

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 Перспективи нафтогазоносності тектонічно- екранованих структур
північного борту Дніпровсько-Донецької западини**

Пояснювальна записка

Керівник

Вольченкова А.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата,

Виконавець роботи

Козеренко Максим Анатолійович
студент, ПІБ

Група 401НЗ

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 5 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту _____

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

“ _____ ” _____ 2024 року

З А В Д А Н Н Я **НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Козеренко Максим Анатолійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Перспективи нафтогазоносності тектонічно-екранованих структур північного борту Дніпровсько-Донецької западини
Керівник проекту (роботи) старший викладач Вольченкова А.В. _____
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом вищого навч. закладу від “08”12 2023 року № 1481 /1ф,а
2. Строк подання студентом проекту (роботи) 17 червня 2024р.
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 (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, 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			
Спеціальна частина			
Технічна частина			
Економічна частина			
Охорона праці			

7. Дата видачі завдання _____

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

_____ (підпис)

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

_____ (підпис)

_____ (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ

ВСТУП

Розділ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1	Географо–економічні умови.....	8
1.2	Геолого–геофізична вивченість.....	9
1.3	Геологічна будова.....	11
1.3.1	Стратиграфія.....	11
1.3.2	Тектоніка.....	17
1.3.3	Нафтогазоносність.....	18
1.3.4	Гідрогеологічна характеристика.....	21
1.4	Висновки до розділу 1.....	26

Розділ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1	Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт.....	27
2.1.1	Обґрунтування постановки робіт.....	30
2.1.2	Система розміщення свердловин.....	31
2.1.3	Промислово–геофізичні дослідження.....	32
2.1.4	Відбір керн, шламу і флюїдів.....	37
2.1.5	Лабораторні дослідження.....	38
2.1.6	Оцінка перспективності площі.....	39
2.2	Підрахунок запасів.....	41
2.3	Висновки до розділу 2.....	43

Розділ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1	Гірничо–геологічні умови буріння.....	44
3.2	Обґрунтування конструкції свердловини.....	46
3.3	Режими буріння.....	47
3.4	Характеристика бурових розчинів.....	48
3.5	Охорона надр та навколишнього середовища.....	49
3.6	Висновки до розділу 3.....	51

Розділ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1	Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт.....	52
4.2	Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт.....	53
4.3	Висновки до розділу 4.....	56

Розділ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1	Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт.....	57
5.2	Розробка заходів з охорони праці.....	58
5.3	Пожежна безпека.....	59
5.4	Висновки до розділу 5.....	61

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ДОДАТКИ

Додаток А. Адміністративна карта району робіт

Додаток Б. Зведений стратиграфічний розріз

Додаток В. Оглядова структурно-тектонічна карта

Додаток Г. Геолого-технічний наряд по свердловинам 1,2,3

Додаток Д. Структурна карта по покрівлі кристалічного фундаменту

Додаток Е. Сейсмогеологічний розріз по профілю 6_24_3190

Додаток Є. Сейсмогеологічний розріз по профілю 7_24_3190

Додаток Ж. Сейсмогеологічний розріз по профілю 59_24_3192

АНОТАЦІЯ

Козеренко М.А. «Перспективи нафтогазоносності тектонічно-екранованих структур північного борту Дніпровсько-Донецької западини».

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

В роботі найбільше увагу звернено саме на тектонічно-екрановані структури Дніпровсько-Донецької западини. Тектонічно-екрановані поклади утворюються взводж розривних порушень різних амплітуд, які є ускладнюючим фактором геологічної будови структур.

Робота складається п'яти розділів: геологічний, спеціальний, технічний, економічний та охорона праці. До кожного розділу є висновки, а також загальні висновки по роботі. В роботі 72 сторінок, 8 таблиць, 8 графічних додатків.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ЗАПАДИНА, СТРУКТУРА, ТЕКТОНІЧНО, ЕКРАНОВАНИ, ПОКЛАД, НАФТА, ГАЗ

ABSTRACT

Kozerenko M.A. "Prospects of oil and gas bearing capacity of tectonically shielded structures of the northern side of the Dnipro-Donetsk Basin".

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

The paper focuses on the tectonically shielded structures of the Dnipro-Donetsk Basin. Tectonically shielded deposits are formed by platoons of discontinuous faults of different amplitudes, which are a complicating factor in the geological structure of the structures.

The work consists of five sections: geological, special, technical, economic and labor protection. Each section includes conclusions and general conclusions. The paper consists of 72 pages, 8 tables, 8 graphic appendices.

KEYWORDS: DEPRESSION, STRUCTURE, TECTONICALLY,
SCREENED, DEPOSIT, OIL, GAS

ВСТУП

Актуальність дослідження: Дніпровсько-Донецька западина, є найбільш потужною вуглеводневою базою вуглеводнів в Україні. Основна увага в роботі приділена тектонічно-екранованим структурам, які слугують пасткою для нафти і газу, які можна видобувати.

Мета роботи: виконати комплексний аналіз сейсмічних матеріалів, розробити геологічну модель вірогідних пасток ВВ, обґрунтувати перспективи нафтогазоносності, а також місцеположення, цільову настанову і глибину проектних свердловин, гірничо-геологічні, техніко-технологічні та економічні умови їх буріння.

Об'єкт: Дніпровсько-Донецька западина

Предмет: тектонічно-екрановані структури північного борту Дніпровсько-Донецької западини.

Завдання роботи:

1. Проаналізувати географо-економічна та геолого-геофізичні умови Дніпровсько-Донецької западини.
2. Встановити відповідність між нафтогазоносністю та тектонічною будовою північної борту Дніпровсько-Донецької западини.
3. Охарактеризувати породи-колектори та породи-покришки.

I. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Географо–економічні умови

Східний нафтогазоносний регіон розміщується на лівобережжі річки Дніпро. В адміністративному відношенні регіон охоплює територію Чернігівської, Сумської, Полтавської, Харківської, Донецької та Луганської областей. Східний нафтогазоносний регіон включає Дніпровсько-Донецьку нафтогазоносну область, яка за оціненими запасами, потенційними ресурсами та кількістю видобутку вуглеводнів займає провідне місце в Україні. Ця область є складовою частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносної провінції(Додаток А)[1,10,11,13].

Клімат району помірно-континентальний з порівняно м'якою зимою та теплим, посушливим літом. Пересічна температура січня $-7,4^{\circ}\text{C}$, абсолютний мінімум температури в холодний період -36°C . Пересічна температура в липні $+20,3^{\circ}\text{C}$, абсолютний максимум температури в теплий період $+39^{\circ}\text{C}$. Період з температурою $+10^{\circ}\text{C}$ становить близько 160 днів. Середньорічна кількість опадів понад 500 мм, найбільше їх в теплий період. Висота снігового покриву до 27 см. Глибина промерзання ґрунту досягає 1,2 м. Тривалість зимового періоду – 4 місяці. Тривалість опалювального сезону – 6 місяців (від 15 жовтня до 15 квітня). Переважний напрям вітру в теплий період - північно-західний (швидкість 1-3 м/с), у холодний період – північно-східного напрямку з підвищеною швидкістю (становить 2-4 м/с). З несприятливих явищ можливі: тумани (максимум у листопаді), ожеледиця, суховії та пилові бурі[1,10,11,13].

Спеціалізація сільського господарства – овоче-молочне господарство приміського типу з виробництвом зерна і технічних культур. Площа робіт є порівняно густонаселеною[1,10,11,13].

Район робіт має досить розвинену мережу шляхів сполучення. Через площу проходять автомобільні шляхи з покриттям (Мала Рогань-Вільхівка) – ширина покритої частини 6 м, без покриття, ґрунтові та польові. Найближчі

залізничні станції розташовані у м. Харків, м. Чугуїв, смт. Новопокровка, с. Зелений Колодязь[11].

