

Міністерство освіти і науки України  
Національний університет Полтавська політехніка  
імені Юрія Кондратюка

Навчально-науковий інститут нафти і газу  
Кафедра буріння та геології  
Спеціальність 103 Науки про Землю

До захисту  
завідувач кафедри  
Винников Ю.Л.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему Геологічний супровід проектування оціночно-експлуатаційної  
свердловини Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища

**Пояснювальна записка**

**Керівник**

старший викладач  
Вовк М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ

Вовк М.О.

підпис, дата.

**Виконавець роботи**

Круглик Інна Ігорівна

студент, ПІБ

група\_401НЗ

Круглик І.І.  
підпис, дата

**Консультант за 1 розділом**

Р.Г.К., проф. Лукін С.Ю.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 2 розділом**

Ст. викл. Вовк М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 3 розділом**

Д.Т.Н. Губенко В.А.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 4 розділом**

Ст. викл. Вовк М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 5 розділом**

К.Т.Н., проф. Ягольський А.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 25.06.25

Полтава, 2025

Національний університет Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка  
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет, Інститут Навчально-науковий інститут нафти і газу

Кафедра Буріння та геології

Освітньо-кваліфікаційний рівень: Бакалавр

Спеціальність 103 Науки про Землю  
(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
Завідувач кафедри

Д.В.Синь  
“ 03 ” 03 2025 року

## **ЗАВДАННЯ** **НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Круглик Інна Ігорівна  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Геологічний супровід проектування оціночно-експлуатаційної свердловини Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища

Керівник проекту (роботи) старший викладач Вовк М.О.  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджений наказом вищого навч. закладу від 03.03.25 року № 306/1-4-а

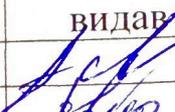
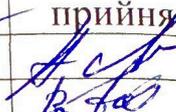
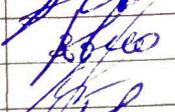
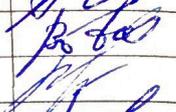
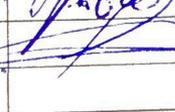
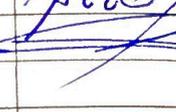
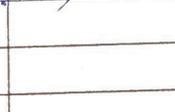
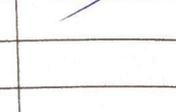
2. Строк подання студентом проекту (роботи) 11.06.25

3. Вихідні дані до проекту (роботи) 1. Науково-технічна література, періодичні видання, конспекти лекцій. 2. Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності підприємств за профілем роботи. 3. Графічні додатки по площі: структурні карти, геолого-технічний наряд, сейсмо-геологічні профілі.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки Вступ; спеціальна частина; технічна частина; економічна частина; охорона праці.

5. Перелік графічного матеріалу  
Структурна карта площі, геолого-технічний наряд та сейсмогеологічний профіль, висновок. (у формі презентації).

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Геологічна частина	д.т.н., проф. Лукін О.Ю.		
Спеціальна частина	ст. техн. Вовк М.О.		
Технічна частина	доц. В.Т.Н. Рубель В.П.		
Економічна частина	ст. техн. Вовк М.О.		
Охорона праці	к.т.н., проф. Ягольський А.М.		

7. Дата видачі завдання 03.03.2025

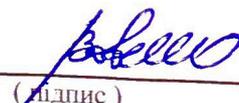
**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Геологічна частина	28.04–05.05
2	Спеціальна частина	06.05–19.05
3	Технічна частина	20.05–26.05
4	Економічна частина	27.05–07.06
5	Охорона праці	08.06–16.06
6	Попередні захисти робіт	17.06–22.06
7	Захист бакалаврської роботи	23.06–27.06

Студент

  
 (підпис) Круглик І. І.  
 (прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

  
 (підпис) Вовк М.О.  
 (прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ЗАХІДНО-ХРЕСТИЩЕНСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА	
1.1 Аналіз сучасного стану питання	9
1.2 Географо–економічні умови Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища	11
1.3 Геолого–геофізична вивченість Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища	13
1.4 Геологічна будова Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища	
1.4.1 Стратиграфія Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища	14
1.4.2 Тектоніка Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища	20
1.4.3 Нафтогазоносність Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища	24
1.4.4 Гідрогеологічна характеристика родовища	26
1.5 Висновки до розділу 1	30
РОЗДІЛ 2. ОБҐРУНТУВАННЯ ПОСТАНОВКИ РОБІТ ДЛЯ ПРОЄКТУВАННЯ ОЦІНОЧНО-ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ СВЕРДЛОВИНИ	
2.1 Методика і об'єм проектних робіт	31
2.1.1 Обґрунтування постановки робіт	33
2.1.2 Система розміщення оціночно-експлуатаційної свердловини	35
2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження під час буріння оціночно-експлуатаційної свердловини	38
2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів під час буріння оціночно-експлуатаційної свердловини	40
2.1.5 Лабораторні дослідження керна, шламу і флюїдів під час буріння оціночно-експлуатаційної свердловини	44
2.1.6 Оцінювання перспективності Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища	49
2.2 Підрахунок запасів вуглеводнів Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища	53
2.3 Висновки до розділу 2	54

<b>РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ ОЦІНОЧНО-ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ СВЕРДЛОВИНИ</b>	
3.1	Гірничо–геологічні умови буріння 55
3.2	Обґрунтування конструкції оціночно-експлуатаційної свердловини 58
3.3	Вибір режиму буріння оціночно-експлуатаційної свердловини 59
3.4	Вибір бурових розчинів для буріння оціночно-експлуатаційної свердловини 62
3.5	Охорона надр та навколишнього середовища під час буріння свердловин 65
3.6	Висновки до розділу 3 68
<b>РОЗДІЛ 4. РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ ТЕХНІКО–ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ</b>	
4.1	Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт 69
4.2	Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт 70
4.3	Висновки до розділу 4 72
<b>РОЗДІЛ 5. РОЗРОБКА ЗАХОДІВ З ОХОРОНИ ПРАЦІ</b>	
5.1	Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт 73
5.2	Розробка заходів з охорони праці під час буріння свердловин
5.2.1	Заходи з техніки безпеки 74
5.2.2	Заходи з виробничої санітарії 77
5.3	Пожежна безпека під час буріння свердловин 78
5.4	Висновки до розділу 5 82
<b>ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ</b> 83	
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ</b> 84	
<b>ДОДАТОК А: Геолого-технічний наряд на свердловину №570</b> 87	
<b>ДОДАТОК Б: Конструкція свердловини № 570 Західно-Хрестищенського ГКР</b> 88	
<b>ДОДАТОК В: Структурна карта маркуючого вапняку Q<sub>8</sub> (II експлуатаційний об'єкт)</b> 89	
<b>ДОДАТОК Д:Геолого-геофізичний розріз I-I' по лінії свердловин 189-548-583-570-291</b> 90	
<b>ДОДАТОК Ж:Геолого-геофізичний розріз III-III' по лінії свердловин 169-188-570-16</b> 91	

## АНОТАЦІЯ

Круглик І.І. «Геологічний супровід проектування оціночно-експлуатаційної свердловини Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища». Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 103 «Науки про Землю». Національний університет «Полтавська Політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2025.

Роботу присвячено геологічному супроводу проектування оціночно-експлуатаційної свердловини у межах Західно-Хрестищенського родовища з проведенням геолого-технічних та геохімічних досліджень.

Кваліфікаційна робота охоплює такі основні розділи: геологічну частину, яка містить аналіз геологічної будови площі; спеціальну частину, що обґрунтовує постановку робіт і надає характеристику продуктивних товщ; технічну частину, де розглянуто конструкцію свердловини та умови її буріння; економічну частину з оцінкою геолого-економічної доцільності виконання робіт; а також розділ, присвячений питанням охорони праці.

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** ГАЗ, НАФТА, ПОКЛАД, СВЕРДЛОВИНА, РОДОВИЩЕ, УСКЛАДНЕННЯ, БУРІННЯ, ЛІТОЛОГІЯ

## **ABSTRACT**

Kruglik I.I. “Geological support for the design of an appraisal and production well at the Zakhidno-Khrestyshchensky gas condensate field.” Bachelor's thesis in the specialty 103 “Earth Sciences.” Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic National University, Poltava, 2025.

The work is devoted to geological support for the design of an appraisal and production well within the West Khrestishchensky field with geological, technical, and geochemical studies.

The qualification work covers the following main sections: a geological section, which contains an analysis of the geological structure of the area; a special section, which justifies the work plan and provides a description of the productive strata; a technical section, which examines the design of the well and the conditions for its drilling; an economic section with an assessment of the geological and economic feasibility of the work; and a section devoted to occupational safety issues.

**KEYWORDS: GAS, OIL, DEPOSIT, WELL, FIELD, COMPLICATION, DRILLING, LITOLOGY**

## ВСТУП

В умовах зростаючої потреби України в енергоносіях та необхідності зміцнення енергетичної незалежності особливого значення набуває ефективне використання власного потенціалу нафтогазових родовищ. Західно-Хрестищенське газоконденсатне родовище є одним із перспективних об'єктів у Дніпровсько-Донецькій западині, і його подальше освоєння вимагає високого рівня науково-технічного обґрунтування. Геологічний супровід проектування оціночно-експлуатаційної свердловини є ключовим етапом, який забезпечує достовірність стратиграфічної інтерпретації, вибір оптимального положення інтервалів перфорації, оцінку ризиків буріння та економічну доцільність робіт.

Західно-Хрестищенське конденсатне родовище - одне з найбільших газових родовищ в Україні. Родовище є частиною Машівсько-Шебелинської газоносної площі у Східному нафтогазоносному регіоні України.

**Актуальність теми** зумовлена потребою в удосконаленні методик геологічного супроводу, що ґрунтуються на комплексному аналізі бурових, сейсмічних, геофізичних і геохімічних даних. Отримані результати сприятимуть не лише підвищенню ефективності конкретного проєкту, а й можуть бути застосовані як типові рішення для аналогічних об'єктів в регіоні.

**Метою роботи** - обґрунтування параметрів для проектування оціночно-експлуатаційної свердловини на Західно-Хрестищенському газоконденсатному родовищі з урахуванням геолого-технічних умов буріння, геологічної будови та фільтраційно-ємнісних параметрів продуктивних горизонтів та вимог ефективного видобутку вуглеводнів.

**Об'єктом** є процес геологічного обґрунтування постановки буріння оціночно-експлуатаційної свердловини у межах Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища.

**Предметом дослідження** є комплекс геолого-структурних, літолого-фаціальних і техніко-економічних параметрів, що впливають на проектування буріння оціночно-експлуатаційної свердловини у межах Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища.

**Основними завданнями виконання роботи є:**

1. Аналіз стратиграфії, геологічної будови та фільтраційно-ємнісних параметрів продуктивних горизонтів Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища.

2. Визначення місця закладання свердловини з урахуванням геологічних і структурних особливостей ділянки та обґрунтування конструкції свердловини, інтервалів перфорації.

3. Аналіз можливих геолого-технічних ускладнень та ризиків, що можуть виникнути під час буріння.

4. Складання рекомендацій щодо геологічного супроводу бурових робіт, включаючи програми відбору керну, геофізичних досліджень та відбору проб.

В роботі використано комплекс геолого-геофізичних, аналітичних та статистичних методів для створення проєкту оціночно-експлуатаційної свердловини.

Пояснювальна записка виконана на 91 сторінках з яких 85 сторінок основного тексту, 12 рисунків та 5 таблиць. Вона також містить три графічні додатки, що включають у себе: структурну карту, геологічний профіль та геолого – технічний наряд на пошукову свердловину № 570.

# РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ЗАХІДНО-ХРЕСТИЩЕНСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

## 1.1. Аналіз сучасного стану питання

Процес буріння нафтових і газових свердловин є складним і багатофакторним явищем, ефективність якого безпосередньо залежить від фізико-механічних властивостей гірських порід та умов їхнього залягання.

Одним з головних параметрів, що визначає швидкість і доцільність буріння, є буримість – здатність породи чинити опір руйнуванню. Цей показник залежить від щільності, міцності, в'язкості, твердості, абразивності порід, а також від їхнього мінерального складу та будови. Водночас на буріння істотно впливають і технічні чинники – тип долота, параметри навантаження, швидкість обертання, властивості бурового розчину, форма контактної поверхні інструменту. Руйнування порід може відбуватись шляхом різання, дроблення, сколювання або стирання, а сам процес характеризується як динамічними, так і статичними навантаженнями [21].

Розуміння закономірностей руйнування вибою свердловини та використання відповідних технічних рішень дозволяє оптимізувати процес буріння, зменшити енергозатрати і підвищити ефективність проходки в складних геологічних умовах, таких як у Західно-Хрестищенському газоконденсатному родовищі.

На проведення геофізичних досліджень в свердловинах, відбор керну, шляму, флюїдів та ефективність видобутку вуглеводнів впливає точність підбору породоройнівного інструменту, інтервалів перфорації, прогнозування та попередження ускладнень тощо.

Складна багатофакторна природа ускладнень, що виникають під час буріння та кріплення свердловин, а також їхня залежність від конкретних геологічних умов підкреслюють важливість постійного моніторингу та систематизації даних, особливо в умовах ДДЗ [33].

Аналіз основних причин ускладнень в межах Дніпрово-Донецької западини займаються багато науковців. Так, на думку Похилко А.М. та Міщук Ю.С. [23] під час буріння та кріплення свердловин у межах різних стратиграфічних підрозділів можуть виникати численні ускладнення, зумовлені як геологічними особливостями порід, так і термобаричними умовами. Наприклад, у відкладах крейдового, юрського та тріасового періодів — мергелях, глинах і пісковиках — спостерігається проблема поглинання бурової рідини, що також спричиняє порушення цілісності стовбура свердловини, осипання та заломлення труб. У кам'яновугільних відкладах, мають місце проблеми з поглинанням рідини, що ускладнює процес цементування, а буріння девонських порід найчастішими ускладнено інтенсивним поглинанням бурового розчину та газонафтовиділення, що потребує особливо ретельного контролю за буровим процесом.

За твердженням І.В. Леськіва [14], М.А. Мислюк [18] для уникнення ускладнень, пов'язаних з проникненням бурового розчину в пласт та їх забруднення можна уникнути шляхом правильно підібраної перфорації, а також бурінням при тиску, близькому до пластового з використанням спеціальних промивальних рідин без твердої фази в зоні перфорації. До таких рідин належать водні сольові розчини, полімерно-сольові системи та розчини на основі вуглеводнів.

На думку Старостіна А.В. [32], сучасний геофізичний сервіс умовно поділяється на два основні напрями: по-перше, це дослідження, спрямовані на детальне вивчення фізико-геологічних характеристик гірських порід та їх флюїдонасичення; по-друге, виконання технічних завдань, що виникають під час спорудження й експлуатації свердловин. Основною метою геофізичного каротажу є формування повної та точної уяви про гірські породи, які було розкрито свердловиною. Найбільш інформативними вважаються дослідження, що виконуються до моменту кріплення стовбура, оскільки після його обсадки діапазон доступних фізичних полів значно звужується.

Саме тому, важливим є якісний підбір геофізичних досліджень, а також детальна інтерпретація отриманих результатів.

Процес буріння нафтових і газових свердловин є складним і багатофакторним, тісно пов'язаним як з фізико-механічними властивостями порід, так і з технологічними параметрами бурового обладнання. Буримість, як один із ключових показників, визначається цілим спектром природних і технічних чинників. Складні геологічні умови буріння, у тому числі буріння глибоких свердловин [32] у межах Дніпрово-Донецької западини, часто призводять до ускладнень, таких як поглинання бурового розчину, порушення цілісності стовбура свердловини, осипання та інші аварійні ситуації. Для їх попередження критичне значення має точний підбір бурового інструменту, правильне визначення інтервалів перфорації, відповідність тиску пластовим умовам, а також застосування спеціальних бурових розчинів.

