафти і газу в покладі істотно відрізняється від того об'єму, який вони займають на поверхні. Таким чином, мета даної роботи полягає у: розробці прогресивної технології спорудження свердловин в умовах Опішнянського нафтогазоконденсатного родовища, промислова продуктивність якого пов'язана з піщано-алевролітовими колекторами середнього і нижнього карбону – башкирського, серпуховського і візейського ярусів та удосконалення методів освоєння продуктивних горизонтів.

## Розділ 1. Геолого-технічні умови проведення бурових робіт

### 1.1 Загальні відомості про район проектних робіт

Район 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]. Географічно ДДЗ розташована у південній частині Східно-Європейської платформи, на території України та Білорусі. Нафтогазоконденсатні родовища центральної і східної частини ДДЗ в межах України розташовані на території Дніпропетровської, Харківської, Сумської, Полтавської та Чернігівської областей.

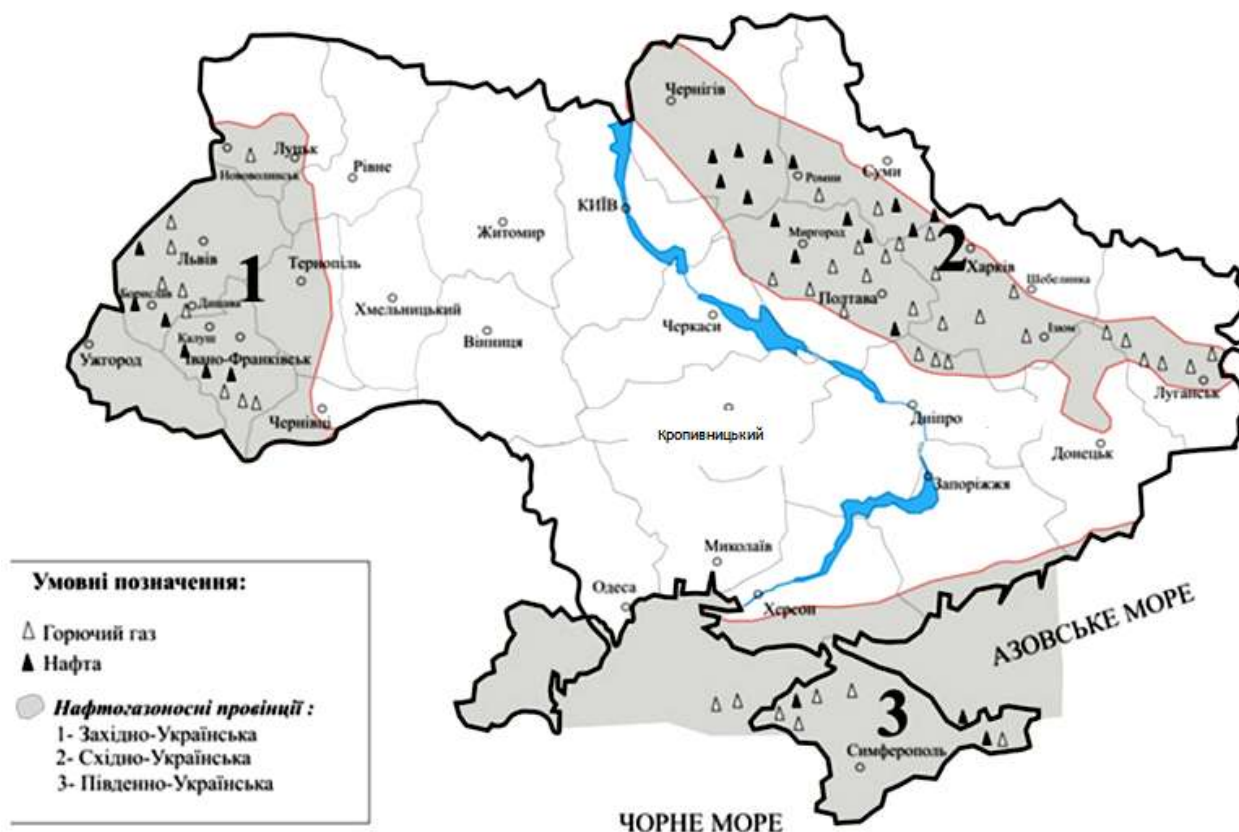


Рисунок 1.1. Схема районування та розташування родовищ нафти і газу України

Опішнянське нафтогазоконденсатне родовище (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].

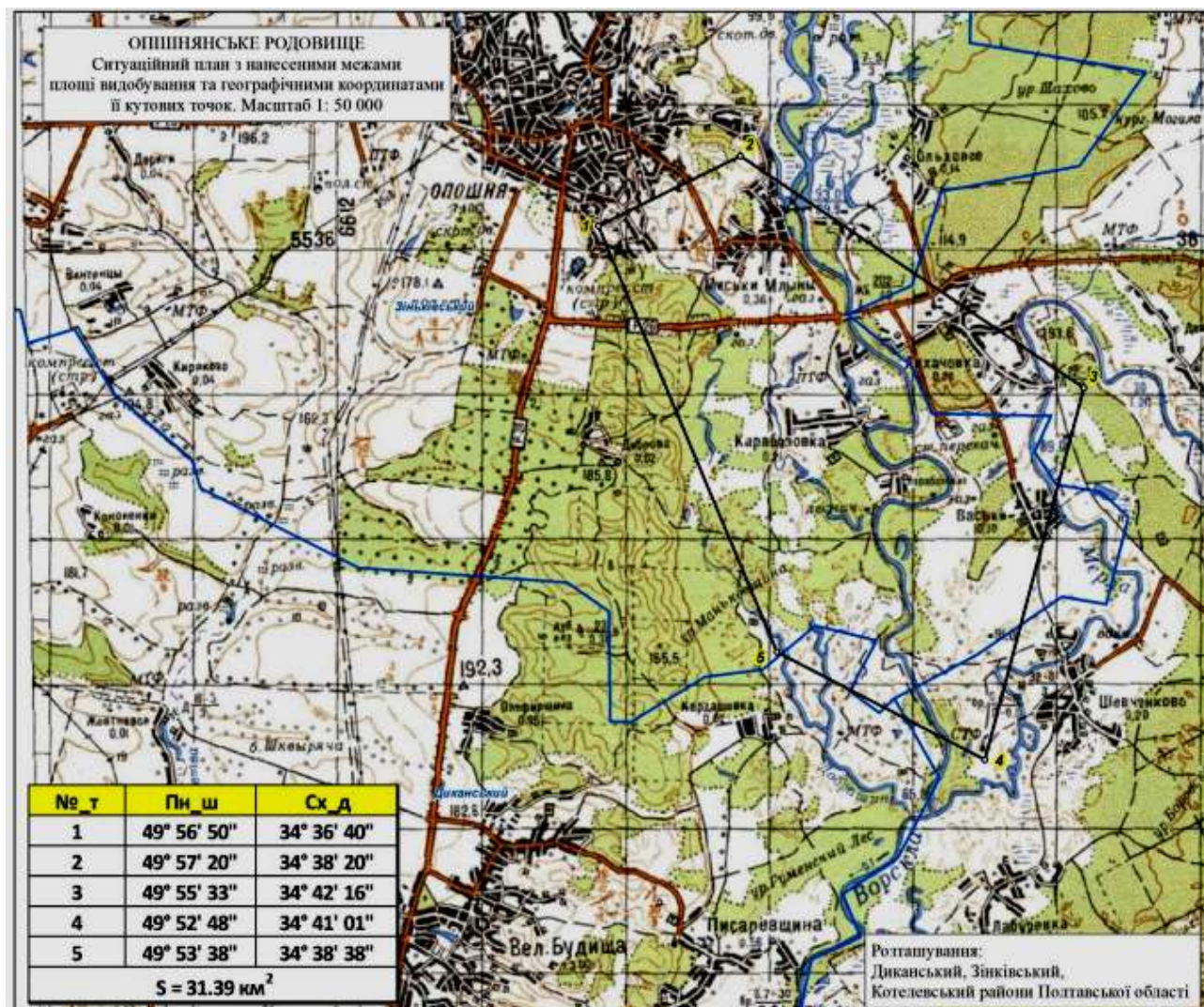


Рисунок 1.2. Оглядова карта району бурових робіт (Опішнянське НГКР)

Метою проектованих 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.



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. км<sup>2</sup> Полтавщина займає сьоме місце в Україні. У складі області – 25 районів, 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. гек-

тарів. 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  $7,6^{\circ}\text{C}$ , найнижча вона у січні ( $-6,6^{\circ}\text{C}$ ), найвища – у липні ( $+20,1^{\circ}\text{C}$ ). 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 Геологічна характеристика району робіт

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 обрію 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. м<sup>3</sup>/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/м<sup>3</sup>).

Сумарні початкові запаси й накопичений видобуток газу в ДДЗ становили відповідно 1659115 і 831709 млн м<sup>3</sup>. Найбільший (666752 млн м<sup>3</sup>) внесок у ви-

добуток газу зробили три родовища: Шебелинське (478906 млн м<sup>3</sup>), Західно-Хрестищенське (143459 млн м<sup>3</sup>) і Єфремовське (44387 млн м<sup>3</sup>). Початкові запаси газу Шебелинського родовища становили 528000, Західно-Хрестищенського – 332900, Єфремовського – 109970 млн м<sup>3</sup>. Ці родовища містили 970870 млн м<sup>3</sup> 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).

