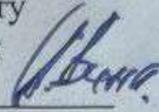


Міністерство освіти і науки України  
Національний університет Полтавська політехніка  
імені Юрія Кондратюка

Навчально-науковий інститут нафти і газу  
Кафедра буріння та геології

До захисту  
завідувач  
кафедри



Спеціальність 103 Науки про Землю

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

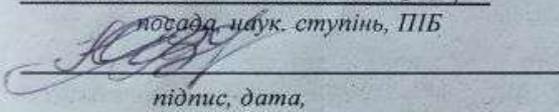
на тему Геологічне обґрунтування довивчення карбонатних горизонтів північної частини Мальвівського родовища з метою збільшення вудобутку вугдеводнів.

**Пояснювальна записка**

**Керівник**

ст. викладач Лазебна Ю.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ



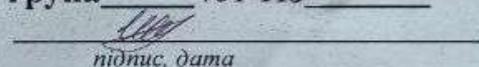
підпис, дата

**Виконавець роботи**

Ніколаєнко Микола Сергійович

студент, ПІБ

група 401-НЗ



підпис, дата

**Консультант за 1 розділом**

ст. викладач Лазебна Ю.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 2 розділом**

ст. викладач Валов'янова Л.А.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 3 розділом**

ст. викл. Валов'янова Л.А.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 4 розділом**

ст. викл. Рубеєв С.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 5 розділом**

ст. викладач Лазебна Ю.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 26.06.24

Полтава, 2024

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

*М. М. М.*

"27" 05 2024 року

### ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Ніколаєнку Миколі Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Геологічне обґрунтування довивчення карбонатних горизонтів північної частини Мальвівського родовища з метою збільшення видобутку вуглеводнів

Керівник проекту (роботи) ст. викладач Лазєбна Ю.В.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від 08 12 2023 року № 148/14а

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 17.06.24

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, літолого-стратиграфічна колонка.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ; спеціальна частина; технічна частина; економічна частина; охорона праці.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) структурна карта площі, зведений геолого-геофізичний розріз та сейсмогеологічний профіль, геолого-технічний наряд, літолого-стратиграфічна колонка.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Геологічна частина	Лазебна Ю.В.	27.05.24	<i>[Signature]</i>
Спеціальна частина	Воловичкова А.Ф.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Технічна частина	Воловичкова А.Ф.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Економічна частина	Вовк М.О.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Охорона праці	Лазебна Ю.В.	13.06.24	<i>[Signature]</i>

7. Дата видачі завдання 27.05.24

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Геологічна частина	27.05-31.05
2	Спеціальна частина	01.06-06.06
3	Технічна частина	07.06-10.06
4	Економічна частина	10.06-12.06
5	Охорона праці	13.06-16.06
6	Попередні захисти робіт	17.06-23.06
7	Захист бакалаврської роботи	24.06-28.06

Студент *[Signature]* Ніколаснко М.С.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи) *[Signature]* Лазебна Ю.В.  
(підпис) (прізвище та ініціали)





# ЗМІСТ

## АНОТАЦІЯ

## ВСТУП

### Розділ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Географо–економічні умови Мальвівського родовища.....	8
1.2 Геолого–геофізична вивченість Мальвівського родовища...	8
1.3 Геологічна будова Мальвівського родовища.....	9
1.3.1 Стратиграфія.....	9
1.3.2 Тектоніка.....	14
1.3.3 Нафтогазоносність Мальвівського родовища.....	15
1.3.4 Гідрогеологічна характеристика.....	16
Висновки до розділу 1.....	18

### Розділ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проктованих робіт.....	19
2.1.1 Обґрунтування постановки робіт.....	20
2.1.2 Система розміщення свердловин на родовищі.....	21
2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження Мальвівського родовища.....	22
2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів на Мальвівському родовищі.....	23
2.1.5 Лабораторні дослідження Мальвівського родовища.....	24
2.1.6 Оцінка перспективності Мальвівського родовища.....	28
2.2 Підрахунок запасів карбонатних горизонтів.....	33
Висновки до розділу 2.....	36

### Розділ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Гірничо–геологічні умови буріння.....	37
3.2 Обґрунтування конструкції свердловини.....	39
3.3 Режими буріння.....	42
3.4 Характеристика бурових розчинів.....	43

3.5 Охорона надр та навколишнього середовища.....	44
Висновки до розділу 3.....	50
<b>Розділ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА</b>	
4.1 Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт.....	51
4.2 Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт..	52
Висновки до розділу 4.....	55
<b>Розділ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ</b>	
5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт.....	56
5.2 Розробка заходів з охорони праці.....	57
5.2.1 Заходи з техніки безпеки.....	57
5.3 Пожежна безпека.....	57
Висновки до розділу 5.....	59

## **ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ**

## **ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ**

## **ДОДАТКИ**

**Додаток А:** Оглядова карта район робіт

**Додаток Б.** Геолого-технічний наряд свердловини № 119

**Додаток В.** Літолого-стратиграфічна колонка Мальвівського родовища

**Додаток Г.** Карта контурів газоносності експлуатаційних об'єктів

**Додаток Д.** Карта розробки III експлуатаційного об'єкту станом на 01.01.2013 року Структурна основа: карта покрівлі продуктивного горизонту А-2а. Масштаб 1:25 000

**Додаток Е.** Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту А-2а

**Додаток Є.** Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту А-2б

**Додаток Ж.** Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту А-2в

**Додаток З.** Геологічний профіль свердловин 117-119-120

**Додаток І.** Умовні позначення

## АНОТАЦІЯ

Ніколаєнко М.С. Геологічне обґрунтування довивчення карбонатних горизонтів північної частини Мальвівського родовища з метою збільшення видобутку вуглеводнів.

Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 103 «Науки про Землю» Національний університет «Полтавська Політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2024.

Робота включає в себе характеристику карбонатних горизонтів кам'яновугільної системи Мальвівського родовища.

В геологічній частині описана будова родовища.

В спеціальній частині висвітлені додаткові дослідження, які уточнюють дані по розрізу.

В технічній частині розглянуті ускладнення в процесі буріння розрізу.

В економічній частині охарактеризовано основні показники геолого-економічної ефективності геологорозвідувальних робіт.

В розділі охорони праці наведені заходи техніки безпеки при геологорозвідувальних роботах.

Робота містить додатки: оглядова карта район робіт, геолого-технічний наряд свердловини №119, літолого-стратиграфічна колонка Мальвівського родовища, карта контурів газоносності експлуатаційних об'єктів, структурна карта покрівлі продуктивного горизонту А-2а, структурна карта покрівлі продуктивного горизонту А-2б, структурна карта покрівлі продуктивного горизонту А-2в, геологічний профіль свердловин 117-119-120, умовні позначення.

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** РОДОВИЩЕ, ПРОДУКТИВНІСТЬ, ГОРИЗОНТ, ПЛАСТ, РОЗВІДУВАЛЬНІ РОБОТИ

## ABSTRACT

Nikolayenko M.S. Geological substantiation of additional study of carbonate horizons of the northern part of the Malvivske field in order to increase hydrocarbon production.

Bachelor's thesis in the specialty 103 "Earth Sciences", National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic", Poltava, 2024.

The work includes the characterization of carbonate horizons of the Malvivske coal system.

The geological part describes the structure of the deposit.

The special section highlights additional studies that clarify the data on the section.

The technical section discusses complications in the process of drilling the section.

The economic section describes the main indicators of geological and economic efficiency of exploration.

In the section on labor protection, safety measures for geological exploration are presented.

The work contains the following appendices: overview map of the work area, geological and technical data sheet for well No. 119, lithological and stratigraphic column of the Malvian field, map of gas bearing contours of production facilities, structural map of the cover of the productive horizon A-2a, structural map of the cover of the productive horizon A-2b, structural map of the cover of the productive horizon A-2c, geological profile of wells 117-119-120, and conventional notations.

**KEYWORDS:** FIELD, PRODUCTIVITY, HORIZON, RESERVOIR, EXPLORATION WORKS

## ВСТУП

**Актуальність теми дослідження:** темпи вдосконалення технологій видобутку стрімко зростають, що дає можливість полегшити отримання вуглеводнів з різних типів колекторів. Карбонатні горизонти, є одними з перспективних товщ, що можуть містити в собі нафту, газ чи конденсат, тому в даній роботі висвітлені коректорські властивості порід-колекторів, та доведення доцільності промислового видобутку в них.

**Мета роботи:** дослідження карбонатних горизонтів північної частини Мальвівського родовища з метою збільшення видобутку вуглеводнів.

**Об'єкт:** явище накопичення вуглеводнів в карбонатних горизонтах північної частини Мальвівського родовища

**Предмет:** аналіз газоносності карбонатних горизонтів ассельського ярусу Мальвівського родовища

### **Задачі дослідження:**

1. Аналіз геологічної будови Мальвівського родовища
2. Детальне вивчення літологічних та фільтраційно-ємнісних властивостей карбонатних горизонтів північної частини родовища
3. Уточнення наявності продуктивних горизонтів в карбонатних відкладах північної частини родовища
4. Визначення запасів газу.
5. Оцінка перспективності карбонатних покладів вуглеводнів.
6. Визначення ефективності буріння на Мальвівському родовищі.
7. Обґрунтування доцільності проведення робіт.

## **Розділ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА**

### **1.1. Географо-економічні умови Мальвівського родовища**

Мальвівське газоконденсатне родовище розташоване в Карлівському районі у південно-східній частині Полтавської області. На відстані 30 км від обласного центру міста Полтава(Додаток А)[1,2].

Найближчі населені пункти – районний центр Машівка, села Селещино, Базелівщина. Поблизу родовища походить залізна дорога з найближчою станцією Селещино.

Рельєф району являє собою слабо хвилясту рівнину з долинами рік Орчик і Тагамлик. Долини рік місцями заболочені.

Клімат помірно-континентальний. Середньорічна температура +7 С.

Район переважно сільськогосподарський. Поблизу с. Селещино знаходиться газопромисел, а поблизу с. Базелівщина – УППГ.

Видобутий з родовища газ подається у газопровід Єфремівка-Диканька- Київ.

Сусідніми родовищами вуглеводнів є Суходолівське, Копилівське, Східно- Полтавське, Розпашнівське[1,2].

### **1.2. Геолого–геофізична вивченість Мальвівського родовища**

З початку відкриття в 1962р. на Мальвівському родовищі велися геолого-розвідувальні роботи. В сукупності, за даними отриманими в результаті буріння, сейморозвідки, геолого-промислових даних була уточнена геологічна модель та запаси газу та відкриті нові газоконденсатні поклади[1,2,8,11].