Усе це підкреслює важливість комплексного геологічного супроводу проектування оціночно-експлуатаційної свердловини Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища, що і становить предмет кваліфікаційної роботи. Такий підхід дозволяє не лише оптимізувати параметри буріння, а й забезпечити ефективне виявлення та розкриття продуктивних горизонтів з урахуванням геологічної специфіки району.

## **1.2. Географо–економічні умови родовища Західно-Хрестищенського родовища**

Західно-Хрестищенське газоконденсатне родовище входить до Машівсько-Шебелинського газоносного району Східного нафтогазоносного регіону України і розташоване в Харківській області, приблизно за 25 км на північний захід від Краснограда. Геологічно воно приурочене до Хрестищенсько-Єфремівського валу у приосьовій частині Дніпрово-Донецької западини — це брахіантиклінальна підняття з амплітудою до 800

м, де продуктивні карбонатні пісковики залягають на глибині близько 1 500 м [2].

Рельєф району — слабо-пагорбиста ерозійна рівнина зі значною розчленованістю ярів та балок. Максимальні висоти сягають 142–156 метрів на вододілах, тоді як річкові яри часто мають вертикальні стінки завглибшки 5–6 м, що відкривають четвертинні осади. Основною гідрографічною артерією є річка Орчик з численними притоками, які в літній період міліють або навіть пересихають.

Економічні умови району характеризуються переважно сільськогосподарським профілем — розвинуте садівництво й населені пункти. Найближчі промислові підприємства включають Каралівський механічний завод, Октябрський цукровий і спиртовий заводи, Красноградський борошномельний завод, а також місцеві цегельні й олійні підприємства. Харчова й агропромислова інфраструктура активно задіяна у регіоні.

Родовище розташовано в зоні помірно континентального клімату, який характеризується чітко вираженими порами року, помірним зволоженням та значною амплітудою температур [30].

Зима в регіоні зазвичай помірно холодна. Середня температура січня становить  $-6,5\dots-7,5$  °С, однак під впливом арктичних повітряних мас температура може знижуватися до  $-25$  °С і нижче. Сніговий покрив нестійкий і залежить від характеру зими, однак зазвичай сягає 10–20 см [30].

Літо — тепле й тривале, з середньою температурою липня  $+20\dots+22$  °С. В окремі періоди температура повітря може перевищувати  $+30$  °С. Переважають вітри південно-східного напрямку, особливо в теплий період року.

Середньорічна температура коливається в межах  $+6,5\dots+7,5$  °С. Річна кількість опадів становить 450–520 мм, з яких переважна частина припадає на теплий період (травень–серпень). Вологість повітря змінюється протягом року, влітку переважають сухі періоди, іноді з тривалими посухами.

Весна настає в кінці березня — на початку квітня, а осінь — у жовтні. Перехідні сезони, як правило, супроводжуються нестійкою погодою з частими змінами температури та опадів.

У контексті буріння свердловин та експлуатації нафтових і газових родовищ кліматичні умови регіону вважаються сприятливими, хоча окремі періоди року можуть вимагати додаткового технічного забезпечення (зимові бурові установки, протипилові заходи влітку тощо).

Місцеві корисні копалини включають лесовидні суглинки, глини та алювіальні піски, які використовуються для будівельних потреб, а також підземні води кайнозойських відкладів — джерело питної й технічної води. Головним економічним ресурсом, однак, є природний газ, який експлуатується з 1970 року. Продуктивні горизонти включають нижній карбон, девон, перм і тріас, іноді до 6,5 км у глибину [2].

У перспективі, завдяки значному глибинному потенціалу газових горизонтів і розвиненій агропромисловій інфраструктурі, Західно-Хрестищенський регіон має потенціал для подальшого розширення глибинного буріння і нарощення видобутку, особливо враховуючи наявність сильного сільськогосподарського комплексу й доступних будівельних матеріалів.

### **1.3. Геолого–геофізична вивченість Західно-Хрестищенського родовища**

Західно-Хрестищенського родовище входить до Машівсько-Шебелинського газоносного району. Вивчення даного району активно розпочалося в кінці 60 років, та експлуатується з 1970 року.

Пошукові роботи були зосереджені на вивченні глибоких горизонтів, піднять, куполів, до глибин 5 км.

Завдяки значним досягненням української геологорозвідки в східному регіоні було суттєво активізовано пошуково-розвідувальні роботи на нафту і газ. У другій половині 1950-х – на початку 1960-х років на території від Чернігівської до Луганської областей виявили 34 родовища, серед яких

виділяється Шебелинське як одне з найбільших, а також інші значущі – Качанівське, Глинсько-Розбишівське, Прилуцьке, Гнідинцівське, Лесяківське тощо. У період 1959–1964 років ці родовища були введені в експлуатацію, що зумовило стрімке зростання обсягів видобутку нафти в Україні – з 250 тисяч тонн у 1950 році до 7,3 мільйона тонн у 1965 році. Уже з 1962 року більшість нафти, а з 1964 – і газу, в Україні видобували в межах Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області, яка з того часу стала ключовим джерелом вуглеводнів у країні [3].

На кінець 1960-х років було досягнуто пікових показників видобутку: зокрема, Качанівське родовище дало 1,7 млн т у 1969 році, Глинсько-Розбишівське – 1 млн т, Гнідинцівське – 3,7 млн т у 1971 році, Прилуцьке – 0,48 млн т у 1973 році, а Лесяківське – 4,3 млн т у 1974 році. Проте з часом, унаслідок виснаження запасів, темпи видобутку почали знижуватись. Хрестищенське родовище, друге в Україні за запасами після Шебелинського, було відкрито у 1968 році, а вже з 1970-го розпочалась його дослідно-промислова експлуатація[3].

Найвищий показник річного видобутку нафти в Україні – 13,3 млн тонн (разом з газовим конденсатом – 14,5 млн тонн) – був досягнутий у 1972 році. Попри відкриття нових середніх за розмірами родовищ у східному регіоні (зокрема Богданівського, Монастирищенського, Скороходівського, Рибальського та інших), загальні обсяги видобутку поступово знижувалися. Паралельно з цим активно розвивалося буріння, зокрема глибоке, що досягло піку в 1967 році – 359 тисяч погонних метрів. Роботи зосереджувалися на глибинах 3000–5000 м, а сейсмозв'язка з використанням методу спільної глибинної точки (МСГТ) дозволила відкрити низку перспективних об'єктів, зокрема Єфремівське, Західно-Хрестищенське, Яблунівське, Котелевське та Березівське родовища [3].

Західно-Хрестищенське газоконденсатне родовище, відкрите у 1968 році, розташоване в межах Машівсько-Шебелинського

газонакопичувального району центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. Це одне з найбільших родовищ України після Шебелинського.

Геофізичні дослідження на родовищі були важливою складовою виявлення, оцінки та подальшого геологічного моделювання покладів.

Основні типи геофізичних робіт, які проводились на родовищі:

У 1960–1980-х роках активно застосовувався метод спільної глибинної точки (МСГТ), який дозволив з високою точністю виділити поховані антиклінальні структури в кристалічному фундаменті. Саме за допомогою цих досліджень були виявлені міжкупольні складки, до яких належить і Західно-Хрестищенська структура.

У процесі буріння проводився повний комплекс геофізичних досліджень свердловин (ГДС).

На основі обробки геофізичних даних були побудовані структурно-тектонічні карти, стратиграфічні схеми та 3D-моделі продуктивних горизонтів, що дозволило оптимізувати розташування свердловин і ефективно вести дослідно-промислову експлуатацію.

Геофізичні дослідження стали основою для відкриття, розвідки та розробки Західно-Хрестищенського родовища. Завдяки комплексному підходу, який включав сейморозвідку, повний комплекс каротажу та інтерпретацію результатів, було отримано детальне уявлення про геологічну будову району та продуктивні горизонти.

У 1955 р. трест «Укрнафтогеофізика» провів сейсмічні дослідження (с.п. 8/55), які дозволили вивчити будову Хрестищенського, Розпашнівського та Старовірівського піднять на рівні верхньої крейди та юри. У 1955–1957 рр. на Хрестищенській площі виконано структурно-пошукове буріння, в результаті якого оконтурено Хрестищенську брахіантикліналь.

У 1973, 1974 та 1976 рр. сейморозвідка МСГТ у північній приштоковій зоні Хрестищенського діапіру дозволила виявити Червоноярську структуру, яка у 1976 р. була введена в пошукове буріння.

Після 1998 р. проведено масштабне (1:100 000) дослідження глибинної будови для оконтурення соляних структур у межах Дніпровсько-Донецької западини з геологічним моделюванням. Встановлено: ніжка Чутівсько-Розпашнівського штоку досягає глибини 14 км, товщина – до 2 км; соляний шток у районі Верхньоланнівського штоку – до 8 км глибиною; у ядрі Західно-Хрестищенського підняття галокінез спостерігається на глибинах 5–8 км.

## **1.4 Геологічна будова Західно-Хрестищенського родовища**

### **1.4.1. Стратиграфія Західно-Хрестищенського родовища**

У межах родовища свердловинами були розкриті відклади палеозою, мезозою та кайнозою.

#### **Палеозойська ератема (Pz)**

Відклади ератеми представлені породами кам'яновугільної та пермської системи.

#### **Девонська система (D)**

Девонські відклади розкриті у різних інтервалах родовища, адже є частиною соляного тіла (шток).

Відклади представлені крупнозернистою сіллю (галітом) з прошарками та домішками ангідриту, доломіту, можливі включення уламків вулканічних порід. Потужність розкритих відкладів різна. Загальна очікувана потужність у межах свердловини № 570 - 290 м.

#### **Кам'яновугільна система (C)**

У межах родовища система представлена відкладами верхнього карбону.

#### **Верхній відділ (C<sub>3</sub>)**

Араукаритова свита (C<sub>3</sub><sup>3</sup>). Породи свити представлені гідрослюдистими аргілітами, місцями з монтморилонітами. Тріщини заповнені ангідритом і доломітом. Виявлено пірит, магнетит, лімоніт та залишки рослинного

детриту. Алевроліти мають кварцовий, слюдистий і польовошпатовий склад, з глинисто-карбонатним цементом, що містить обвуглений рослинний матеріал. Пісковики – кварцово-польовошпатові, слюдисті, з глинистим, кальцитовим і залізистим цементом, дрібно- та тонкозернисті. Вапняки – органогенно-детритові, мікрозернисті у шарах P1–P3, глинисті у P4–P8.

Загальна потужність свити 320 м.

Картамишська свита ( $C_3^{kt}$ ) розкрита пісковиками кварц-польовошпатовими, слюдистими, глинисто-карбонатними. Алевроліти кварц-польовошпатові слюдисті. Аргіліти гідрослюдисті, рідко монтморилонітові. Потужність відкладів свити 45 м.

### Пермська система (P)

Система представлена лише нижнім відділом загальною потужністю до 900 м.

#### Нижній відділ (P<sub>1</sub>)

Відклади представлені переважно алевролітами, пісковиками, глинами, брекчіями та конгломератами.

Картамишська свита (P<sub>1</sub><sup>kt</sup>). Свита представлена глинистими та карбонатними алевролітами. Пісковики глинисті, з карбонатним цементом. Глини гідрослюдисті, хлоритові, грудкуваті, однорідні, червоно-коричневого кольору. Брекчії та конгломерати залягають прошарками. В товщі зустрічаються брекчії та конгломерати.

Загальна потужність свити 215 м.

Микитівська свита (P<sub>1</sub><sup>nt</sup>). Микитівська свита складена відкладами солі, гіпсу, алевролітів і доломітів. Сіль (галіт) має середньо- та крупнозернисту структуру з включеннями бітуму у вигляді крапель і лусочками полігаліту. Ангідрити містять домішки галіту, доломіту та глини. Також присутні гіпсо-ангідрити, карбонатні глини з уламками ангідриту й монтморилоніту. Алевроліти кварцово-польовошпатові з глинистим, карбонатним, ангідритисто-глинистим або галітовим цементом. Доломіти містять глинисті,

алевроитові, вапнисті, галітові та ангідритові компоненти. Вапняки мають органогенно-уламкову і детритову природу, з домішками доломіту, глини, алевроліту й галіту. Загальна потужність — 230 м. Потужність 230 м [9].

Славянська свита ( $P_1^{sl}$ ). Слов'янська свита включає відклади солі (галіту), доломітів, вапняків і глин. Сіль має крупно- та середньозернисту структуру. Ангідрити характеризуються глинистим, доломітистим і вапнистим складом, часто засолонені. Доломіти містять глинисті, галітові, вапнисті компоненти з домішками алевроїту та піску. Вапняки — глинисті, доломітизовані, органогенно-детритові, з прошарками ракушняку. Глини — соляні, ангідритові, доломітові, вапнисті, іноді з обвугленим детритом та монтморилонітом. Пісковики містять включення та прошарки ангідриду, цемент переважно доломітовий або базальний. Алевроліти мають вапнистий склад. Потужність 419 м [11].

Краматорська свита ( $P_1^{km}$ ). Краматорська свита представлена кам'яною сіллю (галіту до 90%), що залягає пластами, пропластками; присутні вкраплення калій-хлормагнієвих солей (карналіт, сільвініт, кізєрит, бішофіт). Ангідрити глинисті. Глини, залягають прошарками. Вапнисті алевроліти, залягають прошарками у нижній частині свити. Пісковики вапнисті, перешаровуються з алевролітами. Загальна потужність 85м.

#### Мезозойська ератема (Mz)

#### Тріасова система (T)

Система представлена нижнім, середнім та верхнім відділами.

#### Нижній відділ ( $T_1$ )

Дронівська свита ( $T_1^{dr}$ ) Породи представлені полімінеральними, слабо карбонатизованими глинами з піритом; мають забарвлення від бурого та червонувато-коричневого до оливково-зеленого. Алевроліти кварцово-польовошпатові з глинисто-карбонатним цементом, включеннями уламків кварцових і карбонатних порід, біотиту та мусковіту; переважно червоного кольору. У верхній частині присутні прошарки оолітових вапняків з уламками ангідриду та гіпсовими прожилками. Зустрічаються також

конгломерати та галечники з фауною карбону вторинного залягання. Загальна потужність 300м [11].

#### Верхній – середній відділ (Т<sub>2-3</sub>)

Верхній-середній тріас нерозчленований представлений глинами каоліновими, монтморилонітовими, гідролюдистими; безкарбонатні, карбонатні з карбонатними стягненнями, залізисті; сірі, строкатобарвні. Вапняки кальцитові, іноді доломітові, піскуваті, сірі. Конгломерати, складені галькою кварцу жильного, кварцитів, пісковиків, гранодіоритів, андезитів, базальтів, діабазів, цемент пелітоморфний, алевролітовий, карбонатний. Потужність 300м.

#### Юрська система (J)

Відклади системи характеризуються глинами бейделітового, гідролюдистого та каолінового типу, вапнистими й місцями вуглистими; вони щільні, тонкошарові, забарвлені у світло- та темно-сірі, подекуди чорні тони. Алевроліти складаються з кварцу й польового шпату, містять уламки андезитів з роговою обманкою та біотитом, прошарки сидеритів. Мергель має гідролюдисту природу.

Пісковики переважно кварцові, зустрічаються також шамозитові, глауконітові, сидеритові та вапнисті різновиди. Піски подекуди переходять у гравеліти, містять вуглистий детрит.