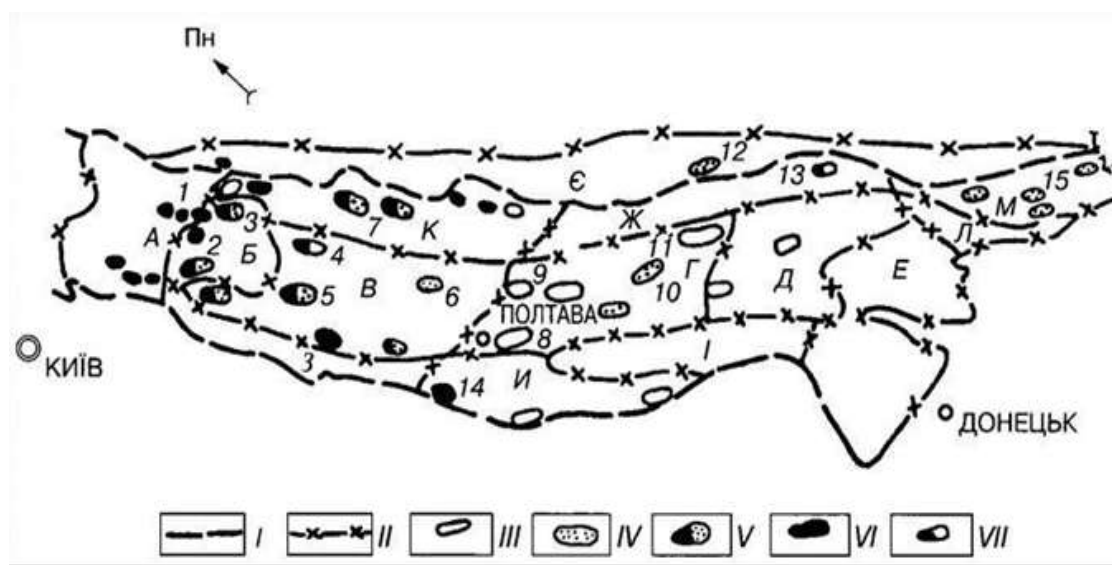


Рисунок 1.3. Схема нафтогазогеологічного районування Дніпровсько-Донецької западини: I - крайові розломи; II - межі нафтогазоносних районів: А - Монастирищенсько-Софіївський, Б - Срібненський, В - Глинсько-Солохівський, Г - Машівсько-Шебелинський, Д - Сніваківський, Е - Кальміус-Бахмутський, Є - Північного борту, Ж - Рябухінсько-Північнолубівський, З - Антонівсько-Білоцерківський, И - Руденківсько-Пролетарський, К - Октябрьсько-Лозовський, К - Анастасіївсько-Рибальський, Л - Лисичанський, М - Красноріцький; III - перспективні площі; IV - газові родовища; V - нафтогазові родовища; газонафтові родовища; VI - нафтові родовища; VII - газоконденсатні, нафтогазоконденсатні родовища; родовища (цифри на карті): 1 - Ярошівське, 2 - Лесяківське, 3 - Талалаївське, 4 - Глинсько-Розбишівське, 5 - Яблунівське, 6 - Солохівське, 8 - Машівське, 9 - Західнохрестищенське, 10 - Опішнянське, 11 - Шебелинське, 12 - Коробочкинське; 13 - Дружелюбівське, 14 - Зачепилівське; 15 - Ольхівське

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 нижчезалягаючі 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 м<sup>3</sup> від початкових дренавань), 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 перетони 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 дренуваних 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 капремонті 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 компресорної станції (ДКС) для компримування природного газу низьконапірних свердловин Опішнянського НГКР до тиску в магістральному газопроводі [9].

Опішнінська УКПГ складається з технологічних ліній, які призначені: технологічна лінія № 3 – для підготовки газу низьконапірних свердловин – тиск (1,0÷1,1) МПа; технологічна лінія № 4 – для підготовки газу низьконапірних свердловин – тиск (1,4÷1,7) МПа; технологічна лінія № 5 – для підготовки газу високонапірних свердловин – тиск (3,8÷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 тис-

ком  $3,8 \div 6,5$  МПа і температурою  $+5 \div +20^{\circ}\text{C}$  надходить до вузла входу свердловин Опішнянської УКПГ.

### 1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

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).

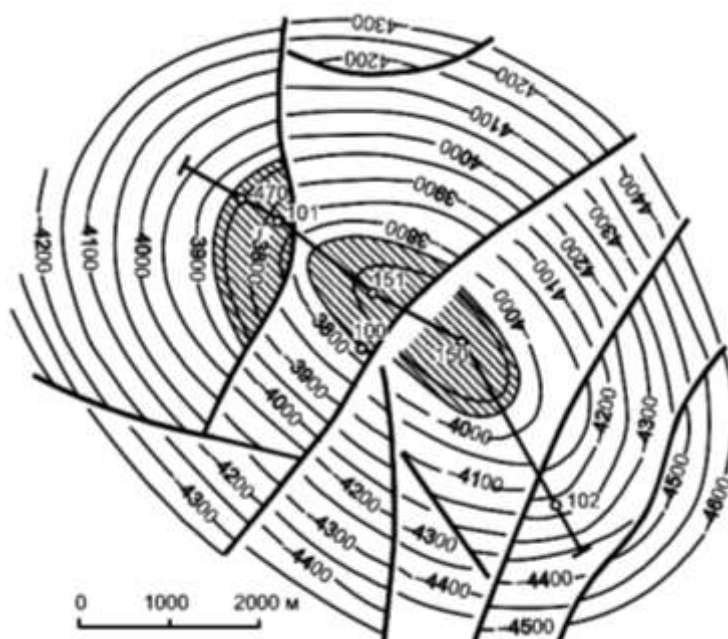


Рисунок 1.4. Структурна карта Опішнянського НГКР

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 тис-



ків гідророзриву пластів наведено в узагальненій літолого-геологічній характеристиці ділянки виконання бурових робіт на Опішнянського НГКР (табл. 1.1).

Приведені вище технічні рішення і заходи дозволяють зберігати геологічне середовище від негативного впливу процесів і явищ техногенного походження [12].

Конструкція пошуково-розвідувальних і експлуатаційних свердловин вибирається, виходячи з необхідності розкриття певних нафтогазоносних комплексів, з врахуванням гірнично-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 гірнично-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 гірнично-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.

Очікувані об'єми видобутку природного газу може становити від 10 тис.м<sup>3</sup>/добу до 70 тис.м<sup>3</sup>/добу з кожної свердловини.

Комплекс наземних споруд, що використовуються для буріння кожної

свердловини, відноситься до тимчасових і після закінчення спорудження свердловини демонтується. Відстань до найближчих житлових забудов не менше 500 м.

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 газonosні 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 заховуються в земляних шламових амбарах.

Після припинення експлуатації кожної водяної свердловини остання ліквідується у відповідності з вказівками по проектуванню і виконанню ліквідаційного тампонажу розвідувальних, гідрогеологічних і експлуатаційних водозабірних свердловин, що виконали своє призначення на території України.

Після закінчення бурових робіт також передбачається ліквідувати спостережні свердловини.

По закінченню бурових робіт і після проведення технічної рекультивації відведена ділянка землі повертається землевласникам (землекористувачам) для проведення біологічного етапу рекультивації, після чого землі використовуються за призначенням.

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 цементних 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 підошви, 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 (з коефіцієнтом аномальності 1,1 і більше), 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 патрубків 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

### 2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

Термін «конструкція свердловини» включає наступні характеристики: глибину свердловини; діаметр стовбура свердловини, який можна оцінювати за діаметром породоруйнівного інструменту; кількість обсадних колон, що спускаються у свердловину, глибину їх спуску, протяжність, номінальний діаметр обсадних колон і інтервали їх цементування [13, 16].

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 [18], які розрізняються за призначенням і глибиною спуску: шахтний напрям – служить для закріплення гирла свердловини і відведення бурового розчину, що ви-

ливається зі свердловини, в циркуляційну систему; кондуктор – встановлюється для закріплення стінок свердловини в інтервалах, представлених зруйнованими і вивітреними породами, і оберігання водоносних горизонтів – джерел водопостачання від забруднення; проміжна колона призначена для ізоляції інтервалів слабозв'язаних нестійких порід і зон поглинання промивальної рідини; експлуатаційна 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 колону 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.

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 пластового тиску і індексів поглинання. За наявними даними будують графік зміни коефіцієнта аномальності пластового тиску і індексу тиску поглинання; на нім 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.

