

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

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра  
(бакалавра, магістра)

студента Капітанова Микити Артемовича  
(ПІБ)

академічної групи 185-19ск-1 ГРФ  
(шифр)

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

спеціалізації \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»  
(офіційна назва)

на тему Створення інженерної методики ліквідації поглинань промивальної рідини в бурових свердловинах  
(назва за наказом ректора)

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

Дніпро  
2022

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коровяка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« 25 » квітня 2022 року**ЗАВДАННЯ**

на кваліфікаційну роботу

ступеня бакалавра

(бакалавра, магістра)

студенту Капітанову Микиті Артемовичу академічної групи 185-19ск-1 ГРФ

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

спеціалізації \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»на тему Створення інженерної методики ліквідації поглинань промивальної рідини в бурових свердловинах

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15.04.2022 р. № 203-с.

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	<i>Гірничо-геологічна, географічна і геофізична характеристика типової ділянки проведення бурових робіт з нафтогазовидобутку. Проектування технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах вуглеводневого родовища з урахуванням властивостей непродуктивних горизонтів та пластових умов порід-колекторів, а також розробка технології відпрацювання нафтового покладу, що базується на прогресивних прийомах і методах виконання свердловинних робіт, спрямованих на усунення поглинань бурової рідини.</i>	06.06.22 р.
Охорона праці та навколишнього середовища	<i>Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.</i>	10.06.22 р.

Завдання видано \_\_\_\_\_ Ігнатов А.О.

(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі 25.04.2022 р.Дата подання до екзаменаційної комісії 15.06.2022 р.Прийнято до виконання \_\_\_\_\_ Капітанов М.А.

(підпис студента) (прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 85 с., 16 рис., 11 табл., 2 додатки, 30 джерел.

РІДКІ ВУГЛЕВОДНІ, РОЗВІДУВАЛЬНО-ЕКСПЛУАТАЦІЙНА СВЕРДЛОВИНА, БУРОВЕ ДОЛОТО, КОЛОНА ОБСАДНИХ ТРУБ, РЕЖИМ, ТИСК, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА, ТЕХНОЛОГІЯ.

Сфера застосування – галузь буріння нафтових та газових свердловин.

Об'єкт розроблення – технологія виконання бурових та внутрішньосвердловинних робіт, що ґрунтується на базових даних стосовно промислової ділянки Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища Чернігівської обл.

Мета роботи – підвищення техніко-економічних показників та ступеню безпеки і надійності виконання робіт при спорудженні розвідувально-експлуатаційних свердловин за умов виникнення поглинань промивальної рідини (технологія адаптована до застосування в свердловинах Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища, продуктивний нафтовий об'єкт якого представлений вторинно-поровим гранулярним карбонатним колектором).

Новизна одержаних результатів – обґрунтовано вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід; розроблено параметри бурового розчину такої густини, що забезпечує необхідний протитиск на нафтогазоносні горизонти; запропоновано прогресивні технічні рішення та технологічний супровід процесу буріння і ліквідації свердловинних ускладнень; висвітлено деякі заходи щодо покращення якості випробовування продуктивних горизонтів. Всі висунуті положення базуються на даних відносно фізико-механічних і петрографічних параметрів гірських порід, технологічних вимог до буріння, умов залягання водоносних і продуктивних горизонтів.

Практичні результати – запропоновано технологію розробки нафтового покладу, що базується на прогресивних прийомах і методах виконання свердловинних робіт, спрямованих на усунення поглинань бурової рідини.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – підвищення техніко-економічних показників та ступеню безпеки свердловинних робіт за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології виконання.

## ЗМІСТ

	ВСТУП.....	5
Розділ 1	Геолого-технічні та географічні умови проведення бурових робіт.....	6
1.1	Характеристичні відомості про район проектних робіт.....	6
1.2	Укрупнена геологічна характеристика району робіт та гірничо-геологічні умови буріння свердловин.....	10
Розділ 2	Техніко-технологічна частина кваліфікаційної роботи.....	20
2.1	Вибір і обґрунтування раціональної конструкції та способу буріння свердловини.....	20
2.2	Вибір раціональних типорозмірів породоруйнівного інструменту.....	26
2.3	Вибір конструкції та компонування бурильної колони.....	29
2.4	Вибір раціональних режимів буріння.....	34
2.5	Вибір необхідного бурового обладнання.....	41
2.6	Можливі ускладнення та аварії при бурінні.....	44
Розділ 3	Основні технологічні параметри інженерної методики ліквідації поглинень промивальної рідини в бурових свердловинах.....	47
3.1	Особливості і взаємозв'язок між різними явищами процесу циркуляції пінних систем.....	47
3.2	Оцінка властивостей активованих рідин для створення пінних систем.....	50
3.3	Визначення композиційних рецептур пінних систем та техніко-технологічних засобів їх створення.....	56
3.4	Приклад проектування екологічно обґрунтованої програми розробки родовища.....	64
Розділ 4	Охорона праці та навколишнього середовища.....	69
	ВИСНОВКИ.....	80
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	81
	ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	84
	ДОДАТОК Б Відзив на кваліфікаційну роботу.....	85

## ВСТУП

Необхідно відмітити, що з усіх видів енергетичних ресурсів близько двох третин потреб забезпечується за рахунок вуглеводнів. Неможливо собі представити сьогодні сучасний транспорт і усе різноманіття рухової техніки без паливно-мастильних матеріалів, основою яких служать нафта і газ. Ці багатства земних надр добуваються і споживаються у величезних кількостях.

Родовища вуглеводнів формуються у різноманітних геологічних умовах: на платформах і у геосинкліналях, на суші і у морських акваторіях, у поверхневих товщах та на великих глибинах, в осадових та кристалічних породах.

Розвиток нафтової і газової промисловості передбачає широке використання бурових робіт з метою пошуку, розвідки і розробки відповідних покладів.

Нафтогазова справа належить до небезпечних виробництв, аварії на яких з різних організаційних, технологічних і технічних причин ведуть до великих витрат і втрат. Саме тому технологічні прийоми буріння нафтових і газових свердловин повинні постійно удосконалюватися, особливо в зв'язку із збільшенням об'ємів робіт з глибокого і надглибокого буріння, у тому числі на акваторіях, а також із зростаючими потребами буріння похило-спрямованих і горизонтальних свердловин.

Ефективність розробки вуглеводневих родовищ ґрунтується на володінні не тільки загальними відомостями про геометричні розміри продуктивних пластів в умовах залягання, але й детальними даними про їх структуру, колекторські властивості та ступінь нафтогазонасичення та нафтогазовилучення.

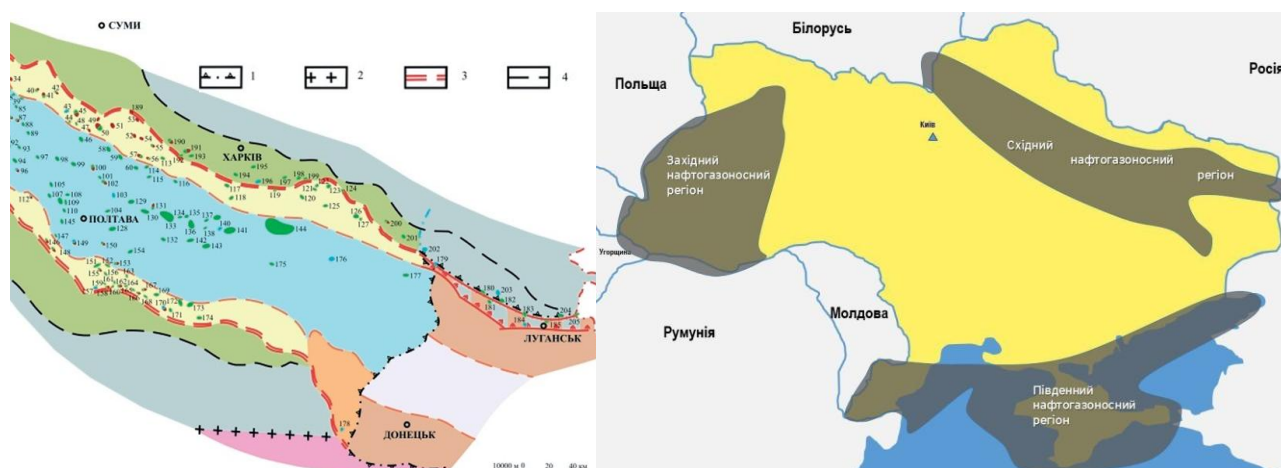
Спорудження свердловин відноситься до високотехнологічних і витратних процесів, які здійснюються за допомогою специфічних техніки і технологій. Підвищення ефективності буріння вимагає удосконалення існуючих, розробки та впровадження інноваційних технологій, застосування високопродуктивних бурових установок, обладнання та інструменту.

Метою даної роботи є розробка прогресивної технології буріння що базується на прогресивних прийомах і методах виконання свердловинних робіт, спрямованих на усунення поглинань бурової промивальної рідини.

## **Розділ 1. Геолого-технічні та географічні умови проведення бурових робіт**

### **1.1 Характеристичні відомості про район проектних робіт**

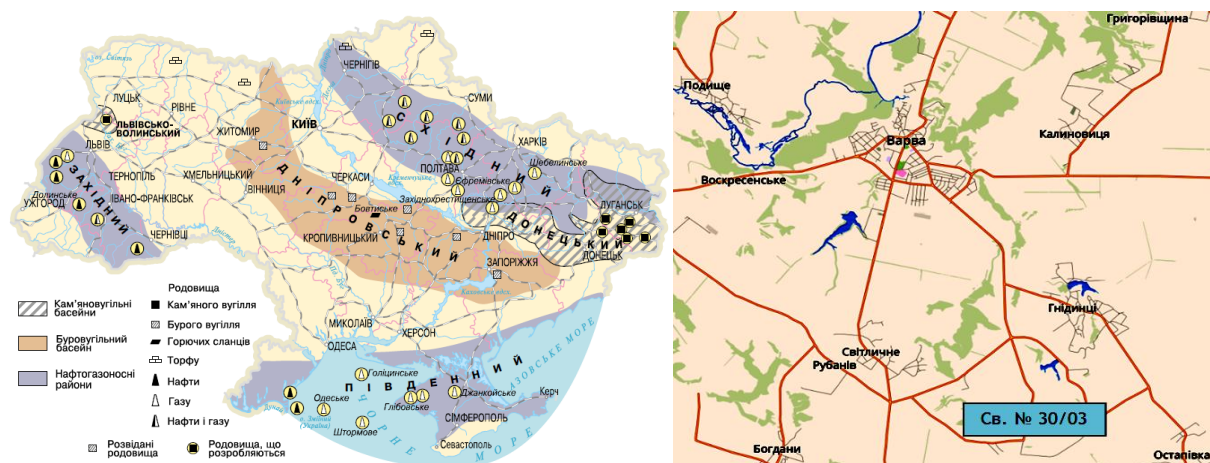
Розглядувана ділянка проектних робіт Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища (НГКР) належить до Глинсько-Солохівського газонафтоносного району Східного нафтогазоносного регіону України (рис. 1.1) [1]. Його представляє Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область (ДДНГО), що є частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносної провінції. У тектонічному плані область розташована у межах однойменної западини, яка входить до складу трансконтинентального Сарматсько-Туранського лінеаменту, який перетинає Східноєвропейську платформу з південного сходу на північний захід і відокремлює Український кристалічний щит від Руської плити. ДДНГО, як структурний елемент Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), має північно-західне простягання завдовжки до 950 км і завширшки 100 - 150 км та є авлакогеном блокової будови; останній обмежений регіональними розломами, що простежуються з північного заходу на південний схід за межі її території [2].



**Рисунок 1.1. Схема геологічного районування Східного нафтогазоносного регіону України; межі: 1 – Східноєвропейської платформи; 2 – Українського кристалічного щита; складових частин западини: 3 – палеозойського грабена; 4 – мезокайнозойської синеклізи**

Гнідинцівське НГКР [3] (рис. 1.2) відкрито бурінням свердловини № 1 у 1959 р., при випробуванні якої з пермських відкладів отримано фонтан нафти дебітом 164,7 т/добу. У цьому ж році родовище прийняте на Державний баланс. У 1960 р. встановлена промислова нафтоносність відкладів верхнього карбону.

У 1961 р. після завершення розвідки скупчень нафти в пермсько-верхньокам'яновугільних утвореннях були проведені розрахунки її запасів. У 1962 р. пробурена перша експлуатаційна свердловина проектною глибиною 1880 м. На площі пробурено понад 150 свердловин, з яких 46 пошукові і розвідувальні. Режим розробки нафтових скупчень водонапірний, газоконденсатних – газоводонапірний [4].



**Рисунок 1.2.** Карта розміщення корисних копалин по території України та оглядова карта району проектних робіт (Гнідинцівське НГКР)

Нафтові поклади масивно-пластові, стратиграфічно і літологічно обмежені або масивно-пластові; газоконденсатні – пластові, тектонічно екрановані та частково літологічно обмежені із загальним початковим водонафтовим контактом на абсолютній відмітці – 1623,5 м.

В розглядуваному районі ведуться геологорозвідувальні роботи на нафту і газ. Поблизу площі робіт розташовані Кибинцівське, Малосорочинське, Радченківське та інші родовища.

В адміністративному відношенні об'єкт проєктованих робіт розташований в межах території Гнідинцівської селищної ради колишнього Варвинського, а нині Прилуцького району Чернігівської області [5].

Майданчик споруджування знаходиться на відстані 950 м на північ від найближчої житлової забудови. Найближчими населеними пунктами до ділянки робіт є селище Варва, села – Гнідинці, Світличне, Ященків, Богдани, Рубанів,

Остапівка. Найбільш крупними населеними пунктами у районі родовища є міста Прилуки, Пирятин, Лохвиця.

Найближчі залізничні лінії: з заходу Прилуки - Пирятин - Гребінка, зі сходу Ромни - Ромодан, з півночі Прилуки - Ромни, з півдня Гребінка - Ромодан. На захід і південь від площі робіт проходить автомагістраль Прилуки - Пирятин - Чорнухи - Лохвиця, на північ – автомагістраль Ромни – Прилуки.

Район належить до недостатньо вологої агрокліматичної зони. Ґрунти - чорноземи типові, малогумусні, легкосуглинкові.

Виділяють такі інженерно-геологічні елементи [6], в межах яких ґрунти є статично однорідними за складом та властивостями: ґрунтово-рослинний покрив – суглинок темно-сірий до чорного, твердий, товщина шару  $0,3 \div 0,7$  м; суглинок льосовидний, легкий буровато-жовтий, макропористий, карбонатизований, твердий, просадний, товщина шару  $1,6 \div 2,8$  м; суглинок льосовидний, важкий, бурий, твердий, карбонатизований, товщина шару  $1,3 \div 2,6$  м; суглинок легкий, льосовидний, палево-жовтий, карбонатизований, напівтвердий, товщина шару  $1,0 \div 2,3$  м; супісок важкий, коричнево-бурий, середньої щільності, напівтвердий, товщина шару  $0,7 \div 2,5$  м.

Головні корисні копалини району: нафта, газ, пісок, глина, торф.

В географічному відношенні територія бурового майданчика розташована у Лівобережно-Дніпровській лісостеповій фізико-географічній провінції, у північній частині Полтавської рівнини [2].

У тектонічному відношенні район буріння знаходиться в західній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Гідрографічна сітка району представлена річками басейну Дніпра: Удай, Рудка, Варниця, Глинна, Озерянка, Журавка, Многа. Живлення рік здійснюється як за рахунок атмосферних опадів, так і за рахунок підземних вод, особливо у посушливі періоди року. Несприятливі фізико-геологічні процеси та явища відсутні.

Місце передбачуваного споруджування свердловини незабудоване.



Клімат району помірно-континентальний, недостатньо вологий, теплий, сприятливий для розвитку сільського господарства.

Однією з основних характеристик термічного режиму є середньорічна температура повітря, яка дорівнює  $7^{\circ}\text{C}$  вище нуля. Її характеризують повільні зміни температури влітку і взимку та різкі коливання восени і весною. Середня мінімальна температура повітря випадає на січень місяць і становить  $-7,2^{\circ}\text{C}$  нижче нуля. Найхолодніші місяці – січень і лютий. Зима тривала, але порівняно тепла, хоча і з морозними погодними умовами і снігом. Взимку за рахунок частоті зміни повітряних мас погода не є стійкою. В середньому за зиму буває до десяти відлиг. Сніжний покрив від 30 см до 50 см, в основному, з грудня по березень. Глибина промерзання ґрунту – 1,0 м. Тривалість зимового періоду в середньому – 90 діб.

Літо в даному регіоні тепле, висота сонця над горизонтом найбільша, найдовші дні, найбільша за рік кількість сонячної радіації, тому земна поверхня і повітря інтенсивно прогриваються. Літній період триває від 90 до 100 днів. Абсолютний максимум температури повітря –  $38^{\circ}\text{C}$  вище нуля, найтепліший місяць – липень з середньою температурою  $27,5^{\circ}\text{C}$  вище нуля. Закінчується літній період після переходу температури через  $15^{\circ}\text{C}$  вище нуля у бік зниження, що відбувається у першій декаді вересня.

Одним із важливих елементів гідрогеологічного режиму є опади. В даному районі середньорічна кількість опадів складає від 520 до 560 мм, із них 376 мм випадає у теплий період (квітень - жовтень), в холодний період (листопад - березень) знижується до 251 мм.

Напрямок вітрів взимку переважно південно-західний, влітку – східний з максимальною швидкістю до 20 м/с. Вітровий режим визначається умовами загальної циркуляції атмосфери і особливостями рельєфу.

Поверхневі води знаходяться на значній відстані від місця проведення робіт (найближча водойма на відстані 950 м від проектованої свердловини).