Вапняки глинисті, хемогенні, органогенні, іноді з кремнистими домішками й включеннями сидериту, мають щільну структуру. У розрізі також трапляється буре вугілля у вигляді пластів, прошарків та лінз.

Загальна потужність юрської системи - 300 м.

#### Крейдова система (K)

На території регіону відклади представлені чистою крейдою з кременевими включеннями. Також трапляються крейдоподібні мергелі з кременевими конкреціями, вапнисті, слюдисті та вуглисті глини. Піски

глауконітові, з фосфоритовими, глинистими та слюдистими домішками. Пісковики – кварц-глауконітові, карбонатні, з фосфоритами. Загальна потужність відкладів становить 625 м.

#### Кайнозойська ератема (Kz)

Відклади антропогенової, неогенової та палеогенової систем (Q+N+P) представлені лесами, суглинками, пісковиками, глинами, мергелями та алевролітами. Суглинки гідрослюдисті, монтморилонітові, карбонатні. Пісковики кварцові, глауконітові, фосфоритові, з кременем. Глини гідрослюдисті, монтморилонітові, карбонатні.

Піски різнозернисті — кварцові, глауконітові, фосфоритові, глинисті, вуглисті, мають біле, жовте або зеленувато-сіре забарвлення. Мергелі переважно блакитного та зеленого кольору. Алевроліти глинисті, слюдисті, безкарбонатні, слабо зцементовані.

Потужність 525м.

#### **1.4.2. Тектоніка Західно-Хрестищенського родовища**

Західно-Хрестищенське родовище розміщено в межах Дніпровсько-Донецька западини (ДДЗ) — це масштабне тектонічне утворення в межах Східноєвропейської платформи, що має прогиноподібну будову й тягнеться у широтному напрямку із заходу на схід. Вона входить до складу Сарматсько-Туранського лінеаменту та охоплює території Чернігівської, Київської, Сумської, Полтавської, Харківської, Дніпропетровської, Донецької, Луганської областей України та частково Слобожанщини (рис. 1.1).

Західно-Хрестищенське газоконденсатне родовище має тектонічну будову брахіантикліналі північно-західного простягання. Ця структура розташована у пермсько-кам'яновугільних відкладах. Південно-східну частину родовища зруйновано Хрестищенським соляним штоком. Розміри підняття у верхах карбону становлять  $11,0 \times 5,2$  м, а амплітуда - 800 м.

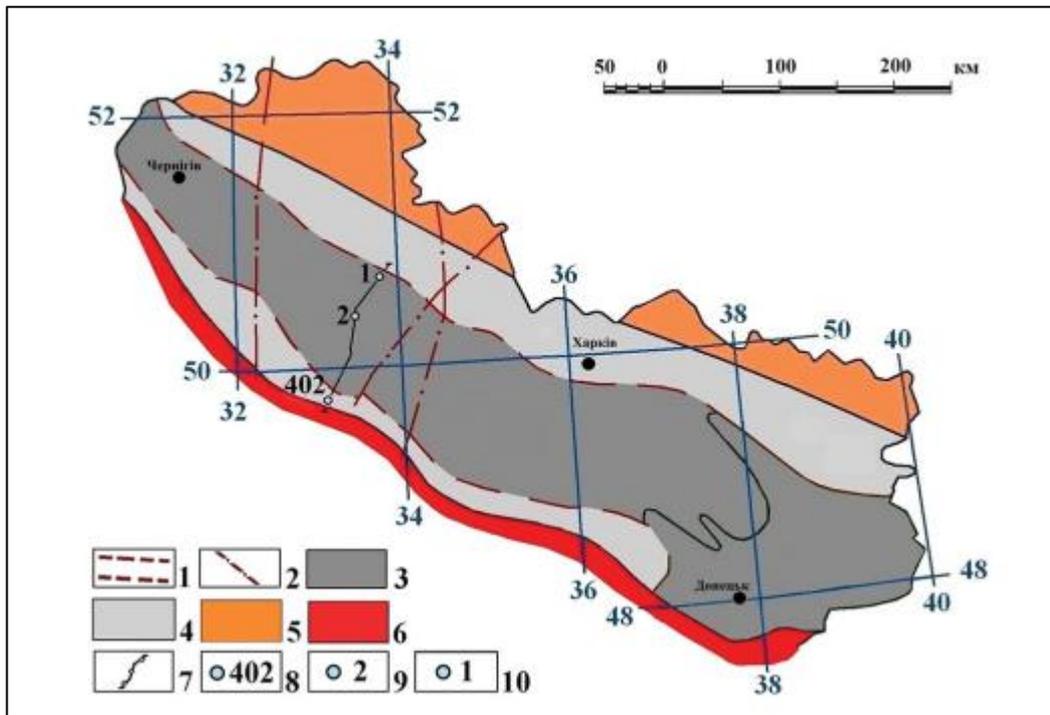


Рисунок 1.1 Схематична тектонічна карта ДДЗ [20].

- 1 – крайові розломи; 2 – поперечні розломи; 3 – грабен (рифт);  
 4 – прибортові зони; 5 – північний борт (схили Воронежського кристалічного масиву); 6 – південний борт (схили Українського щита);  
 7 – розташування регіонального сейсмічного профілю методу середньої глибинної точки Березняки–Недригайлів; 8 – св. 402-Крем’яківська;  
 9 – св. 2-Скоробагатьківська; 10 – св. 1-Герасимівська

Скупчення вуглеводнів мають масивно-пластову та склепінну структуру, залягають у пористих пісковиках пермської та кам'яновугільної систем. Тектонічно ці скупчення екрановані.

Просторове розташування структур характеризується наступним чином: складки Ново-Єфремівська, Мелихівська, Західно-Старовірівська та Хрестищенська сформувалися під впливом переважно стискальних і зсувних напружень у межах північної Кочубеївсько-Олексіївської антиклінальної зони, що прилягає до великої трансрегіональної здвигової лінії. Саме в цій смузі ймовірно спостерігався найсильніший прояв стискання, що підтверджується наявністю протяжних штоків — Чутово-Розпашнівського та

Олексіївського — а також характерним кулісоподібним розміщенням структур і порушенням співосності локальних піднять і штоків [Самчук І. М. Геолого-геофізичні передумови виявлення пасток вуглеводнів у нижньопермських відкладах Орчиківської палеодепресії Дніпровсько-Донецької западини : автореф. дис. ... канд. геол. наук : 04.00.17 / І. М. Самчук; НАН України, Ін-т геол. наук. - Київ, 2017. - 20 с. ].

Південна антиклінальна зона, розташована далі від осьової лінії западини, зазнавала менш інтенсивних стискальних деформацій, натомість у ній переважали прояви галокінезу, хоча елементи складчастості також присутні. Внаслідок більш активних тектонічних процесів у північній зоні тут відбувався посилений конседиментаційний ріст структур, що вплинуло на характер осадконакопичення — в основному теригенне — у період нижньої пермі – верхнього карбону. Як зазначалося у попередніх дослідженнях [28], вміст пісковиків у розрізі зростає в напрямку до склепінь структур, що свідчить: чим інтенсивніший ріст підняття, тим більша пісковитість у його верхній частині. Це, у свою чергу, корелює з розташуванням найбільших запасів вуглеводнів, зосереджених на Єфремівському, Хрестищенському, Мелихівському, Медведівському та інших структурах, розміщених саме в межах північної тектонічно активної зони [28].

Основною причиною формування структур Західно-Хрестищенського родовища являється Хрестищенський соляний шток (рис. 1.2), що пов'язані з шлейфами хомогенних і териганних відкладів пермі та карбону.

Контакт соляного штоку з приштоковою зоною на Хрестищенській ділянці визначено орієнтовно. Як видно з рис. 1.2, свердловини з відмітками нижче 124 м проходять породи приштокової зони, тоді як свердловини з відмітками вище 126 м розташовані вже в межах соляного тіла. Це свідчить про доцільність проведення додаткових досліджень з метою уточнення контуру Хрестищенського штоку, що потенційно дозволить зменшити його радіус приблизно на 500 м [15].

### 1.4.3. Нафтогазоносність Західно-Хрестищенського родовища

Нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини пов'язана з більше ніж 40 продуктивними горизонтами, що залягають на глибині від 1 до 6 км. Нафтогазоносність ДДЗ приурочена до відкладів девонського, кам'яновугільного, пермського, юрського та крейдового віку. Найбільш продуктивними виявились породи нижньої пермі (пісковики, ангідрити, доломіти) та верхнього карбону, в межах яких виявлено численні масивно-пластові поклади газу і газоконденсату. Утворення покладів тісно пов'язане з розвитком соляної тектоніки, зокрема штоків і діапірів, які відіграють роль як екранів, так і покрівельних покладів.

Основними нафтогазоносними районами є Машівсько-Шебелинський, Глинсько-Солохівський, Західно-Хрестищенський, Єфремівський та інші. В межах цих районів підтверджено промислові запаси природного газу, нафти та конденсату. Найбільшими родовищами є Шебелинське, Єфремівське, Хрестищенське та Качанівське. ДДЗ і надалі залишається пріоритетною територією для геологорозвідувальних робіт [2,3].

Західно-Хрестищенське газоконденсатне родовище розташоване в межах Машівсько-Шебелинського газозносного району, який характеризується високим рівнем нафтогазоносності. Родовища району приурочені до приштокових зон соляних структур, сформованих внаслідок солянодіапірного тектогенезу. Структурні умови сприяють формуванню покладів у вигляді пасток, які обмежуються діапірами та диз'юнктивними порушеннями.

Родовище було відкрито в другій половині ХХ століття і відтоді активно розвідується та експлуатується. Основні продуктивні горизонти приурочені до пісковиків і доломітів нижньої пермі та верхнього карбону. Колектори переважно порово-кавернозного типу. Поклади переважно пластово-масивного типу, із складною будовою [2,3].

Нафтогазоносна товща характеризується наявністю газу, конденсату, а подекуди – і нафти. Продуктивні горизонти перекриті товщами гіпсу, солі та глинистих порід, які забезпечують добру герметичність. Газ у родовищі має високий вміст метану, незначні домішки важких вуглеводнів та азоту.

З геофізичних даних і результатів буріння встановлено, що структура родовища ускладнена соляними тілами та порушеннями, що формують умови для багаторівневого покладоутворення. Продуктивні горизонти залягають на глибинах від 3 000 до 4 000 м.

Західно-Хрестищенське газоконденсатне родовище приурочене до центральної тектонічної частини Дніпровського грабена, займаючи південно-східну частину приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини в межах Хрестищенсько-Єфремівського валу.

Підняття, яке має форму міжкупольної структури, поховане під товщею мезокайнозойських відкладів і було виявлене ще у 1952 році. В межах пермсько-кам'яновугільних утворень ця структура є брахіантикліналлю північно-західного напрямку, частина якої з південного сходу порушена соляним штоком Хрестищенського типу. За даними розвідки, розміри підняття на рівні верхнього карбону становлять 11,0×5,2 км, з амплітудою до 800 м.

У 1968 році з глибини 3728–3735 м було отримано фонтан газу з дебітом 1,038 млн м<sup>3</sup> на добу. Колектори родовища належать до верхньокам'яновугільного – нижньопермського інтервалу. Поклади мають пластову або масивно-пластову форму, іноді склепінчасті, із тектонічним екранами, а подекуди – літологічно обмежені.

Газовмісні породи представлені поровими та порово-тріщинними пісковиками з пористістю 12–15 % і проникністю в межах 1–334 мД. Верх покладу розташований на абсолютній глибині –2557 м, газоводяний контакт — на глибині –3720 м, висота покладу становить 1163 м. Початковий пластовий тиск сягав 41,8 МПа, температура — 82 °С. Склад газу: метан —

92 %, азот — до 1,5 %, вміст газового конденсату — 64–78 г/м<sup>3</sup>. Поклади мають газовий режим [2,3].

Родовище перебуває в промисловій експлуатації з 1970 року. Початкові видобувні запаси за категоріями А+В+С1 становлять: газу — 335,1 млрд м<sup>3</sup>, конденсату — 13,289 млн тонн.

#### **1.4.4. Гідрогеологічна характеристика Західно-Хрестищенського родовища**

Західно-Хрестищенське родовище розміщено в межах Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну.

Гідрогеологія Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) має типові риси артезіанського басейну. Для неї характерна наявність численних водоносних горизонтів, які залягають у багат шаровій структурі. Основні водоносні комплекси формуються в олігоцен-четвертинних, еоценових, сеноман-крейдових, юрських і тріасових відкладах. Підземні води здебільшого акумулюються в порових колекторах із досить однорідними фільтраційними властивостями. Зона активного водообміну досягає глибини 800–1000 м. Соляна тектоніка має істотний вплив на хімічний склад вод, особливо в районах соляних куполів.

У східній частині басейну водоносні породи інтенсивно дреноються річками, де крейдові відклади часто виходять на поверхню. Олігоцен-четвертинний водоносний комплекс охоплює майже всю територію западини. Умови його живлення найкращі в північних районах із вищим рівнем атмосферних опадів. Еоценовий горизонт також поширений широко, але його ізолюють київські мергелі [33].

У північно-східній частині ДДЗ активно функціонує сенон-туронський горизонт, контрольований місцевою гідрографічною мережею. Сеноман-нижньокрейдний горизонт охоплює майже всю западину, за винятком її південного заходу й південного сходу. Його глибина залягання сягає 900 м, а живлення ускладнене через потужні водотривкі поклади. Проте в зонах

соляного тектонізму можливе інтенсивніше водопостачання, хоча й зі зниженням якості вод. Цей горизонт активно використовується для забезпечення водою Харкова, Полтави, Сум та інших міст. Водонесний комплекс сеноман-келовейських відкладів охоплює північний захід западини, з обмеженням на сході Остер-Золотоніським валом [33].

У цій же частині басейну трапляються байоські водонесні відклади, які мають високу водозбагаченість і використовуються в Києві. Усі водонесні горизонти, що входять до зони активного водообміну ДДЗ, є джерелами централізованого водопостачання. Вони відіграють важливу роль у забезпеченні населення і промисловості питною водою.

У геоморфологічному плані територія досліджень розташована в межах Верхньоорільської акумулятивно-денудаційної слабкохвилястої рівнини, яка є частиною Полтавської пластово-акумулятивної рівнини, сформованої на відкладах палеогену та неогену. Рельєф пологий і слабо розчленований.

Стратиграфічна будова Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища (ГКР) охоплює такі відклади: антропоген-неоген-палеоген (Q+N+P) — до 260 м, крейда (К) — до 980 м, юра (J) — до 1620 м, триас (Т) — до 2395 м, пермські підрозділи km, sl, nk, kt — до 3640 м. У свердловині №219 Ланнівського ГКР: Q+N+P — до 130 м, К — до 155 м, J — до 310 м, T2-3 — до 880 м, T1dr — до 1285 м, D3 — до 1705 м, P1sl — до 2415 м, P1nk — до 2905 м, P1kt — до 3305 м, C3kt — до 3900 м [18].

Згідно з ДБН В.1.1-12:2014 [7], територія досліджень знаходиться в зоні з 6-бальною сейсмічною активністю. Небезпечні геологічні процеси, такі як зсуви, карст, суфозія або криогенні явища, у межах ділянок не зафіксовано.

Райони Західно-Хрестищенського та Ланнівського ГКР входять до Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну — найбільшого в Україні, що займає площу близько 300 тис. км<sup>2</sup>. Він сформований у межах однойменної тектонічної западини з потужною товщею осадових порід девон-четвертинного віку (до 18 км) [33].