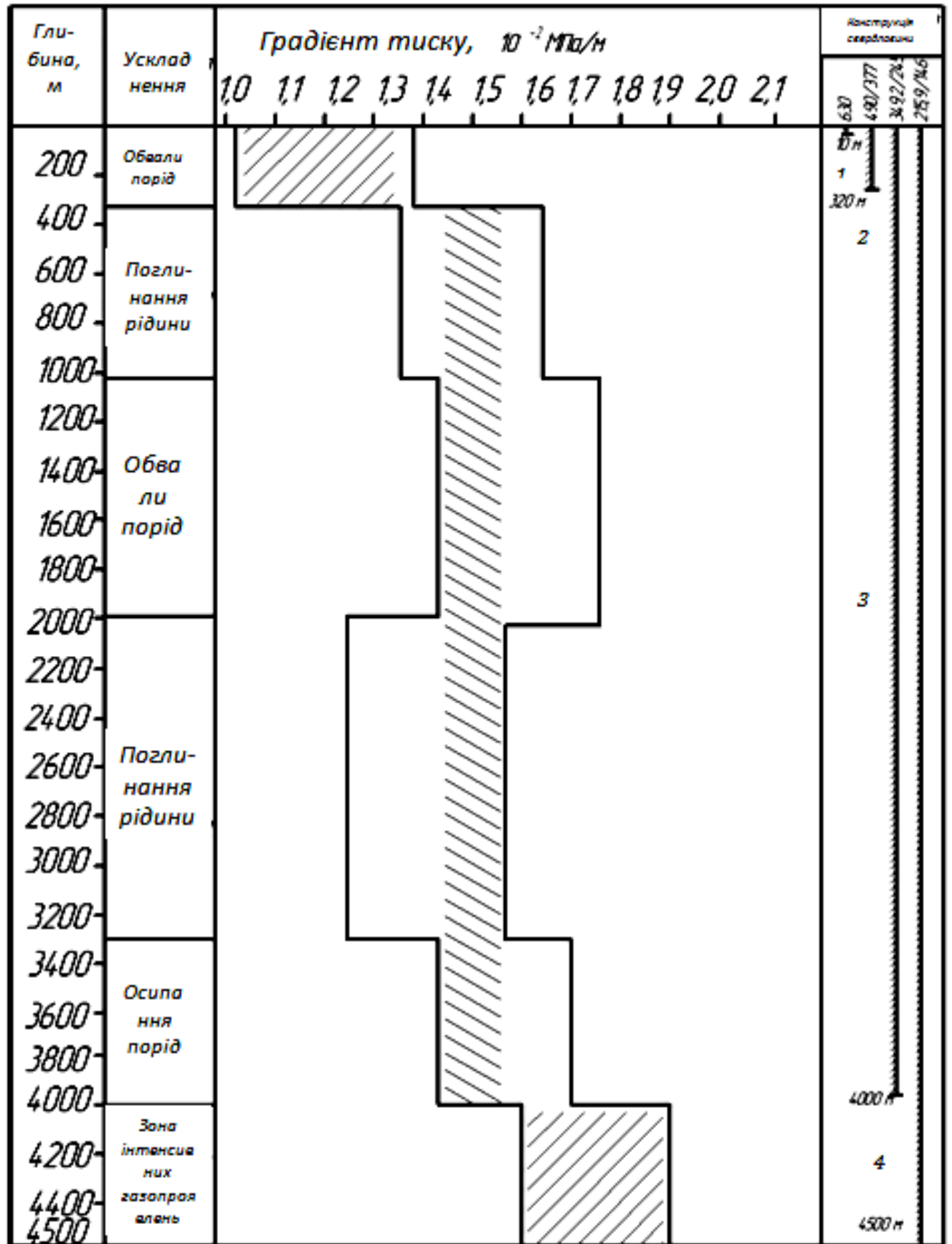


Рисунок 2.1. Сумiщений графiк змiни коефiцiєнтiв аномальностi пластових тискiв i iндекси тискiв початку поглинання

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 цементацією затрубного простору;
- на інтервалі 0-320 м - кондуктор для перекриття зони осадових порід, схильних до обвалів, з повною цементацією затрубного простору;
- на інтервалі 0-4000 м - проміжна колона, яка ізолює вплив зон поглинання рідини та руйнувань стінок свердловини, з повною цементацією затрубного простору;
- на інтервалі 0-4500 м - експлуатаційна колона, з повною цементацією 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,  $\delta$  – зазор поміж 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:

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

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

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

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

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

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

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



у відповідності до ДСТ на обсадні труби, приймаємо зовнішній діаметр кондуктора:  $D_{zn}^k = 377$  мм, з діаметром муфти -  $D_m^k = 402$  мм.

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

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

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

б) діаметр направляючої колони дорівнює:

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

приймаємо труби із зовнішнім діаметром  $D_{zn}^h = 630$  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.

## 2.2 Вибір способу буріння

В теорії та практиці спорудження свердловин розроблено та застосову-

ється 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 [19].

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 украй рідко) [13, 20].

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

### **2.3 Вибір породоруйнівного 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 твердості 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 твердосплавним 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.

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.

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

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, оснащені запресованими в тіло шарошки твердосплавними зубцями, які мають клиноподібну породоруйнуючу поверхню.

## 2.4 Вибір бурильної колони

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

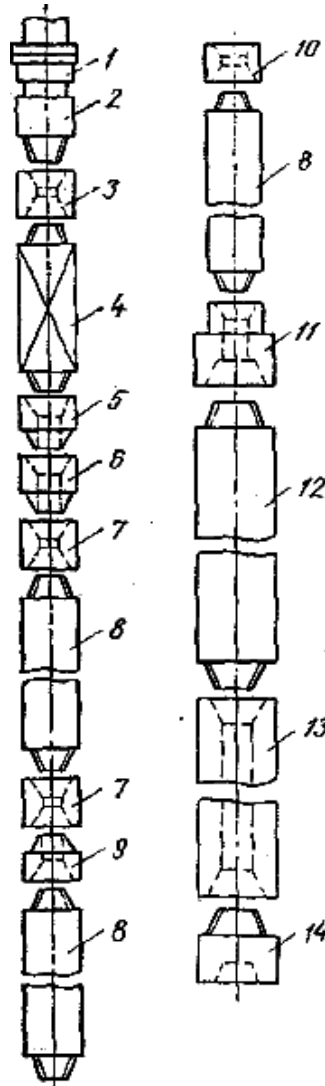


Рисунок 2.2. Схема компоновання бурильної колони

Бурильна колона виконує наступні основні функції: передає обертання від ротора до долота; сприймає реактивний момент забійного двигуна; підводить 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 колона одну 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 матеріалом 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  $D_0 \leq 295,3$  мм):

$$- \frac{d_{\text{ОБТ}}}{D_0} = 0,75 - 0,85; \quad d_{\text{ОБТ}} = 0,75 \cdot 215,9 \approx 162 \text{ мм, приймаємо } d_{\text{ОБТ}} = 178 \text{ мм.}$$

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, 23].

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину ОБТ визначають за формулою

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{KG_0}{q_{\text{ОБТ}} \left( 1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}} \right)}, \quad (2.7)$$

де  $l_{\text{ОБТ}}$  – довжина ОБТ, м;

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

$G_0$  – осьове навантаження, Н;

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

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

$q_{\text{ОБТ}}$  – вага 1 м ОБТ, Н/м;  $q_{\text{ОБТ}} = 145,4$  кг [23].

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



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  $l_{ОБТ} = 225$  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<sup>2</sup>;

$I$  – момент інерції за дії вигину, м<sup>4</sup>.

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

де  $d_{зн}$ ,  $d_{вн}$  – 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  $D_o \leq 295,3$  мм):

$$- \frac{d_{\text{бт}}}{d_{\text{обт}}} = 0,75 - 0,80; \quad d_{\text{бт}} = 0,75 \cdot 178 \approx 134 \text{ мм, приймаємо сталеві бурильні труби}$$

(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  $\phi$  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 [23].

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

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_m (G_{\text{обт}} + G + G_{\text{нк}}) \left( 1 - \frac{\rho_{\text{нр}}}{\rho_{\text{м}}} \right) - P_n F_n}{Kq_1 \left( 1 - \frac{\rho_{\text{нр}}}{\rho_{\text{м}}} \right)}, \quad (2.9)$$

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

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

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

$G_{OBT}$  – вага ОБТ, Н;

$G$  – вага забійного двигуна, Н;

$G_{нк}$  – вага наддолітного комплекту, Н;

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

$F_n$  – площа прохідного перетину бурильної труби, м<sup>2</sup>;

$q_1$  – 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:

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

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

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**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_6 = 400$  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  $l_7 = 275$  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  $l_8 = 100$  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  $l_9 = 375$  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  $l_{10} = 400$  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 остаточну довжину секції:

$$L_{11} = L_{cs} - (l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9 + l_{10} + l_{11} + l_{обт} + l_{нк})$$

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

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_{11} = 200$  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
<b>РАЗОМ</b>							<b>1859</b>

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

## 2.5 Вибір режимів буріння

Продуктивність і ефективність процесу буріння залежить від комплексу взаємопов'язаних чинників: осьового навантаження на долото, частоти обертання останнього, витрати бурового розчину і параметрів якості бурового розчину, а також визначається типом долота, геологічними умовами, механічними властивостями гірських порід [24].

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 [25]. Іноді в процесі буріння доводиться

ся вирішувати і спеціальні завдання – провідка свердловини через поглинаючи 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-підймальних 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, 26].

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, 27]. 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 [28]. 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 коротший 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 [25].

### **Осьове навантаження на долото $C_d$**

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

$$C_d = k_{\text{п}} r_{\text{ш}} F_{\text{к}} \quad (2.12)$$

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

$r_{\text{ш}}$  – міцність породи за штампом за атмосферного тиску, Па;

$F_{\text{к}}$  – площа контакту зубів долота с породою, м<sup>2</sup>.

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

Значення контактної площі  $F_{\text{к}}$  для найбільш розповсюджених тришарошкових доліт надаються у відповідних довідникових джерелах [23]. Отриману розрахункову осьового навантаження на долото порівнюємо із припустимою (паспортною) для даного типорозміру долота [ $C_d$ ].



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

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

$$\underline{\text{Ш 349,2 Т – ЦВ}} \quad C_{\delta} = 0,7 \cdot 1500 \cdot 10^6 \cdot 300 \cdot 10^{-6} = 31500\text{Н} \approx 315 \text{ кН} < [C_{\text{д}}]=470 \text{ кН}.$$

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

- з умови питомого навантаження на одиницю діаметра долота:

$$C_{\text{д}} = c_{\text{п}} D_{\text{д}}, \quad (2.13)$$

де  $c_{\text{п}}$  – питома навантаження на 1 м діаметра долота [16], Н/м;

$D_{\text{д}}$  – діаметр долота, м.

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

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

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

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

отримане значення більше допустимого  $[C_{\text{д}}]=250 \text{ кН}$ , тому приймаємо – 250 кН.

### Частота обертання долота

Частота обертання приймається в залежності від типу долота та типу опори долота [23].

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

де  $n_{\delta}$  – частота обертання долота,  $\text{с}^{-1}$ ;

$d_{\text{ш}}$  – діаметр шарошки, м;

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

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

$Z$  – максимальна кількість зубів долота на периферійному вінці шарошки.

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

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

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

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

### Витрата промивальної рідини

- умова очищення забою від зруйнованої породи:

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

де  $Q_1$  – витрата промивальної рідини, м<sup>3</sup>/с;

$q_0$  – питома витрата промивальної рідини, м<sup>3</sup>/с на 1 м<sup>2</sup> забою;

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

$F_{\text{виб}}$  – площа забою свердловини, м<sup>2</sup>.