У 1985 році розпочато розробку родовища в межах майбутньої ліцензійної ділянки СП «Полтавської газонафтової компанії» (далі -

СП “ПГНК”) свердловиною №53. У 2004 р. – СП “ПГНК” надано спецдозвіл за №2627 на геологічне вивчення та ДПР Єлизаветівської площі. У 2009 р. – СП “ПГНК” продовжено на 5 років спецдозвіл за №2627 на геологічне вивчення та ДПР Єлизаветівської площі. В 2012 році виконаний та затверджений в ДКЗ підрахунок запасів ВВ родовища[1,2,8,11].

За ступенем геологічної вивченості запаси газу, оцінені в межах ліцензійної ділянки ПАТ «Укргазвидобування», по категорії С<sub>1</sub> (код класу 111) склали 37348 млн м<sup>3</sup>, запаси конденсату – 1719 тис.т, категорії С<sub>2</sub> (код класу 122+332) – 5787 млн м<sup>3</sup> газу, та 233 тис.т конденсату. Крім того, були оцінені ресурси категорії С<sub>3</sub> (код класу 333), які склали – 850 млн м<sup>3</sup> газу та 38 тис.т конденсату. У 2013 р. – виконаний підрахунок запасів вуглеводнів, які затверджені ДКЗ України (Протокол №3054 від 10 грудня 2013 року). У 2014 р. – СП “ПГНК” надано ліцензію за №5966 на видобування вуглеводнів Єлизаветівського родовища. Тоді ж у 2014 р. – СП “ПГНК” пробурені свердловини №301, 302 і 303, при тестуванні яких отримані промислові припливи газоконденсатної суміші.

У 2015 р. – СП “ПГНК” отримано ліцензію за №5966 (розширено межі) на видобування вуглеводнів Єлизаветівського родовища, Західно-Мальвівське площі. 2018 р. – СП “ПГНК” пробурено свердловину №308. Всього на площі пробурено 16 свердловин, 8 з яких продуктивні[1,2,8,11].

### **1.3. Геологічна будова Мальвівського родовища**

#### **1.3.1. Стратиграфія**

Геологічний розріз Мальвівського родовища представлений девонською, кам'яновугільною та пермською системами палеозою, тріасовою, юрською, крейдовою системами мезозою, палеогеновою, неогеновою та четвертинною системами кайнозою[1,2] (Додаток В).

Загальна товщина осадових порід складають по геофізичним даним біля 9000-9500 м.

## Палеозойська ератема (PZ)

Палеозойська ератема представлена девонською, кам'яновугільною системами.

### Девонська система (D)

Девонська система представлена сірою кам'яною сіллю соляного штоку яка пронизує відклади карбону та пермі.

Розкрита товщина 5-50 м.

### Кам'яновугільна система (C)

Кам'яновугільна система представлена середнім (C<sub>2</sub>) та верхнім відділами (C<sub>3</sub>). Нижній відділ на родовищі не розкритий.

#### Середній відділ (C<sub>2</sub>)

##### Башкирський ярус (C<sub>2b</sub>)

Башкирські відклади у складі приштокового блоку розкриті св. 47, 70, 109. Ярус складений аргілітами сірими та темно-сірими з вертикальною шаруватістю. Пісковики (до 50 м) сірі, різнозернисті, масивні, дуже бітумінізовані.

Розкрита товщина 250-370 м.

##### Московський ярус (C<sub>2m</sub>)

Відклади московського ярусу розкриті свердловиною 100-біс в інтервалі глибин 5225-5300 м.

Розкрита потужність складає 74 м. Представлений теригенною товщею, в якій переважають пісковики.

#### Верхній відділ (C<sub>3</sub>)

Верхньокам'яновугільний відділ на родовищі розкритий повністю та представлений Касимівським та Гжельським ярусами.

##### Касимівський ярус (C<sub>3k</sub>)

Касимівський ярус представлена Ісаївською (C<sub>3</sub><sup>1</sup>) та Авилівською (C<sub>3</sub><sup>2</sup>) світами.

### Ісаївська( $C_3^1$ ) світа

Ісаївська світа літологічно представлена перешаруванням алевролітів, аргілітів із пачками пісковиків (до 20 м) і малопотужними вапняками.

Розкрита товщина світи складає 246 м.

### Авилівська ( $C_3^2$ ) світа

Авилівська світа представлена чергування теригенних порід – пісковиків (до 40 м), алевролітів, аргілітів з прошарками вапняків.

Розкрита потужність коливається від 42 м до 678 м.

### Гжельський ярус ( $C_3g$ )

Гжельський ярус предствлений Араукаритовою світою ( $C_3^3$ ).

### Араукаритова ( $C_3^3$ ) світа

Араукаритова світа літологічно представлена товщею сірого, ясно-сірого, зеленуватого кольору, з чіткою горизонтально-хвилястою та косою верстуватістю пісковиків, алевролітів і аргілітів з тонкими прошарками вапняків.

Верхня частина світи – товща червонокольорових осадів – пісковики, алевроліти, аргіліти.

Розкрита потужність коливається від 30 м до 738 м і залежить від глибини проявлення передпермського розмиву. Більш глибоко він торкнувся проявляється на ділянках північного крила Мальвівської структури, що примикають до башкирського крутопадаючого блоку.

### Пермська система (Р)

Пермська система представлена ассельським та сарматським ярусами в межах котрих виділяються теригенна картамиська та хемогенні микитівська, слов'янська, краматорська світи.

Загальна потужність системи змінюється від 700 м (в склепінній частині) до 1800 м в занурених частинах структури.

## Ассельський ярус ( $P_1a$ )

Ассельський ярус представлений Картамиською ( $P_1kt$ ), Микитівською ( $P_1nk$ ) та Слов'янською світами ( $P_1sl$ ).

### Картамиська світа ( $P_1kt$ )

Картамиська світа залягає з стратиграфічним та кутовим неузгодженням на верхньому карбоні. Представлена верхньою частиною (мелиховською ритмопачкою), складеною червонокольоровими пісковиками з прошарками аргілітів, алевролітів та сірих пісковиків. Розповсюджені вони по площі у вигляді клиновидних тіл, товщина яких максимальна в приштокових зонах.

Розкрита потужність світи коливається від 31 м до 277 м.

### Микитівська світа ( $P_1nk$ )

Микитівська світа залягає згідно на картамиській. Представлена в нижній частині глинами, аргілітами алевролітами, пісковиками, доломітами (свято горська ритмопачка) та в верхній частині доломітами, ангідритами, вапняками, кам'яною сіллю (торська пачка). Розкрита потужність світи коливається від 31 до 277 м.

### Слов'янська світа ( $P_1sl$ )

Слов'янська світа представлена надбрянцевською, брянцевською, подбрянцевською та красносельською літопачками. Світа складена вапняками, доломітами та ангідритами. Соляні пропластки залягають у вигляді тонких шарів.

Потужність світи суттєво змінюється – від 79 м до 548 м. Її мінімальне значення в присклепінній частині структури, де верхні ритми світи заміщені сіллю козирка штоку, утвореного девонською сіллю.

### Сарматський ярус ( $P_1sm$ )

Сарматський ярус представлений Краматорською світою ( $P_1km$ ).

## Краматорська (P<sub>1km</sub>) світа

Розріз краматорської світи складений хомогенними осадами, серед яких переважає (до 80 %) кам'яна сіль крупнокристалічної структури, забруднена червонобурим глинистим матеріалом.

Максимальна потужність розкрита свердловинами 209 та 5, і складає 716 м та 724 м відповідно.

## Мезозойська ератема (MZ)

Мезозойська ератема представлена Тріасовою, Юрською та Крейдовою системами.

### Тріасова система (Т)

Тріасова система залягає на розмитій поверхні пермських відкладів. Відклади тріасової системи представлені строкастими глинами та пісковиками, пачка котрих в підшві товщі досягає 150 м.

Загальна товщина відкладів 420 – 550 м.

### Юрська система (J)

Юрська система залягає на тріасі. Складена пісковиками, алевролітами, вапняками. Верхня частина юрської системи червонокольорова.

Загальна товщина відкладів 300-400 м.

### Крейдова система (K)

Крейдова система складена теригенними породами (глини, пісковики) в низах системи та крейдовими відкладеннями з прошарками глин та мергелів в верхньої частині системи.

Товщина системи 520-693 м.

## Кайнозойська ератема (KZ)

Кайнозойська ератема представлена палеогеновими (P), неогеновими (N) та четвертинними (Q) системами.

### Палеогенова система (P)

Представлена перешаруванням пісковиків, мергелів та глин.

Загальна товщина 10-50 м.

### Неогенова система (N)

Представлена перешаруванням пісковиків, мергелів та глин.

Загальна товщина 10-75 м.

### Четвертинна система (Q)

Представлена перешаруванням пісковиків, мергелів та глин.

Загальна товщина 15-40 м.

## 1.3.2. Тектоніка

Мальвівське ГКР знаходиться в центральній частині привіської зони Дніпровсько-Донецької западини[1,2,3].

На формування площі великий вплив мав Селецинський діпір з передтріасовим рівнем залягання девонської солі.

За даними аналізу структурних особливостей будови в межах Мальвівського родовища виділено чотири основних генетично зв'язаних елементів: північне та південне крило Мальвівського склепіння, Західно-Слізаветівське та Західно-Мальвівське напівсклепіння.

В загальному вигляді Мальвівське родовище є брахіантиклінальною складкою субширотного простягання. В склепінні структура прорвана Селецинським діпіром.

Структура та особливо її приштокові ділянки інтенсивно розбиті системою тектонічних порушень на ряд окремих блоків(Додатки Е-Ж). При цьому розчленованість кам'яновугільного відділу значно вище, ніж пермського, що обумовлено обмеженням більшості порушень передпермським розмивом. В межах площі родовища найбільш інтенсивно порушеннями розбито північне крило Мальвівського склепіння[1,2,3].

З півночі та північного сходу до штоку примикають невеликі блоки «задири» відкладів середнього (C<sub>2b</sub>) та, можливо, нижнього (C<sub>1s</sub>) карбону. Стратифікація останніх була визначена за результатами споро-пилкового аналізу (СПА).

Спостерігається не відповідність структурних планів верхньокам'яновугільного та пермського комплексів. Так склепіння Західно-Єлізаветівського підняття кам'яновугільного комплексу зміщується на відстань близько 1000 м по відношенню до пермського комплексу[1,2,3].