Головна промислова галузь району – нафтогазопереробка [4]. У програмі соціально-економічного розвитку району питома вага об'єму промислової про-

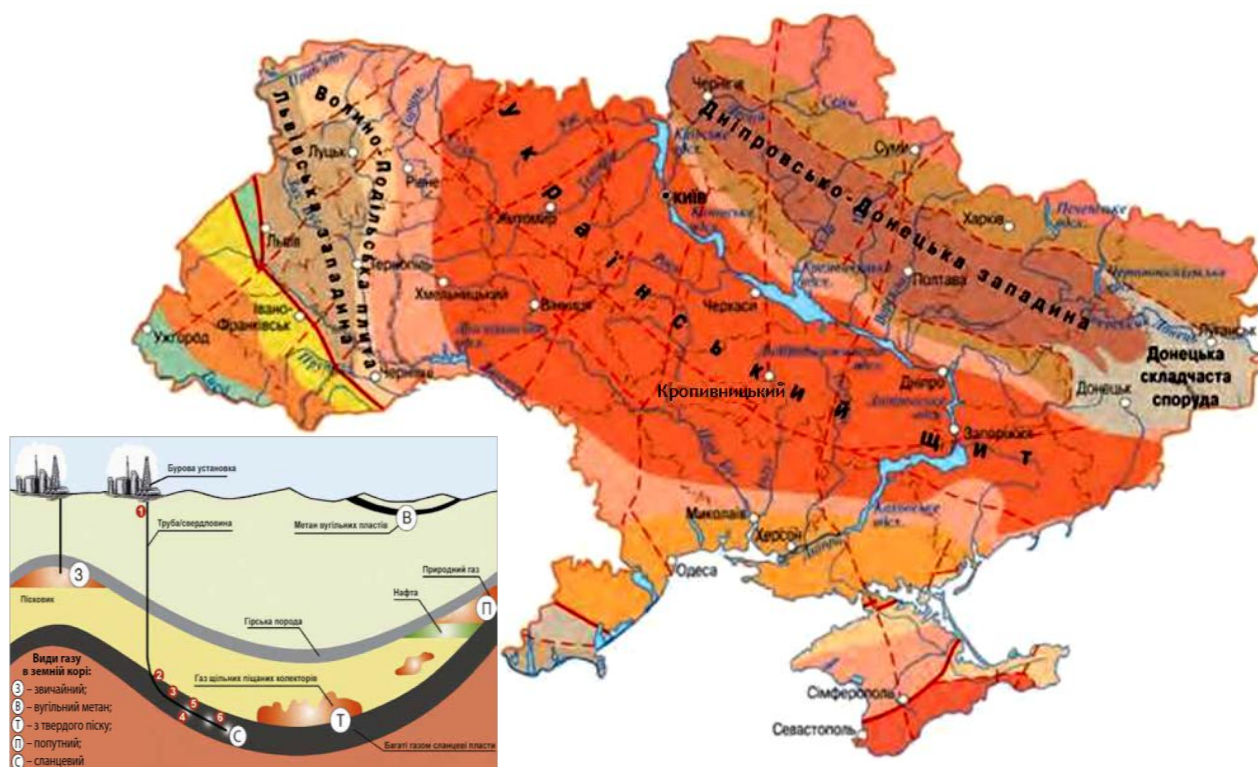
дукції Гнідинцівського газопереробного заводу ПАТ «Укрнафта» становить 98,9%. До основних цехів відносяться: цех підготовки і стабілізації нафти, переробки газу, компресорний та відвантаження. Продукцією заводу є зріджений газ, стабільний газовий бензин і відбензинений газ.

Згідно чинного законодавства для проведення робіт зі споруджування свердловини має бути відведена земельна ділянка під буровий майданчик, який повинен мати площу достатню для розміщення бурового обладнання, привезаних споруд, службових та побутових приміщень та ін. з урахуванням екологічних, санітарних, протипожежних вимог.

Позитивним аспектом розробки родовища є створення нових робочих місць та забезпечення потреб населення послугами відповідних підприємств.

### ***1.2 Укрупнена геологічна характеристика району робіт та гірничо-геологічні умови буріння свердловин***

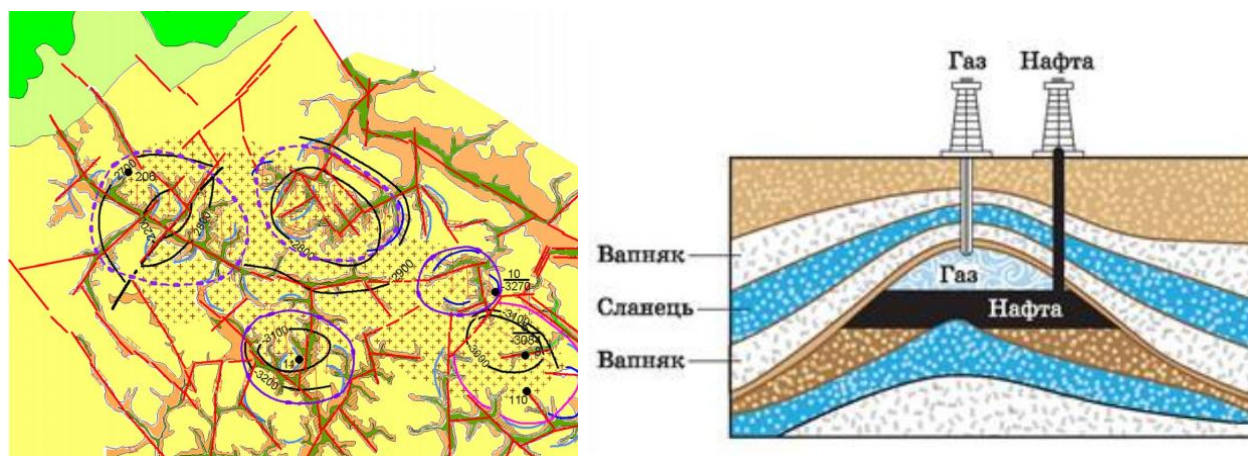
Як відомо, ДДЗ є великою тектонічною структурою на північному сході України (рис. 1.3), а на її структурну складову ДДНГО, за усередненими оціночними даними, припадає понад 80% вітчизняного видобутку нафти й газу [8].



**Рисунок 1.3. Тектонічна карта України**

ДДЗ заповнена осадовими (глини, глинисті сланці, піски, піщаники, алеврити, алевроліти, мергелі, вапняки й ін.) і вулканічними (діабази, трахібазальти, трахіандезіти, туфи, феноліти й ін.) гірськими породами, а також кам'яною сіллю, гіпсом і ангідритом. Соляні куполи й складки часто містять промислові родовища нафти й газу. Геологічній будові ДДЗ притаманне глибоке залягання кристалічного фундаменту з поступовим зменшенням глибини залягання з півдня на північ.

Відповідно до даних літературних і промислових джерел інформації, відомо наступне [9]: в осадових породах мезозою ДДЗ існує 16 нафтогазоносних горизонтів в 9 родовищах нафти й газу; у ранньопермських-пізньокам'яновугільних породах ДДЗ – 46 продуктивних горизонтів в 27 родовищах; у середньокам'яновугільних відкладах ДДЗ – 163 продуктивних горизонтів в 36 родовищах; у ранньокам'яновугільних формаціях ДДЗ – 411 продуктивних горизонтів в 86 родовищах; у девонських відкладах ДДЗ – 2 продуктивних горизонти в 2 родовищах.

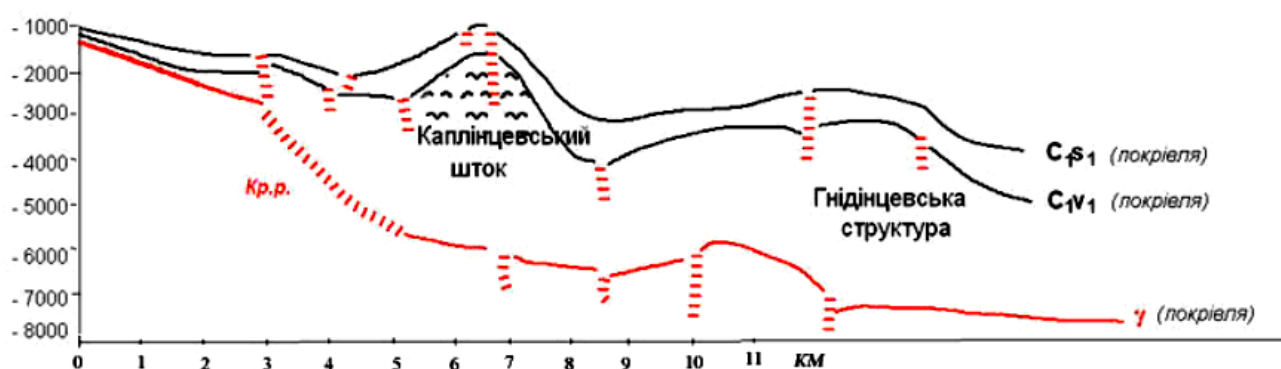


*Рисунок 1.4. Структурно-геоморфологічна модель Гнідинцівського родовища*

ДДЗ в сучасному рельєфі відповідає лінійно витягнуте пониження північно-західного простягання з мінімальними абсолютними відмітками рельєфу по осьовій частині. Максимальні висоти фіксуються в межах бортів западини (північному та південно-східній частині південного борту) [2]. Структурні елементи осадового чохла знаходяться в складному взаємовідношенні з рельєфом фу-

ндаменту, який має нерівності та утворення, що виникли у зв'язку з переміщенням ділянок та блоків фундаменту (рис. 1.4).

Структури осадового чохла розвиваються у зв'язку з рухами блоків фундаменту. Простежується прямий зв'язок між при піднятими блоками фундаменту, брахіантиклинальними складками у відкладах візейського, серпуховського ярусів нижнього карбону, покрівлі київських мергелів палеогену та блоковою будовою рельєфу (рис. 1.5).



**Рисунок 1.5.** Графік відображення глибинних структур Гнідинцевської нафтогазоносної структури

При розкритті покладів нафти й газу ДДНГО, що розташовуються на глибині 360 - 5800 м та 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 і 5 - 500 т/доб нафти [4]. 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 вміщуються такі компоненти, %: метан 61,01 - 9,84; етан 0,10 - 20,0; 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.

Процеси нафтогазовидобутку безпосереднім чином пов'язані з особливостями геологічної будови гірських порід, у яких залягають означені вуглеводні. Знаходження нафти й газу пов'язане з комплексом осадових порід земної кори;

головні складові останнього – піщаники, глини й алевроліти. Піщаники являють собою осадову гірську породу зцементованого піску, який складається із зерен кварцу, часто з домішкою польового шпату. Розмір часток піску коливається від 2 до 0,1 мм. У випадку Гнідинцівського НГКР продуктивний нафтовий об'єкт представляє собою вторинно-поровий гранулярний карбонатний колектор, що є доломітизованим пісковиком і відноситься до кавернозно-порового типу.

Породам-колекторам [10] властиві дві ознаки: пористість і проникність. Пористість характеризує обсяг порожнеч у породі, проникність – здатність породи пропускати крізь себе нафту, газ і воду під дією перепаду тиску. Не всі пористі породи проникні для нафти й газу, це залежить від розміру пор. Так, пори, що мають розмір 0,0002 м (субкапілярні пори), практично непроникні при досяжних перепадах тиску.

Для забезпечення нагромадження й збереження нафти й газу в пористому проникному пласті-колекторі необхідно, щоб він перекривався непроникними породами [15]. Такими породами можуть бути глини або алевроліти.

У геологічному розрізі ДДНГО виділяють складчасту основу і платформний покрив [9]. Останній представлений девонськими, кам'яновугільними, пермськими, тріасовими, юрськими, крейдовими, палеогеновими, неогеновими і четвертинними відкладами. За даними геолого-геофізичних досліджень, у південно-східній частині ДДЗ прогнозується розвиток рифейських і, можливо, нижньопалеозойських утворень. У літологічному відношенні розріз западини складають переважно теригенні породи. Крім того, тут розвинуті три соленосні товщі (нижньо-пермська, фаменська, франська), дві ефузивні в девоні, а також карбонатні – у верхній крейді, нижньобашкирському, нижньовізейському і турнейському ярусах. Сумарна товщина відкладів змінюється від 1 до 16 км. Характерною особливістю будови Дніпровського грабена є розвиток солянокупольної тектоніки, що обумовило формування локальних структур.

Кристалічний фундамент прогину складений гнейсами різного петрографічного складу, амфіболітами, кристалічними сланцями, гранітами, а також

комплексом основних і ультраосновних порід архейського та протерозойського віку, стратиграфічні й структурні взаємовідношення яких здебільшого не виявлені.

Найдревнішими, з геологічної точки зору, для розглядуваного району є верхньофранські відклади, які представлені євланівсько-лівенською товщею, що складена сульфатно-карбонатними породами, інколи з прошарками мергелів та ангідритів. На сусідніх площах у розрізі франу присутні вулканогенні утворення [7].

Нижньофаменський під'ярус ( $D_3fm_1$ ) представлений задонсько-єлецькими теригенно-карбонатними породами – слюдистими польовошпат-кварцовими пісковиками, алевролітами та аргілітами, що перешаровуються та часто переходять в слюдисті алевроліти, а також щільними вапняками і мергелями.

Кам'яновугільні породи залягають на розмитій поверхні девону. Вона представлена нижнім, середнім та верхнім відділами. Нижній відділ поділяється на турнейський, візейський та серпуховський яруси.

Турнейський ярус ( $C_{1t}$ ) складений теригенними породами з прошарками карбонатних різновидів. Візейський ярус ( $C_{1v}$ ) з неузгодженням залягає на турнейських і, місцями, девонських відкладах. Розріз візе поділяється на нижньовізейський та верхньовізейський під'яруси. Нижньовізейські відклади представлені піщано-глинистою та карбонатно-глинистою товщами. Відклади пізнього візе неузгоджено залягають на ранньовізейських утвореннях. Вони поділяються на дві літологічні товщі: нижню – глинисто-карбонатну з прошарками темно-сірих пісковиків і верхню – глинисто-алеврито-піщану з прошарками вапняків. Породи серпухівського ярусу ( $C_{1s}$ ) залягають на розмитій поверхні візейських відкладів. Вони представлені глинистим розрізом з прошарками пісковиків і алевролітів, зрідка вапняків і вугілля.

Середній карбон складений теригенно-карбонатними породами башкирського і московського ярусів, типовими для всієї ДДЗ. Утворення башкирського ярусу ( $C_2b$ ) неузгоджено залягають на породах нижнього карбону і поділяються на дві товщі: нижню (товщиною до 100 м) – карбонатно-глинисту і верхню –

аргіліто-алеврито-піщану. Відклади московського віку ( $C_2m$ ) узгоджено перекривають башкирські. Літологічно виражені пісковиками і алевролітами, що перешаровуються з аргілітами.

Пізньокам'яновугільні відклади представлені піщано-глинистою товщею.

Пермська система неузгоджено залягає на породах карбону. Вона складена глинисто-карбонатними та сульфатно-хемогенними утвореннями ранньої пермі (асельський ярус) – пісковиками, глинами, вапняками, доломітами, ангідритами.

Відклади тріасового періоду трансресивно залягають на пермських і представлені нижнім та середнім відділами. Нижній відділ складений поліміктовими пісковиками та строкатобарвними глинами.

Юрська система представлена середнім та верхнім відділами. Середній відділ (батський та байоський яруси) складений алевролітами і глинами, верхній (келовейський, оксфордський та кімеріджський яруси) – глинами сірими з прошарками пісковиків та мергелів.

Крейдова система представлена нижнім і верхнім відділами. Верхня крейда (сеноманський, туронський, коньякський, сантонський, кампанський та маастрихтський яруси) за літолого-фаціальними ознаками поділяється на дві товщі: нижню – теригенну (сеноманський ярус) і верхню (решта розрізу). Нижня товща складена кварцовими пісками і пісковиками; верхня – писальною крейдою та крейдоподібними мергелями.

Палеогенові відклади кайнозойської групи залягають з кутовим неузгодженням на породах крейдової системи. Літологічно представлені здебільшого пухкими глауконіто-кварцовими пісками з прошарками глин.

Розріз неогенового та четвертинного віків представлений строкатими глинами, пісками та льосоподібними суглинками.

Подальші перспективи нафтогазоносності ДДЗ пов'язують переважно з нижньокам'яновугільними відкладами, де сконцентрована більшість нерозвіданих ресурсів вуглеводнів. Перспективи нафтогазоносності девонського comple-

ксу великі. За розмірами нерозвіданих ресурсів він поступається тільки нижньокам'яновугільному комплексу. Ступінь розвіданості його незначний.

Метою роботи є розробка технічного проекту споруджування розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища. Свердловина № 30/03 проектується для випробування і експлуатації покладу, продуктивний нафтовий об'єкт якого представлений вторинно-поровим гранулярним карбонатним колектором.

Передбачувана проектна глибина свердловини за вертикаллю становить 2000 м з глибиною похилої ділянки стовбура свердловини за вертикаллю 1800 м, на проектний горизонт  $P_1$ . Очікуваний дебіт нафти – 15 т/добу.

Гирло свердловини розміщується на раніше виділеній земельній ділянці свердловини № 30/02 Гнідинцівського родовища (відстань між гирлами 20 м) та відповідає наступним вимогам: має достатню площу для розміщення бурового обладнання; в межах майданчика проведення робіт не спостерігаються несприятливі фізико-геологічні процеси та явища; відстань від найближчого джерела викидів забруднюючих речовин в повітряне середовище до житлової забудови становить 950 м, що відповідає планувальним обмеженням для буріння свердловин з електричним приводом (300 м); в межах майданчика відсутні будівельні, промислові, зрошувальні, осушувальні та природно-заповідні об'єкти, а також зелені насадження; майданчик відповідає нормам санітарії та пожежної безпеки.

Цикл споруджування свердловини починається з підготовки майданчика під бурову і закінчується демонтажем бурового устаткування, перевезенням його на нову точку і рекультивацією земельної ділянки.

Усі види робіт, які входять у цикл споруджування свердловини, поділяються на: підготовчі роботи до монтажу бурового обладнання (планування майданчика під бурову, проведення під'їзних доріг, прокладання водопроводу, підвід електродолів) – оскільки споруджування свердловини № 30/03 планується проводити на раніше спланованому майданчику, який був підготовлений перед споруджуванням свердловини № 30/02, тому вказаний комплекс робіт уже



було здійснено; монтаж бурового обладнання (встановлення фундаментів і блоків обладнання на них, обв'язка обладнання, захист вишки та обладнання, встановлення ємкостей і побутових приміщень); підготовчі роботи до буріння свердловини (встановлення напрямлення; оснащення талевої системи; буріння під шурф і встановлення в ньому труби; монтаж і випробування пристосувань малої механізації, що прискорюють і полегшують процес виконання робіт; приєднання бурового шланга до вертлюга і стояка; підвішування машинних ключів; перевірка приладів; центрування вишки, перевірка горизонтальності ротора); буріння свердловини, кріплення її стінок обсадними колонами і розмежування пластів; вторинне розкриття продуктивного пласта (при перекритому колоною пласті), випробування, освоєння і здача свердловини в експлуатацію; демонтаж бурового обладнання; перевезення обладнання на нову точку [11].

Головний привід бурового верстата використовується для спуско-підйомних операцій (СПО), обертання бурильної колони з долотом за допомогою ротора при поглибленні свердловини, для приводу бурових насосів.

Бурова вежа забезпечує спуск і підйом обладнання для буріння, кріплення і випробування свердловини. Підвежева основа служить опорою для бурової вежі.

Обладнання для СПО складається з лебідки, талевої системи і талевого канату. Це обладнання використовується для піднімання і опускання обладнання в свердловину.

Бурові насоси забезпечують циркуляцію бурового розчину через бурильні труби до вибою свердловини з метою виносу вибуреної породи на поверхню, забезпечення стійкості стінок стовбура свердловини, створення протитиску на напірні горизонти, охолодження долота, руйнування гірських порід, приводу вибійного обладнання.

Спорудження свердловини складається з таких основних етапів, а саме: облаштування бурового майданчика; буріння; кріплення стовбура свердловини обсадними колонами і їх цементування; випробування свердловини на наявність промислового припливу нафти.

Випробування свердловин включає в себе перфорацію експлуатаційної колони навпроти продуктивного горизонту, виклик припливу продукції методом зниження протитиску на пласт і операції з освоєння.