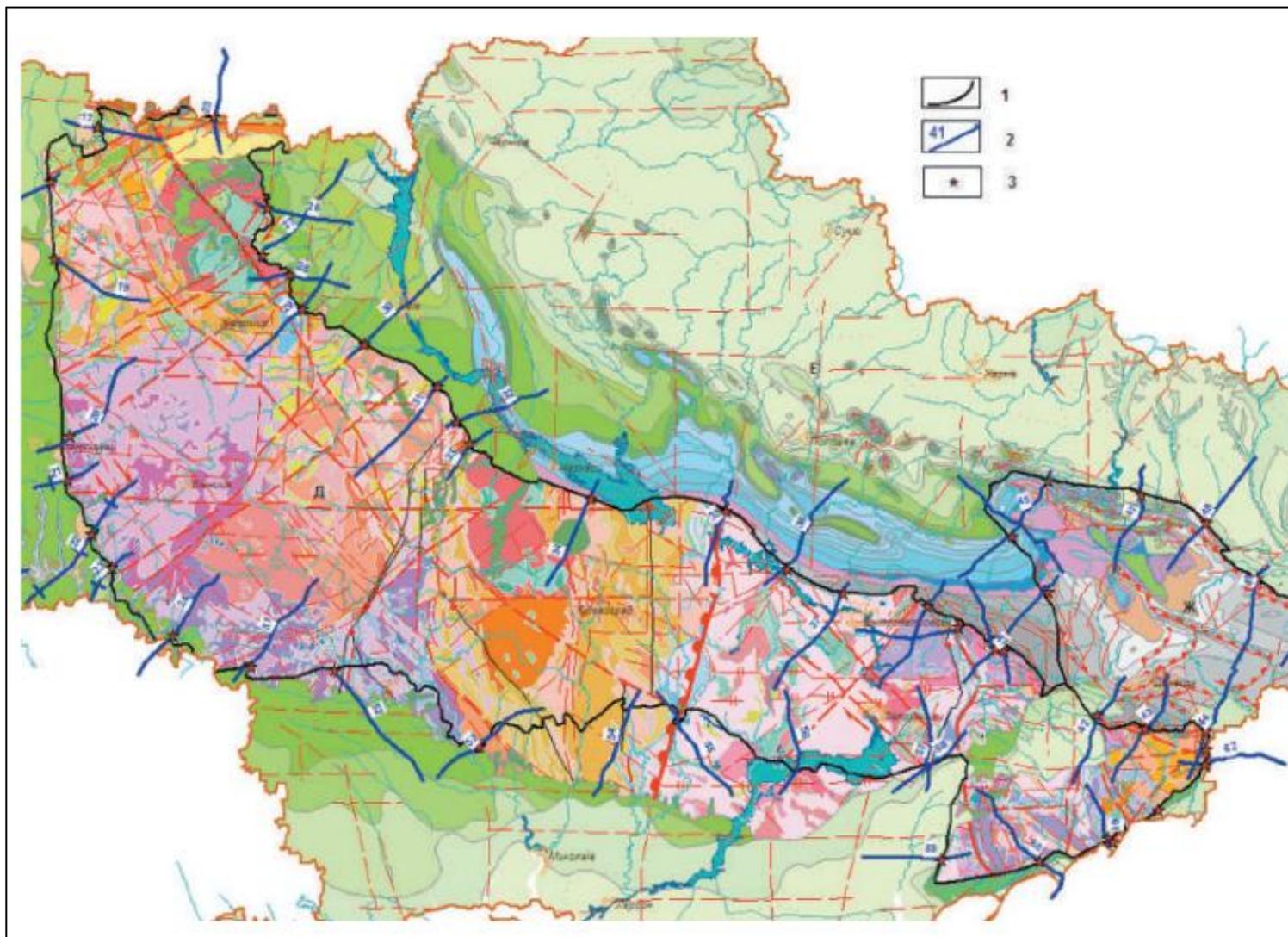


Рисунок 1.3 Межі водоносної системи (ВС) Дніпровсько-Донецької, Донбаської, Причорноморської та ВС Українського щита 1 – границі гідрогеологічних регіонів, 2 – лінія гідрогеологічного розрізу, що обґрунтовує границі гідрогеологічних регіонів, 3 – точка перетину гідрогеологічного розрізу з границею регіону [33].

## 1.5 . Висновки до розділу 1

1. У результаті проведеного дослідження Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища встановлено, що ефективне буріння та експлуатація свердловин у межах Дніпровсько-Донецької западини вимагають врахування складної тектонічної будови, соляної тектоники, особливостей стратиграфічної послідовності та гідрогеологічних умов району.

2. Ретельний аналіз буримості, технічних параметрів бурового обладнання та властивостей гірських порід дозволить обґрунтувати оптимальні технологічні рішення, які забезпечують мінімізацію ускладнень, таких як поглинання бурового розчину, обвалення стінок свердловини та порушення герметичності.

2. Виявлено, що ключовими чинниками стабільного функціонування родовища є правильний вибір інтервалів перфорації, адаптація тиску буріння до пластових умов та використання спеціалізованих промивальних рідин. Проведений геофізичний аналіз дозволив уточнити структуру продуктивних горизонтів, спрогнозувати газоконденсатні пастки та ефективно спланувати розміщення свердловин.

3. За результатами аналізу стратиграфії можна виділити основні продуктивні горизонти у колекторах пермського та кам'яновугільного віку.

## РОЗДІЛ 2. ОБҐРУНТУВАННЯ ПОСТАНОВКИ РОБІТ ДЛЯ ПРОЄКТУВАННЯ ОЦІНОЧНО-ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ СВЕРДЛОВИНИ

### 2.1 Методика і об'єм проектних робіт

Проектування оціночно-експлуатаційної свердловини на Західно-Хрестищенському газоконденсатному родовищі здійснюється з урахуванням детального геологічного супроводу, що забезпечує комплексну оцінку розрізу, уточнення структурно-тектонічної будови площі, виявлення перспективних колекторів та оптимізацію техніко-технологічних параметрів буріння.

Доцільність постановки робіт на родовищі обумовлюється наступними факторами:

1. родовище приурочене до Машівсько-Шебелинського газонакопичувального району — одного з найбільш продуктивних у межах Східного нафтогазоносного регіону України, що характеризується розвиненою структурою та високим ступенем геологічної вивченості;

2. доведено високу продуктивність пермських і кам'яновугільних відкладів, що підтверджено затвердженими запасами газу за категорією С1, які складають понад 335,1 млрд м<sup>3</sup>, а також конденсату — 13,289 млн тонн;

3. у межах нафтогазоносного району широко розповсюджені піщані колектори з добрими фільтраційно-ємнісними властивостями, що підтверджується успішною розробкою таких родовищ, як Шебелинське, Єфремівське, тощо. Більшість родовищ району, які представлені масивно-пластовими покладами, іноді обмеженими соляними діапірами й диз'юнктивними порушеннями, приурочені до двох протяжних структурних зон, які одночасно є зонами газонакопичення з подвійним структурним контролем — Розпашнівсько-Мелихівської і Соснівсько-Беляєвської.

4. геологічна будова родовища відзначається високою сприятливістю для акумуляції вуглеводнів завдяки наявності соляних штоків (зокрема Хрестищенського та Білухівського), які формують ефективні екрани та сприяють формуванню структурно-тектонічних пасток;

5. наявність потенційних несклепінчастих (стратиграфічних і літологічних) пасток вуглеводнів, що потребують додаткової геофізичної верифікації та відбору геологічного матеріалу для підтвердження нафтогазоносності.

### **2.1.1 Обґрунтування постановки робіт**

У межах Західно-Хрестищенського родовища планується буріння оціночно-експлуатаційної свердловини з метою відбору газу з відкладів пермі та карбону, та оцінки фільтраційно-ємнісних параметрів колекторів. Саме тому, було проведено аналіз родовищ-аналогів - Єфремівське, Машівське, Соснівське, Мелехівське та Західно-Медведівське, та вважається доцільним при проектуванні свердловини та проведенні робіт врахувати складні геологічні умови, невитриманість колекторів та наявність значної кількості можливих ускладнень.

Одним із продуктивних родовищ розташованих поряд є Єфремівське газоконденсатне родовище. Геологічна будова родовища представлена великою брахіантиклінальною складкою з амплітудою до 1500 м, ускладненою соляними штоками та численними розломами, що створює сприятливі умови для формування екранізованих пасток. У межах родовища виявлено понад 30 покладів газу та газоконденсату, приурочених до піщано-алевритових порід микитівської, картамиської та араукаритової світ пермі та карбону. Ці колектори характеризуються великою товщиною (до 676 м) та значними дебітами продукції [12].

Початкові видобувні запаси за категоріями А+В+С1 становлять понад 109 млрд м<sup>3</sup> природного газу та близько 2,6 млн тонн конденсату, що підтверджує високу ресурсну цінність об'єкта. Якісний склад газу (до 93,6 %

метану) та низький вміст сірки в конденсаті свідчать про його промислову привабливість. Водночас, рівень накопиченого видобутку залишається відносно низьким, що відкриває широкі можливості для інтенсифікації розробки покладів за рахунок буріння нових свердловин, впровадження сучасних технологій та геологічного моделювання [12].

Додатковим аргументом на користь активізації робіт є наявна інфраструктура — зокрема, підключення родовища до магістрального газопроводу Шебелинка–Київ, що дозволяє оперативно транспортувати видобутий газ до споживачів. Сукупність цих факторів обґрунтовує доцільність подальших геологорозвідувальних і експлуатаційних робіт на Єфремівському родовищі [12].

За результатами геологорозвідувальних робіт та буріння свердловин в межах даної площі (зокрема свердловин 554, 529, 530) та їх випробування продуктивними можна вважати горизонти верхньокам'яновугільної системи (Г-6н, Г-7в, Г-8н, Г-9в, Г-9н) та нижньої пермі (горизонти А-6в, А-7в, А-7н, А-8).

Родовищем-аналогом можна вважати Південно-Хрестищенське родовище, Розпашнівське родовище, Новоукраїнське НГКР які знаходяться у межах приосьової зони грабену.

Розпашнівське газоконденсатне родовище охоплює поклади, що сформувалися у відкладах пермського періоду (горизонт А-6-А-7), а також у верхньому (Г-9–12), середньому (Б-5–9) та нижньому (С-4–6) карбоні. Всі поклади мають масивно-пластову будову та диз'юнктивне екранування. Колекторами виступають пісковики із пористістю у межах 14–16%.

Покрівля продуктивного горизонту А-6-А-7 залягає на глибині 3428 метрів. Висота покладу становить 538 метрів. Тип колектора — поровий. Потужність горизонту варіюється від 240 до 330 метрів. Пористість змінюється в межах 0,123–0,181%, а проникність — від  $2,4 \times 10^{-3}$  до  $16,6 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Початковий пластовий тиск дорівнює 35,0 МПа. Початкові видобувні запаси оцінюються у 5320 мільйонів кубічних метрів газу та 133 тисячі тонн конденсату.

Новоукраїнське нафтогазоконденсатне родовище є геологічним аналогом Західно-Хрестищенського, оскільки має схожий тип пастки та будову покладів. Продуктивна пастка представлена приштоковою монокліналлю, яка з трьох боків (північ, захід, південь) обмежена соляним штоком і занурюється на схід під кутом 12–15°. Структура родовища поділена на два блоки, відокремлені конседиментаційним скидом з амплітудою 450 м, що також є характерною рисою для Західно-Хрестищенського об'єкта [1].

У західному блоці, який зазнав підняття, пермські хомогенні породи залягають на середньокарбовоних відкладах з вираженою кутовою незгідністю (60–80°). Родовищу притаманні два продуктивних горизонти: газоконденсатний поклад у диз'юнктивно екранованій масивно-пластовій пастці в межах пермі (горизонт А-3) та нафтовий поклад у породах карбону (горизонт Б-13), також диз'юнктивно екранований [1].

Покрівля горизонту А-3 розташована на глибині 3460 м, висота покладу сягає 422 м. Колектор кавернозно-порового типу з коефіцієнтом пористості 0,06–0,34%. Початковий пластовий тиск становить 49,8 МПа. Початкові видобувні запаси оцінюються у 4605 млн м<sup>3</sup> газу та 145 тис. т конденсату.

З метою ефективного проєктування та буріння оціночно-експлуатаційної свердловини на Західно-Хрестищенському родовищі проведено детальний аналіз родовищ-аналогів, зокрема Єфремівського, Розпашнівського, Новоукраїнського та інших. Їхні геолого-тектонічні умови, характер пасток, типи колекторів і параметри флюїдів демонструють високу подібність до досліджуваної площі. Це дозволяє обґрунтовано передбачити можливі ускладнення, уточнити конструкцію свердловини та підвищити ефективність її випробування. Аналіз підтверджує перспективність району для подальшого

освоєння газоконденсатних ресурсів за умов урахування складної геологічної будови та використання сучасних методів розробки.

### **2.1.2 Система розміщення оціночно-експлуатаційної свердловини**

Система розміщення експлуатаційних свердловин - це комплекс заходів, які визначають раціональне розташування свердловин на родовищі з метою ефективного видобутку корисної копалини (нафти, газу, води) та забезпечення оптимальних умов для роботи обладнання. Основним завданням є вибір такої схеми розміщення, яка забезпечить максимальний видобуток при мінімальних витратах та мінімізації негативного впливу на навколишнє середовище [25].

Система розміщення оціночно-експлуатаційної свердловини на Західно-Хрещищенському родовищі повинна формуватись із урахуванням комплексу геологічних, технічних та інфраструктурних чинників. Передусім, ключовим фактором є структурна побудова ділянки — доцільним є буріння в межах антиклінальної складки або в зоні диз'юнктивно екранованої пастки, де найбільш ймовірна наявність продуктивних покладів.

Цільовими є горизонти, приурочені до пермських і карбонатних відкладів, які за результатами буріння сусідніх свердловин (зокрема № 554, 529, 530, 555) мають задовільні фільтраційно-ємнісні характеристики. Під час визначення місця буріння необхідно враховувати геологічну роздрібленість площі та уникати зон тектонічних порушень, які можуть ускладнити розкриття пластів, знизити ефективність ізоляції продуктивних горизонтів або створити ризики аварійних ситуацій [11].

Не менш важливою є оцінка інфраструктурної готовності — доцільно орієнтуватись на ділянки, де забезпечено доступ до існуючих шляхів, технічної бази та можливе оперативне підключення до систем транспортування продукції. При цьому слід обирати таке розміщення, щоб за наявності промислового припливу свердловину можна було швидко

перевести в експлуатаційний режим без необхідності додаткових геологорозвідувальних робіт.

Таким чином, система розміщення передбачає не лише ефективне видобування з визначених об'єктів, але й мінімізацію геологічних ризиків та максимальне використання потенціалу ділянки з огляду на досвід розробки родовищ-аналогів.

Свердловина 570 Західно-Хрестищенського ГКР є оціночно-експлуатаційною та вертикальна.

Мета буріння - збільшення темпу відбору залишкових балансових запасів газу покладів горизонтів картамишської світи нижньої пермі (гор. А6-7-8) та верхнього карбону (Г-6-9) та оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів вищезазначених покладів.

До цієї категорії належать оціночні свердловини (для оцінки продуктивності нафтогазоперспективних ділянок), видобувні свердловини, нагнітальні свердловини (для нагнітання води або газу в продуктивні пласти з метою підтримання пластового тиску і збільшення нафтовіддачі пластів).

Профіль ствола свердловини вертикальний:

- максимальний зенітний кут -  $3^{\circ}$ ;
- допустиме відхилення від вертикалі на вибої 38 м;
- висота стола ротора 7 м;
- альтитуда рівня землі 172 м.

Проектний горизонт на вибої - араукаритова свита верхнього карбону ( $C_3^3$ ).