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

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

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

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

- умова транспортування шламу в кільцевому просторі:

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

де  $V_{\text{min}}$  – 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		
		$C$ , даН	$n$ , об/хв	$Q$ , дм <sup>3</sup> /с
Д490С-ЦВ	0-320	9800	100	46
ІІІ 349,2 М – ГВ	320-1050	9500	150	46
ІІІ 349,2 Т – ЦВ	1050-4000	35000	145	46
ІІІ 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 свердловині для якого визначається густина;

$g$  – прискорення земного тяжіння, м/с<sup>2</sup>;

$H$  - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

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

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

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

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

### Розрахунок гідравлічної програми промивання свердловини

Гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи [29]:

$$P = P_m + P_{кп} + P_з + P_{ОБТ} + P_{кпОБТ} + P_{обв} + P_\delta \quad (2.18)$$

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

$P_m$  - втрати тиску в бурильних трубах, Па;

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

$P_з$  - втрати тиску в замках і муфтах, Па;

$P_{ОБТ}$  - втрати тиску в ОБТ, Па;

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

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

$P_\delta$  - 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  $Re_{кр}$ .

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

де  $\rho_{пр}$  - густина промивальної рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$V$  - швидкість руху промивальної рідини, м/з;

$d_\Gamma$  - гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметру труби  $d_b$  або різниці діаметрів  $d_2 = D_c - d_{зн}$  - для кільцевого простору, м;

$D_c$  - діаметр свердловини, м;

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

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

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58}$$

де  $He$  – критерій Хелстрема;

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

де  $\tau_0$  – динамічна напруга зсуву, Па.

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

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

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

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

де  $F$  – площа поперечного перетину,  $\text{м}^2$ ;

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

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

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

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

$$p_{\text{кп}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{n}} (D_c - d_{\text{зн}})} \quad (2.24)$$

де  $l$  – довжина секцій бурильних труб однакового діаметру;

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

$$Sen = \frac{\tau_0 d_{\text{т}}}{\eta_{\text{шл}} V} \quad (2.25)$$

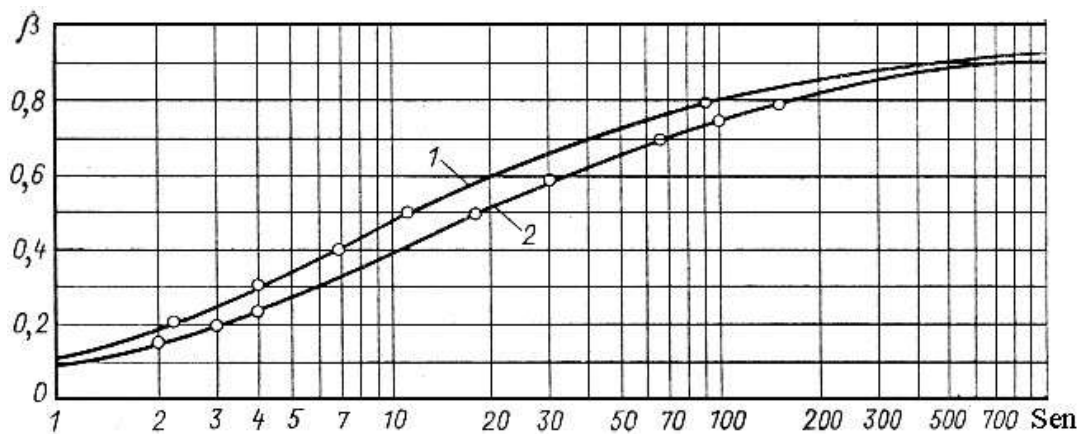


Рисунок 2.4. Залежність коефіцієнту  $\beta$  від параметру Сен-Венана  $Sen$ : 1 – для труб  $\beta_{\text{т}}$ ; 2 – для кільцевого простору  $\beta_{\text{кп}}$

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

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

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору для труб

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

для кільцевого простору

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

де  $\Delta$  – 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 ( $P_{\text{кпОБТ}}$ ).

Втрати тиску в замках визначають по формулі Борду-Карно

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

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

$F$  – площа поперечного перерізу каналу труб або незвуженої частини кільцевого простору, м<sup>2</sup>;

$F_{\text{кп}}$  – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м<sup>2</sup>.

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

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, 30].

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

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

де  $\mu_d$  – коефіцієнт витрати, значення якого приведені в [30].

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  $P_{m\partial}$ , щоб виконувалися умови:

$$V_d \geq 80 \text{ м/с}$$

$$P_{m\partial} < P_{кр}$$

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

$$\eta_{nl} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1712 - 0,022 = 0,033;$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1712 - 7 = 7,1;$$

$$F = 0,785 \cdot 0,124^2 = 0,012 \text{ м}^2;$$

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

$$\text{Re} = \frac{1712 \cdot 1,25 \cdot 0,124}{0,045} = 5718;$$

$$\text{He} = \frac{1712 \cdot 10,3 \cdot 0,124^2}{0,045^2} = 129827 ;$$

$$\text{Re}_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 129827^{0,58} = 8846 .$$

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

$$\text{Sen} = \frac{7,1 \cdot (0,124)}{0,045 \cdot 1,25} = 16;$$

$$p_{кн} = \frac{4 \cdot 7,1 \cdot 4275}{0,6 \cdot (0,124)} = 1,4 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,4 \text{ МПа}.$$

### Втрати тиску в кільцевому просторі

$$\eta_{nl} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1712 - 0,022 = 0,033;$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1712 - 7 = 7,1;$$

$$F = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,140^2) = 0,021 \text{ м}^2;$$

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

$$\text{Re} = \frac{1712 \cdot 0,7 \cdot (0,2159 - 0,140)}{0,045} = 1960;$$

$$\text{He} = \frac{1712 \cdot 7,1 \cdot (0,2159 - 0,140)^2}{0,045^2} = 33530 ;$$

$$\text{Re}_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 33530^{0,58} = 5177 .$$

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

$$\text{Sen} = \frac{7,1 \cdot (0,2159 - 0,140)}{0,045 \cdot 0,7} = 17;$$

$$P_{\text{кл}} = \frac{4 \cdot 7,1 \cdot 4275}{0,55 \cdot (0,2159 - 0,140)} = 2,5 \cdot 10^6 \text{ Па} = 2,5 \text{ МПа.}$$

### Втрати тиску в замках

$$i = \frac{4275}{25} = 171 \text{ шт.};$$

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

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

$$P_3 = 1712 \cdot 171 \cdot \left[ \left( 0,2 \cdot \frac{1,25^2}{2} \right) + \left( 0,8 \cdot \frac{0,7^2}{2} \right) \right] = 0,1 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,1 \text{ МПа.}$$

### Втрати тиску в ОБТ

$$\eta_{\text{пл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1712 - 0,022 = 0,033;$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1712 - 7 = 7,1;$$

$$F = 0,785 \cdot 0,09^2 = 0,006 \text{ м}^2;$$

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

$$\text{Re} = \frac{1712 \cdot 2,5 \cdot 0,09}{0,045} = 8300;$$

$$\text{He} = \frac{1712 \cdot 7,1 \cdot 0,09^2}{0,045^2} = 47144;$$

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 47144^{0,58} = 5849.$$

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

$$\lambda_m = 0,1 \left( 1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,09} + \frac{110}{8300} \right)^{0,25} = 0,03;$$

$$P_{\text{ОБТ}} = 0,03 \frac{2,5^2}{2} \frac{1712}{0,09} \cdot 225 = 0,4 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,4 \text{ МПа.}$$

### Втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ

$$\eta_{\text{пл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1712 - 0,022 = 0,033;$$

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

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

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

#### **Втрати тиску в обв'язуванні**

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

#### **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**

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

Необхідно мати на увазі, що перепад тиску, який спрацьовує в насадках гідромоніторного долота, не повинен перевищувати деякого граничного значення  $P_{кр}$ , яке обумовлене як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають  $P_{кр} \leq 12-13 \text{ МПа}$ . Оскільки  $P_{мд} = 21 \text{ МПа} > P_{кр}$ , то приймаємо  $P_{мд} = P_{кр} = 13 \text{ МПа}$ .

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

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

$$V_\delta \geq 80 \text{ м/с}.$$

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

### Сумарна площа насадок $f_d$ гідромоніторного долота

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

### Діаметри насадок гідромоніторного долота

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

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

## 2.6 Ускладнення 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, 27].

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 відбува-

тися 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 монтморилоні-

ту). 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 [24].

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, 24]. 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 бурильної 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 проходці 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 разу [24].

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, 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, 27].

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.

## 2.7 Вибір 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
<b>Вишка ВМА 45-320</b>	
Тип	щогла 2-х опорна
Висота вишки, м	44,8
<b>Основа</b>	
Тип	збірно-модульне
Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	8
<b>Талева система</b>	
Діаметр талевого канату, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6)
<b>Лебідка ЛБУ 37-1100Д</b>	
Розрахункова потужність на входному валу, кВт	1100
<b>Вертлюг УВ- 320 МА</b>	
Вантажопідйомність, тс (кН)	320 (3200)
Динамічна вантажопідйомність (по А.Р.І.), тс	200
<b>Ротор Р- 700</b>	
Розрахункова потужність приводу ротора, кВт	234
Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
<b>Насос УНБТ- 950 А2</b>	
Потужність насоса, кВт	950

Максимальна подача, л/с	46
Максимальний тиск (на виході), МПа	32
<b>Циркуляційна система</b>	
Загальний корисний об'єм, м <sup>3</sup>	270
Кількість східців очищення	4

#### **Технічна характеристика насоса УНБТ-950-А2**

Параметри / Модель	УНБТ-950-А2
Потужність насоса, кВт	950
Число циліндрів, шт.	3
Номінальна частота ходів поршня в хв	125
Подача насоса (max), дм <sup>3</sup> /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 вхідному валу, кВт	1100
Діаметр талевого каната, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5Х6); 12 (6Х7)
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 х 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;

$Q_{\Gamma}$  - 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 х 7).

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

### Розділ 3. Спеціальна частина роботи – удосконалення методів освоєння продуктивних горизонтів

Геолого-технологічні умови знаходження води, нафти і газу в природному резервуарі залежать від взаємодії ряду факторів: співвідношення густини флюїдів, відносної насиченості порового простору кожним із компонентів, гідродинамічних умов у колекторському пласті, а також його літологічних особливостей і порової проникненості [31].