*Таблиця 1.1*  
*Укрупнена літолого-геологічна характеристика Гнідинцівського НГКР*

Шкала глибин, м	Узагальнена літологічна характеристика	Максимальна категорія порід		Градiєнти тиску, МПа/м		Можливі ускладнення
		за твердістю	за абразивністю	Пластового	Гiдророзриву	
0-150	Пісок, глина	I	I	0,0100	0,0130	Обвали
150-300	Глина, пісок, мергель	II	II	0,0100	0,0140	Осипи
300-600	Аргіліт, вапняк, крейда	III	II	0,0106	0,0150	Поглинання рідини
600-1200	Аргіліт, алевроліт, вапняк	IV	III	0,0114	0,0170	Осипи, обвали
1200-1800	Алевроліт, пісковик, вапняк	VI	IV	0,0134	0,0160	Поглинання рідини
1800-2000	Вапнякові доломіти, пісковики	VI	V	0,0139	0,0180	Зона інтенсивних нафтогазопроявлень

Вказаний комплекс обладнання та привезених споруд компактно розміщується на майданчику бурової, покриття якого передбачається здійснити залізобетонними плитами. На покритій залізобетонними плитами частині майданчика окрім основного та допоміжного бурового обладнання розташовуються службові і побутові приміщення. Інша частина майданчика, яка не покривається залізобетонними плитами, використовується для спорудження гiдрозольованих шламових амбарів, для розміщення кагатів родючого та мінерального ґрунтів, водної свердловини з зоною санітарної охорони (ЗСО) та інших потреб.

Факельні викиди свердловини монтуються до факельного амбара.

Споруджування свердловини № 30/03 Гнідинцівського родовища буде проводитись за амбарним способом.

Спосіб закінчення: спуск експлуатаційної колони, її цементування з подальшою перфорацією для випробування і можливої експлуатації перспективно продуктивних об'єктів. Узагальнена літолого-геологічна характеристика ділян-

ки виконання бурових робіт на Гнідинцівському нафтогазоконденсатному родовищі наведена в табл. 1.1.

На розглядуваній площі пробурений ряд пошуково-розвідувальних та експлуатаційних свердловин. З даних про глибини встановлення башмаків обсадних колон можна побачити, що в усіх пробурених свердловинах питні води кайнозою ізолювали кондуктором, першою проміжною колоною перекривали мезозойські і московські відклади, другою – відклади нижнього карбону з гідростатичними і підвищеними пластовими тисками, експлуатаційною – проектні горизонти.

Результати дослідження матеріалів проводки свердловин, у т.ч. змін густини бурового розчину за інтервалами буріння, виникнення і ліквідації газопроявів, розрахунків пластового тиску в процесі газопроявів і при випробуванні об'єктів в експлуатаційній колоні дозволяють уточнити очікувані пластові тиски і розрахункові значення густини бурового розчину для буріння проектної свердловини.

Газопрояви з колекторів ліквідовували шляхом поступового обважнювання бурового розчину до рівноваги тиску його стовпа з пластовим тиском газу в покладі. Однак при відновленні буріння у буровий розчин розряджувалися газоносні малоємні низькопроникні прошарки порід, а також постійно відбувалася дифузія газу з вибурених ущільнених газонасичених порід.

Досвід і розрахунки показують, що на інтенсивність останніх двох типів газопроявів, підвищення густини бурового розчину не впливає і навіть небезпечно з точки зору гідророзриву менш міцних порід. В цих випадках ефективною є технологічна операція збільшення циклів промивки свердловини з дегазацією бурового розчину.

## ***Розділ 2. Техніко-технологічна частина кваліфікаційної роботи***

### ***2.1 Вибір і обґрунтування раціональної конструкції та способу буріння свердловини***

Конструкція свердловини [12], як термінологічне визначення, включає в себе такі основні характеристики: глибину свердловини; діаметр стовбура свердловини, який можна оцінювати за діаметром породоруйнівного інструменту (долота, бурильної головки тощо), вживаного для буріння кожного окремого інтервалу, та необхідно уточнювати на основі даних свердловинних геофізичних; кількість обсадних колон, що спускаються у свердловину, глибини їх спуску; протяжність і номінальний діаметр обсадних колон та інтервали їх цементування. Конструкцію свердловини розробляють і уточнюють відповідно до конкретних геологічних умов буріння в заданому районі. Вона повинна забезпечити виконання поставленого завдання, тобто досягнення запроєктованої глибини і виконання усього наміченого комплексу досліджень і робіт у свердловині. Конструкція свердловини залежить від міри вивченої геологічного розрізу, способу буріння, призначення свердловини, способу розкриття продуктивного горизонту і інших чинників. При її розробці необхідно враховувати вимоги з охорони надр і захисту довкілля. Визначальними чинниками є допустима протяжність інтервалів, де можливе буріння без кріплення, і кінцевий діаметр стовбура свердловини або рекомендований діаметр останньої (експлуатаційної) колони.

Обґрунтування конструкції проводиться в два етапи. На першому етапі вибирається метод входження в пласт, число обсадних колон і глибини їх спуску. На другому – розміри колон, діаметри доліт, інтервали цементування.

Число обсадних колон і можливі глибини їх спуску залежать від кількості інтервалів, несумісних за умовами буріння, визначуваних по графіку поєднаних тисків (графіку зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання) [13].

При виборі числа обсадних колон необхідно враховувати стійкість гірсь-

ких порід і необхідність перекриття порід. Важливо пам'ятати про наявність флюїдів, агресивних по відношенню до промивальних рідин, обсадних труб і тампонажних матеріалів. У разі проектування пошуково-розвідувальних свердловин необхідно передбачити можливість спуску резервної обсадної колони.

Інтервали цементування обсадних колон визначаються у відповідності правилами безпеки в нафтовій і газовій промисловості. Напрямы і кондуктори в усіх свердловинах мають бути зацементовані до гирла. Обов'язковому цементуванню підлягають: продуктивні горизонти, окрім запроектованих до експлуатації відкритим вибоєм; продуктивні горизонти, що не підлягають експлуатації, в т.ч. з непромисловими запасами; виснажені горизонти; горизонти вторинних (техногенних) покладів нафти і газу; інтервали, складені пластичними породами, схильними до деформації; інтервали, породи яких або продукти їх насичення здатні викликати прискорену корозію обсадних труб.

Діаметри обсадних колон і діаметри доліт для буріння під них визначають з урахуванням літології, профілю свердловини і інших чинників. Наприклад, в похилих свердловинах проміжки мають бути збільшені. Якщо ділянка стовбура свердловини представлена недостатньо стійкими породами, схильними до випучування, величину проміжку між обсадною колоною і стінкою також необхідно збільшувати.

Обсадні колони за призначенням підрозділяються таким чином [14].

Напрямы – перша колона труб або одна труба, призначена для закріплення пригирлової частини свердловин від розмиву буровим розчином і обвалення, а також для забезпечення циркуляції рідини. Напрямы, як правило, один. Проте можуть бути випадки кріплення свердловин двома напрямками, коли верхня частина розрізу представлена лесовими ґрунтами, насипним піском або має інші особливості. Зазвичай напрям спускають в заздалегідь підготовлену шахту або свердловину і бетонують на всю довжину.

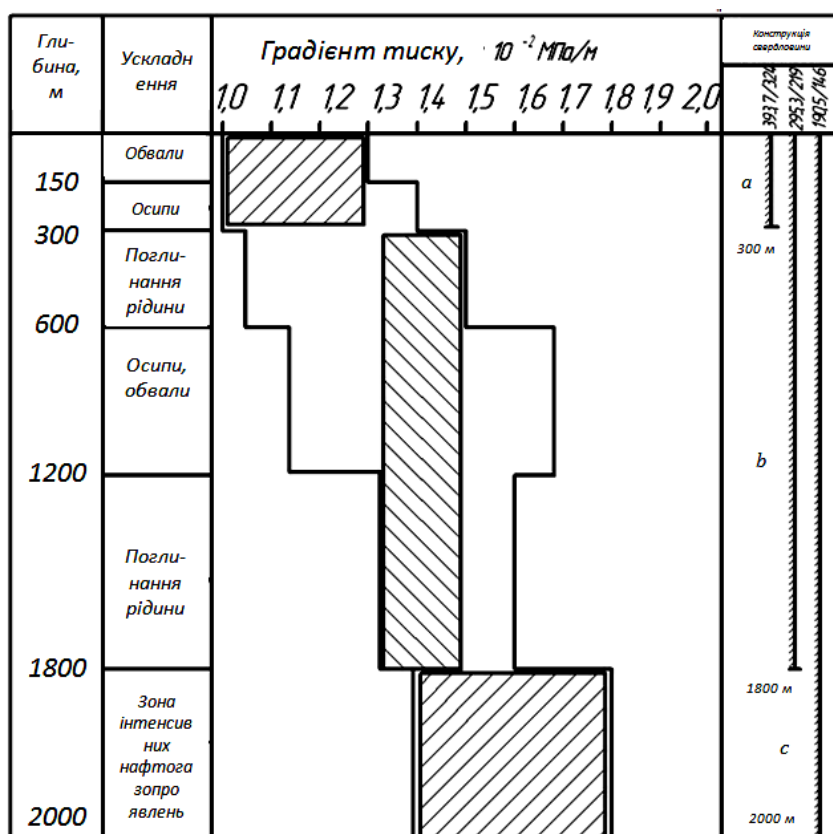
Кондуктор – колона обсадних труб, призначених для відокремлення верхнього інтервалу розрізу гірських порід, ізоляції прісноводних горизонтів від забруднення, монтажу противикидного устаткування і підвіски наступних об-

садних колон.

Проміжна обсадна колона (їх може бути декілька) служить для відокремлення несумісних за умовами буріння зон при поглибленні свердловини до намічених глибин.

Експлуатаційна колона – остання колона обсадних труб, якою кріплять свердловину для відокремлення продуктивних горизонтів від інших порід і витягання зі свердловини нафти або газу або для нагнітання в пласти рідини або газу. Іноді, в якості експлуатаційної колони може бути використана (частково або повністю) остання проміжна колона.

Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіці градієнтів тиску знаходимо зони кріплення свердловини, які і визначають число обсадних колон (рис. 2.1).



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

Проектувати діаметри обсадних колон і доліт починають від низу до верху [15]. Діаметр експлуатаційної колони обумовлений завданням на створення

технічного проекту буріння експлуатаційної свердловини в умовах Гнідинцівського НГКР і складає – 146 мм.

Відповідно до графіка (рис. 2.1) і геолого-технічних умов буріння будуть встановлені наступні обсадні колони (табл. 2.1):

- на інтервалі 0 - 10 м – напрям, з повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 0 - 300 м – кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до осипів і обвалів), з повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 0 - 1800 м – проміжна колона, з повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 1800 - 2000 м – експлуатаційна колона (або лайнер), з повною цементациєю затрубного простору та наступною перфوراцією.

Таблиця 2.1

*Характеристика конструкції свердловини*

Назва колони	Позначення на графіці тисків	Діаметр колони, мм	Глибина спуску колони, м	Інтервал цементування від башмака, м	Діаметр долота, мм
Напря́м	не позначено	444,5	10	До гирла	-
Кондуктор	<i>a</i>	324	300	До гирла	393,7
Проміжна	<i>b</i>	219	1800	До гирла	295,3
Експлуатаційна або лайнер	<i>c</i>	146	2000	До гирла або спеціальне облаштування лайнера	190,5

***Визначення діаметрів обсадних колон і доліт***

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

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

де  $D_m$  – діаметр муфти експлуатаційної колони,  $\delta$  – зазор поміж експлуатаційною колоною та стінками свердловини.

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

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота, приймаємо  $D_{\circ}^e = 190,5$  мм

[16];

у відповідності до ТУ на долота типу PDC (полікристалічні алмазні), приймаємо  $D_{\delta}^e = 190,5; 200$  мм.

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

$$D_{\text{вн}}^{\text{np}} = D_{\delta}^e + 6 = 190,5 + 6 = 196,5 \text{ мм}, \quad (2.2)$$

у відповідності до ДСТ на обсадні труби, приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони:  $D_{\text{зн}}^{\text{np}} = 219$  мм, з діаметром муфти -  $D_{\text{м}}^{\text{np}} = 245$  мм.

Дані розрахунку відповідають розмірам доліт типу PDC.

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

$$D_{\delta}^{\text{np}} = D_{\text{м}}^{\text{np}} + 2 \cdot \delta = 245 + 2 \cdot 25 = 295 \text{ мм}, \quad (2.3)$$

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота, приймаємо  $D_{\delta}^{\text{np}} = 295,3$  мм;

у відповідності до ТУ на долота типу PDC, приймаємо  $D_{\delta}^{\text{np}} = 295,3$  мм.

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

$$D_{\text{вн}}^{\text{к}} = D_{\delta}^{\text{np}} + 6 = 295,3 + 6 = 301,3 \text{ мм}, \quad (2.4)$$

у відповідності до ДСТ на обсадні труби, приймаємо зовнішній діаметр кондуктора:  $D_{\text{зн}}^{\text{к}} = 324$  мм, з діаметром муфти -  $D_{\text{м}}^{\text{к}} = 351$  мм.

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_{\delta}^{\text{к}} = D_{\text{м}}^{\text{к}} + 2 \cdot \delta = 351 + 2 \cdot 20 = 391 \text{ мм}, \quad (2.5)$$

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота, приймаємо  $D_{\delta}^{\text{к}} = 393,7$  мм;

у відповідності до ТУ на долота типу PDC, приймаємо  $D_{\delta}^{\text{к}} = 393,7$  мм.

б) діаметр шахтного напрямку дорівнює:

$$D_{\text{вн}}^{\text{ш}} = D_{\delta}^{\text{к}} + 50 = 393,7 + 50 = 443,7 \text{ мм}, \quad (2.6)$$

приймаємо  $D_{\text{зн}}^{\text{ш}} = 444,5$  мм (електрозварні труби).

Отримані дані зведено до табл. 2.1.

Для встановлення шахтного напрямку буде споруджено спеціальний шурф [17].

Найбільш широке промислове застосування при спорудженні свердловин на нафту і газ знаходить обертальний спосіб з передачею зазначеного руху долота з гирла свердловини від ротора через колону бурильних труб або з переда-



чею обертання долоту безпосередньо від валу (або через низ бурильної колони) гідравлічного або електричного забійного двигуна – турбобура, гвинтового бура або електробура [13].

Основні вимоги до вибору способу обертання долота визначаються необхідністю забезпечення успішної провідки 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 провідки свердловин. Можливе поєднання декількох способів при провідці різних інтервалів однієї і тієї ж свердловини.

Оскільки розроблюваним проектом передбачається спорудження похило-скерованої свердловини із виходом на горизонтальну ділянку, приймаємо за спосіб спорудження комбінацію роторного буріння, і такого із застосуванням вибійного турбінного і гвинтового двигунів.

### ***Роторний спосіб буріння***

При роторному бурінні обертання долоту передається через колону бурильних труб (порожнистий вал) від ротора, що встановлений на гирлі свердловини. Ротор використовується і для утримання на вазі колони бурильних і обсадних труб при їх спуску, підвісці, відгвинчуванні. Тому ротор потрібний і при бурінні забійними двигунами. У останньому випадку на застопорений стіл ротора через колону бурильних труб і ведучу трубу передається і реактивний крутний момент від забійних двигунів [14].

Привід ротора здійснюється від лебідки через карданний вал або ланцюгову передачу або від індивідуального приводу, що дозволяє в широких межах регулювати частоту обертання (від 20 до 200 хв<sup>-1</sup> і більш), а також знижувати навантаження на привід лебідки при підйомі колони з обертанням, зменшувати зношування лебідки і її приводу. При обертанні бурильної колони менше небе-

зпека її прилипання, зависання, прихоплення.

Роторне буріння можливе при усіх видах бурового розчину, проте вимоги до його змашуючої і протизносної здатності вищі. Аварійність при роторному способі вище – внаслідок більшого вигину і закручування бурильної колони, більшої динамічності і дії знакозмінної напруги.

### ***Буріння гвинтовими двигунами***

Основні особливості режиму буріння гвинтовими двигунами пов'язані з їх робочими характеристиками, які різко відрізняються від характеристик турбобурів і електробурів. Відносно значний крутний момент, низька частота обертання і менша довжина роблять гвинтовий двигун більш прийнятним при бурінні високоабразивних порід різної твердості, при наборі зенітного кута похило-спрямованих свердловин. Перспективний такий двигун і для буріння пластичних порід, що залягають на великій глибині, внаслідок меншого перепаду тиску, а ніж в турбобурі.

## ***2.2 Вибір раціональних типорозмірів породоруйнівного інструменту***

Останнім часом спостерігається стійка тенденція постійного збільшення об'ємів буріння із застосуванням доліт з озброєнням у вигляді спеціальних алмазно-твердосплавних пластин (долота типу PDC), проте існує доволі значне протиріччя між показниками роботи останніх у породах м'яких, пластичних і породах пластично-крихких середньої твердості та твердих, що пов'язано із інтенсивним зношуванням озброєння. З огляду на зазначене, в роботі представлено режимно-технологічні параметри процесу буріння із застосуванням доліт типу PDC та шарошкових.

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться двома способами [18]:

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

Для вибору типу долота за першим способом для буріння конкретної по-

роди, яка містить прошарки з різними механічними властивостями, необхідно оцінити категорію твердості і абразивності усіх прошарків.

При використанні другого способу необхідно мати промислову інформацію (картки відробітку доліт) по бурінню не менше 5 - 6 свердловин на цій площі. Обробивши цю інформацію, порівнюють рейсову швидкість (максимум) і собівартість одного метра (мінімум) і вибирають оптимальний тип долота для кожного інтервалу.

Для орієнтованого вибору типу бурових доліт залежно від механічних і абразивних властивостей скористаємося даними джерел [12, 19]. Прийняті типи доліт приведені в табл. 2.2.

**Таблиця 2.2**  
**Коротка характеристика прийнятих доліт**

Інтервал буріння	Характеристика порід		Тип доліт				
			Полікристалічні PDC		Шарошкові		
	категорія за твердістю	категорія за абразивністю	Тип долота	Маса долота, кг	Тип долота	Маса долота, кг	Допустиме навантаження, кН
0 - 300	I - II	I - II	393,7 FD 248S - A288	176	III393,7M - ГНУ	187	470
300 - 1200	II - IV	II - III	295,3 FD 268SM - A72	90	III295,3M С - ЦВ	94	400
1200 - 1800	VI	IV	295,3 FD 388MH - A66 - 01	90	III295,3T - ГВ	94	400
1800 - 2000	VI	V	190,5 FD 388MH - A97	38	III190,5T - ЦВ	32	200

Долота типу PDC відносяться до технологічно нового покоління доліт, різальні лопаті яких посилені полікристалічними алмазними різцями (рис. 2.2). Вони руйнують породу стираюче-різальною дією на відміну від руйнування породи шарошковими долотами дроблячче-сколюючого типу.

Нині курс розвитку виробництва PDC доліт спрямований на їх адаптацію до умов використання в гірських породах середніх і вище середніх за твердістю. Виробники доліт, армованих пластинами PDC, пропонують різні конструк-

тивні рішення, основне призначення яких – зниження рівня вібрації на долоті.



*Рисунок 2.2. Бурові долота, що армовані пластинами PDC*

Шарошкові долота складаються з лап, на цапфах яких розташовані шарошки з озброєнням (зубцями) (рис. 2.3) [13]. У середині шарошок розташовані підшипники. Цапфа і підшипник утворюють опору долота. Озброєння – сталеві зубці, твёрдосплавні вставки або їх комбінація.