### **2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження під час буріння оціночно-експлуатаційної свердловини**

З метою детального вивчення продуктивних горизонтів Західно-Хрестищенського родовища заплановано проведення промислово-геофізичних досліджень.

Промислово-геофізичні дослідження в оціночно-експлуатаційних свердловинах проводяться з метою отримання максимально повної інформації про геологічну будову надр, властивості колекторських порід, а також характеристики вуглеводневих флюїдів. Основне призначення таких досліджень полягає у визначенні продуктивних інтервалів пласта, їх насиченості нафтою, газом або водою, а також у встановленні ефективних методів експлуатації свердловин.

За допомогою цих досліджень уточнюються межі нафто-, газо- та водонасичених зон, визначається положення газо-водяного та нафто-водяного контактів. Також оцінюються фільтраційно-ємнісні властивості порід, зокрема пористість, проникність і ступінь насичення флюїдами. Окрім цього, промислово-геофізичні методи дозволяють контролювати якість виконання технологічних операцій — таких як цементаж обсадної колони, герметичність колон і ізоляція пластів.

Дані, отримані в процесі геофізичних вимірювань, використовуються для уточнення геолого-технічної моделі родовища, вибору оптимального режиму роботи свердловини та забезпечення ефективною і безпечною експлуатацією вуглеводного об'єкта. В результаті забезпечується зменшення ризиків, підвищується точність прогнозування запасів і збільшується загальний коефіцієнт вилучення корисних копалин із надр.

Під час буріння свердловини №570 планується [9]:

1. стандартний каротаж, ПС, профілометрія (в кожному комплексі від вибою до башмака колони), інклінометрія, ТК, ГК, 2ННК, АКЦ, ВЦК, по всьому інтервалу;

2.КЗ, БК (багатозондовий), ІК, АК, ГГК-щ, МК, МБК, ІННК в інтервалі: 2650–3800 м;

3.геофізичні дослідження міжнародного стандарту: Gamma Ray, Neutron Log, Photo Density Log, Micro Laterolog, Dual Laterolog, Borehole Navigation, Sonic Log, Array Induction Log, Dual Axis Caliper в інтервалі: 3210–3800 м;

4.геологічні + технологічні + геохімічні дослідження в інтервалі: 2150–3800 м.

5.Перфорація перфораційними системами: OWEN (Dynawell) – 4½" SDP по 16 отв. на л.м. з фазуванням зарядів в 60° в інтервалах: 3732–3741 м, 3712–3715 м, 3658–3667 м, 3632–3647 м, 3600–3614 м, 3579–3584 м, 3493–3496 м, 3461–3464 м, 3417–3420 м, 3379–3389 м, 3317–3322 м, 3242–3245 м, 3224–3227 м гор. А-6-А-7-8, Р<sub>1</sub><sup>kt</sup> гор. Г-6-9, С<sub>3</sub><sup>3</sup> з використанням рідини перфорації.

Дизайн, вид перфораційних систем, інтервали перфорації буде уточнено після проведення досліджень ГДС.

Дослідження свердловини на стаціонарних режимах фільтрації виконується, у разі можливості, не менш, ніж на 5–6-ти режимах прямого ходу і двох зворотних, шляхом послідовного переходу від малих дебітів до великих (прямий хід). У випадку тривалої стабілізації вибірного тиску та дебіту рекомендується використання прискорених методів досліджень (ізохронний, прискорено-ізохронний, монотонно-ступінчастої зміни дебітів) [9]:

Дослідження свердловини на нестабілізованих режимах фільтрації виконується шляхом зняття КВТ з замірами тиску на вибої глибинним манометром.

Рекомендований діаметр НКТ для випробовування та подальшої експлуатації: 73 мм. Доцільність застосування вибірного обладнання: передбачається наявність Х та ХН профілів в зборці НКТ.

Спосіб розкриття пластів: перфорація; робочим проектом передбачається витрати часу на інтенсифікацію припливу. Тип інтенсифікації: чотиристадійні ГРП гор. Г-9 в інтервалі: 3732–3741 м, гор. Г-8 в інтервалі: 3632–3647 м, гор.

А-6-А-7-8 в інтервалі: 3306–3389 м. Інтервали та кількість стадій ГРП уточнюються результатами заключного комплексу ГДС [9].

#### **2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів під час буріння оціночно-експлуатаційної свердловини**

Планується відбір керну, флюїдів та шламу у свердловині № 570 Західно-Хрестинського родовища.

Керн є основним фактичним матеріалом, який використовується для вивчення речовинного складу та фізичних властивостей гірських порід. Для вивчення геологічної будови родовища необхідно отримати зразки керна в достатній кількості та належної якості. Інтервали буріння з відбором керна і без нього визначаються геологами [12].

Планується провести безпосередньо на свердловині експрес-аналіз проб керна, відібраних (з уточненням): в межах кам'яновугільних відкладів ( $C_3^3$ ) в інтервалі глибин 3635 - 3643м. Загальна довжина інтервалу відбору керну - 8 м. Що складає 0,2% від загальної довжини.

Комплекс експрес-аналізу проб керна безпосередньо на свердловині включає:

- макро- і мікроопис;
- термовакуумна дегазація з покомпонентним аналізом проби;
- люмінесцентно-бітумологічний аналіз;
- визначення об'ємної щільності порід;
- визначення мінералогічної щільності;
- визначення відкритої пористості;
- визначення карбонатності.

Процедури відбору, реєстрації та зберігання керна буде включати наступну послідовність дій.

Керн, витягнутий з обсадної колони після кожної свердловини, очищають від частинок м'яких порід, мулу та глинистої суспензії. Керни пухких або розчинних порід знезаражуються без очищення. Керни складаються в

керноприймачі. Розмір ящика для керна становить 1х (0,5-0,6) м. Ширина і висота ящика для керна повинні відповідати діаметру керна [12].

Керн укладається і зберігається в ящику для керну зліва на право. Під час штабелювання розбиті фрагменти з'єднуються вздовж поверхонь зламу. Дрібні шматки керна, а також розбиті або пухкі зразки керна загортають у паперові або поліетиленові пакети і поміщають у верхню частину інтервалу. Керни мінералів, що швидко вивітрюються або розкладаються, консервують парафінуванням і поміщають в капсули, герметичні контейнери тощо [12].

В кінці кожного інтервалу, де керн піднімається вздовж одного з сегментів, розміщують дерев'яну бирку, щоб відокремити керн від сусідніх інтервалів.

Після відбору керну необхідно оформити етикетки, упакувати і підготувати для передачі у регіональну лабораторію чи керноскховище.

<b>ФОРМА 27</b>	
<b>Форма етикетки, що вкладають в керновий ящик</b>	
_____ (Геологічне об'єднання)	
_____ експедиція	_____ партія
Родовище, ділянка робіт _____	
<b>Етикетка на видобутий керн</b>	
Свердловина № _____	
Пройдено за рейс від _____ м	до _____ м
Піднято керна _____ см	
Керн складається з _____ кусків	
Порода _____	
" _____ " _____ 20 _____ г. Зміна _____	
Бурильник _____	
(Прізвище, підпис)	
Ст. технік-геолог _____	
(Прізвище, підпис)	

Рисунок 2.1 Форма етикетки для підпису зразків керну

### **2.1.5 Лабораторні дослідження керну, шламу і флюїдів під час буріння оціночно-експлуатаційної свердловини**

В ході геологічної вивченості родовища при бурінні свердловин проводять комплекс експрес-аналізу проб керна та шламу.

Макро- і мікроопис керну. Макро- і мікроопис керну є важливими складовими вивчення геологічного розрізу, що дозволяють отримати повну уяву про літологічну будову, колекторські властивості порід та їхню нафтогазонасиченість. Ці дослідження проводяться на керновому матеріалі, який вилучається зі свердловини в процесі буріння.

Макроопис керну виконується безпосередньо після його вилучення, зазвичай прямо на буровому майданчику. Він здійснюється візуальним методом без застосування мікроскопічних приладів. У процесі макроопису визначаються основні характеристики порід: їх тип, колір, структура та текстура, наявність пор, тріщин чи каверн. Особливу увагу приділяють флюїдонасиченню, оскільки за зовнішніми ознаками можна виявити присутність води, газу чи нафти. Також відзначаються включення органічного походження або мінеральні домішки, що впливають на фільтраційно-ємнісні властивості. Опис фіксує, наскільки цілісним є керн: чи зберігся він у природному вигляді, чи розтрісканий або дезінтегрований. Це дає змогу зробити попередні висновки про стан пласта і його геологічну історію.

Мікроопис керну проводиться вже у лабораторних умовах з використанням мікроскопічних методів дослідження. Для цього виготовляють тонкі шліфи або поліровки з обраних зразків керну. За допомогою оптичного чи електронного мікроскопа вивчається мінералогічний склад порід, визначаються форма, розмір і ступінь обкатаності зерен, а також типи контактів між ними. Мікроскопічне дослідження дає змогу ідентифікувати тип цементу, який з'єднує зерна — він може бути кальцитовим, крем'янистим або глинистим.

Значну увагу приділяють пористості: її типу, ступеню розвитку і розподілу, а також можливим вторинним змінам порід, зокрема окварцюванню, доломітизації чи хлоритизації. Усі ці дані мають надзвичайно важливе значення для розуміння колекторських властивостей порід та прогнозування їх продуктивності.

Термовакуумна дегазація (Термовакуумний дегазатор – ДТМ-2) — визначення залишкової газонасиченості зразків бурового розчину і бурового шламу. Проба розміщується у герметичну камеру, де створюються вакуумні умови, після чого її поступово нагрівають, стимулюючи виділення газів. Виділені компоненти направляються в аналізатор, де проводиться їх покомпонентне розділення, зазвичай за допомогою газової хроматографії. Метод дозволяє визначити вміст вуглеводнів, азоту, вуглекислого газу, гелію та інших газів у поровому просторі.



Рисунок 2.4 Термовакуумний дегазатор –ДТМ-2

Термовакуумна дегазація є ефективним способом оцінки газонасиченості керну, особливо для низькопроникних або щільних порід. - люмінесцентно-бітумологічний аналіз;

Визначення об'ємної щільності порід — це процес встановлення маси одиниці об'єму гірської породи з урахуванням усіх її пор, тріщин і включень. Іншими словами, об'ємна щільність ( $\rho$ ) характеризує, скільки важить певний об'єм природного зразка в його природному, непорушеному стані.

Об'ємну щільність зазвичай виражають у грамах на кубічний сантиметр ( $\text{г/см}^3$ ) або в кілограмах на кубічний метр ( $\text{кг/м}^3$ ), і вона обчислюється за формулою:

$$\rho = m / V, \quad (2.1)$$

де,

$m$  — маса зразка,  $V$  — його об'єм.

Для визначення маси зразок зважують у лабораторії в сухому стані. Об'єм визначають методом витіснення рідини (наприклад, води або ртуті) або за геометричними вимірами, якщо форма зразка правильна.

Визначення мінералогічної щільності. Для розрахунку пористості потрібно визначити мінералогічну щільність, тобто питому вагу зерен пікнометричним методом. Визначення істинної мінералогічної щільності (ІМЩ) пікнометричним методом досить трудомісткий процес і для розрахунку можна застосувати позірну мінералогічну щільність (ПМЩ), що розраховується при стандартному визначенні пористості методом насичення.

Визначення карбонатності. Карбонатомір (кальциметр) мікропроцесорний КУМ-2 (рис.2.5). Для роздільного визначення кальциту, доломіту, сидериту і нерозчинних залишків в подрібнених зразках гірських порід (керна, шлам).

Прилад може працювати автономно без комп'ютера. Відсотковий вміст кальциту, доломіту і сидериту відображається на рідкокристалічному екрані із зазначенням калібрувального коефіцієнта.



Рисунок 2.5 Карбонатомір

Для аналізу шламу проводять наступні дослідження.

Фракційний аналіз шламу - розділення бурового шламу на гранулометричні фракції та підготовка шламу до досліджень. Для даного аналізу застосовують набір сит з отворами різних діаметрів ( рис.2.6).



Рисунок 2.6 Набір фракційних сит

Для мікроскопічного аналізу шламу використовують мікроскоп МБС-10 оснащений додатковим цифровим мікроскопом для візуального огляду і фотографування бурового шламу, керна і абразивів у відбитому і прохідному світлі при 100-кратному збільшенні.



Рисунок 2.7 Лаборатоне обладнання для візуального огляду шламу (мікроскоп).

В інтервалі 2810-2840м - вибурена порода представлена Алевролітом та аргілітом, кварц-польовошпатовими з глинисто-карбонатним цементом, включенням кварцових, карбонатних порід, з лусочками біотиту і мусковиту; червонобарвисті.

В інтервалі 2830-2860 м - кам'яна сіль (галіт), крупнокристалічна, біла, чиста, з вкрапленнями сірого ангідриту до 15%. Структура масивна, уламки ламкі, реакції на кислоту не дає.

Проаналізувавши лабораторні дослідження, що проводились на Західно-Хрестищенській ділянці, та їх результат, можна зробити висновок, що за видом флюїду у відкладах карбону та пермі очікуються - газоконденсатні поклади; вміст агресивних компонентів 0,20%  $\text{CO}_2$ ; пористість 10-15%;

До цього комплексу, на частку якого нині припадає понад 31% запасів вуглеводнів регіону [17], входять також нижньопермські теригенно-хемогенні породи. Однак упродовж тривалого періоду досліджень акцент переважно робився на теригенну частину розрізу, тоді як нижньопермські соленосні товщі через їхню специфіку — значну потужність і стабільність соляних пластів — вважалися переважно флюїдоупорними утвореннями. Їхню колекторську здатність виявили випадково — спочатку при раптових газових викидах на Шебелинському родовищі, а згодом і на інших, зокрема Кегичівському, Західно-Єфремівському, Мелихівському та Західно-Хрещищенському родовищах [28].

Це родовище характеризується вигідним поєднанням структурних, літологічних і колекторських чинників, що в сукупності формують високий рівень нафтогазогеологічного потенціалу.

Основні продуктивні горизонти родовища — це пористі пісковики пермі та верхнього карбону, що залягають на глибинах від 3400 до 3750 м. Вони мають масивно-пластову будову і диз'юнктивне екранування, що забезпечує наявність герметичних пасток. Колектори характеризуються задовільними фільтраційно-ємнісними властивостями — пористість у межах 12–15%, проникність змінюється від 1 до понад 300 мД. Початковий пластовий тиск перевищує 40 МПа, а температурні умови сприяють стабільному газоконденсатному режиму.

Газ у межах родовища має високий вміст метану (понад 92%), що свідчить про його високу якість, а конденсат — промислово цінний, із виходом до 78 г/м<sup>3</sup>. Крім того, в межах родовища зафіксовано кілька перспективних горизонтів, які в процесі буріння окремих свердловин давали промислові припливи, але залишаються малодослідженими. Це створює основу для подальших геологорозвідувальних робіт і розширення меж експлуатації.

Найтипівіші пасткові умови що присутні в межах Західно-Хрестищенського родовища відповідають міжштоковим брахіантикліналям та літологічно обмеженими пастками.

Західно-Хрестищенська газоконденсатна структура приурочена до асиметричної брахіантикліналі північно-західного простягання у відкладах верхнього карбону розмірами 11,0 x 5,2 км з амплітудою 800 метрів. Породи, що покривають Хрестищенську тектонічну структуру, частково утворені соляними пробками і тому можуть бути віднесені до категорії міжкупольної тектоніки. Підняття спричинене радіальним падінням з амплітудою від 100 до 150 метрів. Буріння виявило велику кількість природних газових конденсатів у пермських та верхньокам'яновугільних відкладах, які накопичилися, утворивши пласт з газоносною поверхнею майже 1 500 метрів [13].