Під терміном «освоєння нафтогазової свердловини» розуміють комплекс робіт, що проводяться з метою очищення продуктивної зони від забруднення і отримання промислового припливу пластового флюїду [11, 32].

В основі усіх способів освоєння лежить принцип зменшення тиску стовпа рідини у свердловині нижче пластового і створення депресії, достатньої для подолання опору фільтрації пластової рідини. Зменшення тиску на пласт можна досягти зниженням густини рідини, зниженням рівня рідини у свердловині. Величина депресії вибирається залежно від типу колектора, виду пластової рідини стійкості колектора і колекторних властивостей пласта.

Об'єм рідини який необхідно подати у свердловину, щоб значення тиску на вибої вирівнялось, можна визначити за формулою [33]:

$$V_{л.р.} = SH + S_{НКТ} \left( \frac{P_{пл} - \Delta P_{з.п.} - \Delta P_{к} - h_{пл} \rho_{в.р.}}{\rho_{в.р.} - \rho_{л.р.}} \right), \quad (3.1)$$

де  $S$  – площа перерізу міжтрубного простору;  $H$  – довжина колони насосно-компресорних труб (НКТ);  $S_{НКТ}$  – площа перерізу внутрішньої порожнини НКТ;  $P_{пл}$  – пластовий тиск;  $\Delta P_{з.п.}$ ,  $\Delta P_{к}$  – втрати тиску відповідно в затрубному просторі і в колоні труб;  $h_{пл}$  – глибина експлуатаційного горизонту, де тиск дорівнює пластовому.  $\rho_{в.р.}$ ,  $\rho_{л.р.}$  – густина відповідно важкої і легкої рідини.

Якщо коефіцієнт аномальності пластового тиску суттєво більше одиниці, колекторні властивості пласта задовільні і пристовбурна зона забруднена мало,

часто буває достатнім здійснити просто заміну свердловинної рідини на більш легшу (воду, нафту). У тих же випадках, коли коефіцієнт аномальності не перевищує одиниці, колекторні властивості незадовільні або пристовбурна зона сильно забруднена, то доводиться не лише замінювати промивальну рідину, але також знижувати її рівень в колоні [32].

Найбільш ефективний спосіб освоєння - поступове збільшення міри аерації води після заміни нею промивальної рідини в обсадній колоні. Для цього в простір між колоною і НКТ одночасно закачують воду і повітря. Поступово збільшуючи подачу повітря можна в досить широких межах регулювати густину водо-повітряної суміші. Щоб досягти більшої плавності зниження протитиску і зменшити витрату повітря рекомендується до води перед аеруванням додавати піноутворюючі поверхнево-активні речовини (ПАР).

В промисловій практиці відчувається гостра потреба в даних, щодо комплексної оцінки властивостей ПАР і газорідних сумішей для конкретних технологічних процесів [34]. Досвід застосування активованих рідин доводить, що оцінка властивостей ПАР і газорідних сумішей необхідно здійснювати з урахуванням фізико-хімічних критеріїв, фізико-механічних і технологічних параметрів, інженерно-екологічних і економічних вимог.

Таблиця 3.1

Значення величини поверхневого натягнення на межі розподілу фаз  $\sigma_{m-p}$

Вид ПАР	Вміст ПАР, %	Значення $\sigma_{m-p}$ (Н/м) для води:	
		прісної	солоні (5% $CaCl_2$ )
Сульфанол НП - 3	0,3	0,039	0,050
	0,5	0,036	0,046
	1,0	0,034	0,041
Синтанол АЦЕС - 12	0,2	0,039	0,057
	0,5	0,035	0,055
	1,0	0,031	0,052

Підвищенням змочуваності, формуванням граничних шарів, підвищенням капілярного тиску всмоктування шляхом введення в рідину композицій, що містять ПАР, можна істотно збільшити міру впливу газорідної суміші на породо-колектор. Поверхнєве натягнення на межі "тверде тіло - рідина"  $\sigma_{m-p}$ , знач-

ною мірою, визначає тиск капілярного всмоктування, підвищення якого чинить великий вплив на характер руху пін в пласті-колекторі. У табл. 3.1 приведені результати вимірів поверхневої активності речовин відносно міри мінералізації дисперсійного середовища.

Дані табл. 3.1 свідчать про відмінність поверхневої активності Сульфанола НП - 3 і Синтанолу АЦЕС - 12 залежно від концентрації в розчині і мінералізації дисперсійного середовища: для слабомінералізованого середовища ефективність Синтанолу АЦЕС - 12 вища, ніж для мінералізованої, і в той самий час для мінералізованого середовища ефективний для застосування Сульфанол НП - 3.

Результати досліджень показали також, що тиск капілярного всмоктування в розчині з *KCl* в 1,6 рази більше, ніж в прісному розчині. Отже, при приготуванні пін, наявність в дисперсійному середовищі електроліту *KCl* є позитивною.

Адсорбційні процеси визначають міру дисперсності (стабільність) гетерогенних систем, плівкоутворення і так далі. Дослідницькі роботи показали, що при циркуляції пін в пластах-колекторах спостерігаються втрати поодиноких ПАР типу ДНС - А, Сульфанол, Сульфонатна паста, Синтанол - 10 в кількості, що не перевищує 0,03 кг/кг при концентрації ПАР в розчині 1%. Втрати ж на адсорбцію композиційного ПАР (0,02% неіоногенного ПАР + 0,05% катіоноактивного реагенту-збирача) на пісковіку і доломіті склали 0,05 кг/кг. При цьому об'єм витіснення нафти з більшістю вказаних поодиноких ПАР і типів гірських порід не перевищував 25%, а при використанні композицій - доходив до 97%.

Практика застосування існуючих пристроїв для аерації рідини в свердловині довела їх недостатньо високу надійність роботи та складність експлуатації, тому, як альтернатива, кафедрою нафтогазової інженерії та буріння НТУ ДП пропонуються спосіб аерації шляхом застосування ежекторних пристроїв.

На рис. 3.1 приведені схеми конструкцій пропонованих ежекційних пристроїв.

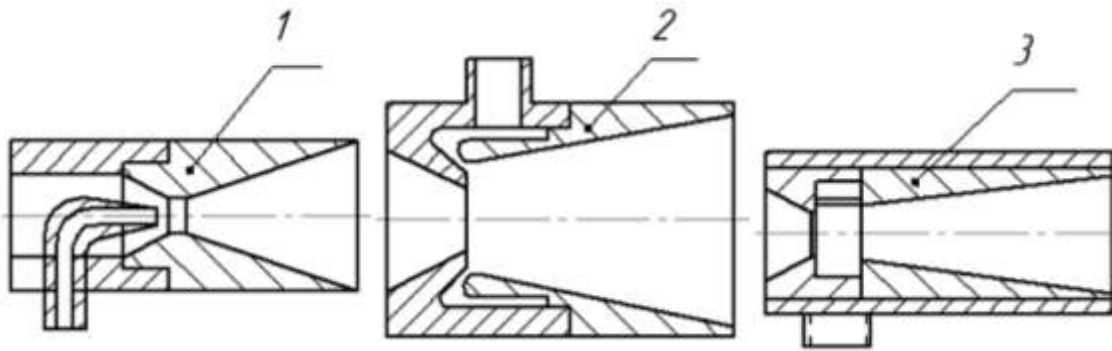


Рисунок 3.1. Конструкції пропонованих ежекційних пристроїв: 1 - струминний ежектор; 2 - щілинний ежектор; 3 - вихровий ежектор

Основними показниками технологічної ефективності роботи пристроїв для створення аерованих систем в цілому та ежекційних зокрема є загальна витрата стисненого повітря, яку можна представити швидкістю руху її струменя крізь ежектор та мінімальний поріг концентрації розчину ПАР, при якому починається стійке утворення пінного розчину. На рис. 3.2 наведено графічну залежність, що ілюструє процес піноутворення в ежекційних пристроях.

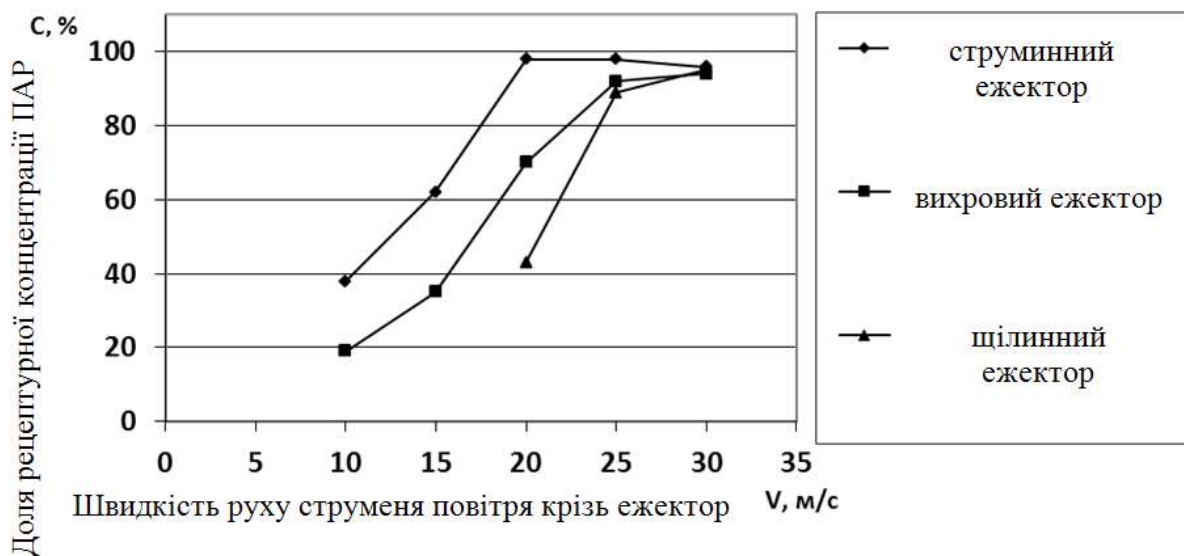


Рисунок 3.2. Механізм піноутворення в ежекційних пристроях

Вивчення отриманих в результаті досліджень даних дозволяє зробити наступні висновки: початок сталого піноутворення при використанні струминних та вихрових ежекторів спостерігається при 50% значенні необхідної швидкості струменя стисненого повітря для щілинного ежектора; у разі використання ви-

ключно вихрових ежекторів доля рецептурної концентрації ПАР-піноутворювачів складає 50% від такої для струминних і щілинних ежекторів.