*Рисунок 2.3. Схема виконання шарошкового долота*

Стандартом передбачено 13 типів системи озброєння доліт у залежності від типу гірських порід: М, М3, МС, МС3, С, С3, СТ, Т, Т3, ТК, ТК3, К і ОК.

Долота мають таку сферу застосування: М – для м'яких порід типу глини, крейди, гіпсу, I-III категорії з твердості; МС – для м'яких з прошарками середніх за твердістю порід; С – для середніх порід типу пісковиків, щільних глин,

мергелів IV-V категорій з твердості; СТ – для середніх з прошарками твердих порід; Т – для твердих порід типу доломітів, доломітизованих вапняків, базальтів VI-VII категорії з твердості; ТК – для твердих і міцних порід; К – для особливо міцних порід типу гранітів, окремлених вапняків, кварцитів VIII-X категорій з твердості; ОК – для дуже міцних порід XI-XII категорій з твердості.

За розміщенням і конструкцією промивальних каналів шарошкові долота поділяються на: з центральним промиванням (Ц); з боковим гідромоніторним промиванням (Г); з центральним продуванням (П); з боковим продуванням (ПГ).

### ***2.3 Вибір конструкції та компоновання бурильної колони***

Основний тип технологічного інструменту – бурильна колона – сполучає долото (або забійний двигун і долото) з наземним устаткуванням (вертлюгом); вона призначена для виконання наступних цілей: передача обертання від ротора до долота; сприйняття реактивного моменту вибійного двигуна; підвода бурового розчину до породоруйнівного інструменту і вибою свердловини; створення навантаження на долото; підйом і спуск долота; проведення допоміжних робіт (опрацювання, розширення і промивання свердловини, випробування пластів, ловильні роботи і так далі) [16].

Проектування бурильної колони має на меті обґрунтування найбільш раціональної її конструкції. На основі розрахунків розробляють бурильну колону однієї з наступних конструкцій: односекційну, одноступінчасту, багатосекційну, багатоступінчасту. Односекційна колона включає бурильні труби однакові по зовнішньому діаметру, 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.

При визначенні конструкції бурильної колони (рис. 2.4) приймаємо, що бурильна колона має одноступінчасту конструкцію. Для першої секції приймають бурильні труби групи міцності «Д» з мінімальною товщиною стінки [12].

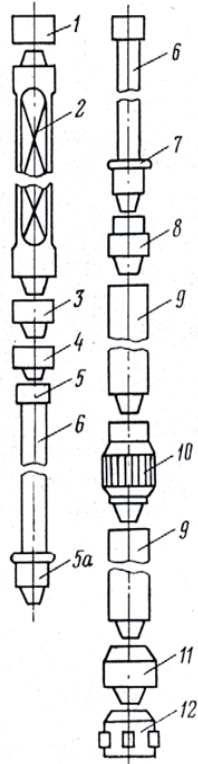


Рисунок 2.4. Схема бурильної колони

- 1 – верхній перевідник ведучої труби
- 2 – ведуча труба
- 3 – нижній перевідник ведучої труби
- 4 – запобіжний перевідник
- 5 – муфта замка
- 5а – ніпель замка
- 6 – бурильна труба
- 7 – протектор
- 8 – перевідник на обважені бурильні труби (ОБТ)
- 9 – ОБТ
- 10 – центратор
- 11 – наддолотний амортизатор
- 12 – калібратор



Таблиця 2.3

Загальна технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ із зовнішнім діаметром 114 мм

Діаметр, мм		Товщина стінки, мм	Замок			Навантаження на розтяг до межі плинності				Маса 1 м, кг
зовнішній	мінімальний за перерізом тіла труби		Тип	внутр. діаметр, мм	Різьба	Д	К	Е	Л	
114	78	8	ЗШ-146	80	З-121	980	1320	1420	1710	24,2
	74	9				1130	1470	1610	1910	26,5
	70	10				1220	1610	1760	2100	28,9

### Вибір діаметрів ОБТ та бурильних труб (БТ)

При виборі діаметрів ОБТ і бурильних труб необхідно дотримуватися рекомендованих співвідношень між діаметрами доліт, ОБТ і бурильних труб [14, 16]. Виходячи з позначеного запишемо рекомендоване співвідношення для прийнятої конструкції свердловини (для  $D_o \leq 295,3$  мм):

$$- \frac{d_{\text{ОБТ}}}{D_0} = 0,75 - 0,85; \quad d_{\text{ОБТ}} = 0,75 \cdot 190,5 \approx 143 \text{ мм, приймаємо } d_{\text{ОБТ}} = 146 \text{ мм;}$$

$$- \frac{d_{\text{от}}}{d_{\text{ОБТ}}} = 0,75 - 0,80; \quad d_{\text{от}} = 0,75 \cdot 146 \approx 110 \text{ мм, приймаємо труби конструкції ТБВ із}$$

зовнішнім діаметром  $d_{\text{от}} = 114 \text{ мм}$ .

### ***Вибір довжини і компоновки низу бурильної колони (КНБК) для вертикальної ділянки свердловини***

Компоновку бурильної колони проектують із врахуванням профілю стовбура свердловини та схильності порід гірського масиву до сприяння викривленню траси свердловини. Для вертикальних свердловин (або окремих їх ділянок) рекомендовано застосування декількох наддолітних калібраторів та ОБТ (збалансовані, квадратні або спіральні) максимально можливого діаметру, стабілізатор і далі ОБТ розрахованого діаметру (рис. 2.10). Вибірні компонування для похило-скерованого і горизонтального буріння відрізняються різноманітністю технічних складових та виконуваними ними функціями.



*Рисунок 2.5. Буровий технологічний інструмент*

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину ОБТ визначають за формулою

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

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

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

$G_0$  – осьове навантаження, Н;

$\rho_{np}$  – густина промивальної рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_m$  – щільність матеріалу труби, кг/м<sup>3</sup>;

$q_{OBT}$  – вага 1 м ОБТ, Н/м;  $q_{OBT} = 102,9$  кг.

$$l_{O\Delta\delta} = \frac{1,2 \cdot 200000}{1029 \left(1 - \frac{12740}{78500}\right)} \approx 281 \text{ м}$$

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  $l_{OBT} = 200$  м.

Довжину ОБТ необхідно перевірити на стійкість від дії власної ваги; для цього необхідно визначити критичну довжину ОБТ за формулою:

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

де  $E$  – модуль пружності матеріалу труб (сталі), Н/м<sup>2</sup>;

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

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

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

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

Якщо  $l_{OBT} \geq l_{OBT}^{кр}$ , то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно додатково увести до компоновання ОБТ центрувальні пристрої. Місце встановлення центраторів, відстань між ними та їх розміри визначають за рекомендаціями, що наведені в джерелах [12, 14], для проєктованого випадку центратори будуть встановлені через кожні 125 м (1 центратор).

### **Довжина і компоновка БТ**

Для можливості проведення подальших розрахунків умовно приймаємо склад вибійної компоновки для буріння похилої ділянки свердловини у вигляді компоновання з ОБТ:  $l_{OBT} = l_{BK} = 100$  м.



Довжину першої секції визначають з умов допустимої напруги на розтягання за формулою:

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_m (G_{ОБТ} + G + G_{нк}) \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right) - P_n F_n}{Kq_1 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}, \quad (2.9)$$

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

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

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

$G_{ОБТ}$  – 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*

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

$$l_1 = \frac{648 \cdot 10^3 - 1,15(100 \cdot 1029) \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right) - 13 \cdot 10^6 \cdot 0,785 \cdot 0,098^2}{1,15 \cdot 242 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 1926 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_1 = 1925$  м.

Якщо сумарна довжина вибійної компоновки  $l_{BK}$  і першої секції менше глибини свердловини, то за першою секцією встановлюють другу, міцнішу (з

більшою товщиною стінки або більшої міцності). Довжина другої секції визначається за формулою:

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

де  $l_2$  – довжина другої секції бурильної колони;

$Q_{p2}$  – допустиме навантаження на розтягування для труб другої секції;

$q_2$  – вага 1 м бурильних труб другої секції.

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

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

Враховуючі проектну глибину (довжину) свердловини:

$$l_2 = L_{св} - (l_1 + l_{БК})$$

$$l_6 = 2270 - (1925 + 100) = 245 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_6 = 250$  м.

Дані проведено розрахунку зводимо до підсумкової табл. 2.4.

**Таблиця 2.4**

**Відомості про конструктивні параметри бурильної колони**

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності сталі	Глибина спуска, м		Довжина секції, м	Вага 1 м труби, кН	Вага секції, кН
			від	до			
2	9	Д	0	245	245	0,265	64,93
1	8	Д	245	2170	1925	0,242	465,85
Вибійне компонування	26	Д	2170	2270	300	1,029	10,29
<b>РАЗОМ</b>							<b>≈541</b>

Таким чином, в результаті розрахунку розроблено конструкцію одноступінчатої багатосекційної бурильної колони для заданих умов буріння.

### **2.4 Вибір раціональних режимів буріння**

Досягнення ефективності процесу буріння, багато в чому, залежить від комплексу режимно-параметричних чинників: осьового навантаження на долото; частоти обертання долота; витрати бурового розчину і параметрів якості бу-

рового розчину; типу долота; геологічних умов; механічних властивостей гірських порід [20].

Виділяють параметри режиму буріння, які можна змінювати з пульта бурильника в процесі роботи долота на вибої, і чинники, встановлені на стадії проектування будівництва свердловини, окремі з яких не можна оперативно змінювати. 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. Іноді в процесі буріння доводиться вирішувати і спеціальні завдання – проводка свердловини через пласти в яких спостерігається поглинання промивальної рідини, забезпечення мінімального викривлення свердловини (або, навпаки, щонайбільш можливого та техніко-технологічно виправданого), максимального виходу керна, 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 залежить від рівня іншого, тобто спостерігається взаємовплив чинників.

### ***Розробка технології та режимів буріння долотами типу PDC***

Долота PDC відносяться до безопорних доліт різальної і різальне-сколюючої дії з озброєнням у вигляді алмазно-твердосплавних пластинок і різців. До основних переваг доліт PDC відносяться наступні фактори: відсутність в їх конструкції рухомих частин, висока зносостійкість, самозагострювальна дія різців і низьке необхідне осьове навантаження на долото.

Для створення різальної дії доліт PDC потрібне осьове навантаження на породоруйнівний інструмент значно менше, ніж для шарошкових доліт при тій, або навіть більшій швидкості буріння. Висока стійка механічна швидкість буріння обумовлена наявністю гострої різальної кромки у різців, низькою швидкістю їх зношування і ефектом самозагострювання різців під час буріння; останнє відбувається в результаті випереджаючого зношування твердосплавної основи в порівнянні зі зношуванням алмазного шару. Висока зносостійкість озброєння

забезпечує значну проходку на долото, а відсутність в конструкції рухомих деталей знижує ризики, пов'язані із залишенням частин долота на вибої свердловини під час буріння.

Проте названі конструктивні особливості доліт PDC висувають певні вимоги щодо їх відробки [14].

1) Підготовка свердловини: після використання попереднього долота необхідно використовувати шламоуловлювач, якщо очікується наявність металу на вибої.

2) Підготовка долота перед спуском у свердловину: витягнути долото з індивідуального ящика; допускається ставити долото різцями вниз тільки на дерев'яну або гумову підставку; перевірити долото на наявність можливих ушкоджень при транспортуванні; перевірити внутрішню частину долота на відсутність чужорідних предметів.

3) Нагвинчування долота: перевірити правильність установки гідромоніторних насадок; змінні насадки завертати тільки вручну; очистити і змастити поверхню різьби; навернути долото, дотримуючись встановлених виробником граничних значень крутного моменту (табл. 2.5).

*Таблиця 2.5*

*Рекомендовані значення крутного моменту для нагвинчування доліт типу PDC*

Діаметр долота, мм	Рекомендований крутний момент, Н·м
190,5 - 209,55	16600 - 22150
250,83 - 368,3	38700 - 44250
374,65 - 469,9	47000 - 55300

4) Спуск у свердловину: з обережністю наближатися до башмака обсадної колони, хвостовика, або до можливих інтервалів звуження; слід обертати інструмент в інтервалах звуження; при спуску останньої свічки промити свердловину до вибою; досягнення вибою визначати при мінімальній частоті обертання інструменту; підвести долото над вибоєм і промити протягом 5 хв.

5) Розширення: не рекомендується розширення значного інтервалу свердловин зменшеного діаметру; рекомендується використання максимально можливої витрати промивальної рідини; осьове навантаження не повинне переви-

щувати 1/10 від максимально можливого значення; уникати великого крутного моменту.

**Таблиця 2.6**  
**Раціональні параметри режиму буріння долотами типу PDC**

Інтервал буріння	Характеристика порід		Тип долота PDC	Кількість лопатей долота	Режимні параметри		
	категорія за твердістю	категорія за абразивністю			Осьове навантаження $C_d$ , кН	Частота обертання $n_d$ , хв. <sup>-1</sup>	Витрата промивальної рідини $Q$ , л/с
0 - 300	I - II	I - II	393,7 FD 248S - A288	4	38	100	45
300 - 1200	II - IV	II - III	295,3 FD 268SM - A72	6	58	150	32
1200 - 1800	VI	IV	295,3 FD 388MH - A66 - 01	8	84	100	32
1800 - 2000	VI	V	190,5 FD 388MH - A97	8	60	80	30

б) Нарощування бурильної колони, приробка долота, буріння: рекомендується максимальне промивання при підйомі; після промивання необхідно опустити долото на вибій і за малого навантаження створити напрям руйнування вибою; поступово збільшуючи навантаження на долото, необхідно встановити оптимальний режим буріння; при бурінні порід, що переважають за твердістю, необхідно відрегулювати частоту обертання і навантаження на долото; в твердіших породах або в абразивних піщаних прошарках; частоту обертання необхідно знижувати для зменшення зносу різців і збільшення терміну служби долота; при нарощуванні бурильної колони, через значний поршневий ефект конструкції долота, підйом інструменту з вибою здійснювати з промиванням – задля усунення сальнікоутворення; після нарощування бурильної колони опустити долото на вибій, промити протягом 1 - 2 хв. і, поступово збільшуючи навантаження, досягти запланованого режиму буріння; в процесі буріння постійно вести контроль дотримання проектних режимів буріння (навантаження на долото, частота обертання, крутний момент, тиск розчину на стояку тощо), не

допускаючи граничних величин режимних параметрів, вказаних в паспорті долота; підйом долота здійснювати з постійним доливанням бурового розчину в свердловину і з обмеженням швидкості, особливо в зонах звужень, обвалів, каверн і при підході до башмака обсадної колони.

В табл. 2.6 приведені рекомендовані режимні параметри при використанні бурових доліт типу PDC.

### ***Розробка режимів буріння шарошковими долотами***

1. Необхідне осьове навантаження на долото  $C_d$  визначають за наступними методиками.

$$C_d = k_n p_{ш} F_k \quad (2.11)$$

де  $k_n$  – коефіцієнт, що враховує вплив забійних умов на міцність гірських порід;

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

$F_k$  – площа контакту зубів долота с породою, м<sup>2</sup>.

Значення коефіцієнта  $k_n$  приймається 0,7 - 0,8 для пористих порід (пісковики, тріщинуватий вапняк, алеврити) та 1,0 - 1,2 – для суцільних сильно метаморфізованих і хомогенних порід.

Значення контактної площі  $F_k$  для найбільш розповсюджених тришарошкових доліт надаються у відповідних довідниках [12]. Отриману розрахункову осьового навантаження на долото порівнюємо із допустимою (паспортною) для даного типорозміру долота [ $C_d$ ].

**Таблиця 2.7**  
***Рекомендоване питоме навантаження для різних типів доліт***

Тип долота	Тришарошкові долота				
	М	МС	С	Т	К
$c_n \cdot 10^5$ , Н/м	<2	2-5	5-10	10-15	>15
Тип долота	Лопатеві		Фрезерні	Алмазні та "ІНМ"	Одношарошкові
	дволопатеві	трилопатеві			
$c_n \cdot 10^5$ , Н/м	3-5,7	1,3-1,5	4-6	1,5-3,3	6-8

Осьове навантаження виходячи зі значень питомого навантаження на одиницю діаметра долота

$$C_d = c_n D_d, \quad (2.12)$$

де  $c_n$  – питоме навантаження на 1 м діаметра долота (табл. 2.7), Н/м;

$D_\partial$  – діаметр долота, м.

$$\underline{\text{Ш393,7М - ГНУ}} \quad C_\partial = 1,6 \cdot 10^5 \cdot 0,3937 = 62992 \text{ Н} \approx 63 \text{ кН} < [C_\partial] = 470 \text{ кН.}$$

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

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

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

## 2. Частота обертання долота.

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

$$n_\partial = \frac{d_{ш}}{t_{\min} D_\partial Z}, \quad (2.13)$$

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

$d_{ш}$  – діаметр шарошки, м;

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

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

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

$$\underline{\text{Ш393,7М - ГНУ}} \quad n_\partial = \frac{0,180}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3937 \cdot 12} = 4,7 \text{ с}^{-1} \approx 280 \text{ об/хв.}$$

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

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

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

## 3. Витрата промивальної рідини вибирається виходячи з наступних умов:

а) Умова очищення забою від зруйнованої породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}} \quad (2.14)$$

де  $Q_1$  – витрата промивальної рідини,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$q_0$  – питома витрата промивальної рідини,  $\text{м}^3/\text{с}$  на  $1 \text{ м}^2$  вибою;

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

$F_{\text{виб}}$  – площа забою свердловини,  $\text{м}^2$ .

$$\underline{\text{Ш393,7М - ГНУ}} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,3937^2 \cdot 0,4 = 0,049 \text{ м}^3/\text{с};$$

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

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

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

б) Умова транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\min} F_{\text{кп}} \quad (2.15)$$

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

в скельних породах приймають  $V_{\min} = 0,7 - 1,0$  м/с;

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

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

$$\underline{\text{Ш393,7М - ГНУ } Q_2 = 0,785 \cdot (0,3937^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,111 \text{ м}^3/\text{с};}$$

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

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

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

З отриманих значень вибирають те, що є найбільшим, яке потім узгоджують з технічною характеристикою існуючого обладнання. Значення параметрів режиму буріння зведено до табл. 2.8.

**Таблиця 2.8**  
**Параметри режиму буріння шарошковими долотами**

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		$C$ , даН	$n$ , об/хв	$Q$ , дм <sup>3</sup> /с
Ш393,7М - ГНУ	0 - 300	6300	280	50,9
Ш295,3МС - ЦВ	300 - 1200	8900	250	50,9
Ш295,3Т - ГВ	1200 - 1800	30000	250	50,9
Ш190,5Т - ЦВ	1800 - 2000	20000	360	13

### Обґрунтування густини промивальної рідини

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



$$\rho_{np} = \frac{\alpha P_{пл}}{gH}, \quad (2.16)$$

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

$g$  – прискорення земного тяжіння,  $m/c^2$ ;

$H$  – глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

$\alpha$  - нормативний коефіцієнт, який згідно вимог правил ведення бурових робіт визначає запас тиску у свердловині над пластовим тиском [15].