1.2 Геолого–геофізична вивченість

Перші знахідки нафти на Дніпровсько-Донецькій западині були здійснені в 1935 р при пошуках калійної солі геологічної партією АН УРСР. Поблизу східної околиці м. Ромни Сумської області зі свердловини ручного буріння тут було відібрано 2 т нафти. Промислові її притоки з Роменського соляного штока, що знаменували відкриття в 1937 р родовища, були отримані в 1939 р. Це зумовило створення спеціалізованих організацій для проведення цілеспрямованих геолого-геофізичних робіт з метою пошуків родовищ. Вони орієнтувалися на пошуки структур, аналогічних Роменській (Ісачковська і Дмитрієвська соляні куполи). Але цей напрямок виявився неперспективним. Розвідувальні роботи були продовжені в післявоєнні роки на підняттях, які трактувалися як діапірові. Позитивні результати були отримані відкриттям в 1948-1950 рр. Радченківського нафтогазового та Шебелинського газоконденсатного родовищ[1,10].

Фахівці, що вивчали історію пошуково-розвідувальних досліджень, часто підкреслюють випадковий характер виявлення вуглеводневих скупчень (В. І. Созанський та ін., 1990; Б. П. Кабишев, 2002; В. Г. Космачов, 2005). Точніше говорити, що прямі прояви нафти стали «побічним результатом» вивчення Роменського району. У статті Н. С. Шатских (1931), викладені уявлення про тектоніку природних соляних штоків у Дніпровсько-Донецькій западині, а також нагадування про те, що з такими структурами в інших регіонах відомі скупчення калійних солей, а іноді нафти і сірки[1,10,11,13].

У 1932 році в м.Ромни бурилася свердловина на гіпс, під час буріння була розкрита штокова сіль, що підтверджувало ідею солянокупольної тектоніки і стало основою для прогнозу нафтоносності району. Такі дані дозволили майже одночасно в 1933 р підготувати публікації Д. Н. Соболеву і

В. І. Лучицький, а потім К. І. Маков, М. Г. Світальський та ін., Де обґрунтовувалася можливість знаходження нафти в западині.

Відкриття Радченківського і Шебелинського родовищ стали поштовхом для нарощування темпів пошуково-розвідувальних робіт, особливо протягом перших 15 років. У різних тектонічних зонах западини було відкрито 34 родовища, в тому числі, Качанівське, Глинсько-Розбишівське, Гнідинцівське, Леляківське, Рибальське. Уже в 1962 році регіон давав більшу частину видобутої в Україні нафти, а в 1964 році - газу. Обсяги глибокого буріння постійно зростали; максимального значення вони досягли в 1967 р (358,9 тис. пог. м). Саме з цього часу були переорієнтовані пошуки і розвідка на глибини 3-5 км, швидко зростали обсяги сейсморозвідувальних робіт.

Вивчення та промислова оцінка похованих структур і, перш за все, між купольних складок Машівсько-Шебелинського газоносного району привели до численних відкриттів, у тому числі великих Єфремівського, Західно-Хрещищенського, Яблунівського, Котелевського, Березівського та інших родовищ. Істотно змінився розподіл розвіданих запасів по глибинах. З 1970 року у зв'язку з постійно зростаючим дефіцитом пошукових об'єктів була успішно розпочата промислова оцінка малоамплітудних піднять на малих і середніх глибинах. Це дозволило повернутися до ділянок, де вже проводилися геологорозвідувальні роботи, і після перегляду матеріалів досліджень, виявити значну кількість нових об'єктів. Так були відкриті рентабельні для видобутку вуглеводнів Суходолівське, Юріївське, Виноградівське, Березівське та інші родовища[1,10,11,13].

Перша спроба пошуків покладів вуглеводнів у пастках неантиклинального типу (Північно-Голубівське родовище, 1960) була невдалою і надовго зупинила такі роботи. Надалі досвід таких досліджень отримували в результаті попутного вивчення традиційних об'єктів. Тільки з середини 1980-х років почалася їх систематична підготовка та введення в глибоке буріння, зокрема на схилах негативних структур третього порядку.

Відкриття Волошківського та інших родовищ підтвердило ефективність цього напрямку робіт.

З кінця цього десятиліття розпочато освоєння нової території - північного борту ДДЗ. Тут нафтогазоносними виявилися не тільки відклади палеозою, але і утворення кристалічного фундаменту, з яких отримано промислові припливи вуглеводнів на Хухрянській та Юліївській площах. Розробка, вдосконалення та впровадження в практику нових технологій сейсмозвідки, вибір оптимальних напрямів пошуково-розвідувальних робіт на різних етапах вивчення та оцінки нафтогазоносності площ Східного регіону увінчалися відкриттям за порівняно короткий інтервал часу (до початку 1994) 205 родовищ нафти і газу[1,10,11,13].

1.3 Геологічна будова

Дніпрово-Донецька западина — геологічна структура у південній частині Східно-Європейської платформи, на території Білорусі й України. Є ступінчастим зниженням докембрійського фундаменту типу ровоподібного прогину — авлакогену[11].

1.3.1 Стратиграфія

Протерозойська ератема (РС)

Породи кристалічного фундаменту розкрито на Таганській, Коробочкинській, Північно-Коробочкинській, Безлюдівській, Островерхівській та інших площах Північного борту Дніпровсько-Донецької западини, де вони представлені габро-діоритами, плагіогнейсами рожевими гранітогнейсами, рожево-сірими і сірими масивними грубокристалічними гранітами, зеленувато-сірими кристалічними сланцями з кристалами піриту. Породи тріщинуваті. На Безлюдівському родовищі в процесі випробування свердловин 2, 3 отримано високі припливи води. На Юліївському родовищі із порід фундаменту в свердловині 2, яка пробурена поблизу скиду, отримано промислові припливи газу[3,7,8].

Зведений стратиграфічний розріз наведений в додатку Б.

Кристалічний фундамент (РЄ)

Верхня частина кристалічного фундаменту іноді має змінений вигляд і представляє собою розущільнену кору вивітрювання.

Завдяки сильним процесам регіонального метаморфізму у фундаменті утворюються зони розущільнених порід-колекторів, які є надійними резервуарами для нафти та газу (Хухринська та Юліївська площі).

Покрівля кристалічного фундаменту розкрита на глибині від 2320 м до 2450 м.

Палеозойська ератема (PZ)

Палеозойська ератема представлена кам'яновугільною системою.

Кам'яновугільна система (С)

Кам'яновугільна система представлена нижнім, середнім та верхнім відділом.

Нижній відділ (С₁)

Нижній відділ представлений візейським та серпухівським ярусами.

Візейський ярус (С_{1v})

Візейський ярус представлений нижнім і верхнім під'ярусами, які вміщують основну масу запасів вуглеводнів (продуктивні горизонти В-14, В-15, В-16, В-18-19, В-22-23, В-25-26).

Нижній під'ярус (С_{1v1})

Нижній візейський під'ярус представлений вапняками темно-сірими і сірими, мікрокристалічними, місцями доломітизованими, міцними, детритусовими, часто з домішками глинистого, піщаного та вуглистого матеріалу. Пісковики сірі, дрібно-середньозернисті, досить міцні, зцементовані кварцово-карбонатним цементом.

Загальна товщина 50-120 м

Верхній під'ярус (С_{1v2})

Верхньовізейський під'ярус представлений аргілітами, пісковиками та перешаруванням алевролітів з вапняками. Аргіліти темно-сірі, майже чорні, верстуваті, вапнисті, з рідкими малопотужними прошарками алевролітів.

Загальна товщина 110 - 210 м.