В табл. 3.2 приведено дані щодо якості пінотворної здатності розроблених ежекторів.

Таблиця 3.2

Усереднені показники роботи ежекторних пристроїв

Тип ежектора	Тиск в приймальній камері, МПа	Коефіцієнт ежекції	Перепад тиску, МПа
Струминний	0,05 - 0,06	2,5	0,22
Кільцевий	0,04 - 0,05	4	0,2
Вихровий	0,04 - 0,05	5	0,21

Таким чином, дані табл. 3.2 свідчать, що вихрові ежектори, окрім іншого, дозволяють отримувати піни рівномірного аераційно-дисперсійного складу.

Подальші дослідження були спрямовані на визначення оптимальних композицій ПАР-піноутворювачів для умов роботи в пластах-колекторах вуглеводнів. Оскільки, як було доведено багатьма лабораторними дослідженнями, доволі ефективними, з позицій поверхневої активності, є Сульфанол НП - 3 і Синтанол АЦЕС – 12, їх композиції і досліджувалися, окрім того, у якості стабілізуючої домішки застосовували електроліт  $KCl$ , який виступав реагентом-понижувачем тиску капілярного всмоктування в розчині.

Таблиця 3.3

Маса піноутворювача на  $1 \text{ м}^3$  пінотворного розчину

Вміст активних речовин в концентраті-композиті% (по масі)	Маса, кг, піноутворювача при його концентрації в робочому розчині % (по масі)									
	0,05	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5	2,0
20	2,5	5,0	10,0	15,0	25,0	40,0	50,0	60,0	75,0	100,0
30	1,7	3,3	6,7	10,0	16,7	26,7	33,3	40,0	50,0	66,7
40	1,3	2,5	5,0	7,5	12,5	20,0	25,0	30,0	37,5	50,0
50	1,0	2,0	4,0	6,0	10,0	16,0	20,0	24,0	30,0	40,0
60	0,8	1,7	3,3	5,0	8,3	13,3	16,7	20,0	25,0	33,3
70	0,7	1,4	2,9	4,5	7,1	11,4	14,3	17,1	21,4	28,6
80	0,6	1,3	2,5	3,8	6,3	10,0	12,5	15,0	18,8	25,0
90	0,6	1,1	2,2	3,3	5,6	8,9	11,1	13,3	16,7	22,2
100	0,5	1,0	2,0	3,0	5,0	8,0	10,0	12,0	15,0	20,0



Масу концентрату піноутворювача  $m$  (у кг), необхідну для приготування  $1 \text{ м}^3$  водного розчину піноутворювача, визначали по формулі

$$m = \frac{c\rho}{q100}, \quad (3.2)$$

де  $c$  - задана концентрація піноутворювача у водному розчині, %;  $\rho$  - щільність концентрату,  $\text{кг/м}^3$ ;  $q < 1$  - доля активної речовини в концентраті.

В табл. 3.3 наведено дані щодо масового вмісту активних компонентів у композиті-піноутворювачі за умови дотримання наступного співвідношення між компонентами композита: Сульфанол НП – 3:Синтанол АЦЕС – 12:електроліт  $KCl = 58\%:26\%:16\%$ .

Дані табл. 3.3 є базовими для проектування оптимальних складів ПАР-піноутворювачів, що використовуються у технологіях освоєння нафтогазових свердловин.

Поширеним є також компресорний спосіб освоєння. Суть цього способу полягає в закачуванні в затрубний простір повітря. Останній відтісняє воду до башмака колони і проривається в середину НКТ. При цьому відбувається газування рідини і часткове зниження рівня рідини у свердловині. Після того, як почнеться приплив, компресор відключають. Недоліком цього способу є різкі коливання тиску. При різкому зниженні тиску на пласт у момент викиду на гірло чергових порцій води інтенсифікується приплив з пласта. Якщо колектор недостатньо стійкий, можливе руйнування скелета породи, винесення у свердловину великої кількості піску і утворення піщаної пробки [32].

Розмір часток піску, які можуть бути винесені з шару без порушення стійкості його кістяка, можна визначити за формулою [35]

$$D_0 = \sqrt{\frac{32v_n K_\phi}{mg}}, \quad (3.3)$$

де  $D_0$  – діаметр шароподібної частки, яка може вільно пройти крізь переріз порового каналу породи, см;  $g$  – прискорення вільного падіння  $\text{см/с}^2$ .

Для нашого випадку приймемо наступні дані: коефіцієнт пористості  $m = 0,32$ ; коефіцієнт фільтрації  $K_\phi = 0,0045 \text{ см/с}$ ; кінематична в'язкість нафти  $v_n =$

0,24 см<sup>2</sup>/с; густина нафти  $\rho_n = 0,9$  г/см<sup>3</sup>; фракційний склад пісчаної складової породи-колектора  $d > 0,25$  мм – 35%;  $d = 0,25 - 0,1$  мм – 38%;  $d = 0,1 - 0,01$  мм – 23%;  $d < 0,01$  мм – 4%.

Підставляючи числові дані у формулу (3.3) отримаємо

$$D_0 = \sqrt{\frac{32 \cdot 0,24 \cdot 0,0045}{0,32 \cdot 981}} = 1,04 \cdot 10^{-2} \text{ см} = 0,1 \text{ мм}.$$

Таким чином, всі частки за розміром менші 0,1 мм можуть бути винесені з шару на денну поверхню. З фракційного складу піску видно, що частки розміром менше 0,1 мм в породі складають всього 27 %. Тому винесення цих часток не порушить стійкості кістяка пласта-колектора.

Допускаючи винос з пласта часток піску  $d < 0,1$  мм, визначимо критичну швидкість їх виносу за формулою

$$V_{кр} = \frac{d}{\alpha\eta} \left[ 1 + \sqrt{1 + \frac{\alpha\eta K_0 K_\phi}{Q}} \right], \quad (3.4)$$

де  $V_{кр}$  – критична швидкість потоку, см/с;  $d$  – діаметр часток, що виносяться фільтраційним потоком ( $d < 0,1$  мм);  $\alpha$  – емпіричний коефіцієнт (для природних порід  $\alpha = 0,1-1,7$  с, для фракційного складу піску даної свердловини  $\alpha = 0,6$  с);  $\eta = \mu_n / \mu_b$  – фактор в'язкості – відношення абсолютних в'язкостей нафти і води при заданій температурі;  $K_\phi$  – коефіцієнт фільтрації

$$K_0 = \frac{2\rho_n}{3\rho_b} (\tau \sin\beta - \cos\beta), \quad (3.5)$$

де  $\rho_n$  – щільність часток породи, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_b$  – густина води, кг/м<sup>3</sup>;  $\tau$  – коефіцієнт тертя;  $\beta$  – кут між напрямом дії сили тяжіння часток, що виносяться та їх швидкістю.

При горизонтальному заляганні шару ( $\beta = 90^\circ$ ) коефіцієнт  $K_0 = 0,5$ . Для підстановки даних у формулу (3.4) визначимо значення  $\eta$

$$\eta = \frac{\mu_n}{\mu_b} = \frac{v_n \rho_n}{\mu_b} = \frac{0,24 \cdot 0,9}{10^{-2}} = 21,6. \quad (3.6)$$

Тоді

$$V_{кр} = \frac{0,01}{0,6 \cdot 21,6} \left[ 1 + \sqrt{1 + \frac{0,6 \cdot 21,6 \cdot 0,5 \cdot 0,0045}{0,01}} \right] = 0,0023 \text{ м/с} = 2 \text{ м/доб.}$$

У результаті отримаємо, що при цій швидкості фільтраційного потоку всі частку піску діаметром  $d < 0,1$  мм будуть винесені з шару, а частки діаметром більше ніж  $0,1$  мм, які складають кістяк шару, утримаються в пласті.

Іноді рівень рідини в колоні знижують за допомогою поршневання. Для цього на НКТ спускають спеціальний поршень. При опусканні поршня рідина через осьовий клапан потрапляє у внутрішню порожнину НКТ. При підйомі поршня клапан закривається, а рідина переливається на гирло. Глибина занурення поршня під рівень досягає 300 м. Цей спосіб застосовується в тих випадках, коли немає небезпеки викиду і не вимагається герметизувати гирло. Час освоєння цим способом набагато більше, ніж попередні [32].

Для освоєння пластів, що мають низький тиск пласт, і якщо пласти сильно забруднені, можуть використовуватися струминні апарати, що спускаються на бурильних трубах.

Визначемо тиск робочої рідини, що закачується насосними агрегатами при освоєнні свердловини струменевим апаратом який розміщений на глибині 4400 м. Діаметр робочої насадки апарата 5 мм, діаметри камери змішування 8 мм. Витрата робочої рідини 10 л/с. Очікуваний дебіт свердловини  $360 \text{ м}^3/\text{сут}$ ; густина робочого інжектваного і змішаного потоків  $\text{кг}/\text{м}^3$ . Втрати тиску в колоні і затрубному просторі відповідно 1,2 і 1,0 МПа/1000 м.