- інтервал буріння 0 - 300 м:  $\rho_{np} = \frac{1,1 \cdot (10000 \cdot 300)}{9,81 \cdot 300} \approx 1122 \text{ кг/м}^3$ ;

- інтервал буріння 300 - 1800 м:  $\rho_{np} = \frac{1,05 \cdot (11400 \cdot 1800)}{9,81 \cdot 1800} \approx 1220 \text{ кг/м}^3$ ;

- інтервал буріння 1800 - 2000 м:  $\rho_{np} = \frac{1,05 \cdot (11900 \cdot 2000)}{9,81 \cdot 2000} \approx 1274 \text{ кг/м}^3$ .

Додержання вказаних параметрів густини бурового розчину унеможливить виникнення ускладнень у стовбурі свердловини, пов'язаних із поглинанням бурового розчину, або прояву пластових флюїдів.

## ***2.5 Вибір необхідного бурового обладнання***

Відповідно до проектної глибини свердловини і необхідної вантажопідйомності приймаємо бурову установку УРАЛМАШ ЕУК-3000; вона призначена для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 3200 м в районах з помірним кліматом.

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 за стандартами 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 ЕУК-3000**

Допустиме навантаження на гаку, тс	320
Максимальне статичне навантаження на гаку (по А.Р.І.), тс	170
Умовна глибина буріння (БТ- 114 мм), м	3200
Довжина бурильної свічки, м	25-27
Тип приводу	електричний
<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 вхідному 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
Допустиме статичне навантаження, тс	500
<b>Насос УНБ-600</b>	

Потужність насоса, кВт	600
Максимальна подача, л/с	59
Максимальний тиск (на виході), МПа	25
<b>Циркуляційна система</b>	
Загальний корисний об'єм, м <sup>3</sup>	270
Кількість східців очищення	4

**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:

$$T = \frac{K_1 Q_{\Gamma}}{2P_k} \quad (2.17)$$

де  $T$  - кількість роликів талевого блоку;

$Q_{\Gamma}$  - статичне навантаження на гак від ваги найбільш важкої бурильної колони, з урахуванням ваги вибійного устаткування приймаємо  $Q_{\Gamma} = 600$  кН;

$P_k$  - розривне навантаження для вибраного талевого канату;

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

$$T = \frac{4 \cdot 600}{2 \cdot 632,3} = 1,898$$

Приймаємо кількість роликів талевого блоку  $T = 2$  шт. Тоді оснащення талевої системи – чотириструнне (2 х 3).

Талева система забезпечує створення на гаку необхідного зусилля для витягання зі свердловини прихопленої бурильної колони або при аваріях із нею. Для забезпечення високої ефективності при цих різноманітних роботах підйом-

на система має два види швидкостей підйомного гака: технічну для спуско-підйомних операцій та технологічну для інших операцій.

## ***2.6 Можливі ускладнення та аварії при бурінні***

Ускладнення чинять вплив на якість стовбура свердловини яка, у свою чергу, визначається низкою геологічних і техніко-технологічних факторів, таких як: часте перемежування глинистих порід з пісковиками; значна потужність глинистих відкладень в розрізі свердловини; великі кути падіння гірських порід; сильно розвинена сланцеватість і тріщинуватість; активна дія бурових розчинів на розбурювані гірські породи, що призводить до переходу їх в нестійкий стан і утворення товстих глинистих кірок в інтервалах залягання проникних гірських порід; недостатня швидкість висхідного потоку бурового розчину; тривале буріння інтервалів, схильних до ускладнень [21].

Ці та інші чинники призводять до зашламування і звуження стовбура свердловини, осипів і обвалів, жолобоутворенню, які негативно позначаються на рухливості інструменту, а іноді викликають його прихоплення.

Обвали порід виникають внаслідок їх нестійкості. Характерними ознаками обвалів є: значне підвищення тиску на викиді бурових насосів; різке підвищення в'язкості промивальної рідини; винесення останньою великої кількості уламків порід, що обвалилися [22].

Поглинання промивальної рідини – явище, при якому рідина, що закачується у свердловину, частково або повністю поглинається пластом. Зазвичай це відбувається при проходженні пластів з великою пористістю і проникністю, коли пластовий тиск виявляється менше тиску стовпа промивальної рідини у свердловині.

Інтенсивність поглинання може бути від слабкої до катастрофічної, коли вихід рідини на поверхню повністю припиняється.

Для попередження поглинання застосовують наступні методи:

- 1) промивання полегшеними рідинами;
- 2) ліквідація поглинання закупоркою каналів, що поглинають рідину (за

рахунок добавок в неї інертних наповнювачів – азбесту, слюди, меленого торфу, деревної тирси, целофану; заливки сумішей, що швидко схоплюються;

3) підвищення структурно-механічних властивостей промивальної рідини (добавкою рідкого скла).

Газо-, нафто- і водопрояви мають місце при проводці свердловин через пласти з відносно високим тиском, що перевищує тиск промивальної рідини. Під дією напору води відбувається її переливання або фонтанування, а під дією напору нафти або газу – безперервне фонтанування або періодичні викиди. До заходів, що дозволяють уникнути вказані ускладнення, відносяться: правильний вибір густини промивальної рідини; запобігання пониженню її рівня, при підйомі колони бурильних труб і при поглинанні рідини [23].

Прихвати бурильного інструменту виникають з наступних причин: утворення на стінках свердловини товстої і липкої фільтраційної кірки, до якої прилипає бурильний інструмент, що знаходиться без руху; заклинювання бурильного інструменту в звужених частинах стовбура або при різких викривленнях свердловини, при обвалах нестійких порід, при осадженні розбуреної породи у разі припинення циркуляції.

Для попередження можливостей виникнення прихоплень у свердловині необхідно вживати наступних заходів.

1) Дотримання режиму промивання – основна умова попередження прихоплень. Рекомендують приймати швидкість висхідного потоку бурового розчину в кільцевому просторі на рівні 0,4 - 0,6 м/с, в інтервалах нестійких глин її необхідно збільшувати до 1,2 м/с, а у випадку появи сальників – до 2,5 м/с і більше. Якщо продуктивність насосів недостатня, то з метою кращого очищення стовбура свердловини від шламу необхідно періодично піднімати бурильну колону над вибоєм на довжину ведучої труби і спускати з обертанням. Рекомендується також при бурінні із застосуванням вибійних двигунів, періодично спускати інструмент без останніх для того, щоб промити свердловину протягом 2 циклів циркуляції при максимально можливій подачі насосів. У разі вимушених зупинок проходки та неможливості промивання свердловини бурильну ко-

лону необхідно підняти в обсажену або неускладнену частину стовбура.

2) Буровий розчин і хімічні реагенти, яких застосовують для його оброблення, мають забезпечити утворення тонких міцних фільтраційних кірок. Водночас в'язкість і статичне напруження зсуву розчину повинні мати мінімальні значення.

3) Якщо тиск у нагнітальній лінії підвищився, то поглиблення свердловини припиняють. Шляхом інтенсивного промивання, розходжування з натягом, рівним власній вазі бурильної колони, і обертанням останньої з частотою  $1,2 \text{ c}^{-1}$  у стовбурі свердловини створюють нормальні умови для відновлення буріння.

4) У випадку зтягування колони в сальник необхідно: у разі буріння під кондуктор розвантажити бурильну колону на її повну вагу, в інших випадках – на вагу труб, що знаходяться у відкритій частині стовбура; відновити циркуляцію спочатку при одному клапані насоса з поступовим збільшенням подачі до звичної; спробувати до 4 разів повернути бурильну колону ротором на допустиме розраховане число обертів при розвантаженому, на 30 - 40 кН нижче власної ваги, інструменті; у випадку повного або часткового вивільнення колони сальник необхідно зруйнувати шляхом обертання з інтенсивним промиванням; вивільнення бурильної колони розходжуванням при натягу її понад власну вагу не допускається, оскільки ускладнює процес ліквідації прихоплення.

Аварії, що виникають при бурінні, можна розділити на такі групи [21]: аварії з долотами (відгвинчування долота при спуску інструменту внаслідок недостатнього його закріплення, злам долота в результаті перевантаження); аварії з бурильними трубами і замками (злам труби по тілу; зрив різьблення труб, замків і перевідників); аварії із вибійними двигунами (відгвинчування; злам валу або корпусу); аварії з обсадними колонами (зім'яття; руйнування різьбових з'єднань; падіння окремих секцій труб у свердловину).

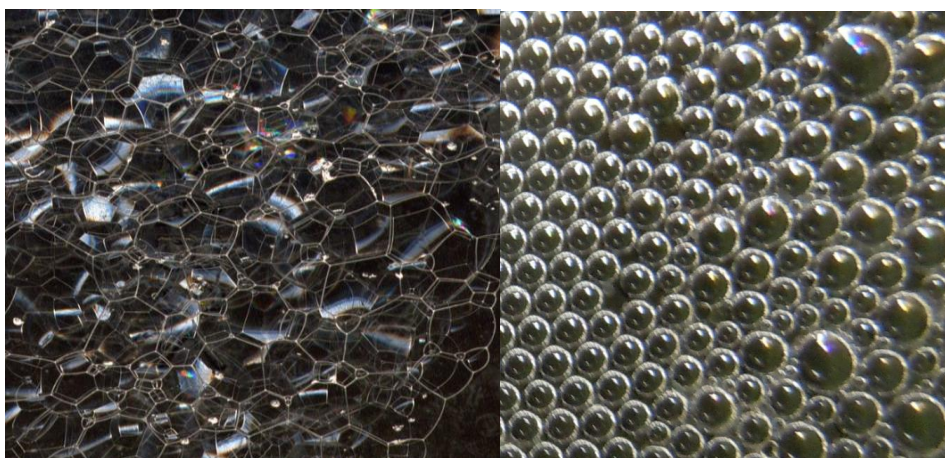
Для ліквідації аварій застосовують спеціальні ловильні інструменти. Проте краще всього запобігати аваріям, строго дотримуючись правил експлуатації устаткування, своєчасно здійснюючи його дефектоскопію, профілактику і заміну.

### ***Розділ 3. Основні технологічні параметри інженерної методики ліквідації поглинань промивальної рідини в бурових свердловинах***

#### ***3.1 Особливості і взаємозв'язок між різними явищами процесу циркуляції пінних систем***

Для боротьби з поглинаннями різного ступеня інтенсивності, в процесі будівництва свердловин, можуть бути запропоновані пінні очисні агенти [22].

Типові піни є порівняно дуже грубими (рис. 3.1), висококонцентрованими дисперсіями газу (зазвичай повітря) в рідині. Бульбашки газу в таких системах мають розмір близько міліметрів, а в окремих випадках і сантиметрів. Окремі бульбашки піни, завдяки надлишку газової фази і взаємному здавленню, втрачають сферичну форму і є поліедричні осередки, стінки яких складаються з дуже тонких плівок рідкого дисперсійного середовища. Плівки піни часто виявляють кольори інтерференції; це свідчить про те, що їх товщина дорівнює довжині світлових хвиль [24].



*Рисунок 3.1. Пінні системи*

В результаті того, що уся піна складається з таких поліедричних осередків, вона має сотоподібну структуру. Встановлено [25], що відповідно до вимоги мінімуму вільної поверхневої енергії в піні на одному ребрі завжди сходяться три плівки, що утворюють між собою рівні кути в  $120^{\circ}$ , і що в одній точці можуть сходитися лише чотири ребра. Розмір окремих газових бульбашок і тісне розташування їх в піні виключають в цих системах можливість броунівського руху. Крім того, в результаті особливої структури, стійкі піни мають деяку

жорсткість або механічну міцність. Взагалі, по будові і ряду властивостей звичайні піни дуже нагадують висококонцентровані емульсії.

Піни утворюються при диспергуванні газу в рідині у присутності стабілізаторів або так званих піноутворювачів. Рідини без піноутворювачів скільки-небудь стійкої піни не дають [26].

Міцність і тривалість існування піни залежать від властивостей плівкового каркаса, що у свою чергу визначаються природою і кількістю присутнього в системі піноутворювача, що концентрується в результаті адсорбції на міжфазній поверхні [27]. До типових піноутворювачів для водних пін належать такі поверхнево-активні речовини, як спирти, жирні кислоти, мило і милоподібні речовини, білки, сапонін (глюкозид, що має поверхнево-активні властивості та екстрагується з рослин). Істотно, що ці ж речовини обумовлюють і стійкість емульсій вуглеводнів у воді.

Агрегативна стійкість пін змінюється в широких межах залежно від природи і концентрації піноутворювача. З часом плівки між бульбашками піни стоншуються внаслідок стікання рідини, бульбашки лопаються, піна руйнується і, нарешті, замість піни залишається одна рідка фаза-розчин піноутворювача у воді або іншій рідині. Агрегативну стійкість пін можна характеризувати часом існування піни, тобто часом, що протік з моменту утворення стовпа піни до моменту повного її руйнування. Інший спосіб оцінки стійкості піни полягає в пропусканні із заданою швидкістю через спінену рідину бульбашок повітря і визначенні рівноважної висоти стовпа піни, що утворюється при цьому. Постійна висота стовпа піни встановлюється у той момент, коли швидкість процесу руйнування піни стає рівній швидкості піноутворення і, очевидно, може служити мірою стійкості піни [25].

Порівняно малий час існування піни і те, що руйнуванню її бульбашок завжди передує стікання рідини в плівці піни, дозволяє зробити наступний висновок: стійкість піни в звичайних умовах має кінетичний характер, а роль піноутворювача зводиться значною мірою до уповільнення стікання рідини.



Водні розчини спиртів і жирних кислот утворюють малостійкі піни з тривалістю існування, що не перевищує 20 с. Максимальна тривалість існування піни доводиться на середні члени гомологічних рядів спиртів і жирних кислот [26]. Нижчі члени рядів занадто мало поверхнево-активні для того, щоб сприяти утворенню стійких пін; вищі ж члени мають недостатню для цього розчинність.

Кожному спирту або кислоті відповідає оптимальна концентрація, при якій піноутворювач найбільш ефективний. Зазвичай найбільш стійкі іони утворюються при деякій середній, але загалом невеликій концентрації спирту або кислоти.

Мила дають набагато стійкіші піни, ніж спирти і кислоти. Також як для спиртів і кислот, максимальна стійкість піни відповідає милу з середньою довжиною вуглеводневого радикала і їх розчинам середньої концентрації [27]. Інакше поведуться високомолекулярні піноутворювачі. По-перше, час існування пін в цьому випадку дуже великий і може складати в звичайних умовах сотні і навіть тисячі секунд. По-друге, час існування пін завжди тим вище, чим вище концентрація високомолекулярного піноутворювача.

Окрім природи і концентрації піноутворювача, на стійкість піни істотно впливають температура, в'язкість розчину, а також, що майже завжди випускається з уваги, присутність в рідкій фазі електролітів і рН рідкої фази, останні чинники можна об'єднати в єдине поняття – показник активності рідини. Підвищення температури зазвичай несприятливо позначається на стійкості піни. Таку дію підвищення температури можна пояснити десорбцією піноутворювача з міжфазної поверхні і пониженням в'язкості дисперсійного середовища, що сприяє швидшому стіканню рідини в плівці. Підвищення в'язкості середовища завжди підвищує стійкість пін. Відносно виняткової необхідності створення композицій ПАР, здатних до істотного зниження міжфазного натягу на межі «нафта – вода» до дуже низьких значень, підкреслимо що цей процес комплексний, та провідну роль в ньому відіграє не лише поверхнева активність ре-

човин-піноутворювачів а й фізико-хімічні властивості середовища – розчинника ПАР.

Стійкість пін може пояснюватися різними чинниками - дією так званого ефекту Гіббса [25], наявністю у плівки порівняно високої поверхневої в'язкості або особливих механічних властивостей (структурно-механічний чинник стійкості) і існуванням в поверхні усередині плівки електричних шарів гідратів, що перешкоджають її потоншенню (термодинамічний чинник стійкості), який, головним чином, визначається також фізико-хімічними властивостями дисперсійного середовища.

### ***3.2 Оцінка властивостей активованих рідин для створення пінних систем***

Для надання дисперсійному середовищу необхідних властивостей (у тому числі й зниження міжфазного натягу), його необхідно піддавати спеціальній обробці. Найбільш відомими є такі види обробки промивальної рідини: хімічна, магнітна, термічна і електрохімічна, в її різних варіаціях [27].

Електрохімічна обробка як технологія - це отримання і наступне використання активованої за допомогою електрохімічних полів води, або в процесах її очищення від небажаних компонентів, або в різних технологічних процесах як реагент або реакційне середовище. Вказана операція здійснюється з метою управління складними фізико-хімічними реакціями, економії енергії, часу і матеріалів, підвищення якості кінцевого продукту, зменшення утворення відходів. Досить великий інтерес такий вид дії на середовище представляє для обробки дисперсійного середовища при експлуатації свердловин, як альтернативний вид регулюванні параметрів і властивостей пінних систем для витиснення залишкової нафти [28].

При електрохімічній обробці рідини на міру активації, виражену через зміну значення рН, впливає не стільки значення струму як значення потужності, що підводиться. Крім того, сильний вплив чинить конструкція активатора, домішки в початковій рідині і міра їх дисоціації, рівень газоутворення в прианодній і прикатодній зонах, температура рідини в кожній камері.

Відомо, що вода є слабким електролітом і тому в малій мірі піддається мимовільній, спонтанній дисоціації. У водних розчинах має місце, як дисоціація молекул самої води, так і дисоціація домішок, розчинених в ній. На останній процес робить помітний вплив взаємодія домішок з дипольними молекулами води. Це явище гідратації грає істотну роль при утворенні водних розчинів.

У рідинах, що застосовуються в технологіях інтенсифікації руху рідких вуглеводнів, зокрема для створення пінних систем, знаходиться ряд характерних домішок. До таких прийнято відносити:

- солі, переважне число яких існує у вигляді іонів (переважають три аніони - гідрокарбонат  $\text{HCO}_3^-$ , хлорид  $\text{Cl}^-$  і сульфат  $\text{SO}_4^{2-}$  і чотири катіони кальцій  $\text{Ca}^{2+}$ , магній  $\text{Mg}^{2+}$ , натрій  $\text{Na}^+$  і калій  $\text{K}^+$ , які складають в прісних водах понад 90 - 95%, а у високомінералізованих - понад 99% усіх розчинених речовин);
- органічні речовини, представлені комплексами істинно розчинених і колоїдних речовин органічних сполук;
- гази, розчинені в рідині і представлені в основному киснем  $\text{O}_2$ , азотом  $\text{N}_2$  і двоокисом вуглецю  $\text{CO}_2$ .

Дослідження впливу основних видів домішок при проведенні електрохімічної обробки рідини дозволили виявити наступні закономірності.

В результаті катодної електрохімічної обробки рідина набуває лужну реакцію за рахунок перетворення деякої частини розчинених солей на гідроксиди і присутність надлишкових гідроксильних груп  $\text{OH}^-$ , при цьому рівень рН відповідно збільшується. Окислювально-відновний потенціал (ОВП) рідини, який є мірою хімічної активності елементів пов'язаних з приєднанням або передачею електронів, різко знижується. Величина ОВП, залежна від температури і рівня рН, досягає значення - 950 мВ і нижче.

Що стосується поверхневого натягнення, то в результаті катодної електрохімічної обробки воно зменшується. Величини значення поверхневого натягнення рідини (при температурі  $20^0\text{C}$ ) залежно від рівня рН після проведення електрохімічної обробки представлені в табл. 3.1, наведені дані є результатом

комплексних досліджень властивостей дисперсійного середовища, що проводилися на кафедрі нафтогазової інженерії та буріння НТУ ДП.

