

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 Аналіз літології та фільтраційно-ємнісних параметрів  
продуктивних горизонтів Великобубнівського газоконденсатного  
родовища**

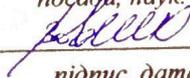
**Пояснювальна записка**

**Керівник**

старший викладач

Вовк М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ



підпис, дата

**Виконавець роботи**

Скочко Денис Володимирович

студент, ПІБ

група 401НЗ



підпис, дата

**Консультант за 1 розділом**

ст. викл. Вовк М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 2 розділом**

д.т.н., проф. Лукін О.Ю.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 3 розділом**

к.т.н. доц. Рубель В.П.

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., доц. Ягоцький А.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 25.06.2025

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**

Винников Ю.Л.

"03" листопада 2025 року

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

Скочко Денне Володимирович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Аналіз літології та фільтраційно-емісійних параметрів продуктивних горизонтів Великобубнівського 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 03.02.25 року № 306/1-7,а

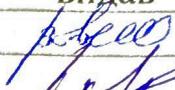
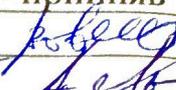
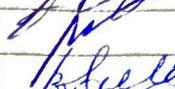
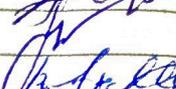
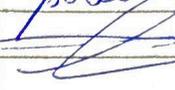
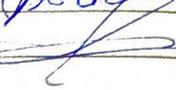
2. Строк подання студентом проекту (роботи) 17.06.25

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	ст викл. Вовк М.О.		
Спеціальна частина	к.т.н, проф. Аукін О.Ю.		
Технічна частина	к.т.н, доц Рубель В.П.		
Економічна частина	ст викл. Вовк М.О.		
Охорона праці	к.т.н, доц Ягольшик А.М.		

7. Дата видачі завдання 03.07.2025

**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)

Скочко Д.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

  
(підпис)

Вовк М.О.

(прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ВЕЛИКОБУБНІВСЬКОГО РОДОВИЩА 10

1.1 Аналіз сучасного стану питання 10

1.2 Географо-економічні умови Великобубнівського родовища 12

1.3 Геолого-геофізична вивченість Великобубнівського родовища 14

1.4 Геологічна будова Великобубнівського родовища 17

1.4.1 Стратиграфія Великобубнівського родовища 17

1.4.2 Тектоніка Великобубнівського родовища 21

1.4.3 Нафтогазоносність Великобубнівського родовища 22

1.4.4. Гідрогеологічні умови Великобубнівського родовища 25

1.5 Висновки до розділу 1 27

РОЗДІЛ 2. ОЦІНЮВАННЯ ЛІТОЛОГІЇ ТА ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ПАРАМЕТРІВ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ ВЕЛИКОБУБНІВСЬКОГО РОДОВИЩА

2.1 Методика і об'єм проєктованих робіт 29

2.1.1 Обґрунтування постановки робіт 30

2.1.2 Система розміщення свердловин 31

2.1.3 Промислово-геофізичні дослідження родовища 32

2.1.4 Відбір керн, шламу і флюїдів на родовищі 36

2.1.5 Лабораторні дослідження керну, шламу та флюїдів 38

2.1.6 Аналіз літології та фільтраційно-ємнісних параметрів продуктивних горизонтів 42

2.2 Підрахунок запасів нафти Великобубнівського родовища 45

2.3 Висновки до розділу 2 47

РОЗДІЛ 3. ОБґРУНТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ ТА РЕЖИМІВ БУРІННЯ

3.1 Гірничо-геологічні умови буріння 49

3.2	Обґрунтування конструкції свердловини	50
3.3	Підбір режиму буріння свердловин	52
3.4	Характеристика бурових розчинів	53
3.5	Охорона надр та навколишнього середовища	55
3.6	Висновки до розділу 3	56
РОЗДІЛ 4. РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ ТЕХНІКО–ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ		57
4.1	Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт.	57
4.2	Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт..	58
4.3	Висновки до розділу 4	60
РОЗДІЛ 5. РОЗРОБКА ЗАХОДІВ З ОХОРОНИ ПРАЦІ		
5.1	Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт	62
5.2	Заходи з техніки безпеки	64
5.3	Заходи з виробничої санітарії	66
5.4	Пожежна безпека	68
5.5	Висновки до розділу 5	69
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ		71
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ		72
ДОДАТКИ		
ДОДАТОК А: Поздовжній геологічний профіль родовища 12-106-114-137-120-109-121		73
ДОДАТОК Б: Структурна карта продуктивного горизонту С-4		74
ДОДАТОК В: Структурна карта продуктивного горизонту С-5		75
ДОДАТОК Д: Зведена таблиця підрахункових параметрів та запасів нафти і розчиненого газу горизонтів С-4 і С-5 Рогинцівського підняття		76

## АНОТАЦІЯ

Скочко Д.В. «Аналіз літології та фільтраційно-ємнісних параметрів продуктивних горизонтів Великобубнівського газоконденсатного родовища». Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 103 «Науки про Землю». Національний університет «Полтавська Політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2025.

Кваліфікаційна робота присвячена аналізу літологічної будови та фільтраційно-ємнісних параметрів продуктивних горизонтів С-4 та С-5 Великобубнівського газоконденсатного родовища. У роботі проаналізовано геологічну будову ділянки, стратиграфію, літологію колекторських товщ та їхні фізико-петрографічні характеристики на основі каротажних і лабораторних досліджень керну.

Актуальність теми зумовлена необхідністю ефективного використання ресурсного потенціалу родовищ Дніпровсько-Донецької западини в умовах енергетичної нестабільності та зростання попиту на власні вуглеводневі ресурси. Робота містить комплексне геологічне, технічне, економічне та природоохоронне обґрунтування доцільності розробки родовища.

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** ПОКЛАД, ГОРИЗОНТ, КЕРН, ЛІТОЛОГІЯ, ПОРИСТІСТЬ, ПРОНИКНІСТЬ, ЗАПАСИ, НАФТА,

## ABSTRACT

Skochko D. V. “Analysis of lithology and filtration-capacity parameters of productive horizons of the Velykobubnivskyi gas condensate field.” Bachelor's thesis in the specialty 103 “Earth Sciences.” Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic National University, Poltava, 2025.

The thesis is devoted to the analysis of the lithological structure and filtration-capacity parameters of productive horizons C-4 and C-5 of the Velykobubnivskyi gas condensate field. The work analyzes the geological structure of the site, stratigraphy, lithology of reservoir strata, and their physical and petrographic characteristics based on logging and laboratory studies of core samples.

The relevance of the topic is due to the need for effective use of the resource potential of the Dnipro-Donets Basin deposits in conditions of energy instability and growing demand for domestic hydrocarbon resources. The work contains a comprehensive geological, technical, economic, and environmental justification for the feasibility of developing the field.

KEYWORDS: DEPOSIT, HORIZON, CORE, LITOLGY, POROSITY, PERMEABILITY, RESERVES, OIL,

## ВСТУП

В умовах енергетичної нестабільності та зростаючої потреби у власному видобутку вуглеводнів існує потреба в ефективному використанні ресурсної бази України, зокрема Великобубнівське газоконденсатне родовище, як одне з перспективних об'єктів, потребує ґрунтового вивчення геолого-колекторських характеристик для оптимізації видобутку.

**Актуальність теми зумовлена потребою у аналізі літологічного складу та фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних горизонтів родовищ Дніпровсько-Донецької западини для об'єктивної оцінки потенціалу покладів, визначення ефективності колекторів, а також обґрунтування технологічних рішень при розробці родовища. Отримані результати мають практичне значення для підвищення рентабельності видобутку та зниження ризиків при бурінні та облаштуванні свердловин.**

**Мета роботи:** аналіз літології та фільтраційно-ємнісних параметрів продуктивних горизонтів Великобубнівського газоконденсатного родовища

**Об'єкт:** процес накопичення вуглеводнів у продуктивних горизонтах нижньокам'яновугільних відкладів Великобубнівського газоконденсатного родовища.

**Предмет:** літологічний склад та фільтраційно-ємнісні параметри продуктивних горизонтів Великобубнівського газоконденсатного родовища для видобутку вуглеводнів.

### **Задачі дослідження:**

1. Аналіз геологічної будови Великобубнівського газоконденсатного родовища.

2. Оцінювання колекторських властивостей Великобубнівського газоконденсатного родовища.

3. Підбір конструкції свердловини, режимів буріння та буровий розчин з урахуванням гірничо-геологічних умов родовища.

4. Підрахунок запасів нафти Великобубнівського газоконденсатного родовища.

Робота виконана на 74 сторінці з яких 1 рисунок, 12 таблиць. А також кваліфікаційна робота доповнюється графічними додатками: зведений геолого-геофізичний розріз; структурні карти продуктивних горизонтів С-4, С-5.

# РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ВЕЛИКОБУБНІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

## 1.1 Аналіз сучасного стану питання

У сучасній науковій літературі виділяється кілька ключових напрямів досліджень щодо літології та колекторських властивостей покладів Дніпровсько-Донецької западини, в межах якої розташоване Великобубнівське родовище.

Д. Є. Макаренко зазначає, що Великобубнівське родовище належить до структур Дніпровсько-Донецької западини і засноване на склепінчастих нижньокарбонічних покладах, що літологічно обмежуються пісковиками та конгломератами [33].

Антонюк В.В. у своїй дисертації [1] описує методики прогнозування фільтраційно-ємнісних властивостей на основі каротажу та петрофізичних даних. Він доводить, що для покладів верхнього та середнього карбону Дніпровсько-Донецької западини коефіцієнт проникності може варіюватися в межах 1–100 мкм<sup>2</sup> залежно від ступеня цементації та анізотропії порового простору.

У роботі Трубенка та співавторів [30] наведено приклади моделювання фільтраційно-ємнісного зв'язку в колекторах низькоомних порід, які характеризуються неоднорідною структурою і мають середню пористість 8–12 % та проникність до 50 мкм<sup>2</sup>.

Методи петрофізичного моделювання, застосовані О. М. Трубенком та співавторами, дозволяють встановити взаємозв'язок між фізичними (щільність, швидкість хвиль) та колекторськими параметрами. Для карбонатно-пісковикових покладів встановлено кореляцію пористості із складом матриці та флюїдальних характеристик [nv.nung.edu.ua](http://nv.nung.edu.ua).

На прикладі Матвіївського родовища Аксьонов, Німець і Письменний [2] звертають увагу, що ступінь катагенезу й структурна будова пластів впливають

на проникність і обводнення покладів; для Великобубнівського варто врахувати ці фактори при інтерпретації даних.