Коефіцієнт інжекції струменевого апарата

$$U = \frac{Q_i}{Q_p}, \quad (3.7)$$

де  $Q_i$  – інжектований потік;  $Q_p$  – робочий потік.

$$U = \frac{260}{10 \cdot 10^{-3} \cdot 60 \cdot 60 \cdot 24} = 0,301.$$

Площі характерних перерізів струменевого апарата

$$f = \frac{\pi}{4} d^2, \quad (3.8)$$

де  $f$  – площі робочого сопла на виході потоку, камери інжекції і камери змішування (відповідно  $f_p, f_i, f_3$ );  $d$  – діаметри робочого сопла на виході потоку, камери інжекції і камери змішування (відповідно  $d_p, d_i, d_3$ ).

$$f_p = \frac{3,14}{4} 0,005^2 = 0,0000196 \text{ м}^2;$$

$$f_3 = \frac{3,14}{4} 0,008^2 = 0,00005024 \text{ м}^2;$$

$$f_i = 0,00005024 - 0,0000196 = 0,00003064 \text{ м}^2.$$

Безрозмірний напір струменевого апарата

$$\frac{\Delta p_3}{\Delta p_p} = \frac{f_p}{f_3} \left( 1,75 + 1,07 \frac{\rho_p f_p}{\rho_i f_3} U^2 - 1,07 \frac{\rho_p f_p}{\rho_i f_3} (1 + U)^2 \right), \quad (3.9)$$

де  $\Delta p_3$  – різниця тисків змішаного та інжектованого потоків;  $\Delta p_p$  – різниця тисків робочого та інжектованого потоків;  $\rho_p, \rho_i, \rho_3$  – густини відповідно робочого, інжектованого і змішаного потоків.

Перед викликом притоку ( $U = 0$ )

$$\frac{\Delta p_3}{\Delta p_p} = \frac{0,0000196}{0,00005024} \left( 1,75 - 1,07 \frac{0,0000196}{0,00005024} \right) = 0,52.$$

Після виклику притоку ( $U = 0,301$ )

$$\frac{\Delta p_3}{\Delta p_p} = \frac{0,0000196}{0,00005024} \left( 1,75 + 1,07 \frac{0,0000196}{0,00005024} 0,301^2 - 1,07 \frac{0,0000196}{0,00005024} (1 + 0,301)^2 \right) = 0,423.$$

Втрати тиску в колоні і в затрубному просторі

$$\Delta p^* = 2,8 \cdot 1,2 = 3,36 \text{ МПа}, \quad \Delta p^{**} = 2,8 \cdot 1,0 = 2,8 \text{ МПа}.$$

Тиск в камері інжекції струменевого апарата: оскільки обмежень відносно зменшення тиску в підпакерній зоні немає можна зменшити тиск в камері інжекції до мінімально можливого значення  $p_i=0$

$$p_{p.p.} = \rho_p gH; \quad p_{p.з.} = \rho_3 gH, \quad (3.10)$$

де  $p_{p.p.}, p_{p.з.}$  – гідростатичний тиск стовпа робочої і змішаної рідини.

$$p_{p.p.} = p_{p.з.} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 4400 = 43,164 \text{ МПа}.$$

Тиск агрегату в викидній лінії поверхневого насоса

$$p_a = \frac{p_{p.з.} + \Delta p^{**}}{\Delta p_3 / \Delta p_p} - p_{p.п.} + \Delta p^* \frac{p_i [1 - (\Delta p_3 / \Delta p_p)]}{\Delta p_3 / \Delta p_p}, \quad (3.11)$$

на початковій стадії виклику припливу

$$p_a = \frac{43,164 + 2,8}{0,52} - 43,164 + 3,36 = 49,01 \text{ МПа};$$

після виклику припливу

$$p_a = \frac{43,164 + 2,8}{0,423} - 43,164 + 3,36 = 68,02 \text{ МПа}.$$

Розрахунки виконано за допомогою спеціальної прикладної програми, інтерфейс якої наведено в додатку Б.

Діаметр штуцера вибирають з таким розрахунком, щоб не виникло надмірно великої депресії, і не почалося руйнування скелета порід.

Дослідження свердловин проводиться з метою встановлення усіх промислових характеристик при певних режимах роботи [11, 32]: дебіту, газового чинника, забійних і пластових тисків, температур, коефіцієнта продуктивності свердловини, проникності і гідропровідності пласта, а також складу і властивостей пластової рідини. Режим роботи вважають стійким, якщо при цьому розмірі штуцера тиск на гирлі і забої, а також дебіт стабільні. Свердловину досліджують при 4 - 6 режимах. Спочатку при мінімальному діаметрі штуцера, потім діаметр збільшують. Дослідження на одному режимі вважаються закінченими, якщо два послідовні виміри тисків і дебітів співпадають.

## Розділ 4. Охорона праці

При виконанні робіт зі спорудження свердловин та обладнання систем експлуатації родовищ, необхідно дотримуватись наступних вимог [36].

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 протокольоно 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 об'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, проградуєрована 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 довбання 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.

## Розділ 5. Охорона навколишнього середовища

Видобування вуглеводнів, подальша розробка та експлуатація Опішнянського нафтогазоконденсатного родовища, спорудження свердловин, передбачається здійснювати одночасно з впровадженням заходів з охорони навколишнього 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 [3].

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 [37].

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 облад-

нанням; 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 оберігати 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 вогненебезпечних 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 ро-

зробки 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; пилевиками 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.

Всі члени бурової бригади, які приймають участь у приготуванні бурового розчину мають бути забезпечені засобами індивідуального захисту (респіраторами) та скляними окулярами.

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.

Основними факторами, що впливають на ґрунт, є механічні пошкодження і забруднення. Механічні пошкодження пов'язані з необхідністю проведення земляних робіт, роботою транспорту тощо.

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



## Розділ 6. Організація та економіка бурових робіт

Основними керівними документами, на підставі яких здійснюється весь комплекс споруджувальних робіт, є геолого-технічний наряд, наряд на виробництво бурових робіт і інструктивно-технологічна карта; зазначені документи бурова бригада отримує перед початком будівництва свердловини [14, 18].

Геолого-технічний наряд (ГТН) - це оперативний план роботи бурової бригади. Його складають на основі технічного проекту.

Наряд на виробництво бурових робіт складається з двох частин. У першій частині вказують номер і глибину свердловини, проектний горизонт, призначення її і спосіб буріння, характеристики конструкції свердловини, бурового устаткування і бурильної колони, терміни початку і закінчення робіт по нормах, витрати часу на буріння і кріплення окремих інтервалів і свердловини в цілому по нормах, планову і нормативну швидкості буріння, а також суму заробітної плати бригади [38].

Другу, основну частину наряду складає нормативна карта. Ця карта дозволяє визначити нормативну тривалість робіт від початку буріння до перфорації експлуатаційної колони. Для складання карти використовують матеріали ГТН і галузеві або затверджені для цієї площі норми часу на виконання усіх видів робіт. Для розробки нормативної карти свердловину розбивають на декілька нормативних пачок. У карті перераховують послідовно усі види робіт, які мають бути виконані при бурінні кожної пачки. Вказують витрати часу на кожен вид робіт по нормах і розраховують витрати часу на буріння і кріплення кожної ділянки і в цілому свердловини.

Інструктивно-технологічна карта призначена для поширення передового досвіду роботи, накопиченого в районі. Вона складається з трьох частин: режимно-технологічної, інструктивної і оперативного графіка будівництва. Карту складають на основі аналізу роботи бурових бригад і вахт, які добилися найбільш високих показників при бурінні свердловин на цій площі або при виконанні окремих видів робіт (наприклад, по спуску і підйому бурильних колон і

тому подібне). У режимно-технологічній частині поміщають рекомендації з вибору типорозміру доліт, забійних двигунів, параметрів режиму буріння і властивостей промивальних рідин, при використанні яких можуть бути досягнуті найбільш високі показники буріння.

У інструктивній частині освітлюють нові або досконаліші способи виконання окремих, передусім, найбільш трудомістких видів робіт, приводять рекомендації про раціональнішу організацію виробничого процесу з урахуванням особливостей конкретної ділянки площі.

Третя частина містить баланс часу буріння і кріплення з урахуванням рекомендацій, зроблених в перших двох частинах, і оперативний графік буріння свердловини в координатах "Глибина (м) - Тривалість (доба)". На графік нанесені дві криві: одна характеризує процес поглиблення свердловини по нормах, вказаних в нормативній карті; друга - процес поглиблення з урахуванням реалізації рекомендацій інструктивно-технологічної карти. Під час буріння буровий майстер на цей самий графік наносить третю криву, що показує фактичні витрати часу на буріння і кріплення. Зіставляючи фактичну криву з двома першими, бурова бригада має можливість контролювати виконання нормативних показників поглиблення свердловини і зіставляти свою роботу з кращими досягненнями на площі.

Фактична картина будівництва свердловин створюється на підставі оперативного і статистичного обліку результатів бурових робіт.

Оперативний і статистичний облік результатів бурових робіт здійснюється шляхом заповнення і затвердження певного числа документів, що охоплюють усі основні етапи будівництва свердловини.

Документи діляться на первинні (початкові) і підсумкові (узагальнювальні).

До первинних відносяться добовий рапорт бурового майстра, акти результатів кріплення і добовий рапорт по закінченню, освоєнню і випробуванню свердловини та ін. До підсумкових - усі форми галузевої статистичної звітності.

У разі промислового випробування та впровадження інноваційних методів освоєння пластів виникає необхідність оцінки їх ефективності. На стадії дослідних робіт це необхідно, щоб приймати рішення про доцільність промислового впровадження методу, а на стадії промислового впровадження, щоб визначити ефективність від затрачених коштів.

Об'єктивна екстраполяція показників видобутку нафти та інших показників розробки покладу чи вибраних ділянок – головний та найбільш точний на сьогоднішній день спосіб визначення технологічного ефекту за фактичними результатами дослідно-промислових робіт або промислового впровадження методу освоєння пластів.

Існують різні способи аналізу ефективності методів освоєння, що базуються на знаходженні емпіричної залежності зміни показників розробки базового варіанту в період до початку застосування методу і екстраполяції її на майбутній період його застосування.