Таблиця 3.1

*Значення поверхневого натягнення дисперсійного середовища залежно від рівня рН*

Рівень рН	Кислотна фракція води					Нейтральна вода	Лужна фракція води				
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Поверхнєве натягнення, мН/м	74	73,5	73	73	73	72,5	70	67	64,5	63	62

Також відмітимо, що при додаванні у воду каустичної соди (NaOH) для отримання лужного розчину з високим значенням рН поверхнєве натягнення навпаки збільшується, причому це відбувається прямо пропорційно збільшенню концентрації лугу. При вмісті реагенту NaOH в розчині 5, 10 і 20 % по масі величини поверхневого натягнення відповідно рівні 74,6; 77,3 і 85,8 мН/м. Що стосується хімічного складу, то відбувається зниження вмісту розчинених кисню, азоту, зростає концентрація водню, вільних гідроксильних груп, при цьому змінюється структура не лише оболонок гідратів іонів, але і вільного об'єму води. В результаті утворення добре розчинних гідроксидів натрію і кальцію і підвищення внаслідок цього рН, відбувається зрушення вуглекислотної рівноваги з утворенням важкорозчинних карбонатів кальцію і магнію з тих, що знаходяться зазвичай в початковій промивальній рідині розчинних з'єднань цих металів. Іони важких металів і заліза практично повністю перетворюються на нерозчинні гідроксиди.

При анодній електрохімічній обробці кислотність води збільшується, рівень значень рН відповідно зменшується. Окислювально-відновний потенціал зростає за рахунок утворення стійких і нестабільних кислот (сірчаної, соляної, хлорнуватистої, надсірчаних), а також пероксиду водню, пероксосульфатов, киснеутримуючих з'єднань хлору. Значення ОВП коливаються від +300 до +1200 мВ відповідно до значень рН і рівнем температури.

В результаті такої електрохімічної обробки збільшується електропровідність. Механізм зміни електропровідності полягає в наступному. Надлишкові

протони водню  $H^+$ , наявні в кислотній фракції електрохімічно обробленої рідини, не закріплені за певними молекулами води, з якими вони утворюють іони  $H_3O^+$ , а постійно переміщуються від однієї молекули до іншої. Іони гідроксонію  $H_3O^+$  в розчині оточені молекулами води. Струм переноситься стрибкоподібним переходом протона від іона  $H_3O^+$  до сусідньої молекули води. При цьому протон кожного разу потрапляє всередину однієї з двох незайнятих протонами електронних орбіт молекули води - в один з двох її негативних полюсів. На основі наявних даних про структуру молекули води було підраховано, що від іона  $H_3O^+$  до молекули  $H_2O$  протон повинен пройти відстань  $0,86 \cdot 10^{-8}$  см, а позитивний заряд в результаті такого переходу переміщується на  $3,1 \cdot 10^{-8}$  см (в результаті подальшої перебудови комплексу).

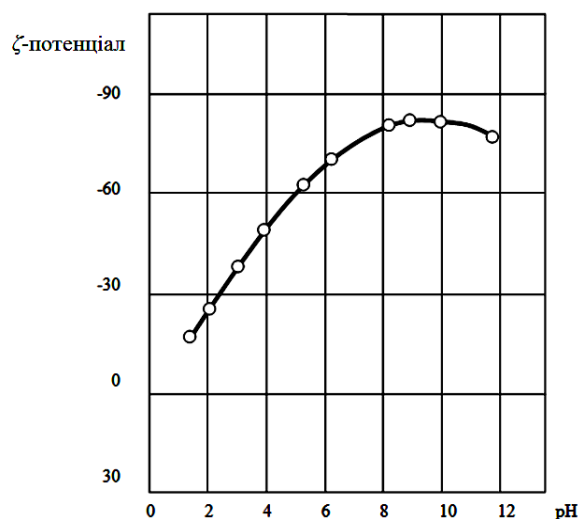
Оскільки надлишкові протони переміщуються по усіх молекулах води розчину, вони повідомляють цим молекулам деякий позитивний заряд  $\epsilon$ . Очевидно, що  $\epsilon$  росте із зростанням концентрації протонів  $H^+$  і відповідно пониженні значення рН. Величина  $\epsilon$  є середнім зарядом молекули води за досить великий проміжок часу, тільки невелику частину якого надлишковий протон перебуває в кожній з молекул.

Аналогічним переходом протона від молекули  $H_2O$  до  $OH^-$  іону пояснюється уявний рух гідроксильних іонів у зворотному напрямі. Але оскільки відрив протона від молекули води відбувається з більшими труднощами, чим перехід протона від іона  $H_3O^+$ , то рухливість гідроксила менша, ніж рухливість  $H^+$  і  $H_3O^+$ . Що у свою чергу виражається в зменшенні електропровідності лужної складової електрохімічно обробленої води.

Електропровідність водних розчинів і інших рідин також визначається складом розчинених в них речовин. Останні, у свою чергу, визначають час збереження активованого стану рідини при електрохімічній обробці. Також при анодній електрохімічній обробці відбувається збільшення вмісту розчиненого хлору, кисню, зменшується концентрація водню, азоту, змінюється структура води.

Вирішальним чинником в управлінні процесом витиснення залишкової нафти є ефект впливу середовища, а саме її вид і компонентний склад; причому останній часто не піддається прямому регулюванню і визначається об'єктивними причинами. Розгляд аспектів фізико-хімічних процесів на межі розділу фаз доцільно провести на прикладі пісковика.

Про характер зміни потенціалу пісковика [27] (який обумовлює ступінь змочування) при різних значеннях рН можна судити по зміні значень його  $\zeta$ -потенціала, що визначає механізм і кінетику електрохімічних реакцій, і власне адсорбційні явища (рис. 3.1).

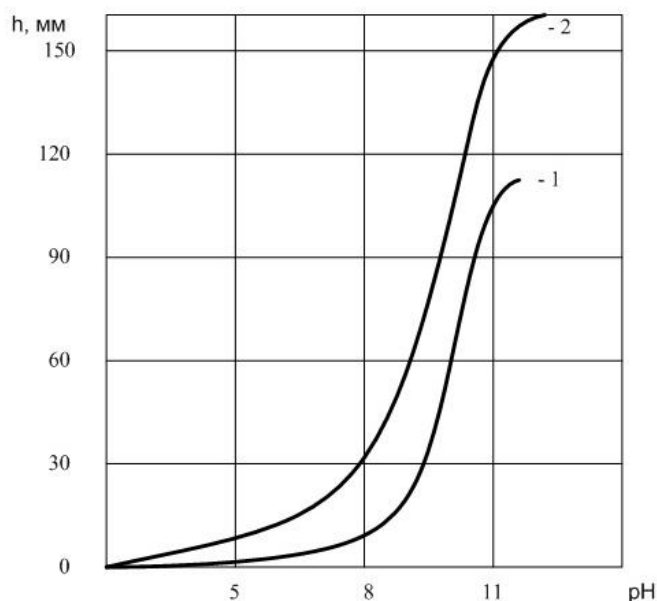


*Рисунок 3.2. Вплив рН на значення  $\zeta$ -потенціалу пісковика*

З графіка представленого на рис. 3.2 видно, що енергія взаємодії з молекулами води і гідрофілізація поверхні пісковика зростають із збільшенням значень  $\zeta$ -потенціалу поверхні, саме це явище переконливо доводить необхідність піддавання дисперсійного середовища електрохімічній обробці.

Здатність розчинів утворювати газорідинні суміші або піни визначається особливими властивостями молекул розчинених речовин, які відносяться до класу поверхнево-активних. Дія ПАР, як відомо, цілком залежить від властивостей середовища, в якому вони розчинені або розподілені. Можливість і інтенсивність піноутворення, за усіх інших рівних умов, обумовлюється впливом температури і водневого показника рН [26]. Величина рН чинить вплив на про-

цеси піноутворення внаслідок зміни міри дисоціації або дисперсності (а в цілому можна сказати - розчинності) піноутворювачів в робочому середовищі.



**Рисунок 3.3.** Пінотворна здатність характерної аніонактивної ПАР залежно від рН при її концентрації: 1 -  $6,6 \cdot 10^5$  моль/л; 2 -  $2,0 \cdot 10^4$  моль/л

Даних по суворо однозначній залежності пінотворної здатності розчинів ПАР від рівня рН немає.

При одному і тому ж водневому показнику середовища, пінотворна здатність ПАР різних груп неоднакова. Аніонактивні ПАР в кислому середовищі піну практично не утворюють. Максимальне піноутворення аніонактивних ПАР зазвичай спостерігається при рН рівному 8 - 9, а для деяких з'єднань цієї групи ПАР навіть при рН рівному 12 спінююча здатність свого максимального значення ще не досягає. В цілому аніонактивні ПАР можна охарактеризувати наступним: із збільшенням довжини гідрофобного ланцюга максимум їх пінотворної здатності зрушується в лужну область.

Пінотворна здатність неіоногенних ПАР в основному не залежить від рН значень в їх інтервалі від 3 до 9. Амфотерні ПАР проявляють максимальну пінотворну здатність при рН рівному 4,5. Проте для деяких ПАР цієї групи зростання піноутворення відбувається і в лужному середовищі.

Окрім власне процесу піноутворення, значення водневого показника визначає також стійкість (стабільність) газорідних сумішей. Проведеними на

кафедрі нафтогазової інженерії та буріння НТУ ДП дослідженнями підтверджена кореляційна залежність стабільності піни від рівня рН. Проводилася оцінка стійкості піни, отриманої з розчинів з різною концентрацією як самого ПАР-піноутворювача, так і водневих іонів. Аналіз результатів спостережень виявив найбільш яскравий вплив на стабільність пін саме водневого показника.

Підводячи проміжний підсумок, важливо підкреслити наступне: роль водневого показника в процесах піноутворення можна вважати частково з'ясованою, а наявність прямого впливу на хід утворення і стійкість газорідних сумішей - твердженням доведеним.

Нині, у зв'язку з відсутністю чітких критеріїв прогнозування піноутворних властивостей ПАР і їх поведінки в тому або іншому середовищі, при проектуванні, наприклад технології буріння з використанням газорідних сумішей, рекомендується керуватися довідковими даними [24]. У них пропонується значний ряд рецептур приготування пінних очисних агентів, відповідних певним гірничо-геологічним і техніко-технологічним умовам. Відносно створення пінних систем для реалізації технології інтенсифікації витиснення залишкової нафти з пластів-колекторів такі рекомендації практично відсутні [29].

### ***3.3 Визначення композиційних рецептур пінних систем та техніко-технологічних засобів їх створення***

Піни – це, як правило, багатофазні дисперсні системи, де дисперсійним середовищем служить рідина, а дисперсною фазою - газ, який складає до 99% об'єму системи; бульбашки газу розділені тонкими плівками води і можуть мати форму многогранників [25].

Співвідношення фаз в дисперсних системах «рідина – повітря» визначають мірою аерації рідини  $a$ , що є відношенням витрат газу  $Q_g$  і рідини  $Q_p$  при атмосферному тиску, тобто  $a = Q_g/Q_p$ . При  $a < 50$  дисперсна система є аерованою рідиною, а при  $a = 50 \div 300$  - піною. Аерація – це процес насичення рідини повітрям, рідше іншими газами. При цьому газоподібна фаза розглядається як дисперсна, а рідка – як безперервне дисперсійне середовище.



Способи приготування аерованих рідин і пін:

1. Механічний спосіб забезпечує аерацію рідини за допомогою компресорних установок і спеціальних пристроїв - аераторів (піногенераторів).
2. При ежекційному способі рідина аерується шляхом засмоктування повітря з атмосфери за допомогою спеціальних ежекторних змішувачів.
3. Хімічний спосіб забезпечує спінювання (аерацію) рідини при обробці її ПАР-піноутворювачами і перемішуванні.
4. Комбінований спосіб поєднує механічний (ежекційний) і хімічний способи аерації.

Комбінований спосіб аерації є найпоширенішим і ефективнішим, оскільки у присутності ПАР-піноутворювачів істотно покращуються умови диспергування газу і підвищується стабільність (стійкість) усієї дисперсної системи.

Молекула ПАР складається з гідрофобної частини і здатного гідратуватися залишку - гідрофільної групи [24]. Гідрофільними групами в молекулі ПАР можуть бути карбоксильна, сульфатна, гідроксильна, сульфонатна, поліефірна групи, які багаторазово повторюються та містять азот і інші елементи. До гідрофобної частини відносяться вуглеводневі радикали, ароматичні, циклічні і змішані групи. Молекула ПАР може складатися одночасно з декількох гідрофільних і гідрофобних груп, однакових або відмінних одна від одної. Внаслідок такої будови молекули ПАР при розчиненні або диспергуванні в рідині сорбуються на поверхні розділу фаз, проявляючи при цьому ряд визначальних властивостей: здатність знижувати поверхнєве натягнення на межі розділу «рідина – газ» і «рідина – рідина», здатність утворювати агрегати молекул (міцели) при певній концентрації речовини і солюбілізувати нерозчинні у воді з'єднання.

Поверхнево-активні речовини з точки зору їх дисоціації у водних розчинах діляться на аніонактивні (поверхнева активність цих речовин в розчинах обумовлена аніонами; до аніонактивних ПАР належать лужні солі жирних кислот (мила), алкілсульфати, алкілсульфонати, алкіларілсульфонати лужних металів та ін.), катіонактивні (поверхнева активність цих речовин визначається катіонами; до цього класу з'єднань відносяться солі амінів, четвертинні амонієві

солі, алкілпірідінові солі) і неіоногенні (у водних розчинах ці речовини не дисоціюють на іони, їх розчинність залежить від спорідненості до води функціональних груп, а поверхнева активність обумовлена дифільною будовою молекули; до таких речовин відносяться оксиетильовані жирні спирти і кислоти, оксиетильовані феноли, а також оксиетильовані амідні, аміни.), а також амфотерні або амфолітні (ці речовини залежно від рН розчину можуть проявляти аніонактивні властивості (лужне середовище) або катіонактивні властивості (кисле середовище); подібні властивості мають алкіламінокислоти, сульфітобетайни, деякі полідіметілсілоксани і деякі інші речовини) [27].

При введенні в рідину розчинних речовин, молекули яких відрізняються від молекул розчинника силами взаємного тяжіння, поверхневі шари збагачуються одним з компонентів розчину. Це явище, зване адсорбцією, спостерігається, коли молекули мають дифільну (електрично двохполярну) будову, причому одна або декілька груп мають спорідненість до тієї фази, в якій вони розчинені або диспергують, а інші групи відштовхуються від молекул розчинювального середовища. Для речовин, що володіють високою поверхневою активністю, концентрація активних молекул в поверхневому шарі навіть у разі сильно розбавлених розчинів в десятки тисяч разів перевищує їх концентрацію в об'ємі розчину.

На сьогодні практично відсутні дані відносно комплексної оцінки властивостей поверхнево-активних речовин і газорідних сумішей для конкретних технологічних процесів. Разом з тим практичний досвід застосування активованих рідин доводить, що оцінка властивостей поверхнево-активних речовин і газорідних сумішей необхідно здійснювати з урахуванням фізико-хімічних критеріїв, фізико-механічних і технологічних параметрів, інженерно-екологічних і економічних вимог [21].

Підвищенням змочуваності, формуванням граничних шарів, підвищенням капілярного тиску всмоктування шляхом введення в рідину композицій, що містять ПАВ, можна істотно збільшити міру витіснення залишкової нафти. Крайовий кут змочування  $\theta$  може бути використаний в якості експрес методу оцін-

ки дії газорідних сумішей на породу-колектор. Крайовий кут змочування описує ступінь змочування поверхні твердого тіла рідиною. Якщо помістити краплю чистої води на тверду нейтральну поверхню в повітряному середовищі, то вона повністю розтечеться по ній, тобто кут змочування практично рівний нулю, а поверхня буде гідрофільною. Коли помістити краплю води на твердій поверхні в середовищі ізookтану, то кут змочування буде гострий (вимірюється в сторону змочуючої фази). При розміщенні краплі на твердій поверхні в середовищі ізookтан + ізоквілін (в співвідношенні 1:1) кут змочування буде дорівнювати  $90^{\circ}$ , тобто тверда поверхня однаково змочується обома флюїдами. Та ж крапля, поміщена в середовище ізоквіліну, утворить з твердою поверхнею тупий кут, що свідчить про краще змочування твердої поверхні ізоквіліном, ніж водою, тобто в даному випадку поверхня стає гідрофобною. Отже, при повному змочуванні кут змочування  $\theta$  дорівнює  $0^{\circ}$ , а при повному незмочуванні він рівний  $180^{\circ}$ .

Присутність у воді солей  $NaCl$ ,  $KCl$  і  $CaCl_2$  при їх концентрації від 3 до 5% істотно збільшує значення  $\theta$ . Поверхнєве натягнення на межі "тверде тіло - рідина", значною мірою, визначає тиск капілярного всмоктування, підвищення якого чинить великий вплив на характер руху пін в пласті-колекторі. У табл. 3.2 приведені результати вимірів поверхневої активності речовин відносно міри мінералізації дисперсійного середовища.

**Таблиця 3.2**  
**Поверхнєве натягнення  $\sigma_{m-p}$**

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

Дані табл. 3.2 свідчать про відмінність поверхневої активності Сульфанолу НП - 3 і Синтанолу АЦЕС - 12 залежно від концентрації в розчині і мінералі-

зації 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.

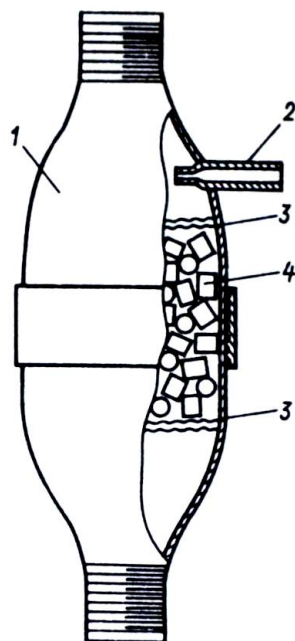
Адсорбційні процеси визначають міру дисперсності (стабільність) гетерогенних систем, плівкоутворення і так далі. Дослідницькі роботи показали, що при циркуляції пін в пластах-колекторах спостерігаються втрати поодиноких ПАР типу ДНС - А, Сульфанол, Сульфонатна паста, Синтанол - 10 в кількості, що не 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 пісковикі 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%.

Існуючі у світовій практиці способи приготування та нагнітання пін можна розділити на прямі, якщо тиск при подачі компонентів до робочої камери пристроїв для генерування пін дорівнює тиску нагнітання їх суміші, і ступінчастий, якщо тиск нагнітання суміші перевищує тиск, необхідний для подачі будь-якого з компонентів.

Перший спосіб реалізується за допомогою компресорів, насосів і поверхневих піногенераторів. При цьому вимагається, щоб насоси і компресорні установки мали робочі тиски, достатні для забезпечення заданого технологічного процесу.