У продуктивних горизонтах родовища домінують поліміктові пісковики з неоднорідною зернистістю, іноді з прошарками карбонатних порід та цементованих зон, що обмежує колекторські властивості. Пористість становить приблизно 8–12 %, залежить від зернистості, цементації й мікроструктур. Проникність у інтервалі від низьких (1 мкм<sup>2</sup>) до середніх (до 100 мкм<sup>2</sup>), з варіацією залежно від тектонічних деформацій.

Таким чином, для глибшого дослідження Великобубнівського родовища важливо інтегрувати дані літології, каротажу, петрофізики та стратиграфії, зі спираючись на науковий досвід вивчення аналогічних покладів у межах Дніпровсько-Донецької западини.

У статті І. О. Федака, Р. М. Малика, Р. М. Василюк та В. А. Ускова «Особливості геофізичного моніторингу поточного нафтогазонасичення продуктивних пластів» [34] розглянуто сучасні підходи до контролю за динамікою насичення вуглеводнями у процесі експлуатації нафтових і газових родовищ. Автори акцентують увагу на методах промислово-геофізичних досліджень, зокрема електрометрії та нейтронного каротажу, як інформативних інструментів для оперативного виявлення змін у флюїдонасиченні продуктивних пластів. Наведено приклади інтеграції моніторингових даних з геолого-гідродинамічними моделями, що дозволяє покращити прогнозування залишкових запасів і прийняття рішень щодо оптимізації видобутку.

У сучасних дослідженнях [6,7,30] літології та фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних горизонтів, зокрема в межах Дніпровсько-Донецької западини, основну увагу приділяють високоточній інтерпретації геофізичних даних і цифровому моделюванню. Застосування методів петрофізичної інверсії та машинного навчання дозволяє не лише ідентифікувати типи колекторів, але й прогнозувати просторове розповсюдження зон з найкращими резервуарними властивостями. У випадку

Великобубнівського родовища такі підходи стають особливо актуальними через складну тектонічну будову і зональність змін порід.

## **1.2. Географо–економічні умови**

### **Великобубнівського газоконденсатного родовища**

Великобубнівське газоконденсатне родовище розташоване в адміністративних межах Роменського району Сумської області, приблизно за 20 км на південний схід від міста Ромни. У безпосередній близькості до родовища знаходяться інші важливі родовища, зокрема Східно-Рогінцівське, Житнє, Матлахівське [17].

На території родовища розміщені села Великі Бубни, Макіївка та В'юнне, а частково до його меж входять Рогинці, Калинівка, Погреби. Поблизу родовища розташовані населені пункти Матлахово, Посад, Ведмеже, Ріпки, Хмелів. Всі населені пункти пов'язані між собою як шосейними (Суми–Пирятин–Київ, Суми–Прилуки–Київ, Суми–Прилуки–Чернігів), так і ґрунтовими дорогами. Найближчі залізничні станції розміщені в містах Прилуки, Ромни та Бахмач[6].

Економіка району базується переважно на сільському господарстві, але також помітно розвинена місцева промисловість. Після відкриття нафтових і газових родовищ, у тому числі Великобубнівського, стрімко зросло значення нафтогазовидобувної промисловості. На території родовища діє розгалужена система нафто- і газопроводів, серед яких нафтопроводи Великі Бубни–Талалаївка–Гнідинці, Гнідинці–Кременчук, а також газопроводи Талалаївка–Гнідинці та Глинськ–Червоні Партизани.

Рельєф району рівнинний, слабо горбистий, з добре розвинуеною мережею річкових долин, ярів і балок. Родовищний район розташований на лівобережжі Дніпра, у басейнах річок Сула, Ромен, Олава, Дедюківка. Головною водною артерією є річка Сула з асиметричною долиною та заболоченою заплавою шириною до 6,5 м.

Найважливішою водною артерією в межах Великобубнівського газоконденсатного родовища є річка Сула. Її долина має асиметричну будову: лівий берег низький і пологий, тоді як правий – високий, розчленований ярами та балками. Заплава річки значною мірою заболочена й місцями вкрита чагарниково-лісовою рослинністю. Ширина заплави коливається в межах від 1,5 до 6,5 метрів. У зонах розширення долини Сула розгалужується, утворюючи численні рукави, протоки та стариці [27].

Абсолютні висоти поверхні території змінюються від 115 до 180 метрів над рівнем моря. Район характеризується помірно континентальним кліматом. Середньорічна температура повітря становить  $+7^{\circ}\text{C}$ . Найхолоднішим місяцем є січень, із середньодобовою температурою  $-7^{\circ}\text{C}$  та можливими зниженнями до  $-35^{\circ}\text{C}$ . У липні, найтеплішому місяці, середня температура становить  $+21^{\circ}\text{C}$ , а абсолютні максимуми досягають  $37\text{--}40^{\circ}\text{C}$ . Річна кількість опадів у середньому становить 550 мм [17].

У зимовий період переважають південно-східні та східні вітри, тоді як у теплу пору року домінують західні та північно-західні повітряні маси. Кліматичні умови району створюють сприятливі передумови для проведення геолого-розвідувальних та видобувних робіт.

### **1.3 Геолого-геофізична вивченість Великобубнівського газоконденсатного родовища**

Великобубнівське газоконденсатне родовище має тривалу історію геолого-геофізичного вивчення, що починається з 1958 року. Перші дані щодо геологічної будови були отримані в результаті сейсморозвідувальних робіт за відбиваючими горизонтами мезозою. Подальші дослідження охоплювали як пошуково-розвідувальне буріння, так і гравіметричні та сейсмічні дослідження, результати яких дозволили виділити перспективні горизонти у відкладах нижнього карбону. В процесі досліджень було відкрито промислові притоки вуглеводнів, встановлено структуру родовища та підтверджено запаси нафти, газу і конденсату [31].

Вперше Великобубнівське підняття було виявлено у 1958 році під час проведення сейморозвідувальних досліджень методами МВХ і КМЗХ за відбиваючими горизонтами, що відповідали сеноманським і юрським відкладами мезозойської ери. У 1960 році розпочато пошуково-розвідувальне буріння на площі, яка тоді отримала назву Великобубнівська (або Талалаївська). Проте перші бурові роботи не виявили промислових скупчень вуглеводнів у пермських і верхньокам'яновугільних відкладах [33].

У період 1961–1963 років за допомогою гравіметричних і сейсмічних методів було підтверджено наявність перспективного підняття в нижньокарбовоних породах, що зумовило відновлення глибокого буріння в 1964 році. У 1967–1968 роках трест “Укргеофізика” провів серію детальних сейморозвідувальних робіт (партії 9/67 та 25/68), які дозволили виконати структурне моделювання за відбиваючими горизонтами пермі й середнього карбону [33].

Новий етап геологічного вивчення був започаткований відкриттям промислових припливів вуглеводнів у 1967 році з горизонту В-15 візейського ярусу (свердловина №2, дебіт газу – 301,2 тис. м<sup>3</sup>/добу через штуцер діаметром 15 мм). Родовищу надали статус об'єкта державного значення у 1968 році. У березні 1971 року було розпочато пробну експлуатацію нафтових покладів згідно з тимчасовою технологічною схемою дослідно-промислової розробки.

У 1975–1976 роках поновлено сейсмічні дослідження з метою глибшого вивчення геологічної будови нижньокам'яновугільних і верхньодевонських порід. В результаті цих робіт у межах Великобубнівської структури було виокремлено чотири склепінчасті елементи: Бабчинське, Лелівське, Макіївське та Рогинцівське. Із 1976 року на фоні триваючих пошуково-розвідувальних заходів розпочалася промислова розробка родовища [33].

Нафтогазоносність родовища пов'язана з піщано-алевролітовими відкладами серпуховського та візейського ярусів нижнього карбону. У межах родовища встановлено 18 окремих покладів нафти і газу, що залягають на глибинах від 2700 до 3200 метрів [7,12].

**Таблиця 1.1 Основні етапи геолого-геофізичного вивчення**

Рік / період	Подія / результати
1958	Виявлення Великобубнівського підняття сейсморозвідувальними роботами МВХ та КМЗХ.
1960	Початок буріння на Талалаївській (Великобубнівській) площі.
1961–1963	Підтвердження наявності підняття у відкладах нижнього карбону.
1964	Відновлення глибокого буріння.
1967–1968	Детальні сейсмічні роботи тресту “Укргеофізика”.
1967	Отримання промислових припливів газу зі свердловини 2 (горизонт В-15).
1968	Включення родовища до державного балансу.
1971	Початок пробної експлуатації.
1975–1976	Встановлення чотирьох структур: Бабчинське, Великобубнівське, Макіївське, Рогинцівське.
1992	Розробка проекту експлуатації УкрДІПРОНДІнафта.
1995	Затвердження запасів ДКЗ (протокол № 269).
2006	Переінтерпретація матеріалів ГДС (система ИНГЕФ, ВАТ “Укрнафта”).
2008–2009	Введення свердловин 124, 125, 132, 133. Початок розробки горизонтів С-4, С-5.
2009	Проект дослідно-промислової розробки горизонтів С-4 і С-5, уточнення геомоделі.

Подальше вивчення геологічної будови родовища здійснювалося на основі постійного оновлення та переосмислення геофізичних даних. Особливу роль відіграли сейсмічні дослідження, результати яких дали змогу уточнити геологічну модель покладів, виокремити нові горизонти продуктивних відкладів, а також встановити просторову структуру окремих склепінь у межах родовища. Саме інтеграція геофізичних і геолого-промислових даних дозволила визначити межі продуктивних зон і провести підрахунок запасів вуглеводнів за категоріями С1 і С2.

Роботи, виконані впродовж 2000-х років, зокрема переінтерпретація матеріалів ГДС та побудова оновленої геологічної моделі родовища, свідчать про постійне вдосконалення підходів до дослідження продуктивних горизонтів. Встановлення нових колекторських зон у серпуховських відкладах стало

основою для розробки проектів дослідно-промислової експлуатації, що включали не лише уточнення геометрії покладів, а й пропозиції щодо оптимізації схеми розробки, буріння нових свердловин та підвищення ефективності видобутку вуглеводнів [7,12].

#### **1.4. Геологічна будова Великобубнівського газоконденсатного родовища**

##### **1.4.1. Стратиграфія Великобубнівського газоконденсатного родовища**

У геологічній будові Великобубнівського родовища, беруть участь осадові породи різного віку: палеозойського, мезозойського та кайнозойського. Стратиграфічний поділ розрізу здійснювався з урахуванням даних промислово-геофізичних досліджень, палінологічних і мікрофауністичних аналізів, літологічного опису керну, а також шляхом порівняння з розрізами прилеглих площ і використанням матеріалів попередніх підрахунків запасів [33].