Серпухівський ярус (C_{1s})

Серпухівський ярус представлений нижнім і верхнім під'ярусом. На границі під'ярусів на багатьох площах западини простежується розмив.

Нижній під'ярус ярус (C_{1s1})

Нижньосерпухівський під'ярус представлений однорідною глинистою товщею з рідкими прошарками щільних алевролітів, вапняків та пісковиків.

Аргіліти темно-сірі, мікроверстуваті, ущільнені з залишками вуглистого детриту.

Загальна товщина 100-130 м.

Верхній під'ярус ярус (C_{1s2})

Верхньосерпухівський під'ярус представлений перешаруванням пластів або пачок пісковиків, алевролітів та аргілітів з підпорядкованими прошарками вапняків. В розрізі виділяються піщані пласти від C-2 до C-9, які можуть вміщувати поклади газу з конденсатом, по аналогії з суміжними родовищами.

Пісковики світло-сірі та бурувато-сірі, нерівномірно зернисті, переважно середньозернист з карбонатним або гідрослюдистим цементом.

Алевроліти та аргіліти темно-сірі, верстуваті, слюдисті, з прожилками кальциту, з чіткими дзеркалами сковзання.

Вапняки темно-сірі та сірі, щільні, дрібнозернисті з рідкими уламками криноїдей, брахіопод, гастропод.

Загальна товщина 150- 270 м.

Середній карбон (C₂)

Середній карбон представлений башкирським та московським ярусами, які залягатимуть на розмитій поверхні нижнього карбону.

Башкирський ярус (C_{2b})

В літолого-фаціальному відношенні башкирський ярус підрозділяється на дві товщі: нижню ($C_1^5 - C_2^2$) – глинисто-карбонатну та верхню – теригенну.

Глинисто-карбонатна товща складена, в основному, аргілітами з прошарками вапняків, менше в наявності пісковиків та алевролітів.

Аргіліти сірі, темно-сірі до чорних, бурувато-коричневі, гідрослюдисті.

Вапняки темно-сірі і сірі, часто алевритисті або піщанисті, мікрозернисті, детритові з уламками форамініфер, брахіопод, гастропод і коралів.

Пісковики малопотужні, дрібно- та середньозернисті, польовошпатово-кварцові.

Світи $C_2^3-C_2^4$ утворені переверстуванням аргілітів, алевролітів та пісковиків (3-15м) з малопотужними прошарками вапняків, вугілля.

Пісковики світло-сірі, поліміктові та польовошпатово-кварцові, нерівномірно зернисті, слабо зцементовані, з численними уламками ефузивів та обвугленими рослинними залишками.

Алевроліти сірі, зеленувато-сірі, неоднорідні, тонковерстуваті, слюдисто-кварцові, з великою кількістю вуглисто-рослинного детриту.

Аргіліти сірі і темно-сірі, тонкоплитчасті з проверстками і лінзами залізистого карбонату, місцями з обвугленими рослинними залишками.

Вапняки світло- і темно-сірі, рожеві і коричнюваті, місцями доломітизовані, мікрозернисті, детритусові.

Загальна товщина 400-520 м.

Московський ярус (C_2m)

Московський ярус представлений теригенними породами: аргілітами, алевролітами і пісковиками, які чергуються з вапняками невеликої товщини.

Пісковики сірі, зеленувато-сірі, дрібнозернисті та середньозернисті, в основному польовошпатово-кварцові, рідше аркозові і польовошпатово-граувакові, поліміктові. Серед пісковиків в нижній частині розрізу поширені

алювіальні пачки, а у верхній – морські. Алевроліти сірі та зеленувато-сірі, тонкозернисті. Вапняки сірі і бурувато-сірі, пелітоморфні, та мікрозернисті, місцями доломітизовані з детритом і численними форамініферами.

Загальна товщина 300-360 м.

Верхній відділ (C₃)

Верхньокам'яновугільні відклади представлені перешарування пісковиків, алевролітів, аргілітів, вапняків.

Загальна товщина 10-30 м.

Мезозойська ератема (MZ)

Мезозойська ератема представлена тріасовою, юрською, крейдовою системами.

Тріасова система (T)

Тріасові відклади представлені строкатокольоровою товщею перешарування глин та пісковиків з тонкими прошарками доломітів.

Загальна товщина до 40 м.

Юрська система (J)

Відклади юрської системи представлені середнім (J₂) і верхнім (J₃) відділами.

Середній відділ (J₂)

Середній відділ представлений сірими, зеленувато-сірими глинами з рідкими прошарками пісковиків темно-сірого, зеленувато-сірого кольору, кварцово-глауконітового складу та алевролітів сірих відтінків.

Загальна товщина 100-250 м.

Верхній відділ (J₃)

Верхній відділ складений сірими, зеленувато-сірими глинами з рідкими прошарками пісковиків темно-сірого, зеленувато-сірого кольору, кварцово-глауконітового складу та алевролітів сірих відтінків.

Загальна товщина 120 - 310м.

Крейдова система (K)

Крейдова система представлена верхнім відділом.

Верхній відділ (K₃)

Верхній відділ представлений сеноманським ярусом.

Сеноманський ярус (K_{2s})

Сеноманський ярус представлений теригенною товщею, яка представлена перешаруванням пісковиків, алевролітів і глин. Вище залягає однорідна товща білої крейди з уламками чорного кремнію і прошарками мергелів.

Очікувана товщина системи 520-550 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

Кайнозойська ератема представлена палеогеновою, неогеновою та четвертинною системами.

Палеогенова система (P)

Палеогенова система представлена сірими і зеленувато-сірими, переважно дрібнозернистими пісками та пісковиками, з прошарками сірих та коричневих глин.

Загальна товщина 5- 40 м.

Неогенова система (N)

Неогенова система представлена сірими і зеленувато-сірими, переважно дрібнозернистими пісками та пісковиками, з прошарками сірих та коричневих глин.

Загальна товщина 20-45 м.

Четвертинна система (Q)

Четвертинна система представлена делювіальними і алювіальними відкладами.

Загальна товщина 10-30 м.

1.3.2 Тектоніка

У тектонічному відношенні Дніпровсько-Донецька западина розташована в межах однойменної западини, яка являє собою складовий елемент складної внутрішньоплатформені рифтової системи, що отримала назву Сарматський лінеамент. Вона розглядається як прогин Великого Донбасу. Західною її межею є Прип'ятський грабен, розташований вже переважно за межами України[13,15].

Дніпровсько-Донецька западина - загальна назва центрального структурного елементу розглянутого прогину, що має грабеноподібну будову у нижній своїй частині, форму сідлоподібної западини - в середній і пологої синеклизи або мульди - у верхній. Складові елементи верхньої і нижньої частин западини мають власні назви: Українська мульда (синекліза) і Дніпровський, або Придніпровський грабен. Загальна протяжність западини - 400 км, ширина - від 50-70 на північному заході до 130-150 км на південному сході[11,13,15].

Кристалічний фундамент занурений у північно-західній частині ДДЗ на 5-10 км, а на південному сході до 15-17 км. Крайові розломи Придніпровського грабена нахилені під кутом 40-50°, іноді до 75-80°; максимальна амплітуда зсуву по них становить 5 км. Ці розривні порушення отримали назву ліній Карпінського; їх також називають Барановицько-Астраханським(північний) і Прип'ятської-Маницький(південний) розломами.

Відклади починаючи з верхів візейського ярусу і включаючи майже весь мезозой, виходять за межі крайових розломів, утворюючи власне Дніпровсько-Донецьку западину. Верхня крейда і кайнозой залягають в іншому структурному плані і утворюють синеклізу[11,13,15].

Північний борт Дніпрово-Донецької западини та північна прибортова зона за даними геолого-геофізичних досліджень характеризується широким розвитком розривних порушень порід фундаменту, особливо, в зоні північного крайового порушення з амплітудами 300 м і більше. Розломи проявляли себе на ранніх та більш пізніх стадіях розвитку западини аж до сучасних.