У США запропонований піногенератор, що є циліндром, заповненим безладно розташованими піногенеруючими кільцями, що знаходяться між двома сітками (рис. 3.4). На одному кінці циліндра є отвір для входу стислого повітря або газу, на іншому - для виходу піни. Нижче за отвір для подачі газу, на бічній

стороні циліндра, знаходиться штуцер для нагнітання водного розчину ПАР. Циліндрична частина утворена двома дзвоноподібними ніпелями, пов'язаними муфтою. Розчин ПАР подається під прямим кутом до напрямку руху газового потоку з метою найкращого перемішування газу і рідини. Кінець трубки для підведення розчину ПАР робиться плоским, щоб відбувалося розпилення в зоні змішення.



**Рисунок 3.4. Поверхневий піногенератор:**  
 1 - корпус; 2 - сопло для подачі розчину ПАР; 3 – піногенеруючі кільця; 4 - сітчасті перегородки

Піногенеруючі кільця складаються з великого числа легкозмінних металевих ободів із спицями. Рекомендуються наступні розміри елементів піногенераторів (у мм): діаметр підвідного повітряного проводу 51; діаметр трубопроводу для розчину ПАР 25,4 з плоским соплом заввишки 1,6; діаметр циліндра піногенератора від 101,6 до 304,8 (прийнятніше 254); довжина піногенератора від 457,2 до 762; діаметр і висота кільця 15,9; товщина стінок 3,2. Оптимальне співвідношення подачі водного розчину-піноутворювача і повітря - 1:155.

На рис. 3.5 представлений пристрій для отримання пін, розроблений на базі насоса подвійної дії 11 Гр, який працює таким чином. При русі поршня 1 управо в циліндрі 2 насосу рівень рідини в лівій робочій камері 4 знижується і повітря поступає через газовий клапан 5 в звільнену порожнину робочої камери

4. З рідинного колектора 10 в циліндр 2 через лівий всмоктуючий клапан 3 поступає задана кількість перекачуваної рідини. Одночасно рівень рідини в правій робочій камері 4 піднімається і тиск повітря в ній підвищується. Досягши робочого тиску в правій камері відкривається нагнітальний клапан 6, через який з робочої камери в нагнітальну камеру 7 поступає спочатку повітря, а потім у кінці нагнітання технологічно задана кількість перекачуваної рідини. При зворотньому ході поршня 1 відбувається зміна процесів в лівій і правій робочих камерах.

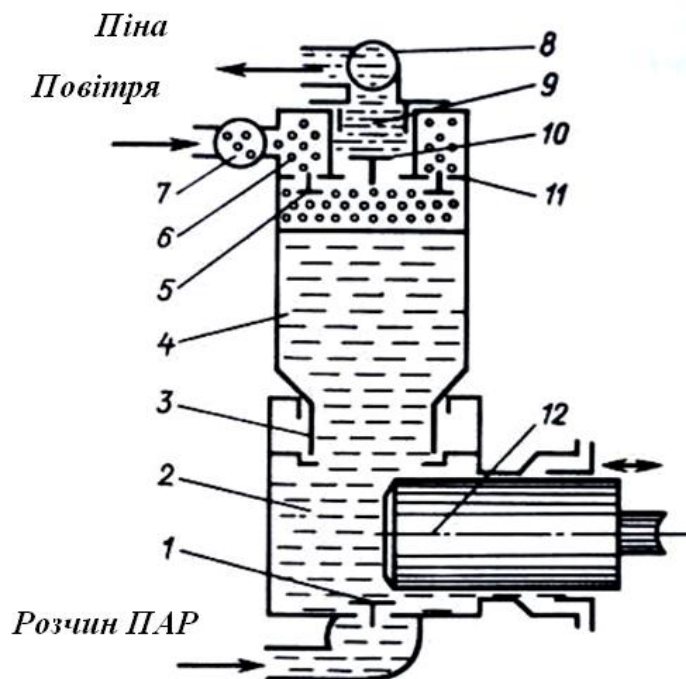


Рисунок 3.5. Поверхневий піногенератор на базі насоса 11 Гр

Для забезпечення стійкої роботи пристрою об'єм робочої камери 4 перевищує об'єм, що описується поршнем 1 насоса, що дозволяє виключити перетікання повітря в циліндр 2, що має непроточні тупикові зони.

Газові клапани і нагнітальні камери окремих компресорних циліндрів, встановлених на гідроблоці насоса, об'єднані колекторами 8 і 9. Повітря в колектор 9 подається за допомогою компресора низького тиску, а перекачувана рідина в колектор 10 - дозувальним насосом. Газорідинна суміш утворюється при витіканні через щілини нагнітальних клапанів і подальшому транспортуванні по нагнітальній лінії.

Принцип дії пристрою аналогічний принципу дії ступеня поршневого компресора, в якому роль поршня грає рідина, що переміщається у вертикально розташованому циліндрі під впливом поршня насоса.

На рис. 3.6 представлена схема пристрою для отримання піни, створеного на базі трьохплунжерного насоса НБ4 - 320/63 [23], який включає три компресорні циліндри, встановлених на гідроблоці насоса, що має робочі камери 2 з плунжерами 12 і всмоктуючими клапанами 1. Компресорний циліндр складається з робочої камери 4, сполученою з камерою 2 проточним каналом 3. Об'єм камери 4 перевищує об'єм, який описується плунжером 12, що дозволяє уникнути перетікання повітря з камери 4 в камеру 2. Над камерою 4 встановлені нагнітальний клапан 10 і плита 11 з розміщеними на ній газовими клапанами 5. Для виключення утворення непроточних зон у верхній частині камери 4 плита 11 виконана загальною для нагнітального 10 і газових 5 клапанів, які встановлені на одному рівні, а газові, крім того, розміщені на плиті 11 концентрично і рівномірно. Газовід 6, розташований над камерою 4 та сполучений із загальним для компресорних циліндрів повітряним колектором 7, а нагнітальний колектор 8 об'єднує нагнітальні камери 9 усіх компресорних циліндрів.

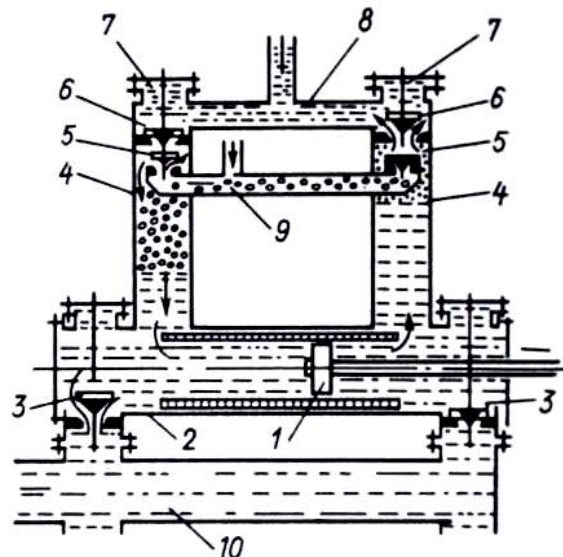


Рисунок 3.6. Поверхневий піногенератор на базі насоса НБ4 - 320/63

Пристрій монтують в наступному порядку. Демонтують сідла нагнітальних клапанів, а замість них у верхній частині гідроблоку встановлюють і кріп-

лять до нього шпильками компресорні циліндри. У гідроблоці встановлюють всмоктуючі клапани для подачі рідини в робочу камеру насоса, а також повітря і нагнітальний колектори, під'єднуючи їх до відповідних патрубків окремих компресорних циліндрів. Повітряний колектор під'єднують до джерела стислого повітря (компресор низького тиску), нагнітальний до манифольду, а приймальний шлангом до дозувального насоса.

Однак практика застосування розглянутих пристроїв довела їх недостатньо високу надійність роботи та складність експлуатації, тому, як альтернатива, кафедрою нафтогазової інженерії та буріння НТУ ДП пропонуються способи отримання пін шляхом застосування ежекторних пристроїв.

### ***3.4 Приклад проектування екологічно обґрунтованої програми розробки родовища***

Аналіз виробничої діяльності бурових підприємств свідчить, що найуразливішим компонентом довкілля, який найбільше зазнає негативного впливу з боку реалізації технологічних процесів спорудження свердловин, є поверхневі та підземні води – це є наслідком їхньої розповсюдженості, динамічності, ресурсної цінності та виняткової важливості екосистемних функцій [27].

Для запобігання подібним явищам при здійсненні робіт необхідно максимально понизити можливість забруднення геологічного середовища продуктами паливно-мастильних матеріалів (ПММ), різними (наприклад, особливо шкідливими полімерними) добавками до промивальних рідин.

Після завершення робіт усі гірські виробки необхідно ліквідувати шляхом їх засипки піском і наступним затрамбуванням, щоб уникнути просідань поверхні землі, які, у свою чергу, можуть привести до розвитку різного роду екзогенно-геологічних процесів (яроутворення, заболочування). Бурові свердловини повинні бути ліквідовані у встановленому порядку, шляхом заповнення їх стовбура спеціальними сумішами.



Основними заходами щодо очищення стічних вод є: замкнуте оборот-водопостачання підприємств; розбавлення до гігієнічно-прийнятних шкідливих речовин; застосування механічних, хімічних і біологічних методів очищення.

Виконуючи інженерно-геологічні дослідження, необхідно запобігати витокам у водоймища і водостоки забруднених промивальних рідин, нафтопродуктів, вод і розчинів, що містять токсичні речовини.

Основними питаннями, які необхідно вирішувати при виконанні комплексних заходів щодо охорони ґрунтів, є: боротьба з ерозією ґрунтів, механічним, хімічним і бактеріологічним забрудненням; захист від засолення і заболочування; організація утилізації побутових і промислових відходів, рекультивация ґрунтів.

Організації, що займаються спорудженням свердловин зобов'язані дотримуватися наступних правил щодо нівелювання впливу викидів забруднюючих речовин в атмосферне середовище: здійснювати організаційно-господарські, технічні та інші заходи, спрямовані на забезпечення виконання вимог, передбачених стандартами та нормативами екологічної безпеки у галузі охорони атмосферного повітря, дозволами на викиди забруднюючих речовин тощо; вживати заходів щодо зменшення обсягів викидів забруднюючих речовин і зменшення впливу фізичних факторів; забезпечувати безперебійну ефективну роботу і підтримання у справному стані споруд, устаткування та апаратури для очищення викидів і зменшення рівнів впливу фізичних та біологічних факторів; здійснювати контроль за обсягом і складом забруднюючих речовин, що викидаються в атмосферне повітря, і рівнями фізичного впливу та вести їх постійний облік; заздалегідь розробляти спеціальні заходи щодо охорони атмосферного повітря на випадок виникнення надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру і вживати заходів для ліквідації причин, наслідків забруднення атмосферного повітря; забезпечувати здійснення інструментально-лабораторних вимірювань параметрів викидів забруднюючих речовин.

Роботи з ведення моніторингу підземних вод України здійснюються відповідно до Положення про державну систему моніторингу довкілля в частині

моніторингу вод та Водного кодексу України. Основною метою моніторингу підземних вод – є спостереження за станом підземних вод, як одного з найважливіших компонентів оточуючого середовища, з підготовкою необхідної інформації та прогнозів різного призначення, а також розробки науково-обґрунтованих рекомендацій для прийняття рішень про запобігання негативним змінам режиму підземних вод та дотримання вимог екологічної безпеки.

Вода, що подається споживачам проходить багатостадійний контроль якості: в місці відбору з джерела водопостачання; перед та після водоочистки та знезараження; перед подачею в розподільчу мережу; безпосередньо в розподільчій мережі.

Забруднення підземних вод проявляється у підвищенні їх мінералізації, загальній жорсткості, збільшенні вмісту хлору, сульфат-іона, заліза, появою нітратів, нафтових вуглеводів, важких металів (мідь, цинк, свинець, ртуть та ін.), в зміні температури, кольору, в появі неприємного запаху та інших показників погіршення якості води.

Для збереження питної якості води, а також попередження забруднення родовищ підземних вод, у відповідності до діючого положення про порядок проектування та експлуатації зон санітарної охорони, джерел водопостачання та водогонів господарсько-питного призначення (ДБН В.2.5.-74:2013), встановлюються зони санітарної охорони, в яких запроваджуються спеціальні заходи, що виключають можливість забруднення водозаборів та водоносних горизонтів у районах водозаборів. Виділяють такі зони санітарної охорони гідрогеологічних свердловин (ЗСО): I пояс ЗСО (суворого режиму); II пояс ЗСО (з метою захисту від бактеріологічного забруднення); III пояс ЗСО (з метою захисту від хімічного забруднення).

Для забезпечення дотримання санітарного режиму, в межах зон санітарної охорони, обов'язковим є виконання наступних заходів: щоденний огляд насосних станцій і I-го поясу зони санітарної охорони, один раз на місяць - II-го поясу ЗСО і один раз на рік – III-го поясу ЗСО; контроль санітарного стану прилеглої до водозабору території з метою своєчасного виявлення джерел по-

тенційного забруднення; спостереження за якістю води шляхом проведення санітарно-мікробіологічного, хімічного, радіологічного контролю і визначення отрутохімікатів, відповідно до санітарних норм і правил; недопускання розливу шкідливих речовин на ділянці робіт; дотримання основних вимог та рекомендацій санітарної служби та органів геоекологічного та гірничотехнічного контролю.

На території I поясу ЗСО водозабору:

- забороняються усі види будівництва, що не мають безпосереднього відношення до експлуатації, реконструкції і розширення водопровідних споруд, у тому числі прокладення трубопроводів різного призначення, розміщення житлових і господарчо-побутових будівель, проживання людей, а також застосування отрутохімікатів і добрив, посадка високостовбурних дерев;

- територія має бути спланована для відведення поверхневого стоку за її межі та забезпечена охороною;

- водопровідні споруди, розташовані в цьому поясі, мають бути обладнані з урахуванням запобігання можливості забруднення питної води через оголовки і гирла свердловин, люки і труби переливань резервуарів і пристрою заливки насосів;

- водозабір має бути обладнаний апаратурою для систематичного контролю відповідності фактичного дебіту проектній продуктивності.

На території II поясу ЗСО водозабору:

- забороняється розміщення кладовищ, скотомогильників, ділянок асепізації і фільтрації, гноєсховищ, силосних траншей, тваринницьких і птахівницьких ферм і інших об'єктів, що обумовлюють небезпеку мікробного забруднення підземних вод;

- забороняється застосування усіх видів отрутохімікатів і добрив;

- відбувається виявлення та тампонування усіх старих, бездіяльних, дефектних свердловин, що представляють небезпеку в частині можливості забруднення водоносних горизонтів;

- буріння нових свердловин і нове будівництво пов'язане з порушенням ґрунтового покриву, здійснюється при обов'язковому узгодженні з центрами гігієни і епідеміології, органами екологічного і геологічного контролю;

- забороняється закачування відпрацьованих вод в підземні горизонти, створення горизонтів підземного складування твердих відходів і розробки надр землі;

- забороняється розміщення складів ПММ, отрутохімікатів і мінеральних добрив, накопичувачів виробничих стоків, шламосховищ і інших об'єктів, що обумовлюють небезпеку хімічного забруднення підземних вод;

- проводиться своєчасне виконання необхідних заходів щодо санітарної охорони поверхневих вод, що мають гідравлічний зв'язок з використовуваним водоносним горизонтом;

- здійснюється виконання заходів щодо санітарного облаштування території населеного пункту (обладнання каналізацією, створення водонепроникних вигребів, відведення поверхневого стоку та ін.).

На території третього поясу ЗСО виконуються ті ж заходи, що і для другого поясу; крім того допускається розміщення об'єктів (складів паливно-мастильних матеріалів, отрутохімікатів і мінеральних добрив, накопичувачів виробничих стоків, шламосховищ) тільки за умови виконання спеціальних заходів щодо захисту водоносного горизонту від забруднення за узгодженням з центрами гігієни і епідеміології, органами екологічного і геологічного контролю і управління.

#### ***Розділ 4. Охорона праці та навколишнього середовища***

Система управління охороною праці на підприємствах і в організаціях нафтогазового комплексу України передбачає цикл організаційних, технічних, економічних і правових заходів спрямованих на забезпечення безпечних і здорових умов праці і є складовою частиною системи управління виробництвом.

Законодавство України про охорону праці являє собою систему взаємозв'язаних нормативно-правових актів, що регулюють відносини у галузі реалізації державної політики щодо правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів та засобів, спрямованих на збереження здоров'я і працездатності людини в процесі праці. Воно базується на конституційному праві всіх громадян України на належні, безпечні і здорові умови праці, та складається з Закону України "Про охорону праці", "Про підприємства України", Кодексу законів про працю України, Закону України "Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування від нещасного випадку на виробництві та професійного захворювання, які спричинили втрату працездатності" та прийнятих відповідно до них нормативно-правових актів.

Керівники всіх рівнів управління у відповідності з посадовими обов'язками вирішують виробничі завдання у комплексі з питаннями охорони праці і несуть повну відповідальність за інженерне, кадрове і матеріально-технічне забезпечення безпечних і здорових умов праці, а безпосередні виконавці робіт – за дотримання встановлених технологій, регламентів ведення робіт, чинних інструкцій, норм і правил охорони праці в межах посадових обов'язків.

Роботодавець зобов'язаний створити на робочому місці в кожному структурному підрозділі умови праці відповідно до нормативно-правових актів, а також забезпечити додержання вимог законодавства щодо прав працівників у галузі охорони праці [30].

Роботи, спрямовані на вирішення завдань щодо забезпечення безпечних і здорових умов праці, виконуються у відповідності з перспективними і поточними планами, які розроблені в структурному підрозділі. Зміст, порядок роботи, погодження, затвердження планів і фінансування робіт з охорони праці визначаються чинним положенням. Кожен пункт плану повинен мати чітке формулювання, терміни і об'єми, які дозволили б проконтролювати фактичне виконання.

Правила охорони праці на об'єктах нафтогазової промисловості розглянемо на прикладі правил безпеки при виконанні бурових робіт [21].

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

У процесі буріння згідно з нормативно-технічними документами контролюються такі параметри: а) вага на гаку з реєстрацією на діаграмі; б) якісна характеристика бурового розчину з реєстрацією в журналі; в) тиск у маніфольді бурових насосів з реєстрацією на діаграмі чи в журналі; г) рівень розчину в приймальних ємностях під час буріння.

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

У процесі буріння необхідно контролювати траєкторію стовбура свердловини. Обсяг та періодичність вимірів визначаються проектом. На буровій установці повинна бути схема фактичної траєкторії стовбура в просторі.

На буровій установці необхідно щозміни заповнювати вахтовий журнал установленної форми.

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

### *Спуско-підйомні операції (СПО)*

СПО в процесі буріння проводяться з урахуванням технічного стану та характеристик бурового обладнання, стану свердловини, а також особливостей технологічних операцій, що виконуються.

Швидкості спуско-підйомних операцій регламентуються технологічною службою бурового підприємства, виходячи зі стану стовбура свердловини та допустимих коливань величини гідродинамічного тиску на вибій та стінки.

Виконувати спуско-підйомні операції необхідно з використанням механізмів для згвинчування (розгвинчування) труб та спеціальних пристроїв. Між бурильником і верховим працівником повинна бути встановлена звукова сигналізація.

При підніманні бурильної колони зовнішня поверхня труб повинна очищатися від бурового розчину за допомогою спеціальних пристроїв (обтираторів).