##### **Палеозойська ератема (PZ)**

Палеозойська ератема (PZ) представлена відкладами девонського, кам'яновугільного та пермського періодів. Кам'яновугільна система (C) охоплює всі три відділи — нижній, середній і верхній.

##### **Нижньокам'яновугільний відділ (C<sub>1</sub>)**

В межах нижнього відділу (C<sub>1</sub>) особливо важливе значення мають серпуховські відклади (C<sub>1s</sub>), у яких розкрито горизонти C-4, C-5 та C-9. Літологічно серпуховські поклади є складними: глинисті товщі з прошарками пісковиків, алевролітів, вапняків і кам'яного вугілля, при цьому колекторами виступають переважно пісковики та крупнозернисті алевроліти. Аргіліти й дрібнозернисті алевроліти відіграють роль непроникних прошарків. Товщина серпуховського ярусу змінюється в межах 137–162 м.

нафтогазоутворення. Значну роль відіграють тектонічні порушення, які створюють пастки для скупчення вуглеводнів.

Нафтогазоносні комплекси ДДЗ поділяють на кілька регіональних рівнів — від глибинних герцинських до більш молодих мезозойських. Найбільше господарське значення мають поклади газу, нафти та газоконденсату в пісковиках нижньокам'яновугільного і середньокам'яновугільного комплексів. Родовище характеризується як багатоетапне за історією формування покладів, що сприяє виявленню нових перспективних ділянок, особливо в глибших горизонтах. Завдяки цьому ДДЗ є одним з головних нафтогазоносних регіонів України з високим потенціалом подальших відкриттів.

Промислова нафтогазоносність родовища асоціюється з регіонально продуктивними відкладами нижнього карбону. Загальна потужність нафтогазоносного розрізу перевищує 380 м. Перші притоки нафти та газу були зафіксовані під час випробувань пошукових і розвідувальних свердловин №2, 5, 6, 12, 13 [33].

Поклади вуглеводнів у межах нижньокам'яновугільних горизонтів приурочені до чотирьох локальних піднять, розташованих у широтному напрямку: Бабчинського, Великобубнівського, Макіївського та Рогинцівського [1].

Скупчення вуглеводнів виявлено у відкладах нижнього карбону: нафтові — в горизонтах С-4, С-5, С-9 (серпуховський ярус), газоконденсатні — у горизонтах В-15, В-16, В-17, В-18, В-19, В-20 (візейський ярус).

Рівні продуктивності зазначених горизонтів розподілені між структурними елементами: горизонти В-15 — В-20 Бабчинського та Великобубнівського склепінь; горизонти С-9 та В-19 — Макіївського склепіння; горизонти С-9, В-15 — В-17 — Рогинцівського склепіння. Оцінка запасів за цими горизонтами була затверджена ДКЗ України у 1995 році, а детальний аналіз викладено в геолого-економічному обґрунтуванні Великобубнівського родовища 2013 року [33].

вищезгаданої активної зони водообміну регіональний водоупір, утворений глинисто-карбонатною товщею верхньої юри. Продуктивні горизонти формуються в пісках і пісковиках дрібно- і середньозернистої фракції серед глинистих порід потужністю до 10–20 м. Води солоні, гідрокарбонатні кальцієво-натрієві, з мінералізацією до 10 г/л і температурою близько +30 °С.

Водоносний комплекс тріасу асоціюється з масивом слабозцементованих глинистих пісковиків, що чергуються з гравелітами та глинами. Перекривається він середньоюрськими та середньотріасовими відкладами з карбонатно-глинистим складом і окремими водоносними прошарками пісковиків та алевролітів, завтовшки менш ніж 10 м.

Комплекси палеозою охоплюють області утрудненого водообміну, представлені відкладами нижньої пермі, всього карбону і девону в межах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) [26]. Водоносний комплекс нижньої пермі та верхнього карбону розвинений у піщано-алевролітових пластах потужністю 1–30 м і містить до 10–13 водоносних горизонтів. Води з свердловин №5, 14, 16, 19 мають високий напір, з дебітами до 100 м<sup>3</sup>/добу і більше. Мінералізація становить 109–140 г/л, склад — розсол хлоркальцієвого типу. Температура близько +50 °С, вміст йоду — 2–3 мг/л, бромю — 54–236 мг/л. Зафіксовано також наявність розчинених газів (азот, метан, до 3% пентанів та вищих УВ) [33].

Схожими характеристиками володіють води верхньокам'яновугільних порід, зокрема з інтервалу 1998–2002 м у свердловині №1, дебіт якої склав 68 м<sup>3</sup>/доба. Мінералізація вод — 155 г/л, тип — хлоркальцієвий, метаморфізація — 0,83, вміст йоду — 3 мг/л, бромю — 406 мг/л.

Середньокам'яновугільний водоносний комплекс представлений теригенно-карбонатними породами московського і башкирського ярусів. Водоносні пласти, крім пісковиків і алевролітів, охоплюють також вапняки так званої "башкирської плити", які добре простежуються по площі. Мінералізація до 247 г/л, підвищений вміст сульфатів, йоду (до 9 мг/л) і бромю (до 406 мг/л).

Температура — +60...+75 °С. Дослідження проведені в свердловинах №1, 5, 7, 19 [13].

Найбільш вивченим є нижньокам'яновугільний водоносний комплекс, з яким пов'язані поклади нафти й газу. Він розділений з вищезалягаючими товщами регіональним флюїдоупором з глинисто-карбонатної товщі серпуховського та нижньої частини башкирського ярусів (до 200 м). Комплекс включає до 9 водоносних горизонтів-колекторів із відмінностями у літолого-фізичних властивостях, але зі схожою мінералізацією та складом пластових вод.

Води горизонту С-9 (серпуховський ярус), представленого глинистими пісковиками й алевролітами, отримані у свердловинах №23, 121, 127–132 на Рогинцівському піднятті. Мінералізація — 156,2–240,6 г/л, густина — 1102–1172 кг/м<sup>3</sup>, тип — хлоркальцієвий. Йод — 4,12–12,68 мг/л, бром — 13,32–199,8 мг/л. Результати випробувань, зокрема у законтурній свердловині №15 (2925–2930 м), свідчать про потенційну енергетичну значимість горизонту: дебіт води становив 182 м<sup>3</sup>/добу при динамічному рівні понад 460 м [33].

Із горизонту С-4 пластову воду отримано в свердловині №123. Вона подібна за складом до вод горизонту С-9: мінералізація — 157,1 г/л, густина — 1105 кг/м<sup>3</sup>, хлоркальцієвий тип, вміст йоду — 4,23 мг/л, бром — 42,62 мг/л [33].

### 1.5 Висновки до розділу 1

1. Великобубнівське нафтогазоконденсатне родовище є одним із важливих об'єктів у межах Дніпровсько-Донецької западини, де зосереджені значні ресурси вуглеводнів у продуктивних відкладах нижнього карбону, що забезпечує його високу промислову перспективність.
2. Основна нафтогазоносність родовища пов'язана з горизонтами В-15, В-16, В-17, В-18, В-19 і В-20 візейського ярусу, а також із серпуховськими горизонтами С-4, С-5, С-9, у яких виявлено як нафтові, так і газоконденсатні поклади.

3. Розподіл покладів контролюється локальними підняттями — зокрема Великобубнівським склепінням, яке є одним із чотирьох ключових структур у межах родовища, що формують природні пастки для скупчення вуглеводнів.
4. Враховуючи багатоярусну будову продуктивних пластів і підтверджену нафтогазоносність, родовище має значний потенціал для подальшої геологорозвідки та розширення експлуатаційних меж.

## **РОЗДІЛ 2. ОЦІНЮВАННЯ ЛІТОЛОГІЇ ТА ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ПАРАМЕТРІВ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ ВЕЛИКОБУБНІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА**

### **2.1 Методика і об'єм проектованих робіт**

Дослідження літолого-стратиграфічних характеристик та фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних горизонтів Великобубнівського газоконденсатного родовища виконувалось на основі комплексного аналізу геолого-геофізичних, промислово-геофізичних та петрофізичних даних.

Методичний підхід включав такі основні етапи:

1. Збір та аналіз геолого-геофізичних матеріалів — використовувались дані буріння, каротажних досліджень, геофізичних розрізів свердловин, а також паспортизація продуктивних горизонтів В-15, В-16, В-17, В-18, В-19, В-20. Особливу увагу приділено стратиграфічній узгодженості розрізу та структурно-тектонічному положенню колекторів.

2. Петрофізична інтерпретація — проводився аналіз пористості, проникності, насиченості, ефективної потужності та типів колекторських порід. Розрахунок фільтраційно-ємнісних параметрів здійснювався на основі даних лабораторних досліджень керну (де доступно) та результатів промислових досліджень пластів.

3. Оцінювання літології та фільтраційно-ємнісних параметрів продуктивних горизонтів, встановлено зміну фацій по площі та в розрізі, визначено умови формування порід-колекторів.

Обсяг виконаних робіт включає обробку та аналіз матеріалів по 12 свердловинах родовища, складання та аналіз літолого-стратиграфічних колонок та систематизацію даних у вигляді таблиць, діаграм та графіків для подальшої інтерпретації.

Отримані результати дозволили визначити ефективні зони продуктивних колекторів, оцінити їхній фільтраційний потенціал та надати рекомендації щодо подальшого вивчення і освоєння родовища.

### **2.1.1 Обґрунтування постановки робіт**

Великобубнівське газоконденсатне родовище розташовано в межах Охтирського нафтогазопромислового району, де розташовані також наступні вуглеводневі родовища Турутинське, Скороходівське, Волошківське, Ромашівське, Сологубівське, Миколаївське, Перекопівське, Анастасівське, Липоводолинське, Південно-Панасівське.

Одним із прикладів є Талалаївське нафтогазоконденсатне родовище, де виявлені продуктивні горизонти в межах нижнього карбону, аналогічні до Великобубнівського родовища. У межах родовища встановлено поклади газу, нафти й конденсату, зосереджені переважно в пісковиках і алевролітах серпуховського та візейського ярусів. Талалаївське родовище слугує підтвердженням високої перспективності північно-західного крила Охтирського району, що додає обґрунтування для детального дослідження суміжних структур, зокрема Великобубнівської.

Виявлені газоконденсатні поклади у межах Великобубнівського газоконденсатного родовища приурочені до горизонтів В-15, В-16, В-17, В-18, В-20 нижньокам'яновугільних відкладів та встановлено поклади нафти в горизонтах С-4 і С-5 серпуховських відкладів нижнього карбону.

Родовище відкрито в 1967 році свердловиною 2, в якій при випробуванні інтервалу 2994-2986 м (продуктивний горизонт В-15) отримано приплив газу дебітом 301,2 тис. м<sup>3</sup>/д. В 1971 році введено в дослідно-промислову розробку, з 1976 року проводиться його промислова розробка [33].