В межах мезокайнозойського структурного комплексу Мальвівське родовище представлене у вигляді ізометричної складки, яка повторює в плані особливості розповсюдження Селещинського штоку. Склепіння складки знаходиться в районі свердловин 1, 38, 39.

З заходу Мальвівське підняття через пологу сідловину з'єднується з Ватажківською структурою. Північно-Мальвівський і Тагамликський прогини, обмежують родовище відповідно з півночі і півдня. Прогини мають компенсаційний генезис, тобто формувалися за рахунок перерозподілу девонських соляних мас під час формування штоку.

Наведені дані свідчать про складну тектонічну будову Мальвівського родовища[1,2,3].

### **1.3.3. Нафтогазоносність Мальвівського родовища**

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

#### 1.3.4. Гідрогеологічна характеристика

Мальвівське родовище розташоване в центральній частині Дніпровсько- Донецького артезіанського басейну[1,2,3].

До пісків та суглинків четвертинного віку приурочені ґрунтові води. Напірні водоносні горизонти з прісними водами розвинуті в пісках та пісковиках неогенового, міжгірсько-обухівського, буцацького, сеноман-нижньокрейдяного віку. Притоки води складають 100-300 м<sup>3</sup>/добу. Води вказаних горизонтів мають загальну мінералізацію 0,5-1,5 г/л, гідрокарбонатний кальцієвий склад, використовуються для питного водопостачання та потребують охорони від забруднення.

Поверх седиментогенних вод розпочинається з верхньобатсько-келовейського і нижньобайоського водоносних горизонтів юри, приурочених до рихлих пісковиків. Притоки води, досягають 500 м<sup>3</sup>/добу та більше. Мінералізація пластових вод збільшується від 3-15 г/л у верхній юрі до 50 г/л нижче по розрізу. Склад вод хлоридний натрієвий[1,2,3].

Під регіональним глинистим водоупором верхньої частини тріасу знаходиться тріасовий водоносний комплекс. Притоки води з пісковиків цього комплексу досягають 100-150 м<sup>3</sup>/добу. Мінералізація пластових вод збільшується з глибиною від 90 до 150 г/л. За складом це хлоридні натрієві води.

Хомогенна товща нижньої пермі спільно з козирковою девонською сіллю в цілому є регіональним флюїдоупором, який перекриває нижньопермсько-верхньокам'яновугільний флюїдоносний комплекс.

Мінералізація пластових вод слов'янської світи складає 320-350 г/л. Води мають високий ступінь метаморфізації ( $r_{Na/rCl} = 0,49-0,58$ ), підвищений вміст бромю (850-1420 мг/л), йоду (52-80 мг/л). Пластові води, отримані з цієї товщі, малоактивні[1,2,3].

В підсольових відкладах водоносні горизонти на Мальвівському родовищі відомі у відкладах картамиської світи нижньої пермі та араукарітової світи верхнього карбону.

У відкладах араукарітової світи водоносні горизонти зустрінуті в підошовній та законтурній частинах покладу. Водоносні горизонти світи характеризуються низькою активністю, пов'язаною з невисокими колекторськими властивостями. Води мають мінералізацію від 160 до 240 г/л і характеризуються високим вмістом кальцію та бромю (430-916 мг/л). За складом це хлоридні кальцієво-натрієві води.

Пластові води авилівської світи хлоридно кальцієво-натрієвого типу, активність їх невелика (0,1-0,5 м<sup>3</sup>/годину).

Підземні води середнього карбону мають хлоридний натрієвий склад та мінералізацію біля 180-220 г/л[1,2,3].

## Висновки до розділу 1

1. Мальвівське газоконденсатне родовище розташоване в Карлівському районі у південно-східній частині Полтавської області. Геолого-розвідувальні роботи розпочалися ще у 1962 році, а його розробка триває до нині. Але наразі родовище потребує додаткової дорозвідки з метою збільшення видобутку вуглеводнів, оскільки за роки розробки воно все-таки виснажується.

2. Мальвівське ГКР знаходиться в центральній частині привіської зони Дніпровсько-Донецької западини. Досліджувана ділянка ускладнена Селещинським діапіром. Та чотирма основними тектонічними елементами: північне і південне крило Мальвівського склепіння, Західно-Єлізаветівське та Західно-Мальвівське напівсклепіння.

3. Розріз в межах родовища розкрито до відкладів девонської системи. Продуктивна товща стратиграфічно приурочена до ассельського ярусу.

4. Промислова газоносність північної частини Мальвівського ГКР пов'язана з продуктивними горизонтами А-2а, А-2б, А-2в, що знаходяться в межах глибин 2995- 3094 м.

## Розділ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

### 2.1. Мета, задачі, методика і об'єм проектованих робіт

З початку відкриття в 1962 р. на Мальвівському родовищі велися геолого-розвідувальні роботи. В сукупності, за даними отриманими в результаті буріння, сейсморозвідки, геолого-промислових даних була уточнена геологічна модель та запаси газу та відкриті нові газоконденсатні поклади[1,2,3,4].

В 2012 році виконаний та затверджений в ДКЗ підрахунок запасів ВВ родовища.

[REDACTED]

[REDACTED]ти, що значна частина попередньо розвіданих запасів зосереджена в східному тектонічному блоці Ів. Низький ступінь розвіданості даної частини структури пов'язана в основному зі складними поверхневими умовами (сільгоспугіддя, населені пункти, заплави), що на даний момент унеможлиблює проведення більш детальних розвідувальних робіт[1,2,3,4].

На даний час в межах ІІІ блоку буриться свердловина № 92. Буріння свердловини внесе корективи в уявлення про будову, що надасть змогу визначитися з напрямком подальших розвідувальних робіт в даній частині

родовища (у плани надрокористувача включене можливе спорудження наступних розвідувальних свердловин №№ 91, 94). Частина задач з дорозвідки родовища покладається на проектні оціночно-експлуатаційні свердловини (№119, 120, 121), якими передбачається розкрити ділянки покладів, який за попередньо розвіданими запасами категорії С<sub>2</sub>.

Одним з напрямком дорозвідки є використання існуючих або нових видобувних свердловин, які з тих чи інших причин (в тому числі технічних, внаслідок виснаження покладів) можуть бути переведені з об'єктів, які вони розробляли, на вищезалягаючі перспективні горизонти[1,2,3,4]..

### **2.1.1. Обґрунтування постановки робіт**

Мальвівське ГКР відкрито свердловиною № 6, при бурінні якої відбувся некерований газовий викид. Наступними св. №№ 9, 21 підтверджено промислову газоносність нижньопермських і верхньокам'яновугільних відкладів[1,2,3,4]..

Родовище приурочене до трьох структурних елементів: інтенсивно порушених скидами північного та південного крил Мальвівського підняття субширотного простягання, ускладненого Селецинським штоком, і Західно-Єлизаветівського напівсклепіння.

В межах ліцензійної ділянки розріз вивчений до глибини 5300 м 47 свердловинами (в тому числі 18 пошуковими, 12 розвідувальними, 17 експлуатаційними), пробуреними протягом 1959-2011 років. За результатами випробувань припливи газу отримано з горизонтів А-2, А-7, А-8 ассельського ярусу нижнього відділу пермі, в інтервали глибин 2860-4080 м.

В 1971 році протоколом ДКЗ СРСР № 6398 від 10.12.1971 р. затверджені запаси Мальвівського ГКР в кількості 28530 млн м<sup>3</sup> газу і 1170 тис.т кат. С<sub>1</sub>, 8120 млн м<sup>3</sup> газу і 501 тис.т конденсату кат. С<sub>2</sub>. З того часу зміни запасів на Державному балансі (зростання до

42139 млн м<sup>3</sup> газу і 1431 тис.т категорії С<sub>1</sub>) відбувались за рахунок приростів[1,2,3,4]..

Річний видобуток газу досяг історичного максимуму понад 1,6 млрд м<sup>3</sup> в 1973-1974 роках при збільшенні видобувного фонду свердловин до 11 одиниць. Загалом розробка Мальвівського ГКР в межах ліцензійної ділянки здійснювалась 27 свердловинами з яких в експлуатаційному фонді залишилось 21 (усі діючі).

У межах III об'єкту ділянки виділено газоконденсатні поклади, приурочені до 3 продуктивних горизонтів, асельського ярусу нижнього відділу пермі А-2а, А-2б, А- 2в слов'янської світи. Поклади пластові, літологічно і тектонічно обмежені залягають в інтервалі глибин 2854-5080 м. Колекторами є пісковики, алевроліти за виключенням горизонту А-2, де колекторами є вапняки і доломіти. Початковий потенційний вміст важких вуглеводнів С<sub>5+</sub> у пластовому газі прийнято в межах 27,47-47,95 г/м<sup>3</sup>. Згідно класифікації ДКЗ родовище відноситься до великих складної геологічної будови[1,2,3,4].

Станом на 01.01.2013 року свердловинами, розташованими в межах ліцензійної ділянки Мальвівського ГКР, видобуто 33571,0 млн м<sup>3</sup> газу і 1144,0 тис.т конденсату. Поточний коефіцієнт газовилучення підрахованих об'ємним методом запасів категорії С<sub>1</sub> склав 0,890, конденсатовилучення – 0,659[1,2,3,4,20].

### **2.1.2. Система розміщення свердловин на родовищі**

Станом на 01.01.2013 року в межах ліцензійної ділянки Мальвівського родовища III експлуатаційного об'єкту пробурено 23 свердловини, в тому числі 8 пошукових, 7 розвідувальних, 8 експлуатаційних (табл. 2.1). Крім того в межах III експлуатаційного об'єкту планується буріння свердловини 119 оціночна-експлуатаційна.

Технічний стан визначається значним терміном експлуатації і зношенням внутрішньосвердловинного обладнання та додатково



Типові і обов'язкові комплекси ГДС після затвердження у галузевих міністерствах діють як керуючі документи.

Згідно в процесі буріння експлуатаційних свердловин обов'язковий комплекс ГДС складається із загальних та детальних досліджень.

Рекомендований комплекс досліджень передбачається з врахуванням питомого опору промивальної рідини[1,2,15].

Комплекс ГДС при загальних дослідженнях включає наступні методи: КО (каротаж опору), ПС (метод самочинної поляризації), ДС (вимірювання діаметру свердловини), ГК (гамма-каротаж), профілометрія, АКЦ (акустичний контроль цементування свердловин), ВКЦ (відбивка цементного кільця), ГГЦ (гамма-гамма контроль цементування свердловин), інклінометрія, НК (нейтронний каротаж), ДСІ (дефектоскопія свердловин індукційна), ПТС (профілометрія трубна свердловинна), МЛМ (магнітний локатор муфт). В продуктивних інтервалах цей комплекс доповнюється наступними методами: БМК (боковий мікро- каротаж), БКЗ (бокове каротажне зондування), АК (акустичний каротаж), ГДК (газодинамічний каротаж), ВПК (випробувач пластів на кабелі), ІННК (імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж) та ін[1,2,15].