Ворсклянська зона лінеаментів співставляється з глибинною зоною розломів, які обумовили субмеридіональне простягання долини р. Ворскли між містами Охтирка — Полтава. Про активність цієї глибинної структури свідчать дані сейсмозв'язки МЗГТ, що зафіксували тут систему меридіонально—орієнтованих розломів в нижньому карбоні, один із яких — Ворсклянський. Розломні зони фундаменту сформували серію тектонічних сходин як в межах північного так і південного борту — (Кудрявсько—Гутська, Бугріватівсько—Козіївська, Голубівсько—Левенцівська та ін.).

За рахунок активності окремих блоків в межах цих сходин утворилися прирозломні малоамплітудні підняття. До активних блоків, з сумарною амплітудою неотектонічних рухів 200 м і більше приурочені мало амплітудні пастки вуглеводнів із склепінними пластовими покладами (Прокопенківська площа) та неантиклинальні пастки з тектонічно екранованими та літологічно екранованими покладами в нижньокам'яновугільних відкладах (Радянська площа — св. №2, 3), зони розущільнення порід фундаменту та кора вивітрювання (Хухринсько—Чернетчинська, Тростянецька площі).

Установлено тісний взаємозв'язок зон розломів поверхні фундаменту з прирозломними структурами в осадовому чохлі та їх нафтогазоносністю (Прилуцьке, Монастирищинське, Юліївське та ін. родовища)[11,13].

1.3.3 Нафтогазоносність

З трьох основних нафтогазоносних регіонів наймолодшим за часом відкриття родовищ вуглеводнів і найбільшою за обсягами видобутку і розвіданими запасами і прогнозними ресурсами є Східний. В цьому районі зосереджено 59% розвіданих запасів і 78,7% видобутку нафти. Ще більш високі показники характерні для газу (81,5% запасів і 87,6% видобутку). Він представлений Дніпровсько-Донецькою нафтогазоносною областю, яка є частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносної провінції[11,15],

Нафтогазоносність западини характеризується високим рівнем вивченості; ресурси її надр оцінені на площі 75 тис. км². Обсяг

перспективних відкладів в її межах перевищують 350000. км³ і за цими показниками регіон займає одне з провідних місць в Європі. Промислова продуктивність встановлена в широкому стратиграфічній діапазоні: від юрських до архейсько-протерозойських утворень. Всього в розрізі фанерозою виділено 99 продуктивних горизонтів з покладами вуглеводнів.

Фізико-хімічні властивості, компонентний склад вуглеводнів западини надзвичайно різноманітний і залежать як від термобаричних умов в надрах, так і від розподілу органічної речовини на глибинах. При низьких температурах вуглеводні мають підвищений вміст нафтових, а при високих - ароматичних сполук. За співвідношенням газової і рідкої фаз виділяються чотири типи вуглеводнів: вуглеводневі гази, газоконденсату, системи перехідного стану та нафти; розділення двох останніх є умовним. Вуглеводневі гази без конденсату зустрічаються рідко. До чисто газових віднесено лише 10 невеликих за запасами родовищ. Вони розміщуються в південно-східній частині регіон[11,13,15,17].

На північний захід, починаючи від лінії Качаловського-Новоукраїнського-Голубовського родовищ, поклади газу чергуються зі скупченнями нафти. Таких родовищ налічується 48. Найближчі від поверхні скупчення газу зустрінуті на Співаковський (440 м) і Вільховому (450 м) родо

ких 115. Просторове їх розміщення має свої особливості. Найбільш багаті газоконденсатні поклади зосереджені на обмеженій ділянці північної прибортової зони - Анастасіївське, Талалаївське, Василевське та ін. родовища. Видобувні запаси конденсату розміщуються на глибинах 3500-4000 м (25,8%) і 4000-5000 м (38,5%); в діапазоні глибин 1500-2000 м обсяг конденсату становить 4,9%.

Системи перехідного стану - вуглеводневі флюїди з великою кількістю розчиненого газу або великий вміст конденсату в газі - поки вивчені в недостатній мірі і не мають чітких критеріїв визначення та розміщення.

широко розвинений в нижньопермських-верхньокам'яновугільних і ніжневізейско-турнейских комплексах. До них відносяться найбільші газові (Шебелинське, Хрестищенське і ін.) і нафтові (Леляківське, Гнідинцівське) поклади. У хомогенній товщі нижньої пермі та інших комплексах відомі літологічно обмежені поклади. Перспективними є поклади в біогермних пастках[11,13,15,17].

Кількість покладів в межах одного родовища може коливатися в широкому діапазоні. У регіоні налічується 60 однопокладних родовищ, серед яких три газових, 15 нафтових, 40 газоконденсатних. Багатопкладні родовища можуть нараховувати десятки покладів вуглеводнів. Вони утворюють майже безперервний продуктивний розріз від мезозою до

нижнього карбону, а іноді й девону. Поверх нафтогазоносності досягає на Качанівському і Рибальському родовищах 2000 і 2300 м відповідно. Велику висоту можуть мати і деякі скупчення вуглеводнів, пов'язані з масивно-пластовими пастками (1180 м для Шебелинського родовища). В межах однієї площі можуть зустрічатися поклади різних типів. Наприклад, в Глинсько-Розбишівському родовищі є пластові і масивно-пластові поклади, в Юліївському - пластові в осадовому чохла і зональні в кристалічному фундаменті[11,13,15,17].

Північний борт - це нафтогазоносний район, розташований за межами грабена, де відсутні хемогенні та галогенні відклади нижньої пермі, а також добре виражені складки північно-західного простягання. Для нього характерні невеликі потужності осадового чохла, який не перевищує 3,5 - 4 км. Відкриття Володимирівського, Хухрянського, Скворцівського та інших родовищ довели промислову нафтогазоносність району. Тут вперше підтвердився прогноз перспективності утворень кристалічного фундаменту, хоча методика виявлення та підготовки для пошуків таких об'єктів, а також їх розвідки ще не розроблена. Тому подальша промислова оцінка цієї території буде здійснюватися в основному для відкладів середнього і нижнього карбону, а також верхньої частини розрізу кристалічного фундаменту. Ступінь вивченості початкових ресурсів близько 18%[11,13,15,17].

1.3.4 Гідрогеологічна характеристикам

Гідрогеологічні умови нафтогазоносної області Дніпровсько-Донецької западини характеризуються наступними закономірностями. У розрізі западини виділяється два гідрогеологічних (гідродинамічних) поверхи. Верхній поверх, що включає водоносні горизонти кайнозою та крейди, повсюдно, а давніші утворення (юра, тріас, місцями карбон) тільки в периферійних частинах басейну на глибинах від 200-300 і до 1000-1200 м, характеризуються артезіанської циркуляцією інфільтрогенних, переважно прісних вод з газами атмосферного генезису. Поверх включає дві гідродинамічні зони - активного (кайнозой, верхня крейда) й уповільненого

(сеноман-нижню крейду і юру) водообміну і відповідає зоні гіпергенезу[12,16].

Інфільтраційна система характеризується активним водообміном і починається водоносними горизонтами кайнозою. Ці водоносні горизонти приурочені до лесовидних суглинків, пісків та пісковиків, товщини яких сягають 20-30 м. Горизонти напірні, статичні рівні встановлюються на глибинах 9 – 15 м від гирла свердловин. Водозбагаченість їх характеризується притоками від 5 до 60 м³/добу при динамічних рівнях 20-25 м. Води прісні з мінералізацією 0,4 – 1,5 г/л. За хімічним складом вони гідрокарбонатно-кальцієвого типу (за класифікацією В.О. Суліна)[12,16].