Промислова нафтогазоносність родовища пов'язана з регіонально продуктивними нижньокам'яновугільними відкладами. Встановлено 18 покладів нафти та газу в піщано-алевролітових горизонтах серпуховського та візейського ярусів нижнього карбону. Поклади вуглеводнів, пов'язані з

продуктивними горизонтами нижнього карбону, контролюються чотирьома структурами-підняттями, які простягаються з північного заходу на південний схід – Бабчинським, Макіївським та Рогинцівським.

У 2007-2008р почато експлуатацію нафтових горизонтів С-4 та С-5 серпуховських відкладів свердловинами [1].

### **2.1.2 Система розміщення свердловин**

При проєктуванні буріння нових свердловин важливу роль відіграє тип системи їх розміщення, що впливає на ступінь охоплення покладу, ефективність видобутку та гідродинамічну стабільність. Найбільш поширеними є рядна, віялова, контурна та кущова системи. Наприклад, контурна схема дозволяє рівномірно обмежити поклад і підтримувати оптимальний тиск у пласті, тоді як кущова використовується в умовах обмеженої площі та зменшує витрати на облаштування майданчика [15].

Вибір конкретної системи розміщення свердловин залежить від геологічної будови родовища, гідродинамічних умов, типу флюїду (нафта, газ, конденсат) і стадії розробки. У межах Дніпровсько-Донецької западини, зокрема в таких родовищах, як Сахалінське, Качанівське та Рибальське, часто використовують кущові схеми, які забезпечують ефективне дренування продуктивної площі з мінімальним впливом на навколишнє середовище [15]. У Великобубнівському родовищі, зважаючи на багатоярусну структуру покладів і локальні підняття, застосування комбінованих систем (контурно-кущових) є найбільш доцільним для оптимізації експлуатації.

У результаті пошукових, розвідувальних та експлуатаційних робіт на досліджуваній території пробурено тридцять одну свердловину, з них одна пошукова свердловина (13), шість – розвідувальних свердловин (12, 14, 15, 23, 31, 139) та двадцять чотири – експлуатаційні (103, 106, 109, 110, 114, 120-135, 137, 138, 140). Глибини свердловин змінюються від 2918м до 3900 м. Загальний об'єм експлуатаційного буріння складає 72302 м[3].

Станом на 01.01.2013 р. в експлуатації знаходилося двадцять три свердловини, з них на нафтові горизонти: С-4 (124, 125, 134, 138), С-5 (31, 132, 133), С-9 (23, 114, 120, 121, 122, 126, 127, 128, 130, 131, 135) серпуховських відкладів. Решта на газоконденсатні горизонти В-15 – В-20 візейських відкладів нижнього карбону (109, 110, 123, 137, 140)[33].

### **2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження родовища**

Для вивчення геологічної будови, літологічного складу та колекторських властивостей порід у розрізах свердловин Великобубнівського родовища застосовано комплекс геофізичних методів, які охоплюють як електричні, так і акустичні, радіоактивні та термогідродинамічні дослідження. Комплексність застосованих методів дозволила отримати достовірні дані про параметри продуктивних пластів, необхідні для визначення запасів нафти і газу.

До основних методів дослідження належать:

Електричні методи: стандартний каротаж (СК), бокове каротажне зондування (БКЗ), боковий каротаж (БК), мікрокаротаж (МК), боковий мікрокаротаж (БМК), індукційний каротаж (ІК);

Акустичні методи: акустичний каротаж (АК), акустичний цементометр (АКЦ);

Радіоактивні методи: гамма-каротаж (ГК), нейтронний гамма-каротаж (НГК), імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК);

Газовий каротаж, термометрія, інклінометрія;

Кавернометрія і профілеметрія (КВ, ПМ);

Прямі методи: випробування пластів на каротажному кабелі (ОПК), на трубах (ВПТ), відбір керну (СКО) [6,32].

Геофізичні дослідження виконувались відповідно до технічних інструкцій і геолого-технічного наряду, з урахуванням глибини свердловини, її конструкції та фізико-хімічних параметрів бурового розчину. Матеріали ГДС у більшості випадків відповідали вимогам стандартів, що дозволило провести інтерпретацію з високим ступенем точності.

Для кореляції, виділення колекторів і загального аналізу розрізу використовувались криві СК, БКЗ, БК, АК, ГК і НГК, які реєструвались у масштабі глибин 1:500 та 1:200.

**Таблиця 2.1 Методи промислово–геофізичних досліджень**

Метод	Мета проведення
Стандартний каротаж	Розчленування і кореляція розрізів свердловин, виділення колекторів, уточнення стратиграфічних меж і тектонічних порушень, визначення питомого електричного опору, самочинних потенціалів.
Бокове каротажне зондування (БКЗ)	Визначення питомих електричних опорів пластів і характеру їх насичення, виявлення глинистості, реєстрація ПС для виділення колекторів.
Боковий каротаж (БК)	Літологічне розчленування розрізу, виділення колекторів, визначення характеру насичення, уточнення ефективних товщин, завдяки великому радіусу дослідження зонда.
Індукційний каротаж (ІК)	Визначення питомого опору порід, характеристика насичення низькоомних колекторів, виявлення водонафтового контакту, мінімальний вплив бурового розчину.

## Продовження таблиці 2.1

Боковий мікрокаротаж (БМК)	Уточнення літологічного складу, визначення підрахункових параметрів, виділення меж пластів з мінімальним впливом свердловини.
Мікрокаротаж (МК)	Детальне розчленування продуктивних пісковиків, виявлення тонких непродуктивних прошарків, оцінка однорідності продуктивного горизонту.
Акустичний каротаж (АК)	Оцінка пористості, літології, кореляція розрізів, контроль якості цементування, висока точність завдяки лінійній залежності між $\Delta T$ і пористістю.
Радіоактивний каротаж (РК)	Літологічне розчленування, кореляція свердловин, виділення колекторів, визначення глинистості, пористості та насиченості пластів.
Кавернометрія і профілометрія	Визначення фактичного діаметра свердловини, розрахунок об'єму затрубного простору, уточнення геологічного розрізу.
Імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК)	Виділення продуктивних пластів, визначення меж флюїдних контактів, запис інтегральних і диференційованих кривих.
Інклінометрія	Контроль напрямку буріння.
Термометрія (ТК)	Контроль технічних процесів, виявлення працюючих пластів, реєстрація геотермічного градієнта.

Завершення таблиці 2.1

Газовий каротаж	Виявлення нафтонасичених інтервалів, аналіз проб глинистого розчину для якісної оцінки.
Випробування пластів	Визначення типу флюїду, фільтраційних властивостей, ефективних товщин, характеристика насичення і граничних властивостей.
Відбір проб	Уточнення літологічної характеристики, визначення колекторських властивостей, лабораторне дослідження пористості і складу.
Контроль цементажу (ОЦК, АКЦ)	Визначення висоти підйому цементу, оцінка герметичності цементного кільця, зчеплення цементу з породою.
Перфорація	Розкриття продуктивних пластів після спуску колон, визначення інтервалів перфорації за результатами ГК.
Каротажні станції	Використовуються для повного комплексу геофізичних досліджень, дозволяють визначити ефективні товщини, ємкісно-фільтраційні властивості та характер насичення.

Показники електроопору, пористості, глинистості, насичення та інші параметри фіксувались із застосуванням зондів різної конфігурації. Акустичні і нейтронні методи застосовувались переважно для уточнення глибини розташування продуктивних пластів, контролю якості цементажу та виділення зон насичення. Особливу роль у дослідженнях відіграють методи бокового і

мікрокаротажу, які дозволяють з високою точністю визначити межі пластів, їхню ефективну товщину та рівень проникності. Індукційний каротаж забезпечував оцінку питомого опору пластів навіть у свердловинах, заповнених високомінералізованими буровими розчинами. Газовий каротаж, проведений як у процесі буріння, так і після нього, застосовувався для ідентифікації нафтонасичених інтервалів.

У частині свердловин (№13, 14, 15, 31, 103, 121, 125, 128, 131, 135) комплекс ГДС виявився неповним, що частково ускладнювало інтерпретацію даних. Однак виконаний обсяг досліджень дозволив детально розчленувати геологічний розріз, виділити продуктивні горизонти, провести стратиграфічну кореляцію і визначити основні фільтраційно-ємнісні характеристики пластів [16].

Оцінка якості ГДС показала, що результати досліджень переважно відповідають вимогам інструкцій. Проте, в окремих випадках технічні та конструктивні особливості свердловин (наприклад, застосування висококальцієвих бурових розчинів) впливали на точність методів, зокрема електричних. Застосування нефокусованих зондів (БКЗ, МК, ПС) у таких умовах могло давати занижені значення опору, що викликало потребу в редагуванні результатів [16].

#### **2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів на родовищі**

Відбір керна, шламу і флюїдів є одним із ключових етапів геолого-технічного дослідження нафтогазових родовищ. Керн — це суцільна колонка породи, яка витягується зі стовбура свердловини за допомогою спеціальних кернавідбірників. Він дає найбільш повну і достовірну інформацію про літологічний склад, структуру, пористість, тріщинуватість і нафтогазонасиченість пластів. Відібраний шлам — подрібнені уламки гірських порід, винесені на поверхню буровим розчином — також служить джерелом геологічної інформації, особливо коли відбір керна є ускладненим або недоцільним. Шлам зазвичай відбирають кожні 5–10 метрів при бурінні, його

аналіз дає змогу виявити зміни літології та визначити глибини продуктивних інтервалів [23].

Відбір пластових флюїдів (нафта, газ, вода) здійснюється за допомогою випробувачів пластів на каротажному кабелі або трубах. Це дозволяє визначити тип і склад флюїду, який насичує породу, а також оцінити її фільтраційно-ємкісні властивості. Зразки флюїдів аналізують у лабораторіях для визначення вуглеводневого складу, вмісту води, солей, газів та інших домішок. Така інформація критично важлива для розрахунку запасів, проєктування розробки родовища і вибору оптимального способу експлуатації. У комплексі з геофізичними даними, результати відбору керна, шламу і флюїдів дозволяють створити надійну геолого-гідродинамічну модель продуктивного горизонту [23].

Одним із ключових завдань під час буріння свердловин є отримання достатнього об'єму кернового матеріалу, який слугує основою для стратиграфічного й літологічного аналізу розрізу, а також для вивчення колекторських властивостей продуктивних пластів. На Великобубнівському родовищі керн відбирали переважно в пошукових, розвідувальних і частково в експлуатаційних свердловинах. Освітлення розрізу керном є нерівномірним — більшість зразків було отримано з продуктивних інтервалів.