#### **2.1.4. Відбір керну, шламу і флюїдів на Мальвівському родовищі**

Глибини буріння свердловин складають 2928 - 4138 м. Відбір керну для дослідження відбувався в продуктивних горизонтах ассельського ярусу, а саме 2750-3091. Дані відбору зразків керну наведені в таблиці 2.2[1,2,3,4].

Продуктивні пласти представлені доломітами, пелітодоломітами, вапняками та доломітизованими вапняками. Доломіти вапняковисті, сірі, кремеві від мікро- до дрібнозернистих, з тонкими прошарками мергелю. Інколи зустрічаються плямисті доломіти, темно-сірі, перекристалізовані, частково з утворенням порфіробластичних зерен доломіту. Вапняки сірі, темно-сірі, глинисті з неясно-горизонтально-хвилястою шаруватістю, з багаточисельними уламками макрофауни. Порода масивна, щільна, міцна,

ділянками тріщинувата. Тріщини субвертикальні. Колектори порово-тріщинного типу[1,2,3,4].

**Таблиця 2.2 Інтервали відбору керн у свердловині № 119**

№ п.п.	Назва продуктивного горизонту	Інтервал відбору керн
1	■	■
2	■	■
3	■	■ 60, 3072-3080, 3083-3091

### 2.1.5. Лабораторні дослідження на Мальвівському родовищі

За результатами лабораторних досліджень керну пористість коливається в межах 1-27,8 %(таблиця 2.3), абсолютна газопроникність сягає  $18,17 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , деякі зразки зруйнувались або розтріскались під час виготовлення[1,2,3,4].

**Таблиця 2.3 – Розрахункова за фільтраційно-емісійними властивостями частка продуктивних горизонтів А-2а і А-2б в свердловинах Мальвівського ГКР**

№ св.	П		■		■		■		■	
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	32
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	22



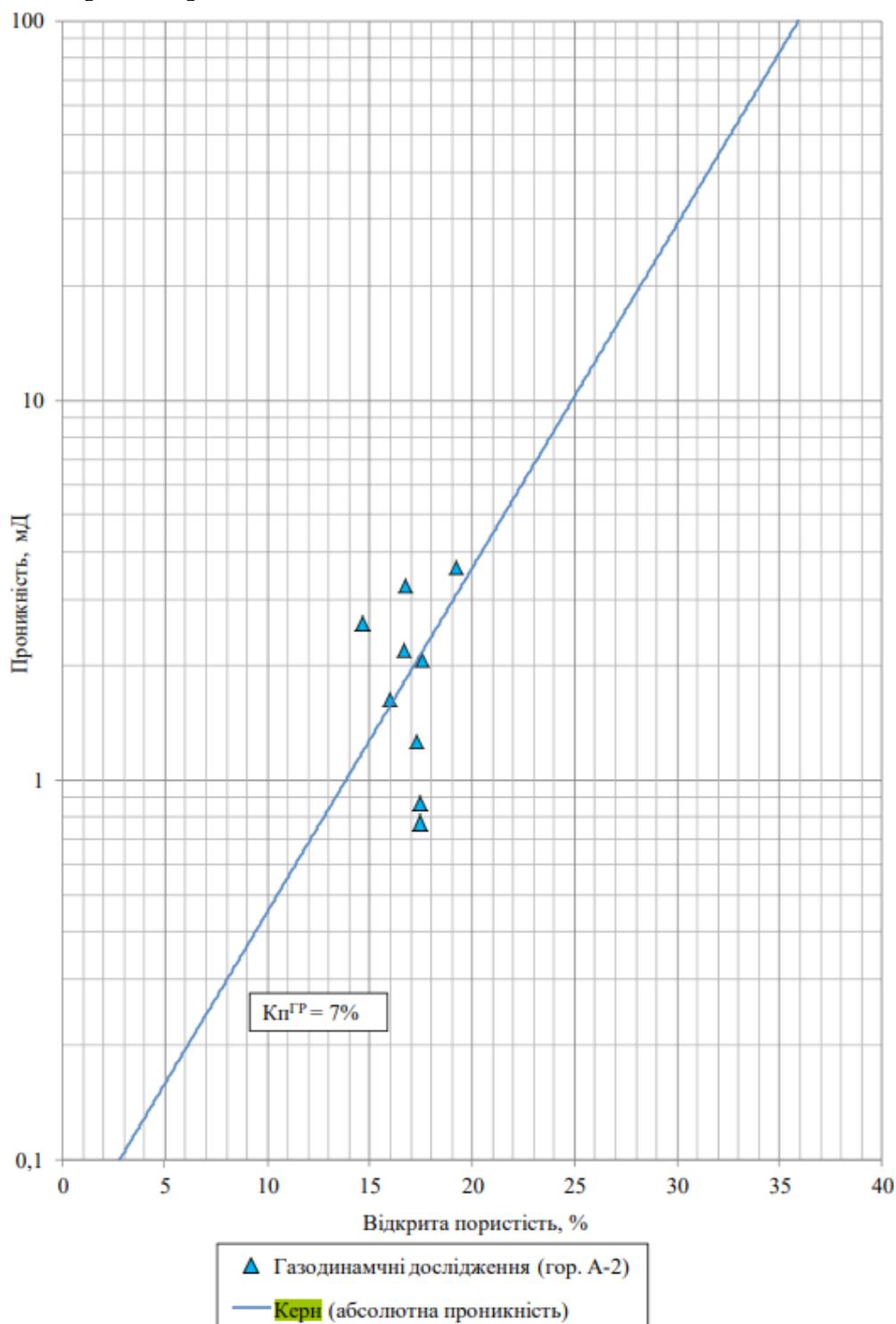
2,

діджень конденсати відносяться до групи важких конденсатів. Їх густина складала 794,8–762,9 кг/м<sup>3</sup>, молекулярна маса – 159–120, температура кінця кипіння >360–262°C. Вміст бензинових фракцій, що википають до 200°C – складав 44,0–82,5 % об. Полегшений склад конденсату, отриманого з свердловини 9, обумовлений несприятливими умовами роботи свердловини в процесі проведення газоконденсатних досліджень для рівномірного і повного виносу рідини на поверхню[1,2,3,4].

В УкрНДІгазі за загально прийнятою методикою на лабораторній установці УГК-3 проводився комплекс термодинамічних досліджень фазових перетворень пластової газоконденсатної системи горизонту Г-10 (св. № 24).

Вивчення фазових перетворень пластової системи здійснювалось на рекомбінованих пробах, які складались у відповідності з промисловим конденсатогазовим фактором з врахуванням умов відбору проб газу сепарації і сирого (насиченого газом) конденсату. В процесі досліджень визначались: фазовий стан газоконденсатної системи у модельованих термобаричних пластових умовах, тиск початку конденсації рідких вуглеводнів ( $P_{п.к.}$ ), пластові втрати сирого і стабільного конденсату при

розробці покладу в режимі природного виснаження, кінцевий коефіцієнт вилучення вуглеводнів  $C_{5+}$  при повному природному виснаженні продуктивних покладів тобто при досягненні значення пластового тиску 0,1 МПа[1,2,3,4].



**Рисунок 2.1 – Графіки залежності від пористості газопроникності карбонатних колекторів асельського ярусу**

## 2.1.6. Оцінка перспективності площі

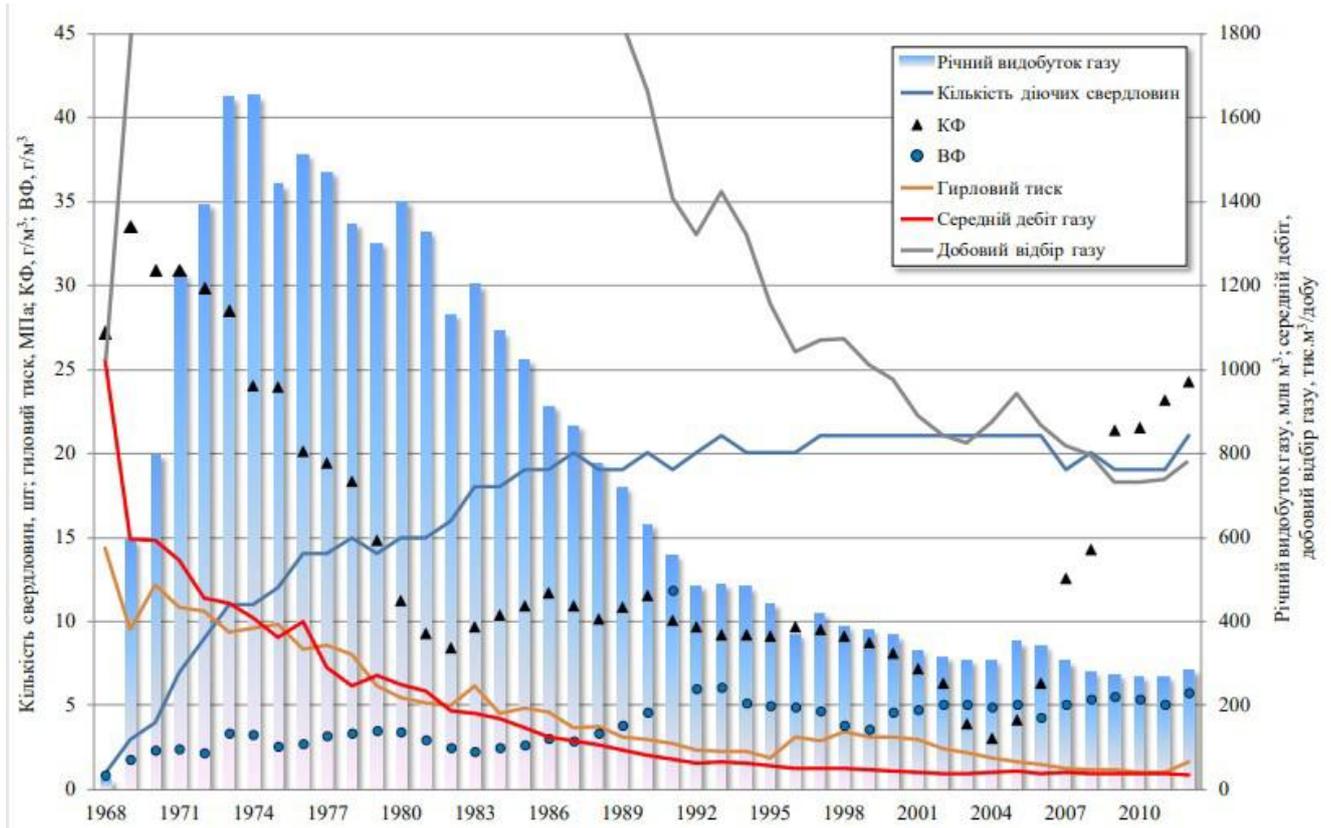


Рис. 2.2 Основні показники розробки Мальвівського ГКР

Максимальні річні видобутки газу на рівні 1,65 млн м<sup>3</sup> або 4% від запасів категорії С<sub>1</sub> були досягнуті в 1973-1974 роках при збільшенні кількості діючих свердловин до 11. В подальшому збільшення експлуатаційного фонду дозволило лише зменшити темпи падіння розробки, обумовлені виснаженням пластової енергії покладів горизонтів А-2, Г-7-12, приурочених до Мальвівського підняття. До кінця 1982 року середній дебіт