Мезозойські водоносні горизонти приурочені до крейдово-мергельної товщі верхньої крейди, пісковиків сеноманського ярусу, нижньої крейди, верхньої та середньої юри, мають гідравлічний зв'язок по зонах тріщинуватості і являють собою єдину водонапірну систему. Води напірні, за хімічним складом відносяться до гідрокарбонатно-натрієвого типу з мінералізацією 0,3 – 2,5 г/л[12,16].

Підстилають ці водоносні горизонти водотривкі відклади нижньої юри. Води мезокайнозою є основним джерелом питного водопостачання, а тому вимагають вживання заходів для попередження можливого забруднення при бурінні глибоких свердловин.

Слід зауважити, що висока проникність порід при тисках на рівні гідростатичного створює умови для ускладнень в процесі буріння свердловин[12,16].

Водоносність тріасових відкладів пов'язана з пісковиками та алевролітами. Води напірні, статичні рівні встановлюються на глибинах 61-126 м, дебіти свердловин змінюються в межах 6-18 м³/добу (в окремих випадках сягають 83 м³/добу при динамічних рівнях 430-470 м). За хімічним складом води віднесені до розсолів хлоркальцієвого та хлор-магнієвого типів з мінералізацією 106-135 г/л.

Водоносні горизонти верхнього карбону приурочені до пісковиків і алевролітів з товщинами до 22-25 м. Водовміщуючі відклади відрізняються високими фільтраційними характеристиками (відкрита пористість сягає 17-28%). Води напірні, статичні рівні встановлюються на глибині 147 м. За хімічним складом води хлоркальцієвого типу з мінералізацією 91-162 г/л. Серед мікрокомпонентів встановлені фонові концентрації йоду (8,5 мг/л), бромю (257,28 мг/л), бору – 8,5 мг/л, амонію – 90 мг/л[12,16].

Водоносність відкладів московського та башкирського ярусів пов'язана з пісковиками, водообільність яких незначна. Дебіти свердловин змінюються в межах 1,3 – 3,8 м³/добу при динамічному рівні біля 1000 м. У свердловині 2 Коробочкинського родовища в інтервалі 2545 – 2550 м зафіксовано більш значний приплив пластової води з дебітом 19,7 м³/добу при динамічному рівні 419 м[12,16].

За хімічним складом води середнього карбону хлоркальцієвого типу з мінералізацією до 204 г/л, при коефіцієнті метаморфізації 0,7 – 0,76 та питомій вазі 1,11-1,14 г/см³. Ці води вміщують водорозчинений газ, кількість якого зростає з глибиною від 562 до 1600 см³/л при вмісті метану до 92 %.

Водоносність нижньокам'яновугільних відкладів наводиться за результатами випробування Харківської опорної свердловини, а також свердловин Коробочкинської та Василенківської площ. Встановлено, що води цих відкладів високомінералізовані, по хімічному складу відносяться до хлоркальцієвого типу з коефіцієнтом метаморфізації 0,74-0,77.

У свердловині 1 – Харківська опорна з відкладів серпухівського ярусу отримані притоки пластової води з дебітом 32,5 – 144 м³/добу самовиливом. Вміст вуглеводневого розчиненого газу при цьому склав 1520 см³/л.

На Коробочкинському родовищі у свердловині 1 з відкладів серпухівського ярусу отримано приплив пластової води дебітом 82,8 м³/добу при динамічному рівні 1505 м. З інтервалу 2800-2810 м. При дослідженні інтервалу 2962-2981 та 2987-3000 м отримано приплив газу з водою. Дебіт

води сягав 40 м³/добу. За хімічним складом це хлоркальцієві розсоли з мінералізацією до 200,8 г/л[12,16].

Відомості про водоносність верхньої (карбонатної) частини візейського ярусу отримані у свердловині 8, пробуреній в склепінні Коробочкинської площі. Тут з інтервалу 3208 – 3236 м, та 3250 – 3290 м отримано слабкий приток води з дебітом 0,88 м³/добу при динамічному рівні 1681 м. На Лебязинському склепінні у свердловині 1 (інтервал 3080-3140 м) приток води склав 12 м³/добу[12,16].

У теригенній частині візейської товщі притоки пластових вод отримані у свердловинах 7, 8, 11 Коробочкинського склепіння та 1, 6 Ритищівського склепіння. Дебіти води тут змінюються від 3,5 м³/добу до 33,1 м³/добу при середньодинамічних рівнях 1206 – 1700 м.

За хімічним складом води візейського ярусу являють собою високометаморфізовані розсоли хлоркальцієвого типу з мінералізацією до 229,3г/л (таблиця 1.1). Відклади візейського ярусу випробувано в межах Воронізького масиву в інтервалі глибин 468-1090 м. Вони містять хлоридні кальцієво-натрієві води з мінералізацією 4,31-9,64 г/л, та прісні карбонатно-хлоридні води з мінералізацією до 1,08 г/л[12,16].

Водоносність утворень кристалічного фундаменту приводимо за результатами випробування свердловин на Таганській та Василенківській площах. Так, на Таганській площі з інтервалу 2154 – 2300 м отримано приток води з гранітного масиву з дебітом 124 м³/добу, а з інтервалу 2114 – 2165 м представленого породами докембрію та кори вивітрювання, дебіт води склав 480 м³/добу. Води є середніми та міцними розсолами хлоридно-кальцієвого типу (таблиця 1.1)[12,16].

Таблиця 1.1 - Газовий склад пластових вод

1. Досліджуваний регіон в адміністративному відношенні охоплює територію Чернігівської, Сумської, Полтавської, Харківської, Донецької та Луганської областей.

2. Дніпровсько-Донецька западина являє собою авлакоген, головним елементом западини є центральний грабен, заповнений товщею інтенсивно дислокованих осадово-вулканогенних відкладів девонського та осадових відкладів кам'яновугільного й пермського періодів, поперечними диз'юнктивами розчленованих на блоки.

3. У тектонічному відношенні Дніпровсько-Донецька западина – складова частина Сарматсько-Туранського лінеamentу, один з великих від'ємних тектонічних елементів Східноєвропейської платформи-

4. Промислова продуктивність встановлена в широкому стратиграфічному діапазоні: від юрських до архейсько-протерозойських утворень. Всього в розрізі фанерозою виділено 99 продуктивних горизонтів з покладами вуглеводнів.

5. В межах Дніпровсько-Донецької западини виділяється два гідрогеологічних (гідродинамічних) поверхи.

Розділ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

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

Методика проведення пошуково-розвідувальних робіт визначається прийнятою геологічною моделлю пастки, що вивчається, а також залежить від типу покладів вуглеводнів і відповідає вимогам, які пред'являються інструкцією по підрахунку запасів газу до вивченості родовищ[6,7,8].

За аналогією геологічної та тектонічної будови пасток вуглеводнів на Коробочкинському, Північно-Коробочкинському, Юліївському, Скворцівському та ін. родовищ північного борту ДДЗ (Дніпрово-Донецька западина) основна промислова газоносність ділянок пов'язана з відкладами візейського ярусу (горизонти В-17-19, В-21) нижнього карбону. Крім того, перспективи площі пов'язані з корою вивітрювання і зонами розуцільнення порід докембрійського фундаменту.

Для досягнення поставленої мети потрібно:

- вивчити геологічну будову структур по відкладах нижнього карбону та оцінити відповідність сейсмічних побудов фактичним даним буріння;
- встановити нафтогазоносність потенційно продуктивних горизонтів візейського ярусу (В-17-19, В-21) нижнього карбону, а також кори вивітрювання і зон розуцільнення порід фундаменту;
- вивчити літолого-стратиграфічні особливості розрізу відкладів нижнього карбону та з'ясувати характер розповсюдження по площі пісковиків продуктивних горизонтів;
- визначити фільтраційно-ємнісні і фізико-літологічні показники шарів - колекторів;
- вивчити петрографічні особливості кристалічних порід та встановити наявність кори вивітрювання фундаменту та зон його розуцільнення;
- визначити попередні підрахункові параметри нафтогазоносних горизонтів для здійснення геолого-економічної оцінки виявленого родовища.