Інформація про проходку та обсяги винесеного керну в межах пошукових і розвідувальних свердловин Великобубнівського родовища наведена у таблиці 2.2.

У процесі пошукового та розвідувального буріння загальна проходка з відбором керну склала 2918 м, що становить 5,3 % від сумарної довжини буріння (54574 м). Із цієї довжини було фактично відібрано 864,5 м керну, що дорівнює 29,6 % від проходки з передбаченим кернуванням.

Основна частина керну відбиралася з серпуховських відкладів у межах продуктивного горизонту С-9. Крім того, керн із горизонту С-4 було отримано зі свердловин №124, 125, 126 і 139. Зокрема, у свердловині 124 відібрано три зразки з інтервалу 2945–2950 м; у свердловині 125 — 14 зразків з інтервалів

Лабораторні дослідження, проведені на родовищі, є невід'ємною частиною комплексної оцінки колекторських властивостей порід. Основним об'єктом аналізу є керн, шлам та проби пластових флюїдів, відібрані зі свердловин у процесі буріння. У лабораторних умовах досліджуються фізичні (пористість, проникність, щільність), петрофізичні та геохімічні властивості гірських порід. Ці дослідження дозволяють встановити якісні й кількісні характеристики продуктивних пластів, зокрема ступінь насичення нафтою або газом, тип флюїду та його рухливість. Проводиться також мінералогічний аналіз та мікроскопічне вивчення тонких шліфів для визначення складу породи і цементуючих речовин [31].

Окрему увагу приділяють дослідженням пластових флюїдів, які аналізуються на вміст води, солей, газів, фракційний і компонентний склад вуглеводнів. Отримані дані є базовими для побудови гідродинамічної моделі родовища, розрахунку запасів вуглеводнів, а також прийняття рішень щодо способу та технології його розробки. Лабораторні результати також слугують джерелом інформації для калібрування геофізичних даних, що підвищує точність інтерпретації каротажних кривих.

Продуктивні горизонти родовища приурочені до серпуховських відкладів, у межах яких виділяються горизонти С-4 і С-5. Кожен із них сформований переважно з пісковиків і алевролітів із вкрапленнями аргілітів і вапняків. Щільні прошарки, представлені глинистими алевролітами та аргілітами, чітко фіксуються за даними геофізичних досліджень свердловин. Горизонти мають гарну кореляцію в міжсвердловинному просторі, простежуються на значні відстані та мають чітко виражену стратиграфічну структуру. У середині окремого горизонту може бути один-два або більше продуктивних пластів, розділених непроникними пачками аргілітів, які виконують роль покришок і сприяють збереженню скупчень вуглеводнів [11,12,13].

Керновий матеріал із горизонту С-4 було відібрано в свердловинах №124, 125, 126 та 139. Результати визначення фізичних властивостей порід з цих інтервалів наведені в таблиці 2.3. Відкрита пористість визначалась методом

фільтраційні властивості. Разом ці параметри дозволяють створити точну геолого-гідродинамічну модель покладу та приймати технічно обґрунтовані рішення щодо його освоєння. Визначення карбонатності проводилось шляхом вимірювання об'єму вуглекислого газу, що виділився при взаємодії породи (попередньо відекстрагованої, висушеної і зваженої) з соляною кислотою в апараті Кларка [18].

Результати розрахунків приводились з допущенням, що карбонати в породі представлені тільки карбонатом кальцію ( $\text{CaCO}_3$ ).

### **2.1.6 Аналіз літології та фільтраційно-ємнісних параметрів продуктивних горизонтів**

Оцінка покладів Великбубнівського нафтогазоконденсатного родовища базується на результатах геологічних і геофізичних досліджень, буріння та випробування свердловин. На родовищі підтверджено наявність продуктивних пластів, пов'язаних з палеозойськими осадовими породами, зокрема карбонатними та терригенними відкладами.

Каротажні та лабораторні дослідження керну свідчать про сприятливі властивості порід-колекторів: відкрита пористість досягає 18–24 %, проникність — до  $400 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

У горизонтах С-4 і С-5 серпуховських відкладів нижнього карбону на Великобубнівському нафтогазоконденсатному родовищі були виявлені поклади нафти. Запаси нафти і розчиненого газу цих горизонтів, які обмежені Рогінцівським підняттям.

Колектори серпуховських відкладів Великобубнівського родовища представлені головню пісковиками та крупнозернистими алевролітами. Згідно з класифікацією А.А. Ханіна (табл.2.3), за ефективною пористістю та проникністю, колектори родовища належать до I–V класів, причому домінують II, III та IV класи та мають поровий тип [31,32].

Класифікація враховує тип порід, ефективну пористість та проникність, оцінюючи колектор за комбінацією цих фізико-фільтраційних характеристик

Продуктивний горизонт С-4 характеризується потужністю 6–10 м. Колектор - один або двома пласти слабозцементованих пісковиків і алевролітів. Пісковики - сірого або світло-сірого забарвлення, кварцові і польовошпатові. Зустрічаються включення вуглистої речовини, аргілітові прошарки, уламки кременистих порід, зерна польових шпатів, мусковіт, гідратований біотит, сфен і циркон.

Уламковий матеріал переважно напівокатаний, кутуватий, кородований. Зерна відсортовані середньо або добре. Цемент гідрослюдиисто-каолінітовий, розподілений нерівномірно, має поровий або контактнo-поровий тип. Його структура варіюється від тонкодисперсної до дрібноагрегатної. Вміст глинистого цементу складає 10–12 %, місцями зростає до 20–25 % у щільних різновидах.

У колекторах з незначною глинистістю формується кварцовий регенераційний цемент із системою дрібних пор. Також присутній карбонатний цемент (5–7 %) — переважно кальцит, рідше доломіт у формі пойкилобластів. Алевроліти мають аналогічний склад уламкового матеріалу та цементу.

За результатами лабораторного дослідження керна, відкриту пористість пісковиків горизонту С-4 встановлено в межах 13,3–30,9 %, у середньому — 22 % (27 зразків). Проникність варіюється від  $0,362 \cdot 10^{-3}$  до  $803,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, середнє значення —  $214,9 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Карбонатність — 2,1–8,6 % [33].

Поровий простір утворений переважно успадкованими порами розміром 15–20 мкм, інколи до 40–60 мкм, особливо в слабо глинистих різновидах. У більш глинистих колекторах (до 20 %) переважають внутрішньоцементні пори до 10 мкм, іноді пори виносу каолініту — до 60–100 мкм [33].

Пісковики та алевроліти горизонту С-5 подібні до порід горизонту С-4 за складом уламкового матеріалу, відсортованістю, типом цементу. Проте через нестачу керну пористість і проникність не визначалися.

Роль покришок виконують стійкі товщі аргілітів, які перекривають колектори та забезпечують збереження вуглеводнів у межах покладів. Аргіліти темно-сірі до чорних, вапнякові, іноді слюдисті, шаруваті або грудкуваті,

містять фрагменти брахіопод і криноїдей, іноді прошарки вапняків, вугілля, щільних пісковиків і алевролітів. Дані щодо їх пористості та проникності відсутні. Товщина покришок становить 8–15 м.

Покришки на родовищі - товщі аргілітів, темно-сірих до чорних, вапнякових, іноді слюдистих, шаруватих або грудкуватих, що містять фрагменти брахіопод і криноїдей, іноді прошарків вапняків, вугілля, щільних пісковиків і алевролітів. Товщина 8–15 м.

Родовища вуглеводнів контролюються чотирма купольними структурами, що простягаються з північного заходу на південний схід: Бабчинський, Великбубнівський, Макіївський та Рохинцівський..

Глибина експлуатаційного шару становить від 2950 до 3203 метрів.

За результатами лабораторних досліджень зразків керну, відкрита пористість шарів пісковика С-4 і С-5 становить від 13,3% до 30,9%, із середнім показником 22% для 27 зразків. Проникність коливається від  $0,362 \times 10^{-3}$  до  $803,0 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, із середнім значенням  $214,9 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

## 2.2 Підрахунок запасів нафти Великобубнівського родовища

Методика підрахунку запасів визначається з урахуванням геологічної будови родовища, рівня його вивченості, властивостей колекторів продуктивних пластів, фізико-хімічних характеристик нафти й розчиненого газу, типу пластового режиму, а також стадії розробки та обсягу наявної інформації.

З огляду на геологічні особливості та ступінь розвіданості горизонтів Великобубнівського родовища найбільш доцільним для оцінки запасів нафти і розчиненого газу є об'ємний метод [14].

Об'ємний підрахунок початкових загальних запасів нафти проводився за формулою М.А. Жданова (2.1) [14].:

$$Q_H = F \times h \times \varphi \times K_H \times \rho_H \times K_P, \quad (2.1)$$

де:

$Q_H$  — загальні запаси нафти, тис. т;

$F$  — площа нафтоносності, тис.  $m^2$ ;

$h$  — нафтонасичена товщина пласта, м;

$\phi$  — коефіцієнт відкритої пористості, частка;

$K_n$  — коефіцієнт нафтонасиченості, частка;

$\rho_n$  — густина нафти в стандартних умовах,  $kg/m^3$ ;

$K_p$  — перерахунковий коефіцієнт, що враховує усадку нафти ( $K_p = 1/v$ , де  $v$  — об'ємний коефіцієнт пластової нафти).

Початкові видобувні запаси нафти обчислювали за формулою (2.2):

$$Q_v = Q_n \times \eta_n, \quad (2.2)$$

де:

$Q_v$  — видобувні запаси нафти, тис. т;

$\eta_n$  — коефіцієнт вилучення нафти, частка.

Початкові загальні запаси газу, розчиненого в нафті, підраховували за формулою (2.3)[14].:

$$V_\Gamma = Q_n \times R_\Gamma, \quad (2.3)$$

де:

$V_\Gamma$  — початкові загальні запаси розчиненого газу, млн  $m^3$ ;

$R_\Gamma$  — початковий вміст розчиненого газу в нафті,  $m^3/t$ .

Видобувні запаси розчиненого газу визначали за формулою (2.4):

$$V_v = V_\Gamma \times \eta_\Gamma, \quad (2.4)$$

де

$V_v$  — видобувні запаси розчиненого газу, млн  $m^3$ ;

$\eta_\Gamma$  — коефіцієнт вилучення розчиненого газу, частка.

Розрахунки запасів нафти і розчиненого газу для горизонтів С-4 і С-5 виконувалися (табл.2.5).

5. Згідно з класифікацією А.А. Ханіна, колектори родовища віднесені до класів I–V, що свідчить про наявність як високоякісних, так і знижених за фільтраційними властивостями порід. Найбільше поширення мають колектори II, III та IV класів — із середньою та зниженою ефективною пористістю й проникністю.