СВ

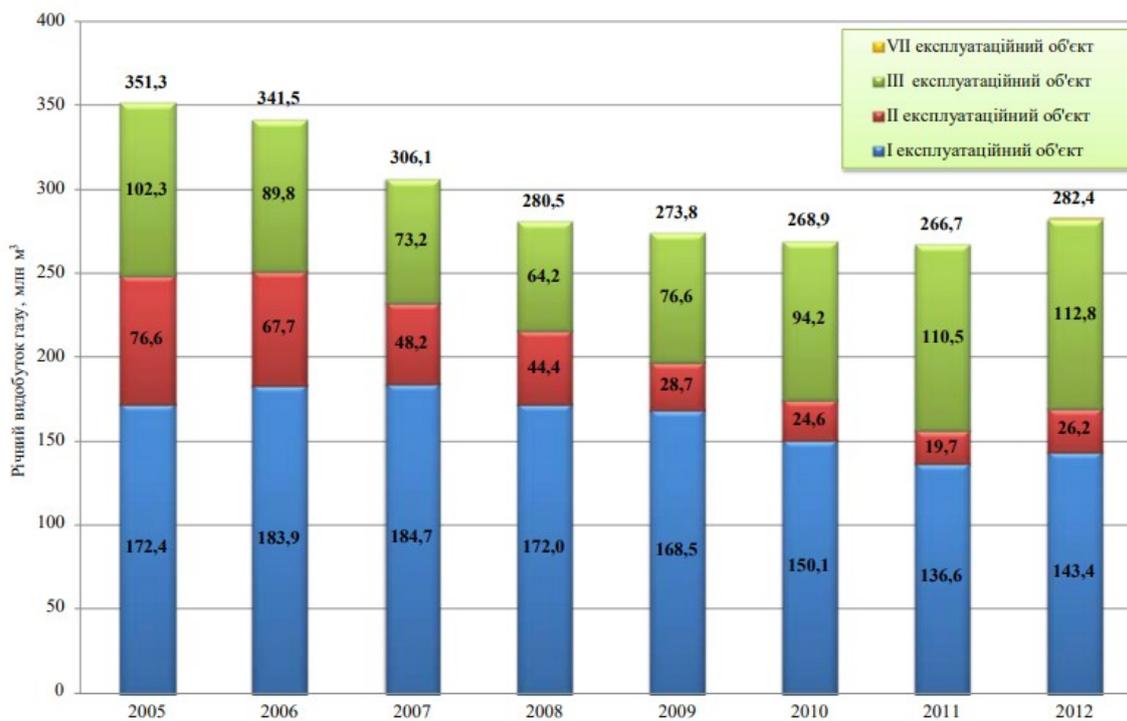


Рис. 2.3 Структура річних видобутків газу з Мальвівського родовища в 2005-2012 роках

Добовий видобуток газу зменшувався з максимального 1,043 млн м<sup>3</sup> в лютому 2005 року до мінімального 0,717 млн м<sup>3</sup> в липні 2009 року, що відбувалось при одночасному зниженні середнього гирлового тиску з 1,28 до 1,09 МПа і було наслідком як виснаженням покладів, так і технічними ускладненнями в експлуатаційному фонді (обрив НКТ у свердловині № 117 на початку 2009 року). В подальшому добовий відбір газу зростав до поточних 0,781 млн м<sup>3</sup> за рахунок розширення експлуатаційного фонду III об'єкту (08.2009 року введена свердловина № 117, 03.2011 року – свердловина № 100біс, 04.2012 року – свердловина № 95, які в даний час працюють з сумарним дебітом газу 185 тис.м<sup>3</sup>/добу). Інші коливання діючого фонду були пов'язані з проведенням робіт у низькодебітних свердловинах та не мало помітного впливу на добові відбори[1,2,3,4,12].

[REDACTED]

об'ємним методом запасів категорії С<sub>1</sub> склав 0,890, конденсатовилучення – 0,659[1,2,3,4,12].

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] тановка низькотемпературної сепарації) - температура сепарації +8°C. Кінцева підготовка вуглеводнів здійснювалась на головних спорудах (ГС) "Солоха".

З 2007 року ситуація докорінно змінилась завдяки другій ступені ДКС (температуру сепарації на УНТС понижено за рахунок збільшення перепаду тиску при дроселюванні) і будівництву в 2008 році ТДУ (турбодетандерний

агрегат) - температура сепарації мінус 27 - мінус 30 °С, що проявилось різким збільшенням КФ до рівня, що узгоджується з газоконденсатною характеристикою пластових газів. Таким чином, за час розробки Мальвівського ГКР відбулось зниження промислового КФ з 33,5 до поточного 24,2 г/м<sup>3</sup> (таблиця 2.5)[1,2,3,4,12].

**Таблиця 2.5 – Показники розробки Мальвівського ГКР в межах ліцензійної ділянки**

Рік	Кількість діючих свердловин	Середній гірловий тиск, МПа	Середній дебіт свердловини, тис.м <sup>3</sup> /добу	Видобуток газу, млн м <sup>3</sup>		Видобуток конденсату на УКПГ, тис.т		КФ, г/м <sup>3</sup>	Видобуток води, тис.м <sup>3</sup>		ВФ, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
				річний	накопичений (без втраг)	річний	накопичений (без втраг)		річний	накопичений	
1970											
1971											
1972											
1973											
1974											
1975											
1976											
1977											
1978											
1979											
1980											
1981											
1982											
1983											
1984											
1985											
1986											
1987											
1988											
1989											
1990											
1991											
1992											
1993											
1994											
1995											
1996											
1997											
1998											
1999											
2000											



Об'ємним методом підрахунок проведено на основі даних геологорозвідувальних робіт, який включав в себе аналіз результатів сейсморозвідки, буріння та геофізичних досліджень свердловин, розробки, тощо.

Для підрахунку ефективна газонасичена товщина покладів зважувалася по площі, коефіцієнти пористості, нафтонасиченості та газонасиченості по ефективній товщині в свердловинах.

Початкові загальні запаси сухого газу оцінені у відповідності з мольною часткою сухого газу в загальних запасах пластового газу по кожному покладу.

Підрахунок запасі газу для категорії  $C_1$  виконані за формулою:

$$V = F \cdot h \cdot m \cdot f \cdot (p \cdot \alpha - p_k \cdot \alpha_k) \cdot \beta_r \cdot \eta_r \quad (2.1)$$

де  $V$  – видобувні (промислові) запаси газу на дату розрахунку,  $m^3$ ;

$F$  – площа у межах продуктивного контуру газонасиченості,  $m^2$  ;

$h$  – товщина пористої частини газонасиченого пласта, м;

$m$  – коефіцієнт пористості;

$p$  – середній абсолютний тиск у покладі газу на дату розрахунку,  $kg/cm^2$ ;

$p_k$  – кінцеве, середнє, залишковий абсолютний тиск,  $kg/cm^2$  , у покладі після видобування промислових запасів газу та встановлення на усті свердловини абсолютного тиску, рівного  $1 kg/cm^2$  ;

$\alpha$  і  $\alpha_k$  – поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта відповідно для тисків  $p$  і  $p_k$  ( $\alpha=1/Z$ , де  $Z$  – коефіцієнт стиснення газу).

За ступенем геологічної вивченості запаси газу, оцінені в межах ліцензійної ділянки:

[Redacted text block]



## Висновки до розділу 2

1. Мальвівське ГКР відкрито у 1962 році свердловиною № 6, при бурінні якої відбувся некерований газовий викид. Свердловинами №№ 9, 21 підтверджено промислову газоносність нижньопермських і верхньокам'яновугільних відкладів.

2. За результатами лабораторних досліджень керну пористість коливається в межах 1-27,8 %.

3. В процесі розробки родовища спостерігалось зниження середнього по родовищу конденсатного фактору, обумовлене зниженням тисків в покладах і зростанням пластових втрат важких вуглеводнів в основних за запасами конденсату, збільшенням частки видобутку з гор. А-2, який характеризується найнижчим початковим вмістом  $C_{5+}$  (27,47 г/м<sup>3</sup>).

4. В межах ліцензійної ділянки оцінені запаси газу горизонтів А-2а, А-2б, А-2в, які становлять

- по категорії  $C_1$  (код класу 111+121): газ - 127 009 млн. м<sup>3</sup> ; конденсат - 94 тис.т.;
- по категорії  $C_2$  (код класу 332) газ - 573 млн.м<sup>3</sup>; конденсат - 16 тис.т.

## Розділ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

### 3.1. Гірничо-геологічні умови бурінням

Аналіз умов буріння свердловин свідчить про складні гірничо-геологічні умови буріння на Мальвівському родовищі[1,2,3,4].

Кайнозойська група й крейдова система (товщина 0,45-0,65 км) залягають в активній частині інфільтраційної природної водонапірної системи (ІПВНС) із коефіцієнтом аномальності (Ка) 0,80-0,97 і представлені водоносними пісками, пісковиками, крейдо-мергельною товщею, що вміщують прісні води й розділені глинами.

Рихлі слабкопроникні різновиди пісковиків, верхня сильно тріщинувата частина крейдо-мергельної товщі характеризуються високою природною проникністю, низьким значенням градієнта тиску гідророзриву 0,012-0,013 МПа/м і тому піддані поглинанням при густині бурового розчину (рб.р) 1220-1250 кг/м<sup>3</sup>[1,2,3,4].