Відклади цієї формації являють собою блокові колектори з тектонічним екрануванням. Порода-колектор являє собою піщану товщу аргілітів.

Досліджуваний пласт є масивним покладом-колектором, що залягає на глибині 3224-3741 метрів. Породи-колектори мають очікувану пористість до 10-15% і проникність до 0,1 мД.

Геологічне тіло, представлене Крестенською соляною пасткою, є бар'єром для формування несклепінчастих покладів і є типовим для соляних тектонічних зон. Ця пастка утворена шлейфовою стратиграфією, корінними відкладами і, зокрема, верхнім карбоном (С33).

Стратиграфічний  $P_1^{kt}$  у продуктивному горизонті А-6п залягає на глибині 3224-3245 м, з первинною товщиною колектора 10 м, пористістю 10-15%, газонасиченістю 50-81% і проникністю не менше 0,1 мД.

Продуктивний горизонт  $P_1^{kt}$  продуктивного горизонту А-6н з глибиною залягання 3224-3245м, теригенний колектор потужністю 10м, пористістю 10-15% та газонасиченістю 50-81%, проникність не нижче 0.1 мД. Вид флюїду газо-конденсатний.

Стратиграфічний горизонт  $P_1^{kt}$  продуктивного горизонту А-7в з глибиною залягання 3317-3322м, теригенний колектор, складений пісковиком та

алевролітом, ефективна потужністю 5м, пористістю 10-15% та газонасиченістю 50-81%, проникність не нижче 0.1 мД. Вид флюїду газоконденсатний.

Стратиграфічний горизонт  $P_1^{kt}$  продуктивного горизонти А-7н та А-8 з глибиною залягання 3379-3389м та 3417-3420 відповідно, теригенний колектор, породи: пісковик, алевроліт, потужністю 10м, пористістю 10-15% та газонасиченістю 50-81%, проникність не нижче 0.1 мД. Вид флюїду газоконденсатний.

Стратиграфічний горизонт  $C_3^3$  продуктивного горизонту Г-6н з глибиною залягання 3461-3464м, теригенний колектор, породи: пісковик, алевроліт, потужністю 3м, пористістю 10-15% та газонасиченістю 50-81%, проникність не нижче 0.1 мД. Вид флюїду газоконденсатний.

Стратиграфічний горизонт  $C_3^3$  продуктивного горизонту Г-7в з глибиною залягання 3493-3496м, теригенний колектор, породи: пісковик, алевроліт, потужністю 3м, пористістю 10-15% та газонасиченістю 50-81%, проникність не нижче 0.1 мД. Вид флюїду газоконденсатний.

Стратиграфічний горизонт  $C_3^3$  продуктивного горизонту Г-8н з глибиною залягання 3579-3647м, теригенний колектор, породи: пісковик, алевроліт, потужністю 15м, пористістю 10-15% та газонасиченістю 50-81%, проникність не нижче 0.1 мД. Вид флюїду газоконденсатний.

Стратиграфічний горизонт  $C_3^3$  продуктивного горизонту Г-9в з глибиною залягання 3658-3667м, теригенний колектор, породи: пісковик, алевроліт, потужністю 7м, пористістю 10-15% та газонасиченістю 50-81%, проникність не нижче 0.1 мД. Вид флюїду газоконденсатний.

Стратиграфічний горизонт  $C_3^3$  продуктивного горизонту Г-9н з глибиною залягання 3712-3741м, теригенний колектор, породи: пісковик, алевроліт, потужністю 15м, пористістю 10-15% та газонасиченістю 50-81%, проникність не нижче 0.1 мД. Вид флюїду газоконденсатний.

## 2.2 Підрахунок запасів вуглеводнів Західно-Хрестищенського родовища

Обсяг Західно-Хрестищенського газоконденстатного родовища станом на 2010р - 335,1 мільярда кубометрів.

Підрахунок запасів природного газу проведено об'ємним методом на основі вивчення даних геологорозвідувальних та промислово-геофізичних робіт, згідно з загальноприйнятою формулою [8]:

$$V = F * h * m * \frac{P_{пл.} \cdot \alpha - P_{зал.} \cdot \alpha_{зал.}}{P_{ст}} f \beta r, \quad (2.1)$$

де  $V$  – початкові запаси газу, приведені до стандартних умов, млн. м<sup>3</sup>;

$F$  – площа газонасиченості, тис. м<sup>2</sup>;  $h$  – ефективна газонасичена товщина пласта, м;  $m$  – коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці;

$\beta r$  – коефіцієнт газонасичення, частка одиниці;

$\frac{P_{пл.} \cdot \alpha - P_{зал.} \cdot \alpha_{зал.}}{P_{ст}} f$  - баричний коефіцієнт, що використовується для

приведення об'єму вільного газу, який міститься в покладі, до стандартних умов, де:  $P_{пл}$  - початковий пластовий тиск в покладі, МПа;  $P_{зал}$  - залишковий тиск, що встановлюється в покладі, коли тиск на усті видобуваючої свердловини буде дорівнювати стандартному ( $P_{зал}=0,1$  МПа);  $\alpha$ ,  $\alpha_{зал}$  - поправка на відхилення властивостей вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта для  $P_{пл}$  та  $P_{зал}$ ;  $P_{ст}$  - тиск при стандартних умовах МПа,  $P_{ст}=1 ат = 0,0981$  МПа;  $f$  - поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури, частка одиниці.

Початкові геологічні (балансові) запаси газового конденсату ( $Q_k$ ) підраховані за формулою [8]:

$$Q_k = V \cdot q, \quad (2.2)$$

де  $q$  – початковий вміст в газі стабільного конденсату, т/млн.м<sup>3</sup>.

Видобувні запаси газового конденсату визначалися за формулою [8]:

$$Q_{кв} = Q_k * \Gamma_k, \quad (2.3)$$

де  $\Gamma_k$  – коефіцієнт вилучення конденсату, частка одиниці.

## 2.3 Висновки до розділу 2.

1. Встановлено, що геологічна будова площі, зокрема наявність соляних штоків, структурних пасток і теригенних колекторів, створює сприятливі умови для акумуляції вуглеводнів, що підтверджено виявленими покладами газу і конденсату в аналогічних родовищах — Єфремівському, Розпашнівському, Новоукраїнському.

2. Наведено принципи вибору місця закладання свердловини №570. Визначено, що конструкція повинна враховувати геологічну роздрібленість розрізу, уникати зон тектонічних порушень і орієнтуватися на відомі продуктивні горизонти пермі та карбону.

3. Заплановано вивчення режимів фільтрації та проведення перфораційно-гідророзривних робіт для інтенсифікації припливу, описано повну програму геологічного супроводу буріння, яка включає систематичний відбір шламу та керну, їх експрес-аналіз (макро- і мікроопис, дегазація, бітумологія, карбонатність, пористість і щільність). Відібрані зразки шламу з інтервалу 2830–2860 м демонструють присутність кам'яної солі та ангідриту, а в межах 2810–2840 м — алевролітів і аргілітів із характерними включеннями біотиту, що підтверджує складність розрізу.

4. Установлено, що структура представлена асиметричною брахіантикліналлю, у межах якої розвинені продуктивні горизонти пермі (А-6, А-7, А-8) та карбону (Г-6, Г-9). Всі пласти характеризуються достатньою пористістю (10–15%), газонасиченістю до 81% та проникністю понад 0,1 мД.

5. Площа родовища має всі ознаки масивного покладу із соляним екранізуванням, що дозволяє очікувати промислові припливи при правильному бурінні та інтерпретації геофізичних даних.

## РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ ОЦІНОЧНО-ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ СВЕРДЛОВИНИ

### 3.1 Гірничо–геологічні умови буріння

Під час буріння та кріплення свердловин у межах різних стратиграфічних підрозділів можуть виникати численні ускладнення, зумовлені як геологічними особливостями порід, так і термобаричними умовами. Наприклад, у четвертинних, неогенових і палеогенових відкладах, що складаються переважно з глин, суглинків, мергелів та інших слабозцементованих порід, характерним ускладненням є інтенсивне поглинання бурової промивальної рідини.

Це супроводжується проблемами з очищенням стовбура свердловини, осипанням її стінок, обвалами та зсувами порід, а також заломами бурильних труб і сальниковими проявами [13].

У відкладах крейдового, юрського та тріасового періодів — мергелях, глинах і пісковиках — спостерігається подібна проблема поглинання бурової рідини, що також спричиняє порушення цілісності стовбура свердловини, осипання та заломи труб.

Пермські породи, які включають ангідрити, доломіти, вапняки та глини, характеризуються ще складнішими умовами. Тут часто фіксуються порушення цілісності свердловин через ліфтосусідне переміщення порід, утворення каверн, газо- і нафтовиділення, а також значне поглинання бурової рідини. Це ускладнює буріння й підвищує ризики аварій.

У кам'яновугільних відкладах, представлених аргілітами, алевролітами та пісковиками, також мають місце проблеми з поглинанням рідини, що ускладнює процес цементування.

Нарешті, у девонських породах (переважно пісковиках і карбонатах) найчастішими ускладненнями є інтенсивне поглинання бурового розчину та

газонафтовиділення, що потребує особливо ретельного контролю за буровим процесом.

Гірничо-геологічні умови відіграють ключову роль у формуванні параметрів гірських порід, а також у визначенні їх просторово-часових взаємозв'язків у межах свердловинного розрізу. Саме ці чинники визначають характер порід, їхню стійкість і тріщинуватість, що безпосередньо впливає на вибір типу бурового розчину, конструкцію свердловини та параметри бурового інструменту.

Водночас гідрогеологічні умови буріння мають суттєве значення при прогнозуванні можливих ускладнень, таких як поглинання, осипи чи газопрояви, які можуть виникати в процесі проходження різних стратиграфічних комплексів [13].

Окрему увагу слід приділити наявності в розрізі потужних соленосних товщ, чергування яких із глинисто-ангідритовими шарами створює передумови для специфічного підходу до їх розробки.

У таких умовах доцільним є застосування камерно-поверхової схеми розробки, що передбачає послідовне відпрацювання соляних пластів знизу вгору з формуванням розмивних камер заданих параметрів.

Під час буріння проектної свердловини можливе виникнення типових ускладнень, зафіксованих на аналогічних родовищах: обвали та осипання нестійких порід, поглинання бурового розчину, утворення жолобів і каверн, сальниково-ущільнювальні процеси, коагуляція розчину, а також поява нафтогазопроявів у разі відхилення від оптимальних режимів буріння.

У кайнозойських відкладах (до глибини 230 м) очікується осипання та обвали нестійких порід і часткове поглинання розчину, що зумовлено їхньою низькою міцністю (1–5, з переважанням глин).

Крейдові породи, що залягають з 230 м до 825 м можуть бвалюватися, а також набухати, що призведе до звуження ствола, утворення сальників і прихватів бурильного інструменту.

Юрські відклади, які розкриваються на глибинах до 1450 м, представлені глинистими, алевролітовими, вапняками і пісковими комплексами. Їх склад та властивості можуть призвести до звуження стовбура та утсорення сальників.

У тріасових породах (1450–1850 м), що складаються з глин, вапняків (міцність 7), алевролітів, пісковиків (міцність 8) і конгломератів, можуть виникати звуження ствола, осипи та утворення сальників.

Девонські відклади, що можуть бути розкриті в інтервалі 2150-2700мскладені сіллю, що має властивість розмиватися з утворенням каверн, поглинанням бурового розчину, жолобоутворення, уступоутворення, каверноутворення, викривлення стовбура.

Пермський розріз (2700–3460 м) також містить сіль, а також ангідрити, вапняки, пісковики, конгломерати та доломіти, з високими показниками твердості (до 215) і міцності (до 13), а також високим ступенем соленості (до 75%).

У цій зоні фіксуються небезпеки викривлення ствола, течій порід, жолобо- та каверноутворення. Також можливі газопрояви, адже це інтервали продуктивних горизонтів.

Карм'яновугільні породи, які залягають нижче 3461 м, представлені пісковиками (твердість до 120, міцність 7), алевролітами, вапняками та аргілітами. У межах цих глибин можливе виникнення газопроявів з вмістом CO<sub>2</sub> до 0,20%, а також поглинань, осипів та звуження свердловини.

Для запобігання аваріям та забезпечення стійкості ствола свердловини в умовах складної гірничо-геологічної будови необхідно використовувати ретельно підібраний буровий розчин, оброблений графітом і нафтою, що зменшує липкість кірки.

Дотримання технологічних норм приготування розчину, регулярний контроль його параметрів, а також забезпечення достатніх запасів обважнювача й промивальної рідини на буровій дозволяє мінімізувати ризики ускладнень.

Альтернативний варіант для експлуатаційної колони <sup>3)</sup>									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Експлуатаційна	0 - 3800	178	215,9	1,2	АНІ	Муфтові	Клас G	3800 - 3110	1900
1 ступінь	3110 - 3800					газогерметичні			
2 ступінь <sup>4)</sup>	0 - 3110					Клас G			

### 3.3. Вибір режиму буріння оціночно-експлуатаційної свердловини

Ефективність руйнування породи під час буріння залежить від глибини свердловини за один оберт, механічної швидкості буріння (метрів проходки за годину механічної швидкості буріння), рейсовою швидкістю (швидкістю буріння з урахуванням проходки на долото та тривалості спуско-підіймальної операції), вартості одного метра проходки.

Ефективність буріння (руйнування породи долотом) залежить від: осьового навантаження на долото, швидкості обертання долота, очищення стовбура свердловини від вибурюваної породи, конструкції долота, типу і параметрів бурового розчину, а також характеристик породи [21].

Деякими з цих факторів можна швидко керувати, ще до початку роботи долота на вибої свердловини або до того, як воно буде спущене у свердловину. Інші потребують тривалого часу для зміни, і тому залишаються практично незмінними під час роботи долота [21].

Під режимом буріння можна розуміти набір факторів, що впливають на ефективність руйнування породи і міцність зношування долота, якими можна оперативно керувати під час роботи долота на вибої свердловини, і які самі по собі називаються робочими параметрами.

До експлуатаційних параметрів відносяться

- а) Осьове навантаження на долото - Рд;
- б) швидкість буріння;
- в) витрата промивальної рідини в секунду - Q;

г) параметри бурового розчину.

Режими буріння поділяються на [21].

а) звичайні

- оптимальний

- раціональні;

- форсовані (швидкісні або силові);

б) Спеціальні.

Оптимальне буріння - це буріння, яке забезпечує максимальну продуктивність праці при мінімальних витратах і високій якості. Критеріями оптимізації є найнижчі витрати на метр пробуреної свердловини та максимальна швидкість буріння [12].

Раціональна схема буріння - схема буріння з найкращим значенням одного або декількох показників для даних умов технічного оснащення. Під форсованим розуміється режим, при якому швидкість буріння збільшується за рахунок збільшення швидкості обертання долота (режим Forced RPM) або осьового навантаження на долото (режим Forced Power) [4].

Спеціальний режим - режим буріння, який забезпечує оптимальне виконання конкретного спеціального завдання (буріння свердловин з використанням похило-скерованих свердловин, буріння свердловин з відбором керна, буріння свердловин у пласті, буріння свердловин у важкодоступних зонах, попередження деформацій, аварійні роботи тощо).

### **3.4. Вибір бурових розчинів для буріння оціночно-експлуатаційної свердловини**

Буровий розчин є важливою складовою технологічного процесу буріння, від якого значною мірою залежить успішність розкриття продуктивних горизонтів, стабільність ствола свердловини, а також запобігання аварійним ситуаціям. Його основні функції — очищення стовбура від вибуреної породи, охолодження та змащування бурового інструменту, створення протитиску на пластові флюїди, стабілізація стінок свердловини, а також винесення шламу на поверхню.