Морфологічні особливості структур, такі як, їх розміри, амплітуда, площа, визначають закладання по одній пошуковій свердловині в склепінних

Розвідувальну свердловину 3, залежну від результатів буріння

све

ній частині пастки, на відстані близько 3000 м на схід від свердловини 4. Мета буріння – вивчення геологічної будови східної частини пастки та встановлення контуру нафтогазоносності виявлених горизонтів. Проектна глибина – 2450 м, проектний горизонт – кристалічний фундамент.

Результати буріння і випробування дозволять виявити продуктивні горизонти карбону та кристалічного фундаменту, встановити фільтраційно-

емнісні характеристики шарів-колекторів, отримати якісні та кількісні дані для здійснення геолого-економічної оцінки відкритих покладів. Проектні глибини пошукових свердловин забезпечують розкриття і вивчення всього розрізу осадового чохла та верхньої частини кристалічного фундаменту[6,7,8].

Таблиця 2.1 – Основні дані про пошуково-розвідувальні свердловини

№	Назва свердловини	Глибина, м		Глибина, м		Глибина буріння, м
		Початок	Кінець	Початок	Кінець	
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						

Сейсмічними роботами встановлено, що Булгаківська структура являє собою прирозломну згортку північно – західного простягання, зі зрізаним незгідним скидом північним крилом і західною переклиналлю. Незгідний скид, амплітудою від 50 до 75 метрів, екранує можливі поклади нафти і газу. Кут нахилу незгідного скиду (60-65) обумовлює амплітуду (150-170 м).

Мостова структура за даними сейсморозвідувальних робіт являє собою прирозломну згортку північно – західного простягання, зі зрізаним незгідним скидом північним крилом і західною переклиналлю. Незгідний скид, амплітудою біля 75 метрів, екранує можливі поклади нафти і газу. Кут нахилу незгідного скиду (60-65) обумовлює амплітуду 100-110 м.

За аналогією з багатьма родовищами борту на площі очікуються нафтогазоносні горизонти нижнього карбону В-17-19, В-21, а також кора вивітрювання і можливі зони розущільнення порід фундаменту. На Булгаківській ділянці вони залягають в інтервалі 2350-2550 м, на Мостовій площі вони залягають в інтервалі 2200-2450 м[6,7,8].

Прогнозний тип пасток - пластовий, тектонічно-екранований, з газонафтоводяними або літологічними контактами. Колектори вуглеводнів слід очікувати переважно у пісковиках з хорошими та посередніми фільтраційно-ємнісними властивостями. Рідше колекторами можуть бути тріщинуваті вапняки. Типи колекторів, що очікуються в породах осадового чохла, порові, в породах кристалічного фундаменту - тріщинуваті, тріщинно-кавернозні.

2.1.2. Система розміщення свердловин

Виходячи з геологічних даних та цілей буріння, особливостей будови структур, прогнозованого типу пасток вуглеводнів, а також умов місцевості проектується:

- а) буріння на кожній структурі однієї незалежної пошукової свердловини;
- б) для кожної структури окремо при позитивних результатах пошукової свердловини, буріння двох залежних розвідувальних свердловин.

Свердловини розташовані по трикутній системі, тобто, одну незалежну свердловину пропонується бурити в склепінні структурі, на відстані 320 метрів від незгідного скиду по відкладах нижнього візейського ярусу і двох розвідувальних в західній та східній частинах пастки.

Запроектована система розташування свердловин прийнята відповідно до “Методичних вказівок по веденню робіт на стадіях пошуків і розвідки родовищ нафти і газу” (1982 р.) та “Методичних рекомендацій по вибору системи розміщення пошукових свердловин” (1982 р.) і з урахуванням рекомендації СУГРЕ, яка підготувала структури до буріння на відклади нижнього карбону[6,7,8].

2.1.3. Промислово–геофізичні дослідження

Комплекс геофізичних досліджень у пошукових та розвідувальних свердловинах включає дослідження в масштабі глибин 1:500 та деталізаційні дослідження в перспективній частині розрізу в масштабі глибин 1:200 та направлений на вирішення таких геологічних і технічних задач:

- стратиграфічне розчленування та кореляція розрізів свердловин і визначення літологічного складу й товщини пластів порід;
- виділення в розрізі свердловин колекторів і визначення характеру насичення;
- визначення фільтраційно-ємнісних параметрів перспективних пластів;
- вивчення швидкісних та хвильових характеристик досліджуваного розрізу;
- контроль за напрямом буріння і технічним станом стовбура свердловин.

В перспективних інтервалах розрізу передбачається розширений комплекс промислово-геофізичних досліджень, який відповідно до вище згадуваної інструкції в обов'язковому порядку й у повному обсязі повинен здійснюватися у нафтогазових свердловинах, пробурених у Дніпровсько-Донецькій западині. Дослідження у масштабі 1:200 методами БКЗ, ІК, БМК, БК, МК, Рез., ГК, НК, АК, ДС необхідно проводити в мінімальний термін (не пізніше ніж через 5 діб) із перекриттям вимірів в 50 м[4,5].

Основні перспективи нафтогазоносності пов'язані з продуктивними горизонтами В-17-19, В-21-23 (C_{1v2}) та додатково планується дослідити верхню частину докембрійського фундаменту (зона розуцільнення кристалічного фундаменту)[2,3,4,5].

З метою виявлення прямих ознак нафтогазоносності розрізу, вивчення колекторських властивостей порід, визначення зв'язків між ємнісними властивостями, нафто-, газо-, водонасиченістю порід і промислово-геофізичними параметрами, отримання літологічних і геохімічних характеристик розрізу, а також його стратиграфічного розчленування у проєктованих свердловинах 1, 2, 3 Булгаківської ділянки та 4, 5, 6 Мостової ділянки, планується відбір керн в перспективних інтервалах обсягом 300 м, що складає ~ 2 % від загального метражу свердловин, що проєктуються.

Проєктні інтервали відбору керн подані в таблиці 2.4

Відбір, обробку, зберігання та ліквідацію керн необхідно проводити згідно діючих вимог ДКЗ України по повноті та комплексності вивчення надр[2,3,4,5].

Таблиця 2.4 – Інтервали відбору керн у проєктних свердловинах

Вік відкладів	Інтервали відбору керн, м	
	█	█
C ₁ █	█ █	█ █
█	█	█

Передбачається відбір шламу, що виноситься буровим розчином. Він повинен проводитись у перспективних інтервалах розрізу свердловин через кожні 5 м проходки.

2.1.5 Лабораторні дослідження

Найбільш вірогідну геологічну інформацію отримують за результатами всебічного уважного вивчення кернового матеріалу і даних промислово-

геофізичних досліджень. Зразки керну для лабораторних досліджень необхідно відбирати після детального й повного опису керна по свердловині.

Не пізніше ніж через 6-10 днів після вилучення, зразки керну відбираються та направляються в лабораторію, яка виконує роботи по визначенню літолого-фаціального, петрографо-мінералогічного складу та фізико-механічних властивостей порід[2,3,4,5].

У процесі буріння, а також під час проведення досліджень на свердловинах проводиться відбір проб газу, газового конденсату, нафти та пластових вод[2,3,4,5].