Верхньоюрський відділ складний високоміцними пластичними глинами із прошарками водоносних пісковиків, алевролітів, рідше вапняків, що вміщують маломінералізовану воду й мають 0,015-0,017 МПа/м.

Середньоюрські, тріасові, верхньопермські відклади залягають у перехідній зоні від ІПВНС до елізійної природної водонапірної системи (ЕПВНС), складені глинами, водоносними піщано-алевролітистими, рідше карбонатними породами, у подошві із прошарками конгломератів.

Юрські відклади можуть містити бальнеологічну воду близьку по типу до "Миргородської", вивчену на інших площах Полтавської області.

Водоносні мезозойські рихлі пісковики, тріщинуваті вапняки, що вміщують мінералізовані води хлоркальцієвого типу, мають низьке значення 0,0125-0,0135 МПа/м і часто поглинають при  $\rho_{\text{б.р}} = 1250-1300$  кг/м<sup>3</sup>.

Глинисті породи, представлені глинами від в'язких до щільних, мають високе значення  $0,02-0,022$  МПа/м. У зв'язку з наявністю в їхньому складі монтморілонітної мінеральної асоціації вони розбухають у водній фазі бурового розчину, що викликає звуження стовбуру в інтервалах залягання глин[1,2,3,4].

У мезозойно-верхньопермському розрізі пластові тиски також нормальні гідростатичні, мають  $K_a=0,97-1,03$ , що збільшується вниз по розрізі по мірі зростання мінералізації підземної води.

Широко розвинені на родовищі нижньопермські хомогенні відклади представлені товщею (0,6-1,3 км) перешаровування кам'яної солі, часто газоносних ангідритів, доломітів, вапняків, а також у краматорській свиті - лінзовидними прошарками засолонених глин, калійно-магнієвих солей (бішофітів)[1,2,3,4].

Міцнісні властивості порід хомогенного розрізу досить високі - змінюється від  $0,018-0,019$  МПа/м в ангідритів, доломітів, глинистих вапняків до  $0,021-0,022$  МПа/м у кам'яної солі.

При проходці кам'яної солі можливо каверноутворення, а чергування різних по буримості порід – м'яких сольових, середньої твердості й твердих ангідритів, теригенно-карбонатних відкладень – приводить до виступоутворення.

Найбільші труднощі в бурінні хомогенних відкладів звичайно пов'язані із проходкою схильних до пластичного плину бішофітів, галопелітів. Відповідно до розрахунків і досвіду буріння на Мальвівському ГКР тривала стійкість стовбура свердловин у текучих пружньопластичних породах спостерігається при  $\rho_{б.р}=1680$  кг/м<sup>3</sup>, що вибирається в якості оптимальної для буріння в хомогенному розрізі проектної свердловини[1,2,3,4].

Покрівля газоносності (продуктивний горизонт А-2а) у свердловинах №№ 119-121 очікується на глибинах 2840-2860 м.

Аналіз гірничо-геологічних умов буріння показує, що весь надсольовий розріз сумісний за цими параметрами, але значно відрізняється від розрізу хомогенних відкладень, які треба розкривати лише після ізоляції вищезалігаючих порід проміжною обсадною колоною[1,2,3,4].

### **3.2. Конструкції проектних свердловин**

З огляду на розраховані гірничо-геологічні і технологічні параметри буріння рекомендуються такі конструкції (для вертикальних стовбурів):

Свердловина № 119 – 324×180-245×2100-168/140×2910 м.

Свердловини №№ 120, 121 - 426×180-324×2100-245×3420-168/140×4080 м[1,2,3,4].

Кондуктор діаметром 324 мм у св. № 119 і 426 мм у св. №№ 120, 121 спускається на 180 м для перекриття кайнозойського водоносного комплексу з питними водами, що залягають у поглинаючих рихлих пісковиках, пісках, що обвалюються. Башмак колони встановлюється в глинах палеогену – щільних породах покрівлі крейди. Колона цементується до гирла.

Проміжна колона діаметром 245 мм в св. № 119 і 324 мм в св. №№ 120, 121 спускається на глибину 2100 м для перекриття мезозойських відкладів, схильних до поглинань, звуженню стовбура, а також для попередження ускладнень при наступній проходці хомогенних відкладень й безпечному розкритті газоносної частини хомогенного розрізу. Колона цементується до устя [1,2,3,4].

Проміжна колона діаметром 245 мм у св. №№ 120, 121 спускається на глибину 3420 м з метою перекриття пермських відкладів (включно з никитівською світою –  $P_1^{nk}$ ), де можливі поглинання бурового розчину, осипання і прихоплення бурильного інструменту. Колона також необхідна для надійного обладнання гирла свердловини противиکیدним обладнанням перед розкриттям очікуваних продуктивних горизонтів при бурінні під

експлуатаційну колону. Спускається колона двома секціями з глибиною стиковки 1190 м і цементується до гирла.

Експлуатаційна колона діаметром 168/140 мм спускається до проектної глибини 2910 м у св. № 119 та 4080 м у св. №№ 120, 121. Для св. № 119 труби діаметром 168 мм встановлюються в інтервалі 0-2400 м, нижче – 140-мм труби, для св. №№ 120 та 121 труби діаметром 168 мм встановлюються в інтервалі 0-3270 м, нижче – 140-мм труби. Колона цементується до гирла. Конструкція свердловини № 119 наведена в таблиці 3.1.

Башмаки обсадних колон встановлюються в щільних породах з градієнтом тиску гідророзриву не нижчим за 0,02-0,022 МПа/м.

Перед спуском обсадних колон проводиться шаблонування ствола свердловини з застосуванням низу бурильної колони, передбаченої проектом на буріння. У випадку посадки бурильного інструменту проводиться проробка ствола свердловини з наступним шаблонуванням. При проробці здійснюється безперервна подача долота і не допускається довга робота на одному місці з метою уникнення забурювання другого ствола. Режим промивки повинен відповідати режиму при бурінні свердловини.

Експлуатаційний фонд Малівського ГКР станом на 01.01.2013 р. нараховує 22 свердловини (№№ 9, 24, 40, 50, 51, 55, 80, 95, 100біс, 101, 103, 105, 106, 107, 108, 110, 111, 112, 114, 115, 117, 118). Усі за виключенням № 50 (в очікуванні капітального ремонту з вилучення прихопленої ліфтової колони) діючі[1,2,3,4].

Вторинне розкриття газонасичених пластів здійснювалось шляхом перфорації експлуатаційних колон (ЕК), які у більшості випадків є комбінованими Ø140×168 мм. За виключенням свердловин №№ 51, 95, 105, 106, 112, 114 ліфтова колона переважно не спускалась в інтервал перфорації, проте віддаль від верхніх отворів перфорації в середньому склала 30 м (максимально 92-106 м у св. №№ 9, 24, 103), що не можна вважати суттєвим недоліком конструкції з точки зору уникнення скупчення рідини на вибої.

В проектних свердловинах насоснокомпресорні труби (НКТ) рекомендується спускати до середини інтервалу перфорації (фільтра). НКТ переважно мають зовнішній діаметр 73 мм і лише в свердловинах №№ 51, 115 застосовано комбіновані Ø 73/89 мм, у св. № 106 – Ø 89 мм, у св. № 80 – Ø 60,3 мм. Розрахунки показують, що при мінімальних робочих тисках свердловин Мальвівського ГКР на рівні 0,7-0.8 МПа Ø 73 мм НКТ здатні забезпечити винесення рідини на поверхню при дебітах понад 20 тис.м /добу. Тобто на поточному етапі розробки, який характеризується дебітом однієї свердловини близько 37,2 тис.м<sup>3</sup> /добу, а також у середній перспективі застосована конструкція ліфта в цілому є близькою до оптимальної.

В проектних свердловинах ліфтові колони рекомендується складати Ø 73 мм трубами. Свердловини №№ 51, 80, 105 обладнані па керуючими пристроями, призначеними для уникнення появи міжколонних тисків. Гирла свердловин обв'язані наземним обладнанням: колонними головками і фонтанними арматурами, розрахованими на тиски 35 і 70 МПа.

З метою контролю за технічним станом свердловин передбачається здійснювати моніторинг наявності міжколонних тисків, періодичне шаблонування, спостереження за ерозійними і корозійними процесами (нагляд за винесенням механічних домішок, періодичне визначення вмісту іонів заліза у супутній воді), систематичну ревізію НКТ і фонтанної арматури (1 раз на 5 років)[1,2,3,4].

**Таблиця 3.1 Конструкції свердловини №119**

Назва к				

### 3.3. Режим буріння

Свердловини Мальвівського ГКР експлуатуються в режимі обмежених гирлових тисків, які визначаються вхідними тисками УППГ і УКПГ. На початок 2013 року останні склали відповідно 2,6 МПа і 0,7 МПа. Дебіти газу коливаються в межах від 0,1 тис.м<sup>3</sup> /добу (св. №№ 40, 80, 101) до 130 тис.м<sup>3</sup> /добу (св. № 111) і в середньому складає 37,2 тис.м<sup>3</sup> /добу при гирлових тисках від 0,78 МПа до 3,33 МПа (св. № 51). Розрахункова депресія на пласт складає від 0,32 МПа (св. № 111) до 24,37 МПа (св. № 115), причому останнє значення є скоріше виключенням, пов'язаним з технічними ускладненнями і втратою надійного газодинамічного зв'язку з найбільш проникними і основними за запасами горизонтами Г-9 і Г10[1,2,3,4].

Для свердловин III експлуатаційного об'єкту середня депресія, зважена за дебітами, складає 6,2 МПа (19,7 % від 31,42 МПа). В умовах газового режиму розробки покладів, відсутності ознак руйнування колекторів і обводнення продуктивних пластів додаткове обмеження депресій є недоцільним.

В умовах відсутності ознак руйнування колекторів для забезпечення найбільш ефективного розкриття продуктивних горизонтів можна використовувати перфорацію або спускати експлуатаційні колони з фільтровою частиною.

Враховуючи газовий режим розробки покладів родовища, а також значну віддаленість газоводяних контактів горизонтів А-2а і А-2б від вибою св. № 119, що виключає можливість підтягування крайових (контурних) пластових вод, цю свердловину рекомендується облаштувати експлуатаційною колоною з фільтровою частиною.

З урахуванням інтерпретації геофізичних досліджень за результатами буріння може бути прийняте рішення про спуск "глухої" експлуатаційної колони з наступною перфорацією з метою забезпечення можливості

проведення ефективних ізоляційних робіт у майбутньому. Для вторинного розкриття пластів рекомендується використовувати потужні перфоратори типу TTG, "OWEN" та ін. щільністю 18 отворів на погонний метр[1,2,3,4].