6. Через ступінь розвіданості й геологічну складність структури, для визначення початкових запасів нафти та розчиненого газу було обґрунтовано застосування об'ємного методу (за формулою М.А. Жданова). Початкові запаси нафти в пластах С-4 і С-5 становлять 469 000 тонн, з яких видобувні запаси становлять 303 000 тонн, класифіковані як категорія С1 (код категорії 111+221). Початкові запаси розчиненого газу в пластах С-4 і С-5 складають: загальні запаси 63 млн кубічних метрів, з яких видобувні запаси становлять 28 млн кубічних метрів, класифіковані як категорія С1 (код категорії 111+221).

## **РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ ТА РЕЖИМІВ БУРІННЯ**

### **3.1 Гірничо–геологічні умови буріння**

Гірничо-геологічні умови безпосередньо залежать від фізико-механічних характеристик порід — їх твердості, буримості, тріщинуватості. Ці параметри визначають вибір доліт, конструкцію бурової колони, режими буріння та інтенсивність подачі бурового розчину.

Тип порід (м'які осадові або тверді магматичні/метаморфічні) впливає на вибір способу буріння (роторний, перкусійний) та типу долота (твердосплавне, алмазне). Наприклад, для гранітів і кварцитів потрібні алмазні бурові коронки, у тоді як для пісків та глин — стандартні роторні долота й обсадні труби для запобігання обвалу стінок [23].

Тріщинуватість і наявність глинистих мінералів (монтморилоніт, хлорит) можуть призводити до нестабільності стінок, гідратації глин, виникнення зон обвалу. У таких умовах можливі проблеми з циркуляцією й утриманням бурового розчину.

Прогноз імовірних ускладнень базується на аналізі бурових умов, характерних для суміжних родовищ [23].

Під час буріння свердловин можливе виникнення низки ускладнень, зокрема поглинання бурового розчину, звуження стовбура, обвалів стінок свердловини, осипання нестійких порід, а також утворення сальників, каверн і жолобів, що в окремих випадках супроводжуються нафтогазопроявами [33].

Кайнозойські відклади у межах родовища складені переважно піщано-глинистими породами, які схильні до осипання та втрат циркуляції бурового розчину.

У розрізах крейдової системи можливе набухання крейдових порід, що призводить до звуження стовбура свердловини, прихватів і затяжок бурильного інструменту, а також до поглинання бурового розчину.

У юрських відкладах ймовірно збагачення розчину глинистою фазою, що знижує його технічні властивості. Тут також спостерігаються звуження свердловини й прихвати інструменту.

У тріасових і пермських відкладах часто відзначаються каверноутворення та зменшення діаметра стовбура свердловини внаслідок нерівномірної міцності порід.

Верхньокам'яновугільні відклади представлені аргілітами, алевролітами, пісковиками й карбонатними породами. При їх розбурюванні можуть виникати поглинання бурового розчину, обвали порід та утворення каверн.

Нижньокам'яновугільні породи характеризуються підвищеною нестійкістю стінок свердловини, що спричиняє їх осипання, звуження стовбура, прихвати інструменту та часткові поглинання розчину. У разі відхилення параметрів бурового розчину від проектних — можливі також нафтогазопрояви.

### **3.2. Обґрунтування конструкції свердловини**

Конструкція свердловини — це послідовне поєднання обсадних колон і інтервалів відкритого стовбура, що визначає її геометричну, технічну і функціональну будову. Вона розробляється з урахуванням геолого-технічних умов району буріння, очікуваних тисків і температур, характеру флюїдів, міцнісних характеристик порід, а також глибини цільового горизонту. Конструкція має забезпечити механічну стабільність стовбура, ізоляцію водоносних та продуктивних пластів і можливість ефективної експлуатації родовища [23].

Основними елементами конструкції свердловини є: напрямна колона, що встановлюється на невеликій глибині для стабілізації початкового інтервалу; кондуктор, який перекидає нестійкі та водоносні зони; технічна колона, що

родовищі. Свердловини мають різну глибину — від 2918 м (свердловина №126) до 3141 м (свердловина №125). В більшості випадків конструкція включає чотири колони: напрямну діаметром 426 мм, кондуктор 324 мм, технічну колону 245 мм і експлуатаційну колону 168×146 мм. Глибини спуску колон відповідають геологічним умовам і конфігурації цільового горизонту.

Звертає на себе увагу, що в деяких свердловинах (наприклад, №132) відсутня напрямна колона — ймовірно, через використання похило-спрямованої конструкції з глибшим спуском кондуктора. Найглибше зафіксовано спуск експлуатаційної колони в свердловинах №124, 125 і 138 — відповідно на 3070 м, 3118 м і 3039 м, що узгоджується з глибоким заляганням продуктивних пластів.

### **3.3. Підбір режиму буріння свердловин**

При бурінні свердловин на Великобубнівському родовищі четвертинні та відклади палеогена перекривались направленням 426 мм до глибини 19 – 50 м, кондуктором 324 мм до глибини 349 – 1071 м.

Крейдові, юрські, тріасові, пермські і відклади верхнього карбону перекривались проміжною (технічною) колоною 245 мм до глибини 1606 – 2080 м. При досягненні проектної глибини свердловини обсаджувались експлуатаційною колоною діаметром 146 – 168мм.

Кондуктор, технічна і експлуатаційна колони цементувалась до гирла.

Продуктивну частину розрізу розбурювали долотами 188 мм та 215,9 мм з використанням глинистих розчинів. В процесі буріння свердловин розчин оброблявся хімреагентами. В основному буріння проводилось на крейдових висококальцієвих розчинах. Для обважнення промивних рідин до густини 1,3 г/см<sup>3</sup>, зниження в'язкості і поповнення крейдових висококальцієвих розчинів використовувалась крейда. Для пониження в'язкості і водовіддачі промивної рідини застосовувались такі реагенти, як ПУЩР, КССБ, КМЦ, МК, крохмаль, Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, ТИФИ [33,22].

### 3.4. Характеристика бурових розчинів

Бурові розчини — це складні багатокомпонентні дисперсні системи (суспензії, емульсії, аеровані рідини), що виконують низку ключових функцій під час буріння: очищення стовбура від шламу, охолодження і змащення долота, створення необхідного гідростатичного тиску, стабілізації стінок та захисту склонів від проникнення пластових флюїдів [23]. Існує кілька базових типів: глинисті (на бентонітовій основі), безглинисті (хімічні гелі), полімерні, а також емульсійні та на вуглеводневій основі. Кожен тип має специфічні властивості — густину, в'язкість, фільтраційні характеристики — що впливають на його ефективність залежно від глибини буріння та типу порід.

Різні породи та глибини буріння вимагають застосування певного складу бурового розчину. Наприклад, у кресідованих чи глинистих відкладах використовують інгібовані або полімерно-глинисті розчини, щоб запобігти набуханню глини і прихватам бурильного інструменту. У жорстких піщано-алевритових шарах переважно застосовують водні або емульсійні розчини з високою стійкістю фільтраційної кірки, що створюють надійний захист стінок промитої зони. Високі тискові умови глибоких свердловин також диктують використання безглинистих чи нафтова емульсійних систем — вони забезпечують точне регулювання параметрів гідростатичного режиму й мінімізують фактори ризику з боку пластових флюїдів.

У якості змащувальних добавок до бурових розчинів використовувалися різні компоненти, серед яких нафта, гудрон, графіт, петролатум та спеціалізований модифікатор СМАД-1.

Буріння і проведення каротажу в продуктивних інтервалах розрізу здійснювалися переважно із застосуванням бурових розчинів, питомий електричний опір яких при температурі пласта становив 0,12–1,2 Ом·м.

Основні параметри цих розчинів варіювались у наступних межах: густина — 1,16–1,36 г/см<sup>3</sup>, в'язкість — 30–120 с, водовіддача — 4–10 см<sup>3</sup>/30 хв, вміст піску — від 1 % до 3 % [21,33].

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

У процесі промислової розробки родовища потенційними об'єктами впливу виступають геологічне середовище, повітряне і водне середовище, ґрунти, рослинність, тваринний світ, а також соціальна інфраструктура прилеглих територій [7, 8, 9]. Найбільше навантаження на геологічне середовище відбувається під час розвідки та буріння свердловин. Джерелами забруднення виступають бурові і тампонажні розчини, шлам, стічні води, продукти інтенсифікації та випробувань свердловин, а також побутові відходи. Проникнення реагентів у гірські породи може змінювати їх фільтраційно-ємнісні властивості, зокрема в зоні біля стовбура свердловини.

Для запобігання забрудненню водних об'єктів та порушення структури геологічних пластів у процесі облаштування і буріння свердловин впроваджуються такі технічні заходи [9]:

- встановлення направляючої колони для обв'язки гирла, стабілізації стовбура і захисту четвертинних відкладів та ґрунтових вод;

- спуск кондуктора для перекриття верхніх водоносних горизонтів;

- цементування обсадних колон із підняттям тампонажного розчину до гирла свердловини з метою запобігання вертикальній міграції флюїдів.

Для зменшення негативного впливу на геологічне середовище при експлуатації родовища передбачено:

- дотримання встановлених технологічних режимів роботи свердловин;

- своєчасний ремонт або заміна зношених ділянок трубопроводів;

- дотримання параметрів відбору флюїдів для запобігання водонасиченню продуктивних пластів.

Атмосферне повітря забруднюється внаслідок роботи обладнання з процесом горіння (дизельні електростанції, транспорт, факельні системи),

витоків через фланцеві з'єднання, дихальні клапани резервуарів, а також під час випробування свердловин з відкритим спалюванням газу [7, 8, 9]. Постійними джерелами забруднення є технологічні вузли – ДГЗСУ, ГЗУ-3, ГЗУ-В'юнне, а також неорганізовані джерела викидів – насосні станції, факельні амбари, зварювальні та фарбувальні пости.

У штатному режимі експлуатації техногенне навантаження на ґрунт, рослинність, фауну та води є незначним [10]. Втім, у разі порушення технологічного процесу можливе:

потрапляння нафтопродуктів та хімічних реагентів у ґрунт і воду через пошкодження герметизації;

пориви трубопроводів;

розливи ПММ;

аварійні нафтогазоводопрояви під час буріння [5, 28].

Земельні ділянки вилучаються для облаштування свердловин, будівництва доріг, технологічних комунікацій тощо. Основні джерела потрапляння забруднювальних речовин до довкілля поділяються на:

технологічні – неякісне цементування колон, витoki через фланцеві з'єднання, порушення технології випробування свердловин

аварійні – фонтани, пориви трубопроводів [5].