Тип бурового розчину обирається з урахуванням гірничо-геологічних умов, глибини буріння, фізико-хімічних властивостей порід, наявності соленосних товщ, газонасичених інтервалів та температурно-теплових характеристик. Основні різновиди бурових розчинів включають глинисті, полімерні, емульсійні, вапнякові, соляні, а також спеціальні склади на вуглеводневій основі.

У процесі буріння свердловин у межах Західно-Хрестищенського родовища найбільш доцільним є застосування глинистого бурового розчину, модифікованого полімерними добавками. Такий розчин забезпечує оптимальний баланс між стабілізацією стінок свердловини та достатнім рівнем очищення вибою. Для розкриття соленосних товщ пермі та крейдових відкладів передбачене застосування соляних або калієвих розчинів, які зменшують процеси набухання глинистих порід та запобігають коагуляції фільтраційної кірки [9].

Залежно від інтервалу буріння та потенційних ускладнень, буровий розчин може бути оброблений графітом, нафтовими добавками, лігносульфонатами чи інгібіторами гідратації, що покращує змащувальні властивості та знижує вірогідність прихватів. Для запобігання нафтогазопроявам необхідно суворо контролювати такі параметри розчину, як щільність, в'язкість, фільтрація та рН.

Також важливим є підтримання достатнього об'єму активного розчину на буровій, наявність запасу обважнювачів (наприклад, бариту) та системи очищення від шламу. Регулярний аналіз фізико-хімічних характеристик розчину в польових умовах дозволяє своєчасно коригувати склад і забезпечувати стабільність буріння [9].

Розрахунок і прийняті для проектування величини густини бурового розчину, які задовільняють вимоги правил та інструкцій, приведені в табл. 3.4.

### 3.5 Охорона надр та навколишнього середовища

Відповідно до Закону України «Про надра та охорону навколишнього природного середовища» та нормативного документа Кабінету Міністрів «Про охорону навколишнього природного середовища» [10], під час будівництва розвідувальних і виробничих свердловин для видобутку нафти і газу необхідно вживати систематичних і безперервних заходів для охорони надр і навколишнього природного середовища.

Охорона надр і навколишнього природного середовища загалом охоплює такі основні напрямки:

1. охорона надр і навколишнього середовища та особливості використання їх ресурсів у різних природних зонах з використанням різних методів видобутку;
2. розробка методів дослідження природних комплексів та прогнозування можливих наслідків під час видобутку;
3. прогнозування змін у надрах і природному середовищі та самоочищення природи в окремих ландшафтах;
4. зниження рівня антропогенного забруднення під час видобутку;
5. обґрунтування системи заходів з охорони навколишнього середовища (комплексні територіальні схеми охорони природи в нафтогазоносних регіонах, заходи щодо збереження природного середовища в різних районах і ландшафтах);
6. аналіз наслідків нераціонального використання природних ресурсів і деградації навколишнього середовища.

Раціональне користування надрами й охорона навколишнього середовища під час буріння свердловин є пріоритетними вимогами сучасної нафтогазової галузі. Згідно із Законом України «Про охорону навколишнього природного середовища» та Кодексом України про надра, основними принципами є комплексне геологічне вивчення надр, дотримання порядку надання їх у

користування, раціональне вилучення запасів корисних копалин, запобігання їх втратам і збереження гідрогеологічної рівноваги.

Особлива увага приділяється мінімізації впливу бурових робіт на навколишнє середовище. Під час буріння пошукових і розвідувальних свердловин можливе порушення герметичності гірського масиву, що призводить до комунікації між водоносними та нафтогазоносними пластами. Це, в свою чергу, може спричинити забруднення підземних вод, неконтрольоване обводнення продуктивних горизонтів, а також погіршення якості вод для господарських чи лікувальних потреб.

Серед основних забруднювачів навколишнього середовища під час буріння — бурові розчини, до складу яких входять хімічні реагенти. Тому дедалі активніше впроваджуються технології на основі екологічно безпечних полімерів, кремнійорганічних сполук, а також вторинних продуктів очищення. За ГОСТ 12.1.007-76 усі реагенти мають відповідати критеріям нешкідливості для екосистем.

Геоекологічні загрози зумовлені також ризиком міжпластових перетоків, фонтануванням (особливо при вмісті  $H_2S$ ), утворенням грифонів. Їх попередження забезпечується правильним проектуванням конструкції свердловини, застосуванням якісного цементування, встановленням цементних мостів і оснащенням гирла ПВО (противикидним обладнанням).

Відповідно до Інструкції щодо ліквідації та консервації свердловин (НАК «Нафтогаз України», 2006), усі непродуктивні чи небезпечні свердловини повинні бути вчасно ліквідовані із дотриманням регламентованих технічних заходів: буровий стовбур заливається глинистим розчином, встановлюються цементні мости з перекриттям продуктивних пластів не менше ніж на 20 м вище і нижче межі, а гирло герметизується.

Після завершення буріння обов'язковим є рекультивація земельної ділянки, демонтаж обладнання, засипка шламових амбарів, очищення території від відходів та передача її у встановленому порядку місцевим громадам.

Таким чином, впровадження екологічно орієнтованих технологій буріння, дотримання геолого-технічного наряду (ГТН), проведення своєчасних геофізичних досліджень, а також контроль за параметрами бурових розчинів є необхідними умовами забезпечення сталого розвитку нафтогазовидобувної галузі та охорони природного середовища.

### **3.6 Висновок до розділу 3**

1. У результаті аналізу гірничо-геологічних, технічних і екологічних умов буріння Західно-Хрестищенської свердловини №570 встановлено, що структура розрізу характеризується підвищеним ризиком виникнення ускладнень, пов'язаних із нестійкістю порід, поглинанням бурових розчинів, утворенням каверн і можливими газопроявами. Найскладніші ділянки локалізуються в межах соленосних і карбонатно-ангідритових товщ пермі та девону, де спостерігається максимальна концентрація аварійнонебезпечних зон. Це потребує не лише ретельного проектування режимів буріння, а й використання спеціальних інгібованих бурових розчинів із контрольованою щільністю та стабільними фізико-хімічними властивостями.

2. Обґрунтована конструкція свердловини дозволяє ефективно ізолювати водоносні горизонти, мінімізуючи ризик міжпластових перетоків і неконтрольованих флюїдопроявів. Запропонована компоновка забезпечує адаптацію до реальних гірничо-геологічних умов за рахунок використання багатоступеневого цементування з відповідним доббором типів цементу та інтервалів підйому розчину.

3. Розраховані режими буріння та витрати доліт свідчать про оптимальність прийнятих технічних рішень з точки зору витрат, швидкості проходки та стійкості стовбура. Аналіз параметрів бурового розчину показав, що для ефективної розробки соленосних і газонасичених порід доцільно застосовувати глинисті та соляні системи з полімерними і графітовими модифікаторами, які забезпечують як очищення вибою, так і стабілізацію стінок свердловини.

## РОЗДІЛ 4. РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ ТЕХНІКО–ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ

### 4.1. Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт

Ефективність геологорозвідувального процесу визначається не лише технічною доцільністю обраних рішень, але й їх економічною виправданістю. Основні техніко-економічні показники дозволяють оцінити доцільність буріння проектної свердловини, порівняти її з аналогічними об'єктами та прийняти обґрунтоване рішення щодо подальшого освоєння площі.

У межах Західно-Хрестищенського родовища заплановано буріння вертикальної оціночно-експлуатаційної свердловини глибиною 3800 м. Конструкція свердловини передбачає проходку через складні геолого-структурні зони із частими змінами літологічного складу порід, соляний шток.

На основі попередніх розрахунків вартість виконання геологорозвідувальних робіт для свердловини №570 становить приблизно 247 млн грн, із яких:

Буріння і монтаж обладнання – 148, 2 млн грн;

Геофізичні дослідження – 24,7 млн грн;

Випробування продуктивних пластів – 29,6 млн грн;

Відбір і аналіз керну – 14,8 млн грн;

Облаштування свердловини – 29,7 млн грн.

Очікувана тривалість буріння свердловини — 120 діб. Орієнтовна глибина проектного горизонту становить 3800 м.

Економічна ефективність розробки оцінюється також за коефіцієнтом освоєння видобувних запасів, питомими витратами на буріння 1 метра розрізу та вартістю геолого-геофізичних робіт на 1 тис. м<sup>3</sup> умовного палива. Таким чином, техніко-економічна оцінка демонструє доцільність та рентабельність реалізації геологорозвідувального проекту за умови дотримання запланованих технологічних рішень і контрольних показників [12].

## 4.2. Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт

Проведена техніко-економічна оцінка проекту буріння оціночно-експлуатаційної свердловини №570 на Західно-Хрестищенському газоконденсатному родовищі засвідчує доцільність її спорудження. На відміну від пошукових свердловин, дана свердловина має на меті не лише підтвердження наявності флюїдів у межах перспективних горизонтів, але й отримання детальної інформації щодо дебітів, фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів, а також уточнення меж та запасів продуктивних покладів.

З технічного боку, конструкція свердловини та обрані параметри бурового процесу відповідають складним гірничо-геологічним умовам району буріння, що дозволяє мінімізувати ризики ускладнень під час проходження соленосних і тріщинуватих порід. Застосування обважнених та інгібованих бурових розчинів, системи ПВО, а також наявність оперативного контролю за геофізичними показниками створює передумови для безпечного і ефективного буріння.

Отримані в результаті буріння дані стануть ключовими для розробки нової моделі покладу, оптимізації подальших робіт та введення родовища в промислову розробку. Водночас реалізація проекту має вагомим значення для забезпечення енергетичної безпеки регіону та ефективного використання національних ресурсів. Таким чином, буріння оціночно-експлуатаційної свердловини №570 є виправданим як у технічному, так і в економічному аспектах і має стратегічне значення для подальшої розвідки та експлуатації Західно-Хрестищенського родовища.

Розраховані показники економічної ефективності робіт зведені в таблицю 4.1

Річний прибуток від розробки розвіданих запасів газу [4]:

$$Pr = (Ц - C) Q g K - T \text{ , [грн]} \quad (4.1)$$

де,  $P_p$  – річний прибуток, грн;  $C$  – ціна 1000 м<sup>3</sup> газу без ПДВ та ренти (для розрахунку взята ціна за травень 2025 року, вона становить 15 196,24 грн за 1 тис. м<sup>3</sup>);  $S$  – собівартість видобутку 1000 м<sup>3</sup> газу (для розрахунку взята ціна за 2025 рік. - 10000 грн);  $Q$  – об’єм ресурсів (335100 млн. м<sup>3</sup>) газу, який підлягає розробці;  $g$  - середньорічний темп видобутку (5 %);  $K$  – коефіцієнт вилучення газу (0,9);  $T$  – вартість тематичних досліджень (485 000 грн).

Згідно з зазначеними показниками річний прибуток від освоєння очікуваних запасів газу складе:

$$Pr = (15196,24 - 10000) \cdot 335100000 \cdot 0,05 \cdot 0,9 - 1285000 = 78\,355\,416\,080 \text{ (грн)}$$

Показники економічної ефективності розвідувальних робіт занесені до таблиці 4.1.

**Таблиця 4.1. Показники економічної ефективності розвідувальних робіт**

№ п/п	Показники	Одиниця виміру	Кількість
1	2	3	4
1	Середня комерційна швидкість буріння	м/верст.міс	1131
2	Очікуваний приріст вуглеводнів	млн.м <sup>3</sup>	335100 000
3	Проходка по свердловині	м	3800
4	Капітальні вкладення на буріння свердловин	млн. грн	247
5	Вартість 1 м буріння	тис.	65
6	Вартість 1000 м <sup>3</sup> газу	грн. тис. м <sup>3</sup>	15 196,24
7	Річний прибуток від розробки	млн.грн	93435716,080

### 4.3 Висновки до розділу 4

1.Проведена економічна оцінка проєкту буріння оціночно-експлуатаційної свердловини №570 на Західно-Хрестищенському газоконденсатному родовищі підтвердила достатній рівень його геолого-економічної доцільності. На основі технічних розрахунків та обґрунтованих інвестиційних показників встановлено, що загальний обсяг капітальних вкладень на буріння становить 247 млн грн, при середній вартості проходки 1 м — близько 65 тис. грн. Це відповідає сучасному рівню витрат для буріння свердловин подібної складності.

2.З урахуванням прогнозованого приросту видобувних запасів газу обсягом 335,1 млрд м<sup>3</sup> і застосуванням коефіцієнта вилучення 0,9, середньорічного темпу видобутку (5 %) та чинних економічних умов (ціна газу — 15 196,24 грн/тис. м<sup>3</sup>, собівартість — 10 000 грн/тис. м<sup>3</sup>), очікуваний річний прибуток від розробки становить понад 93,4 млрд грн. Це свідчить про надзвичайно високу рентабельність проєкту та короткий термін окупності початкових інвестицій.

3.Крім того, високий економічний ефект супроводжується стратегічною значущістю реалізації проєкту — як з точки зору нарощування вітчизняного ресурсу природного газу, так і з огляду на забезпечення енергетичної безпеки України. Економічні показники, відображені в таблиці 4.1, свідчать про позитивне співвідношення витрат до очікуваного прибутку та ефективне використання вкладених коштів у межах геологорозвідувального етапу.

4.Результати економічного аналізу однозначно підтверджують доцільність буріння проєктної свердловини №570, а також високий рівень окупності і стратегічну доцільність подальших робіт на Західно-Хрестищенському родовищі.

## РОЗДІЛ 5. РОЗРОБКА ЗАХОДІВ З ОХОРОНИ ПРАЦІ

### 1.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

Охорона праці – це система законодавчих актів та відповідних соціально-економічних, санітарно-гігієнічних, технічних та організаційних заходів, що зумовлюють безпеку, збереження здоров'я та працездатності людини в процесі праці [13].

Законодавча база України у сфері охорони праці являє собою цілісну систему взаємопов'язаних нормативно-правових актів, які регулюють суспільні відносини щодо реалізації державної політики у цій галузі. Вона охоплює правові, соціально-економічні, організаційно-технічні, санітарно-гігієнічні та лікувально-профілактичні заходи, спрямовані на збереження життя, здоров'я і працездатності працівників у процесі виконання трудових обов'язків [6].

Ця система базується на положеннях Конституції України, яка в статті 43 гарантує право кожного громадянина на безпечні та здорові умови праці. До основних нормативних документів у цій сфері належать Закон України «Про охорону праці», Кодекс законів про працю України, Закон «Про підприємства в Україні», а також Закон України «Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування від нещасного випадку на виробництві та професійного захворювання, які спричинили втрату працездатності», разом з іншими підзаконними актами, прийнятими на їх основі [22].

Крім того, Конституція України закріплює й інші важливі соціальні права громадян: право на соціальний захист у разі втрати працездатності (стаття 46), право на охорону здоров'я, медичну допомогу та медичне страхування (стаття 49), а також право бути обізнаним про свої права та обов'язки (стаття 57).

Ключовим нормативним актом у галузі охорони праці є Закон України «Про охорону праці», який закріплює основні принципи реалізації

конституційного права працівників на безпечні умови праці та здоров'я під час трудової діяльності. Закон визначає механізми взаємодії між працівником, роботодавцем і державою з питань безпеки, гігієни праці та виробничого середовища, а також встановлює єдині вимоги щодо організації системи охорони праці на підприємствах [6].