### 3.4. Характеристика бурових розчинів

При бурінні під кондуктор 426 мм і 324 мм в інтервалі 0-180 м використовують глинистий буровий розчин, приготовлений із бентонітового глинопорошка і оброблений КМЦ, графітом[1,2,3,4].

При бурінні під проміжну колону 324 мм і 245 мм в інтервалі 180-2100 м використовують гуматно-акриловий буровий розчин.

При бурінні під другу проміжну колону 245 мм (св. №№ 120, 121) в інтервалі 2100-3420 м використовують мінералізований буровий розчин.

При бурінні під експлуатаційну колону 168/140 мм для св. № 119 використовують мінералізований, а для св. №№ 120, 121 – гуматно-акрило-калієвий буровий розчин. Параметри бурового розчину наведені в таблиці 3.2.

**Таблиця 3.2 Технологічні параметри бурового розчину для проектних свердловин**

Інтерв							



Основним ускладненням в експлуатації усіх свердловин III об'єкту є утворення сольових пробок в НКТ, контроль за якими здійснюється шляхом періодичного шаблонування. Ліквідацію сольових відкладень виконують за допомогою періодичної обробки свердловин реагентом "Антисол" і слабокислотними розчинами.

За результатами виконаних робіт єдиним дійсно ефективним методом інтенсифікації виявились солянокислотні обробки (СКО) карбонатних колекторів (горизонт А-2), які успішно реалізовані у ряді свердловин. Так, в свердловинах не було або спостерігалось слабе виділення газу. Після СКО (12-14 % розчин соляної кислоти) отримано дебіт газу 35,6-102,8 тис.м<sup>3</sup>/добу. В останній пробуреній свердловині № 95 при випробуванні горизонту А-2 отримано приплив газу дебітом 11,5 тис.м<sup>3</sup>/добу, який після СКО збільшився до 35 тис.м<sup>3</sup>/добу. Двохкратне збільшення дебіту отримано за результатами проведення кислотної обробки на початковому етапі експлуатації св. № 55.

По мірі виснаження пластової енергії і зниження продуктивності свердловин створюватимуться передумови для скупчення рідини (конденсату і води) на вибоях свердловин і у шлейфах. Для подолання даного ускладнення рекомендується використати розчини поверхнево-активних речовин (ПАР), наприклад, типу "РП-1", "СФ", "Сольпен" та ін., які можуть подаватись в затрубний простір централізовано (по інгібіторопроводах) або шляхом періодичних закачок. Такі роботи повинні виконуватись згідно спеціально складених планів, у яких детально висвітлюється техніка і технологія та рецептура розчинів[1,2,3,4].

### **3.5. Охорона надр та навколишнього середовища**

Охорона надр та навколишнього середовища - це комплекс заходів, що здійснюють з метою найповнішого видалення корисних копалин з надр і максимально можливого, економічно доцільного зменшення втрат при

їхньому розробленні, запобігання шкідливому впливу гірничих робіт на довкілля та забезпечення безпеки праці[1,2,10,17].

### Охорона атмосферного повітря

Джерелами забруднення атмосферного повітря в процесі буріння свердловин і експлуатації родовища є:

- двигуни внутрішнього згорання, розташовані на території бурової;
- котельні та обігрівальні установки;
- свердловини при освоєнні, дослідженні та ремонтах;
- витікання газу і конденсату через нещільності технологічного обладнання в фонтанній арматурі на УОГ;
- аварійні викиди газу в атмосферу;
- втрати вуглеводнів у транспортних комунікаціях.

З метою запобігання і зниження рівня негативного впливу на атмосферу вуглеводневого газу і супутніх компонентів на Мальвівському родовищі повинні бути розроблені спеціальні заходи, у яких необхідно передбачити[1,2,10,17]:

- проведення контрольних аналізів стану навколишнього середовища;
- інвентаризацію джерел шкідливих речовин у навколишнє середовище;
- графіки профілактичного огляду запірною та герметизуючого обладнання, його ремонт і заміну;
- заходи по скорочуванню шкідливих викидів в атмосферу у випадку розгерметизації шкідливих речовин.

На усті свердловин необхідно передбачити будівництво земляних амбарів для спалювання вуглеводнів при освоєнні і капітальних ремонтах. Випробування і дослідження свердловин у процесі експлуатації повинні здійснюватися лише у промисловий колектор з повною утилізацією вуглеводнів (без випуску в атмосферу). При несприятливих метеорологічних умовах забороняється проведення робіт, які пов'язані з викидом шкідливих речовин в атмосферу.

## Охорона водного середовища

Заходи по охороні водного середовища повинні передбачити охорону горизонтів з прісними водами у верхній частині геологічного розрізу родовища, ґрунтових та поверхневих вод[1,2,10,17].

Охорона горизонтів з прісними водами у верхній частині геологічного розрізу від забруднення в процесі їх розкриття повинна бути забезпечена шляхом застосування екологічно нешкідливого бурового розчину, перекриття обсадними колонами і цементування їх до устя.

Потенційними джерелами забруднення поверхневих ґрунтових вод можуть бути:

- бурові стічні води;
- продукти випробування свердловин (конденсат, мінералізована вода);
- хімічні реагенти, які використовуються для обробки бурового розчину;
- забруднені злизові стічні води та інше.

Для запобігання забруднення поверхневих і ґрунтових вод необхідно передбачити:

- спорудження земляних амбарів з гідроізоляцією їх дна та стінок для збору відробленого бурового розчину і стічних вод;
- зберігання хімреагентів, паливно-мастильних матеріалів (ПММ), конденсату в металевих ємностях;
- обвалування території бурової;
- закладення глибини днища земляних шламових амбарів з обліком рівня ґрунтових вод;
- спалювання або вивіз конденсаційних і пластових вод, які видобуваються з вуглеводнями при випробуванні свердловин та інше.

Для здійснення контролю за станом водного середовища в районі родовища і для оцінки впливу на поверхневі води виробничої діяльності рекомендується створити пункти спостережень, які потрібно розташовувати з

урахуванням місцевої гідрографічної сітки, як на площі родовища, так і за його межами.

Ґрунтові води приурочені до прошарків пісків та пісковики полтавської світи харківського і бучакського ярусів. Ґрунтові води невеликі і використовуються місцевим населенням для пиття та господарсько-побутових потреб с. Базилівщина та Селещина.

Результати спостережень повинні служити матеріалом для оцінки забруднення вод у зоні діяльності газовидобувного об'єкта. При аналізі якості підземних і ґрунтових вод необхідно проводити регулярні лабораторні визначення хімічного складу вод, наявності забруднень конденсатом або хімреагентом.

При бурінні водних свердловин для водопостачання бурових або виробничого об'єкта, необхідно передбачити водоохоронну санітарну зону із двох поясів, діаметр яких складає, відповідно, 30 і 60 м. Водні свердловини у випадку недоцільності їх використання підлягають ліквідації з дотриманням санітарних норм і проведенням ліквідаційного тампонажу.

Відповідальність за охорону водного середовища від забруднення промисловими та побутовими відходами, за додержання зон санітарної охорони водозаборів несе газовидобувне підприємство [1,2,10,17].

#### Охорона надр при бурінні свердловин

Заходи з охорони надр при бурінні свердловин повинні бути представлені в проектах на будівництво свердловин і забезпечувати:

- надійну ізоляцію між собою всіх розкритих водоносних, продуктивних і непродуктивних горизонтів шляхом спуску і цементування обсадних колон;
- надійну герметичність обсадних колон і цементного каменю, як за колоною, так і в башмаку експлуатаційної колони, випробуванням обсадних колон на герметичність, шляхом опресування або пониження рівня і проведенням комплексу досліджень за якістю цементування;

- запобігання можливого відкритого фонтанування, грифоутворення, поглинання промивної рідини або обвалів в процесі проводки свердловин. При цьому технологія розкриття продуктивних горизонтів повинна бути такою, при якій досягалося б збереження природних колекторських властивостей;
- застосування високоякісних промивних бурових розчинів з мінімальною водовіддачею для попередження обвалів порід в стовбурі свердловини і охорони горизонтів з прісною водою;
- забезпечення достатніх швидкостей промивки свердловин для виносу розбурених порід, які обвалюються і осипаються;
- надійну герметизацію всіх труб, які спущені в свердловину, та високоякісне цементування колон.

Попередження обвалів порід в стовбурі свердловини досягається шляхом застосування високоякісних промивних бурових розчинів з мінімальною водовіддачею і забезпеченням достатніх швидкостей промивки свердловин для виносу розбурених порід, які обвалюються і осипаються.

При бурінні свердловин види забруднення можна розділити на експлуатаційні, природні і аварійні.

Експлуатаційні – відпрацьована вода, яка використовувалась для миття обладнання, підлоги, вібросит, охолодження штоків насосів, відпрацьована вода з гідрогальм лебідки, очищення сіток вібросит, забруднення сажею від викидів в двигунах внутрішнього згорання.

Технологічні – обривання бурового інструменту при підйомі, переливи бурового розчину, очищення жолобів, ємностей, розливи бурового, цементного розчину під час цементування обсадних колон, вибурена порода.

Експлуатаційні і технологічні – це постійні джерела можливого забруднення території. Крім цього, існує можливість забруднення в результаті аварійних ситуацій: газопроявлення і викиди пластових флюїдів, пошкодження трубопроводів або запірної арматури[1,2,10,17].

Природні фактори – талі та дощові води.

При сучасній технології буріння свердловин основними місцями забруднення, де можливий розлив рідини і забруднення території, є майданчики під підлогою бурової вежі, агрегатне приміщення, насосне приміщення, дільниця приготування розчину, ємності для хімреагентів, паливно-мастильних матеріалів, місця зберігання хімреагентів, обважнювачів і ін.

Тверді і напівтверді бурові відходи (шлам), рідкі бурові відходи (бурові стічні води) підлягають накопиченню і захованню.

Бурові стічні води повинні бути очищені і утилізовані. Бурові розчини, що використовуються для буріння верхніх інтервалів, підлягають дообробці і використовуються для подальшого поглиблення свердловини. Надлишки бурового розчину транспортуються на іншу бурову або центральний пункт, де підлягають дообробці для подальшого використання або утилізації і заховання в шламонакопичувачах.

Найбільш небезпечними ускладненнями при бурінні свердловин є газові фонтани. Для їх запобігання в проектах на будівництво експлуатаційних свердловин необхідно передбачити заходи, які спрямовані на запобігання відкритих фонтанів при розкритті газоносних пластів[1,2,10,17].