Щоб уникнути аварій, буріння проводиться згідно з проєктами та режимно-технологічними картами. Обов'язковим є наявність плану ліквідації аварій, що визначає перелік дій, технічних засобів, реагентів, схему інформування служб.

При витоках нафтопродуктів на поверхню ґрунту вживають заходів із локалізації: оконтурення забруднення, облаштування траншей і захисних екранів, застосування адсорбентів (гідрофобізований перліт, вермикуліт), після чого проводиться технічна та біологічна рекультивация території згідно з нормативами [5,28].

Забруднюючий потенціал бурових розчинів залежить від кількості та класу небезпечності використовуваних хімреагентів. Переважно застосовуються речовини 3–4 класу небезпеки [5].

### 3.5 Висновки до розділу 3

1. З урахуванням складної геологічної будови родовища та петрографічного складу гірських порід очікується виникнення таких ускладнень у процесі буріння: поглинання бурового розчину; звуження діаметру стовбура свердловини; обвали стінок свердловини, осипання нестійких порід, утворення сальників, каверн, жолобів, а також можливі нафтогазопрояви.
2. Виходячи з аналізу геологічної інформації суміжних родовищ, було обґрунтовано оптимальну конструкцію свердловини, яка включає: напрямну колону, кондуктор, технічну та експлуатаційну колони.
3. З метою забезпечення стабільного процесу буріння та запобігання аваріям стовбура, по всіх інтервалах буріння запроектовано відповідні параметри бурових розчинів і режими буріння, які враховують фізико-механічні властивості порід.
4. Для гарантування охорони навколишнього природного середовища і безпечного використання надр у роботі передбачено комплекс заходів, спрямованих на дотримання вимог чинного природоохоронного законодавства під час проведення бурових робіт.

ізоляція водоносних горизонтів;  
оплата за викиди в атмосферу;  
плата за водокористування;  
витрати на оренду земельних ділянок;  
утилізація та розміщення відходів.

До експлуатаційних витрат включено регулярні платежі за користування надрами, землею, водні ресурси, а також екологічний збір за забруднення довкілля.

Орієнтовна вартість комплексу природоохоронних заходів при спорудженні однієї свердловини на Великобубнівському родовищі становить 546,5 тис. грн (без ПДВ)[20]:. Це включає:

технічну рекультивацію — 179,0 тис. грн;  
гідроізоляцію амбарів — 172,0 тис. грн;  
локальний екологічний моніторинг — 72,5 тис. грн;  
контроль гранично допустимих викидів — 15,5 тис. грн;  
складання паспорта земельної ділянки — 16,5 тис. грн;  
біологічну рекультивацію — 91,0 тис. грн.

Окремо, у рамках експлуатаційної діяльності передбачені витрати на гідромоніторинг (квартальні спостереження) та контроль стану атмосферного повітря на межі санітарно-захисних зон кожного об'єкта з викидами. Їх орієнтовна щорічна вартість становить 34–35 тис. грн.

Платежі за використання природних ресурсів та за забруднення довкілля обчислюються відповідно до обсягів фактичного видобутку та кількості забруднюючих речовин, що надходять в атмосферу.

### **4.3. Висновки до розділу 4**

1. Результати аналізу техніко-економічних показників видобутку на Великобубнівському родовищі свідчать про доцільність та ефективність подальшої розробки покладів С-4 та С-5. У горизонтах С-4 та С-5 вже досягнуто певного рівня видобутку, зокрема в блоках №2 і №3, де коефіцієнти

видобутку складають 0,026 і 0,233 відповідно. У горизонті С-5 найвищий коефіцієнт видобутку — 0,277 — спостерігається в блоці №2. Це свідчить про перспективність родовища за умови подальшого впровадження інвестиційних і технологічних заходів.

2.Рентабельність виробничої діяльності на родовищі є високою: індекс прибутковості становить 14,27, коефіцієнт рентабельності — 0,91, а термін окупності капітальних вкладень — менше одного року. Сукупний чистий прибуток перевищує 1,46 млрд грн, а надходження до бюджету — понад 2,23 млрд грн. Заплановані природоохоронні заходи свідчать про відповідальне ставлення до довкілля та сталий розвиток діяльності на родовищі.

3.Загалом, реалізація проекту з розробки Великобубнівського родовища є економічно обґрунтованою, рентабельною та екологічно виваженою.

## **Розділ 5. РОЗРОБКА ЗАХОДІВ З ОХОРОНИ ПРАЦІ**

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

Забезпечення охорони праці під час буріння свердловин є обов'язковим компонентом безпечної організації геологорозвідувальних робіт. Відповідно до НПАОП 74.2-1.06-92 «Правила безпеки при геологорозвідувальних роботах та бурінні свердловин» [22] та оновлених «Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості» (Наказ № 2610 від 27.04.2023), роботодавець зобов'язаний розробити та впровадити повний комплекс заходів безпеки, спрямованих на попередження виробничого травматизму, аварій та шкідливих впливів.

Перед початком бурових робіт проводиться оцінка небезпек, проводяться інструктажі й перевірки знань працівників. Персонал повинен володіти навичками роботи з противикидним обладнанням, знати порядок дій при виникненні аварійних проявів та користуватись індивідуальними засобами захисту (ІЗЗ), що відповідають чинним нормам [4].

Умови праці під час виконання геологорозвідувальних робіт відзначаються складністю, змінністю природно-кліматичних факторів, підвищеним рівнем фізичного та психоемоційного навантаження, а також впливом техногенних і природних небезпек. Працівники, які задіяні у бурінні свердловин, геофізичних, геохімічних, гідрогеологічних дослідженнях, часто працюють у польових умовах, віддалено від інфраструктури, з обмеженим доступом до медичної допомоги [29].

Фізичне навантаження в геологорозвідці часто є високим через виконання ручних операцій (установлення приладів, переміщення вантажів, буріння вручну тощо), особливо в умовах складного рельєфу або важкопрохідної місцевості. Температурний режим (мороз, спека, дощ, вітер) прямо впливає на

працездатність та безпеку працівників, а також підвищує ризик розвитку професійних захворювань.

До шкідливих і небезпечних виробничих факторів належать: шум і вібрація від роботи бурових установок та автотехніки, пил (включаючи нафто- і кремнеземвмісний), токсичні випари з реагентів для буріння, а також ризик контакту з природними газами або нафтоносними компонентами. Часто виникає потреба у нічних роботах, що сприяє зниженню концентрації уваги та підвищенню аварійності [29].

Особливу увагу слід приділяти психоемоційному навантаженню персоналу, пов'язаному з автономністю умов праці, обмеженим побутовим комфортом та високою відповідальністю за технічні рішення. Робота змінна, нерідко вахтового типу, що впливає на біоритми організму.

У зв'язку з цим, роботодавець зобов'язаний забезпечити[4]:

періодичні медичні огляди;

спеціальне навчання та інструктажі;

надання сертифікованих засобів індивідуального захисту (одяг, взуття, респіратори, засоби від опіків, обморожень, укусу комах тощо);

облаштування побутових умов (опалення, освітлення, харчування, транспортна доступність);

контроль рівня небезпечних факторів (шум, газу, температура, вологість) згідно з гігієнічними нормативами.

Належне дотримання вимог безпеки, санітарії та охорони праці — основа збереження здоров'я працівників геологорозвідки та зниження ризиків виробничого травматизму.

Метою контролю і забезпечення безпечних умов праці є попередження і усунення відхилень від проектів, технологічних регламентів, паспортів, норм, стандартів, правил безпеки, встановленого порядку ведення робіт.

Керівники робочих груп — бригадири, бурильники, керівники команд, водії, старші працівники тощо — мають повноваження посадових осіб. Перед початком роботи вони повинні отримати завдання відповідно до правил,

перевірити обладнання, інструменти, контрольно-вимірювальні прилади та заходи безпеки в присутності членів робочої групи та інспекторів з охорони праці, записати деталі передачі зміни в журнал та прийняти рішення про початок (або продовження) роботи.

Під час роботи слід забезпечити дотримання вимог проекту, технічних процедур, інструкцій, правил безпеки та інструкцій з охорони праці. Запобігати та усувати порушення норм і правил охорони праці. Якщо порушення не можна усунути самостійно, їх слід зафіксувати в журналі охорони праці, вжити заходів для запобігання травмам і нещасним випадкам, включаючи призупинення роботи, та повідомити про це безпосереднього керівника. Якщо керівник відсутній, слід повідомити про це керівника вищого рівня. На окремо організованих робочих місцях (водії транспортних засобів, дизельні електростанції, компресорні, котельні тощо) працівники дотримуються вищезазначених процедур і несуть відповідальність за умови безпеки на робочому місці [10].

Національна інспекція праці України регулярно перевіряє бурові платформи на відповідність вимогам охорони праці. Крім того, компанії зобов'язані проводити внутрішні перевірки: щоденні перевірки інструментів, щотижневі перевірки канатів та щомісячні перевірки стану конструкцій і компонентів бурового обладнання.

## **5.2. Заходи з техніки безпеки**

Буровий майданчик має бути правильно підготовлений: вирівняний, із дотриманням відстаней від укосів і технологічних зон. При пересуванні бурової установки стріла повинна бути опущена, особливо при русі поблизу ЛЕП. Під опори не допускається підкладати каміння чи сторонні матеріали — лише сертифіковані елементи. Після завершення буріння свердловин діаметром понад 250 мм вони повинні бути герметично перекриті [4].

Робоча зона має бути обгороджена сигнальними стрічками або бар'єрами, особливо у місцях з крутими укосами або біля відкритих резервуарів. Ширина прибережної пояски — не менше 4 м. Матеріали й обладнання слід складати на безпечній відстані поза зоною зсувів.

Усе підйомне й силове обладнання (лебідки, крани, насоси, обмежувачі підйому) має бути справним і регулярно перевірятись. Канати — лише сертифіковані, із запасом міцності 5×, допускається не більше чотирьох обривів дротин у довжині, рівній діаметру каната. Обриви слід одразу усувати шляхом обрізки.

Бурильні щогли та їх конструкції повинні оглядатися не рідше одного разу на два місяці. Крім того, слід здійснювати регулярне змащення обертових частин, контроль кріплень, перевірку стану приводів та редукторів.

Для зниження негативного впливу шуму та вібрацій необхідно вчасно обслуговувати обладнання, зокрема насоси, приводи та ротори. Робітники мають бути забезпечені шумозахисними навушниками, захисним спецодягом, касками, рукавицями та відповідним взуттям.

У разі виявлення нафто- чи газопроявів, підвищеного тиску або загрози вибуху необхідно негайно перекрити устя свердловини, повідомити керівника та організувати евакуацію персоналу. Аварійно-рятувальні засоби (противикидна арматура, засоби пожежогасіння, сигнальні системи) повинні бути у справному стані та розміщені на видимих і доступних ділянках[4].