Ліквідація ускладнень у процесі піднімання або спускання бурильного інструменту проводиться відповідно до заходів щодо запобігання аваріям та згідно з нормативно-технічними документами.

На устя встановлюється пристрій, що запобігає падінню сторонніх предметів у свердловину під час спуско-підйомних операцій.

Для запобігання зісковзуванню бурильних і обважнених труб з підсвічника підсвічник повинен мати металеву окантовку по периметру заввишки не менше 70 мм та отвори для стікання бурового розчину та іншої рідини.

Не дозволяється проводити спуско-підйомні операції при: а) відсутності або несправності обмежувача підняття талевого блока; б) несправності обладнання, інструменту; в) неповному складі вахти; г) швидкості вітру понад 15 м/с; г) видимості менше 50 м під час туману і снігопаду; д) застопороному гаку талевого блока.

Не дозволяється розкріплювати і згвинчувати різьбові з'єднання бурильних труб та інших елементів компоновки бурильної колони за допомогою ротора.

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 тощо).

Під час спуско-підйомних операцій не дозволяється: а) перебувати в радіусі (зоні) дії автоматичних і машинних ключів, робочих і страхових канатів; б) подавати бурильні свічі з підсвічника і встановлювати їх на підсвічник без використання спеціальних пристроїв (відвідних гачків); в) викидати на містки "двотрубку" або брати її з містків для нарощування; г) користуватись перевернутим елеватором, а також елеваторами, які не обладнані запобіжником їх самочинного розкриття; г) викидати труби на містки, коли дверцята елеватора повернута вниз.

Режими підняття ненавантаженого елеватора, а також зняття з ротора колони бурильних і обсадних труб повинні унеможливити розгойдування талевої системи.

Підводити машинні і автоматичні ключі до колони бурильних (обсадних) труб дозволяється лише після посадки колони на клини чи елеватор.

При застосуванні пневморозкріплювача необхідно, щоб натяжний канат і ключ розташовувалися в одній горизонтальній площині. Канат повинен надійно кріпитися до штока пневморозкріплювача. Робота пневморозкріплювача без направляючого поворотного ролика не дозволяється. Під час СПО до повної зупинки елеватора не дозволяється перебування людей в радіусі 2 м від ротора.

### *Бурові розчини*

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.

Густина бурового розчину під час розкриття газонафтоводонасичених пластів повинна визначатися для горизонту з максимальним градієнтом пластового тиску в інтервалі сумісних умов.



Густина бурового розчину в інтервалах сумісних умов буріння повинна визначатися з розрахунку створення стовпом бурового розчину гідростатичного тиску в свердловині, який перевищує пластовий тиск на величину:

а) від 10 % до 15 % - для свердловин глибиною до 1200 м (інтервалів від 0 м до 1200 м), але не більше 1,5 МПа;

б) від 5 % до 10 % - для свердловин глибиною до 2500 м (інтервалів від 1200 м до 2500 м), але не більше 2,5 МПа;

в) від 4 % до 7 % - для свердловин глибиною понад 2500 м (інтервалів від 2500 м і до проектної глибини), але не більше 3,5 МПа.

Максимально допустима репресія (з урахуванням гідродинамічних утрат) повинна унеможлилювати гідророзрив або поглинання бурового розчину на будь-якій глибині інтервалу сумісних умов буріння.

В інтервалах, складених глинами, аргілітами, глинистими сланцями, солями, схильними до втрати стійкості й текучості, густина, фільтрація, хімічний склад бурового розчину встановлюються, виходячи з потреби забезпечення стійкості стінок свердловини. При цьому репресія не повинна перевищувати меж, установлених для усього інтервалу сумісних умов буріння.

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.

Не допускається відхилення густини бурового розчину (звільненого від газу), що перебуває в циркуляції, більше ніж на  $20 \text{ кг/м}^3$  ( $0,02 \text{ г/см}^3$ ) від установленної проектом величини.

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

#### Компонування і експлуатація бурильних колон

Компонування бурильної колони повинно відповідати розрахунку, закладеному в проекті.

Запаси міцності бурильної колони при дії на неї статичного осьового розтягувального навантаження з урахуванням крутного моменту та згинаючого навантаження повинні бути не менше ніж: 1,5 - для роторного буріння; 1,4 - при бурінні вибійними двигунами.

Запас міцності бурильної колони (на зминання) при застосуванні клинового захоплювача і при впливі на трубу надлишкового зовнішнього і внутрішнього тиску повинен бути не менше ніж 1,15.

Компонування бурильної колони повинно проводитись згідно з її розрахунком та планом проведення відповідних робіт.

Експлуатація будь-якого елемента бурильної колони без паспорта (комплекту) не дозволяється.

Паспорти на труби (бурильні, ведучі, обважені), перехідники і опорно-центрувальні елементи бурильної колони виписуються до початку експлуатації бурильного інструменту і заповнюються протягом усього терміну експлуатації до їх списання.

Паспорти на труби (бурильні, ведучі, обважені), перехідники, а також на всі елементи компоновки низу бурильної колони повинні бути на базі підприємства або в буровій бригаді.

Дані про їх установаження у компонування бурильної колони, напрацювання та проведені дефектоскопії повинні регулярно заноситись у паспорти безпосередньо начальником бурової установки.

Екологічні заходи підприємств з видобутку та переробки вуглеводневої сировини повинні бути спрямовані на забезпечення ефективного функціонування і розвитку нафтогазової галузі, зменшення негативного впливу на довкілля та екологічних ризиків у процесі виробничої діяльності, гармонізацію економічних інтересів з екологічними та соціальними інтересами суспільства, впровадження екологічних міжнародних та європейських стандартів [27].

Для реалізації екологічних заходів необхідно виконувати відповідні роботи за наступними позиціями: захист довкілля та мінімізація негативного впливу на нього; дотримання обов'язкових вимог екологічного та суміжного законо-

давства у сфері екології; упровадження та вдосконалення систем екологічного керування згідно з вимогами міжнародного стандарту ISO 14001:2015; дотримання принципу динамічного економічного розвитку при максимально раціональному використанні природних ресурсів та збереженні сприятливого навколишнього середовища; урахування екологічних чинників під час планування діяльності та здійснення закупівель технологій, матеріалів і устаткування, виконання робіт та послуг; підвищення ефективності виробничих процесів за рахунок застосування найкращих доступних технологій; забезпечення цільового планування дій, спрямованих на попередження та зниження негативного впливу на довкілля, із застосуванням ризик-орієнтованого підходу; підвищення екологічної культури та свідомості працівників щодо їх ролі у вирішенні питань, пов'язаних з охороною довкілля; забезпечення відкритості інформації про діяльність, пов'язану із впливом на довкілля.

З метою зниження шкідливого впливу забруднюючих речовин на атмосферне повітря, нафтогазовими підприємствами повинні проводитися такі заходи: інвентаризація стаціонарних джерел викидів; оптимізація технологічних режимів існуючого обладнання, що працює на вуглеводневому паливі, та його модернізація; виявлення мобільними лабораторіями витоків із запірної арматури та їх усунення за допомогою сучасного обладнання та вискоєфективних ущільнюючих матеріалів; ремонтно-налагоджувальні роботи технологічного обладнання; заміна резервуарів із стаціонарною покрівлею на більш сучасні у технологічному плані резервуари із плаваючою покрівлею; систематичне обслуговування дихальної арматури резервуарів та апаратів, ущільнення понтонів та покрівель резервуарів; капітальний ремонт двигунів і заміна радіаторів; використання режимів перекачування та експлуатації резервуарів, які забезпечують найменші обсяги викидів забруднюючих речовин; спорудження та оснащення контрольно-регулювальних пунктів для перевірки і зниження токсичності відпрацьованих газів транспортних засобів; переведення автотранспорту на використання екологічно чистих видів пального.

З метою охорони водних ресурсів та раціонального використання води в процесах нафто газовидобутку та переробки сировини необхідно здійснювати наступні заходи: ремонт і заміна аварійних ділянок нафтопроводів, газопроводів та водопроводів; обстеження переходів трубопроводів через водні перешкоди і автодороги; відновлення обвалування резервуарів, свердловин та інших об'єктів; оцінка технічного стану експлуатаційних колон нафтових і нагнітальних свердловин геофізичним методом; ревізія і заміна арматури видобувних і нагнітаючих свердловин; ревізія і заміна засувки на водоводах, лічильників обліку води.

Супутньо-пластові води, які видобуваються разом з вуглеводнями, необхідно повертати в підземні горизонти через нагнітальні свердловини системи підтримання пластового тиску або в поглинальні свердловини за окремими проектами згідно вимог чинного законодавства. Використання цього методу значно знижує негативний вплив на поверхневі водні об'єкти, ґрунтові води, частково відновлює природні умови ділянок надр, які надані у користування для видобутку нафти та газу, забезпечує збереження земельних угідь.

З метою охорони та раціонального використання земельних ресурсів необхідне виконання таких заходів: ремонт і заміна аварійних ділянок трубопроводів; пофарбування резервуарів, ємностей, обладнання світловідбиваючими (іншими) фарбами; впровадження безамбарного методу буріння свердловин; ліквідація, рекультивациі нафтових земляних та інших амбарів, резервуарів, рекультивациа земель, порушених під час будівництва свердловин.

Технологія спорудження свердловини і природоохоронні заходи, передбачені проектом, орієнтовані на попередження можливих причин і шляхів забруднення навколишнього середовища, ліквідацію джерел забруднювальних речовин і наслідків їх негативної дії до граничнодопустимих концентрацій забруднюючих речовин.

Основними потенційними забруднювачами навколишнього середовища при спорудженні свердловини є: промивальні рідини та тампонажні розчини; бурові стічні води і буровий шлам; продукти випробування та освоєння сверд-

ловини (пластові флюїди); матеріали та реагенти для приготування та обробки бурових та тампонажних розчинів; продукти згорання палива у двигунах внутрішнього згорання; господарчо-побутові стоки та відходи; металеві, бетонні та інші відходи спорудження бурової установки.

Всі забруднення можна розділити на дві категорії: з технологічних та аварійних причин.

Технологічні причини: забруднення ґрунтів та вод через негерметичність колон та неякісне цементування; недотримання правил безпеки при роботі з буровими та тампонажними розчинами; недотримання правил безпеки при роботі з ПММ (паливно-мастильні матеріали), буровими та тампонажними розчинами; прориви трубопроводів, розливи ПММ; порушення вимог при навантаженні, транспортуванні та зберіганні хімічних реагентів для приготування бурових і тампонажних розчинів; забруднення атмосферного повітря при роботі бурової установки та спалюванні продуктів випробування свердловини.

Аварійні причини: газонафтоводопроявлення та відкриті фонтани при бурінні свердловини; аварійні ситуації та порушення технології випробування свердловини; аварійні ситуації при кріпленні свердловин; аварійні ситуації з буровим обладнанням.

Забруднююча здатність бурового розчину та ступінь потенційної небезпеки проведення робіт залежить від кількості та класу токсичності хімічних реагентів, які застосовують для обробки промивних рідин і тампонажних розчинів. При бурінні свердловини основні реагенти та речовини, відносяться до помірно небезпечних та мало небезпечних 3 і 4 класу токсичності згідно ДСТУ 41-00032626-00-007-97.

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. Під час спорудження свердловини відбувається часткове забруднення атмосферного повітря.

На період спорудження свердловини для виробничого водопостачання передбачається використання привозної води. Промислові стоки (бурові стічні води) утворені при використанні значної кількості води на забезпечення експлуатаційних, технічних і технологічних потреб, забруднені глиною, вибуреною породою, хімреагентами. Екологічна небезпека може виникнути при періодично-повторювальних процесах попадання бурових стоків на ландшафт, інфільтрації в ґрунт або стіканні в гідро сітку. При дотриманні всіх технологічних заходів забруднення середовища виключається. Забезпечення питною водою передбачається завозом води спеціально обладнаними автомашинами.

Одним із впливів на атмосферне середовище є шумове забруднення. Серед бурового обладнання є механізми, що створюють певний рівень звукового тиску. Згідно проведених розрахунків загальні рівні звуку на буровому майданчику та на території житлової забудови значно нижчі граничних нормативних рівнів шуму.

Для постачання на бурову хімреагентів і паливно-мастильних матеріалів на весь період спорудження свердловини використовується спеціальна техніка, яка обладнана спеціальними герметичними ємностями, а при необхідності (в залежності від призначення) пилеуловлюючими фільтрами і засобами пожежогашіння.

Постачання ПММ на свердловину потрібно здійснювати у герметичних ємностях і зберігати в облаштованому складі ПММ. Необхідно забезпечити збір і вивіз відпрацьованих ПММ у спеціальних металевих ємностях на пункти утилізації.

При освоєнні свердловини слід забезпечити герметичність і надійність роботи викидних ліній, сепараторів, замірних пристроїв, ємностей. Продукти освоєння збираються в факельному амбарі з протифільтраційним екраном, по-

тім вивозяться та утилізуються спеціалізованими підприємствами згідно укладених угод.

Для попередження аварійного викиду пластового флюїду зі свердловини проектом передбачені відповідні параметри бурового розчину, а також обов'язка гирла свердловини противикидним обладнанням на період розкриття продуктивних горизонтів.

При бурінні свердловини не допускається порушення технологічних процесів, що можуть призвести до аварійних ситуацій, які пов'язані з відкритим фонтануванням. На свердловині повинен бути "План локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій" (ПЛАС) з чітко визначеними обов'язками кожного члена бурової бригади, вказівками щодо попередження відповідних служб, перелік необхідних технічних засобів і знешкоджуючих реагентів.

Оскільки освітлення бурових майданчиків здійснюється таким чином, щоб освітленість відповідала нормам для безпечної роботи бурової бригади без зайвого розсіювання, світлового забруднення довкілля не очікується.

Відповідно до Закону України "Про охорону атмосферного повітря" нафтогазові підприємства повинні забезпечувати проведення контролю гранично допустимих викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від стаціонарних джерел, у тому числі контроль ефективності роботи газоочисного устаткування, а також контроль вмісту забруднюючих речовин на межі санітарно-захисної зони. Періодичність проведення таких досліджень (контролю) встановлюється безпосередньо дозволами на викиди забруднюючих речовин від стаціонарних джерел забруднення. Крім того необхідно своєчасно проводити періодичний контроль якості води на відповідність встановленим санітарним нормам, а також контроль стічних вод, які скидаються у водні об'єкти після очисних споруд, на відповідність встановленим нормативам гранично допустимих скидів (ГДС). У скидах зворотних вод після очисних споруд не допускається перевищення нормативів, встановлених у відповідних ГДС. Контроль повинен проводитися із залученням акредитованих лабораторій.

## ВИСНОВКИ

1. Розробка родовищ вуглеводнів є складовою частиною плану розвитку паливно-енергетичного комплексу України, саме вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби, а також працевлаштування місцевого населення.

2. Розроблені в технічному проекті спорудження свердловин техніко-технологічні рішення базуються на даних щодо фізико-механічних і петрографічних параметрів гірських порід, технологічних вимог до буріння, умов залягання водоносних горизонтів, стану атмосферного повітря, поверхневого шару ґрунту, кліматичних умов та ін.

3. При розробці проекту (на прикладі умов Гнідинцівського нафтогазокоонденсатного родовища) було виконано: вибір прогресивних способу буріння та породоруйнівного інструменту; розрахунок бурильної колони.

4. Для запобігання ускладнень при бурінні свердловин передбачено: вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід тиском газу при нафтогазопроявленнях.

5. Визначено методи та прийоми ведення бурових робіт в умовах осадових товщ, що є надійним запобіжником виникнення ускладнень та аварій.

6. Для запобігання інтенсивних нафтогазопроявлень і переходу їх у фонтанування передбачено використання бурового розчину такої густини, що забезпечує необхідний протитиск на нафтогазоносні горизонти.

7. В кваліфікаційній роботі розглянуто питання приготування та очистки промивальної рідини, гідравлічного розрахунку промивання свердловини, особливостей спорудження свердловин у умовах пластів, що ускладнені проявом поглинань бурової рідини, також висвітлено деякі заходи щодо підвищення якості застосування та приготування пінних очисних агентів.

8. Виконано обґрунтування заходів по попередженню 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.



**ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ**

1. Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль. – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.
2. Маринич О.М., Шищенко П.Г. Фізична географія України. – К.: Знання, 2006. – 511 с.
3. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
4. Історія та перспективи нафтогазовидобування / Білецький В.С., Гайко Г.І., Орловський В.М. – Львів: Вид-во «Новий Світ - 2000», 2019. – 302 с.
5. 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.
6. Костюченко М.М. Гідрогеологія та інженерна геологія / М.М. Костюченко, В.С. Шабатин. – К.: Київ. університет, 2005. – 159 с.
7. 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.
8. Височанський І.В. Геологічні фактори формування несклепінних пасток в особливих зонах нафтогазонакопичення Дніпровсько-Донецького авлакогена // Вісник Харківського національного університету (Серія «геологія – географія – екологія»), 2013, № 1084(39). – С. 45 – 65.
9. Лончак Л.С. Основи геології нафти та газу: підручник для ВНЗ / Л.С. Лончак, В.Г. Омельченко. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 276 с.
10. Нафтогазова механіка / О.В. Потетенко, Н.Г. Шевченко, К.А. Миронов та ін. – Харків: НТУ ХПІ, 2013. – 160 с.
11. Основи нафтогазової інженерії / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.

12. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
13. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
14. Walter Henry Jeffery (2015). Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling. Palala Press.
15. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
16. 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.
17. Мислюк М.А.; Рибчич І.Й.; Яремійчук Р.С. Буріння свердловин: Довідник: у 5 т. Т. 1: Загальні відомості. Бурові установки. Обладнання та інструмент. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 367 с.
18. Rabia, H. (1986). Oilwell Drilling Engineering: Principles and Practice. Springer.
19. Мислюк М.А. Буріння свердловин. Довідник: у 5 т. Т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 298 с.
20. William C. Lyons (2010). Drilling Equipment and Operations. Published by Elsevier Inc.
21. Мислюк М. А. Буріння свердловин. Довідник: у 5 т. Т. 5: Ускладнення. Аварії. Екологія / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 294 с.
22. 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.
23. Буріння свердловин. Навчальний посібник. Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв ; М-во освіти і нау-

ки України, Нац. техн. ун-т "Дніпровська політехніка". - Дніпро: НТУ "ДП", 2021. - 294 с.

24. Романова Н.В. Загальна і неорганічна хімія. – Київ; Ірпінь: ВТФ "Перун", 1998. - 480 с.

25. Ковальчук Є. П., Решетняк О. В. Фізична хімія: Підручник. – Львів: Видавничий центр ЛНУ імені Івана Франка, 2007. – 800 с.

26. Гупало О.П. Органічна хімія: підручник / О.П. Гупало, О.П. Тушницький. – 2-ге вид., перероб. і доп. – Київ: Знання, 2010. – 431 с.

27. Гідрогазодинамічні процеси при спорудженні та експлуатації свердловин: монографія / А.В. Павличенко, Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов, О.М. Давиденко; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро. – 2021. – 201 с.

28. 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.

29. Юрків М.І. Фізико-хімічні основи нафтовилучення. - Львів, 2008. – 374 с.

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

**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.22.22.ПЗ	Пояснювальна записка	85	
5					
6		НГІБ.КР.22.22.ДМ	Демонстраційний матеріали	18	
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	