### Висновки до розділу 3

1. На території Мальвівського ГКР присутні складні гірничо-геологічні умови: поглинання бурового розчину, водонапірні систем висока міцність порід продуктивних горизонтів, велика кількість різних за характером пластичності та буримості порід.

2. Враховуючи гірничо-геологічні умови було вирішено для буріння 119 свердловини:

- використати конструкцію – 324×180-245×2100-168/140×2910 м;
- облаштувати експлуатаційну колону з фільтровою частиною;
- буровий розчин - слабокислотний з реагентом "Антисол".

3. Для забезпечення охорони навколишнього середовища, були наведені пропозиції щодо захисту надр, атмосферного повітря, водного середовища.





де,  $Q_{\text{заг}}$  – геологічні запаси газу,  $\text{м}^3$ ;  $St$  – капітальні вкладення на буріння свердловин, тис. грн

$$Q_{\text{пр}} = 127\,582\,000\,000 / 180\,000 = 69\,900 (\text{м}^3 / \text{грн})$$

The table consists of approximately 20 rows and 3 columns. All text within the table is obscured by black redaction bars. The structure appears to be a standard data table with a header row and several data rows.

**Таблиця 4.3. Показники економічної ефективності розвідувальних робіт**

№п.п	Показники	Одиниця виміру	█
1	2	█	█
1	Середня комерційна швидкість буріння	█	█
2	Очікуваний приріст вуглеводнів	█	█
3	Проходка по свердловинах	█	█
4	Капітальні вкладення на буріння свердловин	█	█
5	Вартість 1 м буріння	█	█
6	Приріст запасів на 1 грн витрат	█	█
7	Вартість 1000 м <sup>3</sup> газу	█	█
8	Приріст очікуваних запасів на 1м буріння	█	█
9	Приріст очікуваних запасів на 1 свердловину	█	█
10	Річний прибуток від розробки	█	█00

## Висновки за розділом 4

1. В розділі наведені техніко-економічні показники для буріння свердловин 119 оціночно-експлуатаційної, що відноситься до III об'єкту.

2. Розраховано геолого-економічну ефективність робіт згідно розрахунок вкладення у свердловину 119 складають 180 000 гривень, мають окупитися за перший рік експлуатації.

3. Визначили, що приріст запасів газу в карбонатних горизонтах по категорії  $C_1$  - 127 009 млн. м<sup>3</sup>; по категорії  $C_2$  - 573 млн.м<sup>3</sup>.

4. Згідно з отриманими показниками ефективності розвідувальних робіт виконання довивчення карбонатних горизонтів свердловиною 119, що знаходиться на півночі Мальвівського родовища глибиною 3000 м в ассельському ярусі, є доцільним.

5. Прибуток за перший рік складе 2 870 410 000 гривень.

## **Розділ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ**

### **5.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт**

Аналіз умов праці - потрібен для того аби вирішити завдання, які забезпечать безпечні і здорові умови праці, виконані у відповідності з поточними планами, які складаються в певному підрозділі. Всі етапи формування умов праці на виробництві визначаються чинним положенням. Всі пункти повинні мати формулювання, терміни і об'єми, які дозволяють контролювати виконання геологорозвідувальних робіт[7,13].

Приклад планування робіт з охорони праці відповідно до рівнів управління виробництвом:

- Державна служба геології та надр України;
- геологічні(дочірні) підприємства.

Планування з охорони праці здійснюється за рахунок комплексних заходів, які включають в себе поліпшення техніки безпеки, виробничої санітарії та робочого середовища.

Розробка положень з охорони праці виконується у вигляді розділу "Охорона праці", де передбачається гарантія працівникам соціальних гарантій у галузі, комплексні заходи щодо досягнення встановлених нормативів безпеки, виробничої санітарії та робочого середовища, підвищення рівня охорони праці, соціально-побутове забезпечення, запобігання травматизму, захворювань і аварій.

Положення питань охорони праці є складовою частиною розділу "Охорона праці" колективного договору і мають бути узгоджені з відповідним профспілковим органом[7,13].

## **5.2. Розробка заходів з охорони праці**

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

Техніка безпеки при буріння - це визначенні правила, що гарантують безпечні умови при виконанні трудових обов'язків працівника[7,13].

1. Бурові роботи мають виконуватися згідно технологічних інструкцій, розроблених виробництвом для певного способу буріння.

2. Працівники мають бути спеціальний одяг та взуття, для виконання професійних обов'язків.

3. Робітники при виконанні будь яких робіт на буровій установці мають бути в захисних касках.

4. Всі технологічні процеси мають бути занесені в спеціальний журнал.

5. Свердловину, діаметр устя якої перевищує 250 мм, після закінчення експлуатації необхідно перекрити.

6. Ділянки свердловин потрібно обов'язково огороджувати попереджувальними знаками.

7. Під час експлуатації перфораторами та електросвердлами ширина робочої берми повинна бути більше 4 м.

## **5.3. Пожежна безпека**

Пожежна небезпека при бурінні пов'язана з нестійкістю рівноваги між пластовим тиском та тиском, який утворюється нагнітанням до свердловини глиняного розчину[7,13].

Рівновага може бути порушена в результаті:

- несвоєчасного підкачування глиняного розчину до свердловини при підніманні бурильного інструменту;
- збільшення витрат глиняного розчину у разі буріння порід, які містять порожнини або тріщини;

- зменшення щільності глиняного розчину за надмірного насичення його нафтовими газами або обводнення пластовими водами.

Час експлуатації свердловин у разі нормального функціонування установки характеризується стаціонарним режимом роботи технологічного обладнання. Однак у процесі освоєння свердловини можуть траплятися пошкодження або зривання арматури з викидом нафти і газу, а також відкритим фонтануванням нафти.

Відкрите фонтанування спричиняє:

- максимальний пластовий тиск для свердловини;
- невідповідність щільності глиняного розчину вимогам геологічного наряду;
- заміну глиняного розчину водою або нафтою тощо.

Джерела загорання при бурінні є тепловим проявом механічної, хімічної та електричної енергії.

Шляхи розповсюдження пожежі :

- парова хмара, що може містити горючі газу;
- нафтова плівка.

## **Висновки за розділом 5**

1. Аналіз умов праці - спрямований на вирішення завдань щодо забезпечення безпечних і здорових умов праці, виконуються у відповідності з перспективними і поточними планами, які розроблені в структурному підрозділі.

2. Техніка безпеки при бурінні має важливе значення, адже виконання як бурових та геологорозвідувальних робіт несуть небезпеку.

3. Під час буріння та геологорозвідувальних робіт мають місце пожежні фактори ризику.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

1. Мальвівське газоконденсатне родовище розташоване в межах III об'єкту.

2. Мальвівське родовище є брахіантиклінальною складкою, що в нижній частині розрізу розірвана соляним діапіром, та розбита розривними порушеннями.

3. Породами колекторами є карбонатна товща представлена вапняками, ангідритами та доломітами з пористістю від 9,1% до 10,4%.

4. В північній частині Мальвівського родовища в межах карбонатних відкладів продуктивними є горизонти А-2а, А-2б, А-2в ассельського ярусу, слов'янської світи.

5. Запаси газу продуктивних горизонтів складають:

- по категорії С<sub>1</sub> - 127 009 млн. м<sup>3</sup>;
- по категорії С<sub>2</sub> - газ - 573 млн.м<sup>3</sup>.

6. Прибуток за перший рік експлуатації свердловини 119 складе 2 870 410 000 грн.

Зважаючи на наявність продуктивних газоносних карбонатних горизонтів в ассельських відкладах проведення довивчення цієї товщі в межах північної частини Мальвівського родовища є доцільним.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проект розробки Мальвівського ГКР, 1972. - 245 с.
2. Доповнення до проекту розробки Мальвівського ГКР. УкрНДІгаз, 1987
3. Аналіз і корективи розробки Мальвівського газоконденсатного родовища. УкрНДІгаз, 1997
4. Уточнений проект розробки Мальвівського ГКР. УкрНДІгаз, 2005
5. Геолого-економічна оцінка Мальвівського газоконденсатного родовища (Полтавська область, станом на 01.01.2012 р.). УкрНДІгаз, 2012
6. Протокол № 2818 засідання колегії ДКЗ України від 25.12.2012-06.03.2013 року
7. Вирвїнський П. П., Кузін Ю. Л., Хоменко В. Л. Геологорозвідувальна справа і техніка безпеки. – Дніпропетровськ : НГУ, 2010.– 368 с.
8. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко. — Полтава: ПолтНТУ, Київ: ФОП Халіков Р. Х., 2017. — 312с.
9. Доленко Г.Н. Походження нафти і газу і нафтогазонакопичення в земній корі. – Київ: Наукова думка, 1986. – 136 с.
10. Коржнев М.М., Міщенко В.С., Шестопапов В.М., Яковлев Є.О. Концептуальні основи поліпшення стану доквілля гірничовидобувних регіонів України. К.: РВПС України, 2000. 75 с.
11. Мончак Л.С. , Омельченко В.Г. Основи геології нафти і газу. Івано-Франківськ: Факел. 2004, 276 с.
12. Рудько Г. І., Михайлів І. Р. . Геолого-економічна оцінка нафтових і газових родовищ: навчальний посібник. Київ-Чернівці : Букрек, 2021.
13. Техніка безпеки // Термінологічний словник-довідник з будівництва та архітектури / Шмиг Р. А., Боярчук В. М. , Добрянський І. М., Барабаш В. М.; за заг. ред. Р. А. Шмига.— Львів, 2010.—ISBN 978-

966- 7407-83-4.

14. Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу, затверджена наказом ДКЗ 10. 07. 1998 року № 46 та зареєстрована в Мінюсті України 24. 07. 1998 р. за № 475/2915.
15. СОУ 73.1-41-04.04.20:2007. Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах. Загальні вимоги та правила проведення.
16. Про охорону навколишнього середовища. Закон УССР від 25.06.91.
17. Галузевий стандарт України. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту та газ на суші. Правила проведення робіт, 1998.
18. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр. Затверджено постановою Кабінету Міністрів України №432 від 5.05.1997р.–Київ: Державна комісія України по запасах корисних копалин при Міністерстві екології та природних ресурсів. 1997.
19. Про надра : Кодекс України від 27.07.1994 р. № 132/94-ВР : станом на 19 серп. 2022 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/132/94-вр#Text>
20. Методичні вказівки. Визначення параметрів пластових газоконденсатних систем до підрахунку запасів газу і конденсату» (ДКЗ України, 2010 р.).