Фізико-літологічна характеристика порід-колекторів складає визначення їхньої об'ємної ваги, пористості, проникності, гранулометричного та мінерального складу, карбонатності, залишкової водонасиченості, тріщинуватості і т. ін. У глинистих породах визначається об'ємна вага, гранулометричний склад і карбонатність. Вапняки та доломіти досліджуються на пористість, проникність і тріщинуватість.

З метою уточнення віку зразків порід проводиться дослідження макро- і мікрофауни, а також споро-пилкові визначення.

Дослідження флюїдів виконується як у лабораторіях, так і, при необхідності, безпосередньо на свердловині[2,3,4,5].

Дослідження проб газу виконуються для визначення його густини, теплоутворюючої здатності і компонентного складу, включаючи вміст метану, етану, пропану, бутану, пентану, гексану (разом із вищими), азоту, гелію, аргону, водню, двоокису вуглецю, сірководню, кисню.

Проби конденсату досліджуються на фракційний, груповий склад і вміст сірки[2,3,4,5].

У пробах пластової води визначається хімічний склад, в тому числі вміст йоду, бромю, амонію, бора та інших мікрокомпонентів, питома вага, водневий показник (рН), величина мінералізації[2,3,4,5].

Розчинений газ аналізується аналогічно вільному газу.

Аналізи планується здійснити за зразками порід і пробами флюїдів, що відібрані у нижньокам'яновугільних відкладах. При цьому передбачається такі види досліджень:

- визначення макро- і мікрофауни;
- палеонтологічний аналіз;
- мінерально-петрографічний аналіз;
- визначення фізичних властивостей порід;
- хімічний аналіз газу, нафти, конденсату і води;
- компонентний аналіз газу;
- фракційний аналіз газу й конденсату;
- визначення конденсатовіддачі;
- визначення абсолютного віку порід.

2.1.6 Оцінка перспективності площі

Блокова будова фундаменту Дніпровського грабена (рифту) утворена регіональними субширотними і субмеридіанальними розломами, що перетинаються майже під прямими кутами. Поверхні блоків фундаменту на валах і у ровах підняті або опущені один відносно одного. У ровах накопичувалися девонські соленосні відклади максимальної потужності, що стали у подальшому материнськими для соляних штоків. У свою чергу штоки в осадовому чохлі розвивалися по розломах, часто використовуючи вузли перетину розломів двох систем як шляхи найменшого опору руху соляних мас. Таким чином, просторова приуроченість соляних штоків до розломів повинна бути визнана генетичною ознакою всіх соляних штоків Дніпровсько-Донецької западини. Процес прориву осадового чохла Дніпровсько-Донецької западини соляними штоками спричинив виникнення значних тектонічних напруг у гірських породах, що їх оточують. Це призвело до їх істотного деформування та вплинуло на фільтраційно-ємнісні властивості, які

значною мірою обумовлюють високу щільність запасів нафти і газу у приштокових зонах[2,3,4,5].

В межах північного борту та північної прибортової зони, на ділянках відсутності соленосних товщ девону та пермі розвинуті структури осадового чохла, успадковані від первинного рельєфу фундаменту (структури обгортання). Ці структури незначні за розмірами, з короткими деревовидно–прямолінійними формами рисунку яружно–балкової мережі, додатними деформаціями вододілів (Радянська, Прокопенківська, Буднівська, Володимирська структури).

У межах північної прибортової зони виділяють 13 родовищ газоконденсату. Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний район має високу щільність нерозвіданих ресурсів. Доведена промислова нафтогазоносність відкладів від юри до девону. Поклади вуглеводнів відкрито на глибинах більше 5 км. Значна кількість підняття пов'язана з соляним тектогенезом. Ступінь розвіданості ресурсів 57,6%.

Найбільш високі значення перспективності, частіше всього, розташовуються над склепінням складок.

В результаті проведення запроєктованих пошуково-розвідувальних робіт на площі очікується приріст запасів газу по продуктивних горизонтах візейського (В-17-19, В-21) ярусу нижнього карбону, як найбільш витриманих по простяганню і які мають високі фізико-літологічні та фільтраційно-ємнісні показники, а також кори вивітрювання і зон розущільнення порід кристалічного фундаменту[2,3,4,5].

Стан вивченості ділянок, як підготовлених до глибокого пошукового буріння детальними сейсмозвідувальними роботами МСГТ і розташованих у перспективному нафтогазоносному районі Північного борту Дніпровсько-Донецької западини, що доведено локальним та регіональним прогнозом нафтогазоносності, дозволяє виконати підрахунок перспективних ресурсів газу за категорією С₃. Його здійснено об'ємним методом на підставі фактичних даних випробування свердловин, пробурених на

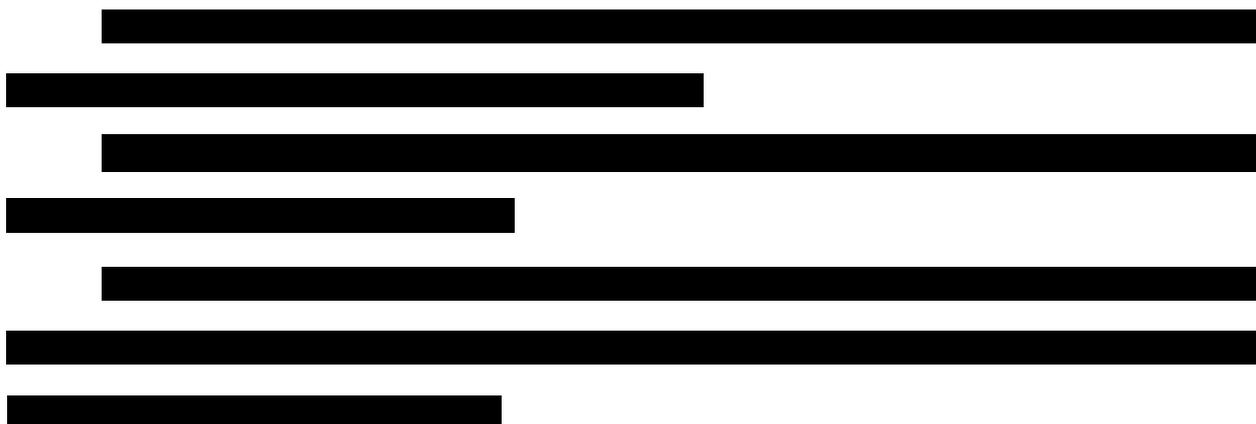
Острове́рхівському, Безлюді́вському, Коробочкі́нському та Північно-Коробочкі́нському родовищах за загальноприйнятою формулою М.А. Жданова, з врахуванням коефіцієнту заповнення пастки 0,5.

Площа пастки визначалась окремо для Булгаківської і для Мостової структури по візейських продуктивних комплексах і прийнята по ізогіпсах -2300 і -2200м відповідно, які замкнені на розривні порушення. Вона склала 6,1 км² для Булгаківської та 3,0 км² для Мостової структур. Площі підрахункових об'єктів вимірювалися планіметром на планшетах масштабу 1:50 000[2,3,4,5].

Дані про фільтраційно-ємнісні параметри пластів-колекторів горизонтів В-17-19, В-21 базуються на результатах дослідження кернового матеріалу і ГДС зазначених вище родовищ.

Породи-колектори продуктивних відкладів представлені, в основному, пісковиками. Середні значення параметрів фізичних властивостей для горизонтів передбачаються: відкрита пористість 9-15%, газонасиченість 70-90%, ефективна товщина 2,0-5,5 м[2,3,4,5].

2.2 Підрахунок ресурсів



Таблиця 2.5 – Підрахункові параметри і перспективні ресурси вільного газу на Булгаківській та Мостовій ділянках

1. Основна увага приділена відкладами візейського ярусу (горизонт В-17-19, В-21) нижнього карбону та кори вивітрювання, а також зоні розущільнення порід докембрійського фундаменту з якими пов'язана промислова газоносність, по аналогії з сусідніми родовищами.