Виконання бурових робіт зі спорудження свердловин на воду має суворо відповідати затвердженим проектам, погодженим у встановленому порядку згідно з вимогами Водного кодексу України та Закону «Про використання надр». Пуск нової бурової установки дозволяється лише після проведення приймальних випробувань і оформлення комісійного акту, що складається призначеною головним інженером комісією. Технічне керівництво виконанням бурових робіт може здійснюватися виключно особами з гірничо-технічною освітою або відповідною ліцензією на ведення бурових робіт, які мають право керувати такими роботами.

Кожен працівник повинен виконувати лише ті операції, для яких він пройшов спеціальне навчання та інструктаж з техніки безпеки. Виконання інших завдань без відповідної підготовки категорично забороняється. Початок бурових робіт дозволяється лише після оформлення акту готовності установки до роботи та отримання геолого-технічного наряду на буріння.

Щомісяця бурильник проводить перевірку справності бурового обладнання й інструменту, стану робочого місця, захисних пристроїв та допоміжного обладнання, що є необхідною умовою для безпечного виконання робіт [zakononline.com.ua](http://zakononline.com.ua). Усі бурові верстати і пов'язане обладнання повинні бути заземлені відповідно до «Інструкції з облаштування заземлення пересувних будівельних механізмів», а на вводі електроживлення установки мають бути встановлені роз'єднувачі або комутаційні пристрої для повного зняття напруги з устаткування.

Освітлення бурової установки виконується при напрузі не вищій за 220 В, а перед увімкненням агрегату або інших механізмів подається попереджувальний сигнал — звуковий, світловий або умовний знак, відповідно до галузевих технічних вимог. При впровадженні нових технологічних процесів, нових видів устаткування або змін нормативної або інструктивної документації персонал проходить додатковий інструктаж з техніки безпеки .

### **5.3. Заходи з виробничої санітарії**

Виробнича санітарія — це система заходів, спрямованих на запобігання шкідливому впливу виробничого середовища на здоров'я працівників. У контексті бурових, геологорозвідувальних і добувних робіт ці заходи мають особливе значення, оскільки працівники перебувають у складних метеоумовах, зазнають впливу фізичних, хімічних і біологічних факторів.

Основними напрямками санітарного забезпечення є:

1. Роботодавець зобов'язаний забезпечити робоче середовище, що відповідає санітарним нормам щодо температури, вологості та руху повітря

згідно з ДСН 3.3.6.042-99. Влітку на майданчику мають бути навіси від сонця, взимку — обігрівальні пункти, пересувні пункти обігріву або опалювальні кабіни.

2. Працівникам має бути забезпечений доступ до питної води відповідно до норм ДСанПіН 2.2.4-171-10. Повинні бути облаштовані місця для приймання їжі, санвузли, умивальники, сушарки для одягу. У польових умовах — мобільні блоки санітарно-побутового обслуговування.

3. Освітлення робочих зон повинно відповідати вимогам ДСТУ EN 12464-2:2019. Заборонено використовувати освітлювальні прилади з відкритим розжаренням, що можуть спричинити пожежу або опіки. Освітленість повинна бути достатньою для безпечного виконання завдань у будь-який час доби.

4. Рівень шуму не повинен перевищувати нормативів ДСН 3.3.6.037-99. Для зниження шкідливого впливу на працівників застосовуються шумопоглинальні кожухи, амортизуючі прокладки та регулярне техобслуговування обладнання. Пилогазозахисні заходи включають вентиляцію, застосування зволоження при бурінні, а також використання засобів індивідуального захисту (ЗІЗ) — респіраторів, захисних окулярів, спецодягу.

5. Усі реагенти, що застосовуються при бурінні (інгібітори, полімери, біоциди), повинні зберігатися у відповідній тарі з маркуванням. З працівниками проводиться інструктаж щодо правил безпечного поводження з хімікатами, а в місцях їх використання встановлюються вентиляційні системи локального типу.

6. Працівники, які виконують роботи у шкідливих умовах, підлягають обов'язковим попереднім та періодичним медичним оглядам відповідно до наказу МОЗ № 246 від 21.05.2007 р. Місце проведення робіт має бути оснащено аптечками та зв'язком для оперативного виклику медичної допомоги.

7. Роботодавець зобов'язаний проводити навчання з основ гігієни праці, порядку дій при виникненні санітарних інцидентів (отруєнь, опіків, контактів із небезпечними речовинами), а також здійснювати щоденний моніторинг дотримання санітарних норм через відповідальних осіб.

## 5.4. Пожежна безпека

Метою пожежної безпеки будь-якого об'єкта є запобігання пожежі на визначеному чинними нормативами рівні, а в разі виникнення пожежі – обмеження її розповсюдження, своєчасне виявлення, гасіння пожежі, захист людей і матеріальних цінностей.

Для працівників важливо виконувати елементарні правила пожежної безпеки під час перебування на робочому місці. Адже безвідповідальне ставлення до таких, здавалося б, дрібниць, як недопалок чи залишений без нагляду електрообігрівач, може спричинити пожежу. Часто займання стається через неправильне зберігання в приміщенні легкозаймистих речовин, спалах електропроводки через перевантаження електромережі, неакуратне поводження з вогнем у місцях приготування їжі.

Пожежна безпека на бурових майданчиках нафтових та газових свердловин визначається комплексом превентивних заходів, що суворо регламентуються чинними нормативними документами. Основним нормативно-правовим актом у цій сфері є Наказ Міністерства економіки України № 2610 від 27.04.2023 «Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості» [26], який встановлює вимоги до проєктування, будівництва, буріння, експлуатації та ремонту свердловин, включно з пожежною безпекою. Згідно з НПАОП 11.1-1.01-08 «Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості» (затвержені Наказом № 95 від 06.05.2008), особливості пожежної небезпеки під час буріння включають ризик утворення горючих газоповітряних хмар у випадку відкритого викиду нафти або газу. Такі ситуації виникають при порушенні балансу між пластовим тиском та тиском бурового розчину, недостатньому підкачуванні рідини або при раптовому фонтануванні. Основні заходи протипожежного захисту під час буріння:

1. Підтримання стабільного режиму тиску та щільності бурового розчину, контроль за насосами та параметрами свердловини для запобігання викидам;

2. Встановлення превенторів та зворотних клапанів на гирлі бурової установки, особливо в розвідувальному бурінні;
3. У разі неможливості негайно закрити фонтан — зупиняти двигуни внутрішнього згоряння, знеструмлювати електромережу, використовувати іскробезпечний інструмент [orrb.com.ua](http://orrb.com.ua);
4. Облаштування зон навколо свердловини зони безпеки, доступ до протипожежних засобів, своєчасне виявлення джерел загоряння (іскри, високі температури тощо) ;
5. Регулярна перевірка стану горючих та легкозаймистих матеріалів, горючих рідин, наявність справних систем гасіння та відповідних інструкцій.
6. Доцільно також забезпечити персонал засобами раннього виявлення пожеж (датчики диму, температури), вогнегасниками (порошковими, вуглекислотними), а також регулярне проведення інструктажів та тренувань з евакуації.
7. Таким чином, реалізація вказаних пожежно-профілактичних заходів, у відповідності до діючих українських стандартів (НПАОП 11.1-1.01-08, № 2610 від 27.04.2023), дозволяє суттєво знизити ризики виникнення пожеж чи аварійних ситуацій під час буріння нафтових і газових свердловин.

## **5.5 Висновки до розділу 5**

1.Забезпечення безпеки праці під час буріння свердловин є критично важливим елементом організації будь-яких геологорозвідувальних та бурових робіт. Проведений аналіз підтверджує, що умови праці на бурових майданчиках характеризуються підвищеними виробничими ризиками, зумовленими впливом фізичних, хімічних, психоемоційних і природно-кліматичних факторів.

2.Комплекс заходів, передбачений нормативною базою України (НПАОП 74.2-1.06-92, НПАОП 11.1-1.01-08, Наказ № 2610 від 27.04.2023 та інші),

охоплює усі ключові аспекти: від інженерного та санітарного забезпечення до регламенту дій у надзвичайних ситуаціях. Особливе значення надається використанню сертифікованого обладнання, контролю технічного стану бурової техніки, застосуванню індивідуальних засобів захисту, а також обов'язковій професійній підготовці працівників.

3. Дотримання технологічної дисципліни, правил пожежної безпеки, інструктажів і наявність системного контролю дозволяє істотно зменшити рівень виробничого травматизму, запобігти аваріям і техногенним катастрофам. Водночас належна організація побуту, медичного обслуговування та санітарного контролю сприяє збереженню здоров'я персоналу та підвищенню ефективності праці.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено прикладну задачу аналізу літології та фільтраційно-ємнісних параметрів продуктивних горизонтів Великобубнівського газоконденсатного родовища.

1. Основні поклади нафти в межах горизонтів С-4 і С-5 пов'язані з Рогинцівським підняттям — найбільш розвиненою складкою родовища, що розбита на 5 окремих блоків розломними порушеннями, що формують замкнуту гідродинамічну систему. Тип покладів пластовий, присклепінний, тектонічно екранований, літологічно обмежений. Продуктивна потужність горизонтів становить 52 м (від  $-2573,0$  м до  $-2625,3$  м).

2. Колектори представлені чергуванням пластів пісковиків та алевролітів.

3. Каротажні та лабораторні дослідження керну свідчать про сприятливі властивості порід-колекторів: відкрита пористість досягає 18–24 %, проникність — до  $400 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, карбонатність — 2,1–8,6 %. Згідно з класифікацією А.А. Ханіна, за ефективною пористістю та проникністю, колектори родовища домінують II, III та IV класів та мають поровий тип.

4. За результатами лабораторних досліджень зразків керну, відкрита пористість шарів пісковика С-4 і С-5 становить від 13,3% до 30,9%, із середнім показником 22% для 27 зразків. Проникність коливається від  $0,362 \times 10^{-3}$  до  $803,0 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, із середнім значенням  $214,9 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

5. Флюїдотриви складені непроникними породами - аргіліти та глинисті дрібнозернисті алевроліти.

6. Коефіцієнт видобутку нафти складає 0,026 – 0,277.

7. Продуктивні горизонти С-4 і С-5 мають початкові запаси нафти горизонту С-4 та С-5 – 469 тис.т, видобувні – 303 тис.т категорії С<sub>1</sub> (код класу 111+221). Початкові запаси розчиненого газу горизонту С-4 та С-5 складають: загальні – 63 млн м<sup>3</sup>, видобувні – 28 млн м<sup>3</sup> категорії С<sub>1</sub> (код класу 111+221).