Крім нього, норми, що стосуються охорони праці, містяться у багатьох статтях Кодексу законів про працю України, зокрема в розділах, що регулюють укладення трудового договору, робочий час і час відпочинку, працю жінок і молоді, діяльність профспілок, а також контроль за дотриманням законодавства про працю. На основі зазначених законів у 1999 році був прийнятий Закон України «Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування від нещасного випадку на виробництві та професійного захворювання», який визначив правові засади, економічний механізм і організаційну структуру системи страхового захисту працівників у разі втрати працездатності внаслідок виробничих ризиків [6].

## **5.2. Розробка заходів з охорони праці під час буріння свердловин**

### **5.2.1. Заходи з техніки безпеки**

Відділ охорони праці бурової компанії відповідає за контроль дотримання вимог охорони праці під час будівництва свердловин.

До виконання робіт з монтажу бурової установки допускаються особи віком від 18 років, які пройшли медичний огляд для визначення стану здоров'я та придатності до професії і не мають протипоказань до гігієни праці за фахом. та буріння свердловин відповідно до Порядку проведення медичних оглядів окремих категорій працівників, затвердженого наказом Міністерства охорони здоров'я України від 21 травня 2007 року, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 23 липня 2007 року за № 846/14113, та не має довідки про стан здоров'я для роботи за фахом. Для здійснення відряджень працівників відповідно до Постанови Кабінету Міністрів України від 1 серпня 1992 року.

К42 «Про порядок сертифікації робочих місць з умовами праці» жінки були прийняті на роботу в якості лаборантів-сортувальників для виконання робіт, пов'язаних з будівництвом свердловини.

Особи, які мають спеціальну освіту та склали іспит з охорони праці відповідно до НПАОП 0.00-4. 12-05. та пожежної безпеки відповідно до НПАБ Б.02.005-2003.

Забезпечення безпеки праці при бурінні свердловин регламентується рядом нормативно-правових актів України, зокрема Законом України «Про охорону праці», Кодексом законів про працю України, Правилами безпечної розробки нафтових і газових родовищ, затвердженими наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду №33 від 16.03.2010, а також ДСТУ 2293:2010 «Охорона праці. Терміни та визначення».

Згідно з чинним законодавством, роботодавець зобов'язаний створити безпечні умови праці на всіх етапах виконання бурових робіт, провести інструктажі, забезпечити працівників засобами індивідуального захисту, а також впровадити заходи з попередження аварійних ситуацій.

До початку буріння всі працівники повинні пройти вступний, первинний і періодичний інструктажі з охорони праці відповідно до Типового положення про навчання з питань охорони праці, затвердженого наказом Держгірпромнагляду №15 від 26.01.2005.

Допуск до роботи дозволяється лише за наявності відповідної кваліфікації, медичного допуску і посвідчення про проходження навчання.

Відповідно до Правил безпечної розробки нафтових і газових родовищ [19], гирло свердловини повинно бути обладнане противикидним обладнанням (ПВО), яке забезпечує герметизацію у разі підвищення пластового тиску. Установки повинні бути забезпечені аварійними сигналізаціями, системами контролю тиску та датчиками газу.

При застосуванні бурових розчинів потрібно дотримуватися Санітарних норм і правил безпеки під час роботи з хімічними реагентами. Зокрема,

регламентовано зберігання, дозування та транспортування інгібіторів, бариту, полімерів тощо. Розчини повинні бути стабільними за щільністю, хімічним складом та не створювати токсичних викидів у навколишнє середовище.

Бурова установка повинна бути забезпечена запасом промивальної рідини, а буровий персонал — навченим діям при виникненні фонтанування, витoku газу, утворенні грифонів або перетоків між пластами. Обов'язковим є застосування газоаналізаторів у буровому наметі та спеціальні засоби герметизації гирла [31].

Працівники бурової повинні бути забезпечені захисними касками, окулярами, рукавицями, спецодягом, протигазами, поясами безпеки, що передбачено Положенням про порядок забезпечення працівників ЗІЗ (наказ МОЗ №53/2013).

На майданчику бурової повинні бути розміщені вогнегасники, пісочниці, протипожежні щити, а також засоби для локалізації розливів бурового шламу або конденсату. Відповідно до ДСНС України, бурові майданчики мають бути обваловані, а розливи бурових розчинів — ліквідовані в установленому порядку.

Також має бути передбачене водопостачання, санітарні зони, вентиляція побутових приміщень і приміщення медпункту.

Після завершення буріння та при ліквідації свердловини обов'язково виконується цементація стовбура, встановлення цементних мостів та заповнення свердловини розчином, щільність якого перевищує пластовий тиск. Територія бурової очищується від відходів, а земельна ділянка підлягає рекультивації згідно з чинним законодавством та нормами Міндовкілля України.

### **5.2.2. Заходи з виробничої санітарії**

Будівельні та монтажні роботи на буровій площадці виконуються відповідно до схеми розміщення бурового обладнання, розробленої фахівцями бурової компанії.

Бурова площадка повинна бути рівною, мати ухил і бути обладнана необхідними дренажними спорудами для відведення атмосферної вологи відповідно до вимог НПАОП 11.1-1.01-08 (№ 95 від 6 травня 2008 року).

Будівельні конструкції, безпеки, пов'язані з надзвичайними ситуаціями та виробничими аваріями, елементи виробничого обладнання, протипожежне обладнання, а також попереджувальні написи на знаках безпеки в зоні буріння повинні відповідати вимогам ГОСТ 12.4.026-76.

Платформи, проходи, виїмки в приміщеннях, а також обладнання висотою понад 0,75 м повинні бути обладнані сходами з поручнями. Підйомні платформи повинні бути обладнані панелями з товщиною не менше 3 мм і протиковзкою поверхнею або дошками з товщиною не менше 40 мм, поручнями висотою не менше 1,0 м, вертикальними поручнями з відстанню між ними не більше 0,4 м, висотою з кожного боку не менше 0,10 м і «максимум 0,01 м» від висоти підлоги, для полегшення відведення рідини [6, 31].

Бурова бригада повинна бути оснащена необхідним обладнанням для прибирання. Побутові приміщення повинні відповідати нормам «Будівлі та споруди. Адміністративні та житлові приміщення» в рамках плану створення складу на буровому майданчику будуть побудовані свердловини для виробничого процесу, які будуть включати: кабінет викладача, кабінет головного гіда, кабінети інших членів бурової бригади, кабінети співробітників, які перебувають у відрядженні, приміщення для сушіння робочого одягу, їдальню, роздягальні з шафами, по 1 або 2 кабінки на особу. Відповідно до виробничого процесу, встановлено 1 душову кабінку та 2 умивальники з кранами [6, 31]. Рівень шуму, що утворюється під час будівництва,

відповідатиме стандарту «Санітарні норми щодо допустимого рівня шуму в житлових і громадських будівлях та житлових районах».

Заклади харчування повинні бути обладнані необхідним кухонним та холодильним обладнанням для забезпечення приготування гарячих страв та зберігання харчових продуктів.

Відходи виробництва та споживання на території підприємства повинні зберігатися в спеціально відведених місцях (тимчасове зберігання) та утилізуватися відповідно до санітарних правил і норм.

Робочі місця, споруди, пожежні водопроводи, основні пожежні засоби, дороги та проїжджі частини, тротуари та перехрестя повинні бути освітлені вночі. Залежно від кількості змін, зовнішнє освітлення території та окремих споруд може вмикатися лише під час технічного обслуговування обладнання [22].

Зв'язок з керівництвом бурової організації та обслуговуючою персоною здійснюється за допомогою радіо (мобільного).

### **5.3. Пожежна безпека при бурінні свердловин**

Пожежна безпека забезпечується за допомогою організаційних, технічних та інших заходів, спрямованих на запобігання пожежам, забезпечення безпеки людей, зменшення можливих людських жертв і негативного впливу на навколишнє середовище, а також сприяння швидкому виїзду пожежних підрозділів і успішному гасінню пожеж.

Процеси буріння і експлуатації нафтогазових свердловин супроводжуються підвищеною пожежною небезпекою, що зумовлено наявністю горючих речовин — нафти і газу, які можуть потрапити на поверхню у вигляді відкритого фонтану через високий пластовий тиск. Аналіз пожеж на промислах показує, що майже всі вони виникають після утворення горючого середовища внаслідок фонтанування [24].

Особливо небезпечною є ситуація, коли велика кількість нафти заливає навколишню територію, утворюючи вибухонебезпечну зону. Горючі середовища формуються в разі витоку нафти і газу, які мають властивість швидко займатися.

Нафта є легкозаймистою рідиною з температурою спалаху від  $-35^{\circ}\text{C}$ . Її пари утворюють вибухонебезпечну суміш з повітрям у концентраціях 1–10%. Особливу небезпеку становлять нафти з високим вмістом сірки, яка може утворювати пірофорні сполуки.

Крім нафти, на бурових використовуються й інші горючі матеріали: пальне, нафтопродукти, промивні розчини на вуглеводневій основі, хімічні реагенти.

Горюче середовище зазвичай не утворюється при нормальній експлуатації свердловини. Проте небезпека зростає при завершенні буріння, коли свердловина виходить на пласт із високим тиском, а також при проведенні операцій продувки чи при аваріях [22].

До джерел запалювання належать:

- іскри від механічних ударів металу об каміння;
- перегрів гальмівних пристроїв;
- самозаймання сірчистих сполук;
- несправності в двигунах внутрішнього згорання;
- іскри від зварювальних робіт;
- статична електрика при русі нафти по трубах.

Фонтануюча нафта здатна займатися навіть від найменших розрядів статичної електрики, що виникає при терті, розпиленні та ударах струменя об тверді предмети.

Пожежа може стрімко розповсюджуватися через парогазові хмари і дзеркала розливої нафти. У разі відкритого фонтанування висота палаючих струменів може сягати 80 метрів, а теплове випромінювання розповсюджується на значні площі.

Запобігання утворенню горючого середовища [24]:

контроль за тиском у свердловині;  
використання превенторів;  
герметичність устя;  
наявність ємностей для бурового розчину;  
заборона осушування стовбура горючим повітрям;  
регулярне тестування герметичності систем.

Запобігання утворенню джерел запалювання:

мастило всіх металевих елементів, що опускаються в свердловину;  
надійне заземлення обладнання;  
іскрогасники на вихлопних трубах;  
обмеження проведення вогневих робіт у небезпечних зонах.

Згідно НПАОП 0.00-1.41-88. Загальні правила вибухобезпеки для вибухопожежонебезпечних хімічних, нафтохімічних і нафтопереробних виробництв. Даний документ поширюється на всі ново-проектовані, реконструйовані та діючі хімічні, нафтохімічні й нафтопереробні виробництва. Його мета — гарантувати, що при створенні й оновленні цих об'єктів у технологічному процесі закладені сучасні методи захисту від вибухових ризиків і дотримані вимоги до вибухобезпеки та протиаварійного захисту.

Проектування покликане розбивати весь хімічно-технологічний процес на окремі стадії та блоки, де кожен з них має оцінюватися за рівнем вибухонебезпечності. Категорії вибухової небезпеки обираються на основі енергетичного потенціалу, маси парогазових середовищ, з урахуванням найнебезпечніших речовин. При цьому, якщо в процесах використовуються речовини I або II класу за ГОСТ, ступінь небезпеки має бути обраний вищий, ніж розрахунковий .

Забезпечення вибухобезпеки включає застосування аварійних пристроїв — відключальних клапанів, систем автоматики та сигналізації, а також герметичних оболонок. У технічній і проектній документації повинні бути закріплені межі допустимих параметрів, а також способи їх моніторингу і регулювання [22].

Нагляд за виконанням цих правил забезпечується держнаглядом і профспілковими організаціями. Вони проводять перевірки й експертизи проектів, а також контроль під час будівництва і експлуатації об'єктів .

Ведення технологічних процесів має здійснюватися за чітко затвердженими регламентами, які узгоджуються з відповідними держорганами. У разі необхідності вони оновлюються з урахуванням змін у технології або обладнанні .

При завершенні ремонту об'єкта чи блоку всі системи мають перевірятися комісією: зокрема герметичність, справність сигналізації, швидкість спрацювання аварійних клапанів, заземлення, відповідність електрообладнання стандартам, а також готовність персоналу. Допуск до експлуатації можливий лише після оформлення акту про прийом в експлуатацію, який затверджує головний інженер підприємства .

#### **5.4 Висновок до розділу 5**

1. Охорона праці при проведенні геологорозвідувальних робіт, зокрема буріння свердловин, є комплексною системою, що базується на чинному законодавстві України та передбачає інтеграцію правових, організаційних, санітарно-гігієнічних, технічних і профілактичних заходів. Забезпечення безпечних умов праці є обов'язком роботодавця і передбачає системну роботу щодо інформування працівників, проведення інструктажів, сертифікацію робочих місць, оснащення засобами індивідуального захисту та реалізацію технологічних рішень, що мінімізують ризики аварій і впливу небезпечних факторів.

2. Умови буріння та експлуатації свердловин передбачають значний рівень пожежної та вибухової безпеки, що вимагає суворого дотримання вимог нормативно-правових актів, зокрема Закону України «Про охорону праці», Кодексу законів про працю, галузевих стандартів безпеки, санітарних норм і пожежних регламентів. Особливе значення мають превентивні заходи –

герметизація устя, використання превенторів, контроль тиску та якість бурових розчинів. Виробнича санітарія, належні побутові умови, вентиляція, водопостачання і медичне забезпечення також є невід'ємними елементами охорони праці.

3. Положення НПАОП 0.00-1.41-88 доповнюють загальну систему безпеки, наголошуючи на важливості класифікації вибухонебезпечних зон, технічному моніторингу, дотриманні проєктних рішень і контролі державних органів на всіх етапах — від проєктування до експлуатації об'єктів. Своєчасне оновлення інструкцій, технічних засобів безпеки та постійна підготовка персоналу є вирішальними чинниками у зниженні виробничих ризиків і збереженні життя та здоров'я працівників.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено прикладну задачу проєктування оціночно-експлуатаційної свердловини на Західно-Хрестищенському газоконденсатному родовищі з урахуванням геолого-технічних умов буріння, геологічної будови та фільтраційно-ємнісних параметрів продуктивних горизонтів та вимог ефективного видобутку вуглеводнів.

1. Поклади Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища знаходяться в пісковиках та алевролітах картамишської світи нижнього відділу пермської системи (горизонти А-6в, А-7в, А-7н, А-8) та верхньокам'яновугільної системи (Г-6н, Г-7в, Г-8н, Г-9в, Г-9н). Колектори порові та порово-тріщинні з пористістю 12–15 % та товщиною від 3 до 15 м.

2. Поклади мають пластову або масивно-пластову форму, іноді склепінчасті, із тектонічним екранами, а подекуди – літологічно обмежені ускладнені соляною тектонікою та тектонічними роздомами.

3. Заплановано буріння вертикальної оціночно-експлуатаційної свердловини №570 глибиною 3800 м та обрано оптимальну конструкцію (крандуктор, 2 проміжні колони та експлуатаційна колоні), з урахуванням проходки через складні геолого-структурні зони із частими змінами літологічного складу порід, соляний шток.

4. В інтервалі продуктивних відкладів  $P_1^{nk}$  -  $C_3^3$  заплановано проведення геофізичних досліджень, розкриття продуктивних горизонтів (перфорацію), а також відбір керну та шламу з урахуванням мети буріння.

5. У межах продуктивних горизонтів розрізу св. №570 очікуються звуження ствола свердловини, газопрояви та осипи порід. Для запобігання аварій обрана відповідна конструкція та буровий розчин. Густина бурового розчину прийнята 1200-1300 кг/м<sup>3</sup> з метою забезпечення стійкості ствола та попередження течії порід.