Показником економічної ефективності методів освоєння пластів може бути річний економічний ефект [59]. Його можна визначати на основі зіставлення приведених витрат базового варіанту розробки та варіанту з застосуванням методу. Приведені витрати  $B$  являють собою суму собівартості і нормативного прибутку:

$$B = C + E \cdot K, \quad (6.1)$$

де  $C$  – собівартість видобутку нафти, грн./т;  $K$  – питомі капітальні вкладення у виробничі фонди, грн./т;  $E$  – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень.

При визначенні річного економічного ефекту повинна забезпечуватись порівняльність базового і впроваджуваного варіантів розробки родовища за об'ємом видобутку нафти. Для зіставлення приведені витрати в базовому варіанті збільшуються на суму, яка необхідна для одержання того ж об'єму нафти, що і у варіанті з застосуванням інноваційного методу освоєння. Збільшення приведених витрат дорівнює добутку додатково видобутої нафти на спеціаль-

ний норматив питомих приведених витрат на одну тону приросту видобутку нафти.

Попередня оцінка може бути проведена на підставі зіставлення витрат на приготування пінних систем за існуючим та проєктованим способами (табл. 6.1).

Таблиця 6.1

*Узагальнені витрати на приготування 10м<sup>3</sup> пінної системи*

Найменування витрат	Одиниця вимі- ру	Існуючий спосіб	Ежекційний спосіб
Витрата електроенергії на роботу компресора	кВт/грн.	36/60,48	16/26,88
Витрата води для приготування пін	м <sup>3</sup> /грн.	0,0048/0,0576	0,003,6/0,0432
Витрата ПАР для приготування концентратів	кг/грн.	1,2/456	0,9/288
Економічний ефект	грн.	201,6144	

Дані табл. 6.1 свідчать про зниження матеріально-енергетичних витрат на приготування пінних систем у разі застосування пропонованої технології на 61% у порівнянні з існуючим способом, що доводить економічну обґрунтованість і доцільність впровадження розробленої методики.

## Висновки

1. Розробка Опішнянського нафтогазоконденсатного родовища, промислова продуктивність якого пов'язана з піщано-алевролітовими колекторами карбону – башкирського, серпуховського і візейського ярусів є складовою регіональної програми розвитку паливно-енергетичного комплексу Полтавської обл.

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 устя 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 проекті комплексно розглянуті питання розробки досконалої програми удосконалення прогресивних методів освоєння продуктивних горизонтів.

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 на прикладі правил безпеки при виконанні бурових робіт на прикладі Опішнянського родовища.

## 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. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 490 с.
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. Дмитриев А.Ю. Основы технологии бурения скважин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 216 с.
19. Давиденко А.Н., Игнатов 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. Масленников И.К. Буровой инструмент. Справочник. – М.: Недра, 1989. – 430 с.
22. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
23. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1990. – 380 с.
24. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных скважин. Пер. с англ. – М.: Недра, 1989. – 412 с.
25. Горбійчук М.І. Оптимізація процесу буріння глибоких свердловин / М.І.Горбійчук, Г.Н.Семенов // Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 493с.

26. Семенцов Г.Н. Основи моніторингу технологічних об'єктів нафтогазової галузі / Г.Н. Семенцов, М.М.Дранчук, О.В. Гутак, Я.Р. Когуч, М.І. Когутяк, Я.В. Куровець.– Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – 808 с.
27. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник. – М: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 848 с.
28. Давиденко О.М., Ігнатов А.О. Пряма й зворотна схеми очищення при бурінні свердловин // Держ. вищ. навч. закл. «Нац. гірн. ун-т». – Д.: ДВНЗ «НГУ», 2012. – 101 с.
29. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – М.: Недра, 1987. – 304 с.
30. Маковей Н. Гидравлика бурения. Пер. с рум. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
31. Нафтогазова механіка: навч. посібник / О. В. Потетенко, Н. Г. Шевченко, К. А. Миронов та ін. – Харків: НТУ ХП, 2013. – 160 с.
32. Овчинников В.П. Заканчивание скважин. – Томск: Изд-во ТПУ, 1995. – 237 с.
33. Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С. Техника и технология капитального ремонта скважин. – М.: Недра, 1987. – 316 с.
34. Прогресивні технології спорудження свердловин / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. – 164 с.
35. Новые технологии капитального ремонта скважин. – М.: Тасис, 1996. - 400 с.
36. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
37. ДСТУ 41-00 032 626-00-007-97. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт.
38. Лесюк О.І.Організація і управління виробництвом: нафтогазовий комплекс / О.І. Лесюк – Івано-Франківськ: Місто НВ. – 1999. – 507 с.



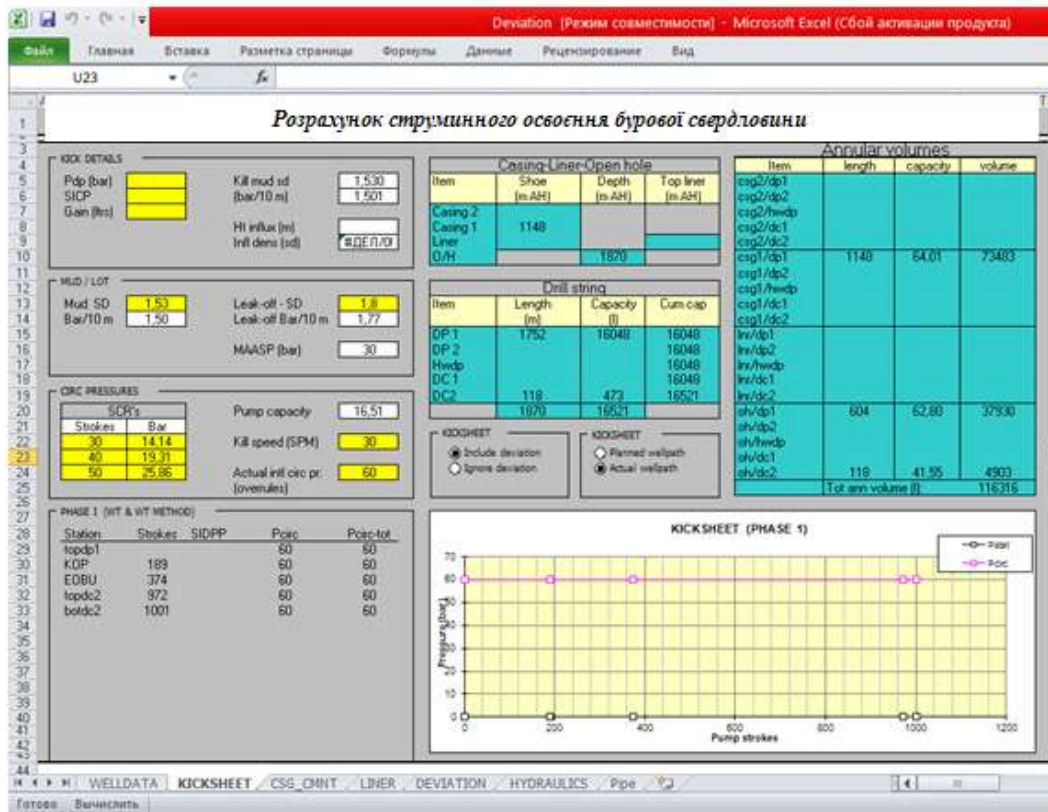
39. Витвицький Я.С. Економіка нафтогазових підприємств: навч. посіб. за заг. та наук. ред.. Я.С. Витвицького та М.О. Данилюка / Я.С. Витвицький, У.Я. Витвицька, І.М. Метошоп, В.М. Кузьмин та ін. – Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2013. – 604 с.

**ДОДАТОК А**  
**Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи**

<b>№</b>	<b>Формат</b>	<b>Позначення</b>	<b>Найменування</b>	<b>Кількість аркушів</b>	<b>Примітка</b>
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.КР.20.06.ПЗ	Пояснювальна записка	92	
5					
6		НГІБ.КР.20.06.ДМ	Демонстраційний матеріали	16	
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	

## ДОДАТОК Б

Вікно прикладної інженерної програми розрахунку струминного освоєння бурової свердловини, що створена в середовищі EXCEL



## ДОДАТОК В

### ВІДЗИВ

на кваліфікаційну роботу магістра на тему: «Розробка технології буріння свердловин для умов Опішнянського нафтогазоконденсатного родовища з удосконаленням методів освоєння продуктивних горизонтів» студентки групи 185м-19-1 ГРФ, Охлопкової Анастасії Анатоліївни

1. Метою кваліфікаційної роботи магістра є оволодіння методами самостійного рішення інженерних задач, обробка й узагальнення результатів досліджень шляхом комплексного використання отриманих у процесі навчання знань, навичок та умінь.

2. Розробка Опішнянського нафтогазоконденсатного родовища, промислова продуктивність якого пов'язана з піщано-алевролітовими колекторами, є складовою регіональної програми розвитку паливно-енергетичного комплексу Полтавської обл. Вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби та працевлаштування місцевого населення.

3. Тема кваліфікаційної роботи безпосередньо пов'язана з об'єктом діяльності магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології».

4. Тема та зміст роботи відповідає освітньо-професійній програмі підготовки магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології», зокрема в розділі удосконалення технології спорудження нафтових і газових свердловин та організаційної діяльності у відповідності до вимог сучасного виробництва та конкурентоспроможної економіки.

5. Практичне значення та оригінальність технічних рішень полягає в наступному: розроблено вдосконалену технологію буріння свердловин, що базується на показниках підвищення механічної швидкості та ступеню безпечності виконання бурових робіт при розробці тектоніко-екранованого нафтогазового родовища.

6. Роботу виконано із застосуванням, зокрема, пакетів прикладних програм Excel, Matncad, Компас 3D.

7. Робота оформлена відповідно до діючих стандартів.

8. Ступінь самостійності виконання кваліфікаційної роботи високий.

9. За умов відповідного захисту, кваліфікаційна робота заслуговує оцінки «добре» (86 балів).

10. Значних недоліків, які б слугували підставою для зниження зазначеної оцінки, кваліфікаційна робота не містить.

Керівник кваліфікаційної роботи,  
завідувач кафедри НГІБ \_\_\_\_\_

Коровяка Є.А.