2. Для отримання повної геологічної інформації планується пробурити незалежну пошукову свердловину 1.

3. Якщо свердловина 1, підтвердить продуктивність візейського ярусу та кори вивітрювання, то буде добурено залежну розвідувальну свердловину 2 і 3, і ще одну незалежну пошукову 4 та залежні від неї свердловини 5 і 6 розвідувальні.

4. Відбір керну та флюїдів планується провести у візейських відкладах, також для кожної свердловини буде проводитися комплекс геофізичних та лабораторних досліджень.

5. Всього по досліджуваній ділянці об'ємним методом підраховано 1,050 млрд.м³ ресурсів газу.

Розділ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Гірничо–геологічні умови буріння

При проходці карбонатних порід верхнього і середнього карбону відмічені інтенсивні, а в породах кори вивітрювання кристалічного фундаменту катастрофічні поглинання бурового розчину густиною 1160-1180 кг/м³. Вони були ліквідовані шляхом його облегшення до густини 1140-1120 кг/м³ і введення наповнювачів[6,7,8,9].

В розрізі розвинуті інфільтраційна (в кайнозойських і крейдових відкладах) та елізійна (в юрських глинах) водонапірні системи з початковими гідростатичними пластовими тисками. Їх градієнт збільшується у водоносному розрізі від 0,006-0,008 МПа/м в кайнозойських відкладах до 0,0101 МПа/м в газоносному розрізі та на проектній глибині[6,7,8,9].

За даними буріння свердловин в межах Північного борту, аналізу фізико-механічних параметрів порід, в розрізі проектних свердловин виділяються такі інтервали, несумісні щодо умов буріння, котрі визначають їх конструкції:

- водоносний інтервал кайнозою - верхнього карбону, (0-1200 м у св. 1-3 Булгаківської ділянки, 0-1150 м у св. 4-6 Мостової ділянки);
- водоносний інтервал середнього, продуктивний інтервал нижнього карбону та кристалічного фундаменту (нижче).

З геолого-технічного наряду (додаток Г) видно, що водоносний горизонт представлений відкладами кайнозою - ґрунтово-рослинним шаром, суглинками, мергелями, перешаруванням пісків, пухких пісковиків, глин з прошарками алевролітів, котрі (окрім глин та інших ущільнених порід) характеризуються високою проникністю – до $(1-10) \times 10^{-15}$ м²[6,7,8,9].

За буримістю породи відносяться до категорії м'яких з прошарками порід середньої твердості і твердих.

Пласти пісків і пухких пісковиків вміщують питні води, які є основним джерелом питного водопостачання в районі буріння і підлягають ретельній охороні від забруднення, фронт котрого, внаслідок високих коефіцієнтів фільтрації цих відкладів (до 1-5 м/добу) може швидко просуватися у

водоносних горизонтах на значну відстань. Слід відмітити, що їх багаторічна експлуатація спричинила зниження статичних рівнів і розповсюдження в них депресійних воронок на багато кілометрів від водозабірних свердловин, що відмічено в бучацько-каневському горизонті на Юліївському нафтогазо-конденсатному родовищі. В дренажних водоносних відкладах створилася мережа штучних тріщин, зменшився градієнт тиску гідророзриву, котрий дорівнює 0,12-0,0125 МПа/м, через що вони є дуже нестійкі, схильні до поглинань і обвалів. Для попередження забруднення питних вод і поглинань у водоносних пластах кайнозойські відклади ізолюють від нижнього розрізу кондуктором[6,7,8,9].

Відклади мезозою (Булгаківська і Мостова ділянки) і верхнього карбону (Булгаківська ділянка) представлені відносно водотривкою крейдово-мергельною товщею, алевро-піщаними і глинистими породами з прошарками вапняків.

За буримістю породи відносяться до категорій середньої твердості, м'яких, твердих з прошарками міцних.

Розріз є нестійкий, через наявність пластів неміцних високопроникних порід – пухких слабозцементованих пісковиків, піщано-карбонатних відкладів, тріщинуватих вапняків. Ці породи відрізняються низьким градієнтом тиску гідророзриву, який складає 0,0125-0,0135 МПа/м. Тому в процесі їх проходки із застосуванням бурового розчину густиною вище 1240кг/м³ можливі поглинання аналогічні тим, що спостерігалися в деяких пробурених свердловинах на сусідніх площах.

В даному розрізі можливі також звуження стовбура, уступо-, каверноутворення тощо.

Продуктивний інтервал представлений товщею перешарування піщано-глинистих порід серпухівського, візейського ярусів нижнього карбону, що мають прошарки вапняків, і метаморфізованими породами кристалічного фундаменту[6,7,8,9].

За буримістю породи відносяться до категорії твердих і міцних.

Алеврито-піщані відклади характеризуються підвищеною міцністю. Градієнт тиску гідророзриву їх досягає 0,016-0,018 МПа/м. Однак розріз є нестійкий, оскільки вміщує пропластки неміцних пісковиків, вапняків, тріщинуваті і розуцільнені породи фундаменту, котрі мають низький градієнт тиску гідророзриву, рівний 0,0125-0,0135 МПа/м. Тому при їх розкритті проєктними свердловинами із застосуванням бурового розчину густиною вище 1200 кг/м³ можливі поглинання, що спостерігалися на сусідніх родовищах. Для їх попередження необхідно скласти відповідні технологічні заходи безаварійної проводки свердловин в інтервалах залягання порід, схильних до поглинань. При бурінні в цьому інтервалі можуть виникати також звуження стволу, уступо-, жолобоутворення, газопрояви, осипання крихких тріщинуватих аргілітів, які мають низький коефіцієнт Пуассона, з утворенням каверн[6,7,8,9].

3.2 Обґрунтування конструкції свердловини

Для розрахунку конструкції свердловин прийняті такі геохімічні та термобаричні показники розрізу. Густина підземних вод в термобаричних пластових умовах від 1000 кг/м³ в кайнозойських до 1080 кг/м³ в кам'яновугільних відкладах. Густина газу відносно повітря від 0,61 у візейських відкладах до 0,66 в породах фундаменту. Гази агресивні за рахунок підвищеного – до 1,87 %, вмісту CO₂[6,7,8,9].

Відповідно до гірничо-геологічних умов, досвіду буріння, вимог чинного законодавства щодо охорони питних вод, надр, навколишнього середовища, створення безпечних умов розкриття нафтогазових об'єктів пропонується така конструкція свердловин:

Кондуктор діаметром 324 мм спускається в глинисту підшову палеогену – покрівлю крейди на глибину 120-170 м для охорони горизонтів кайнозою з питними водами від забруднення, попередження поглинань і обвалів верхніх пластів порід[6,7,8,9].

Проміжна колона діаметром 245 мм спускається в глинисту покрівлю московського ярусу середнього карбону для безпечного розкриття нафтогазових покладів, підвищення надійності ізоляції питних вод і перекриття нестійких верхніх водоносних відкладів на глибину 1150-1200 м.

Експлуатаційна колона діаметром 168/140 мм спускається до проєктних глибини 2450-2550 м. для закріплення продуктивного розрізу, випробування проєктних об'єктів і можливої експлуатації свердловин.

В зв'язку з підвищеним вмістом в газі агресивних компонентів (CO_2), в пластовій воді – нафтових кислот, бікарбонатів, обсадні колони компонується із труб, виготовлених в антикорозійному виконанні за стандартами АНІ, з високогерметичними різьбовими з'єднаннями, підйом цементу за усіма колонами передбачений до устя[6,7,8,9].

Башмаки обсадних колон встановлюються в щільних глинистих породах з градієнтом тиску гідророзриву пласта не нижче 0,022-0,024 МПа/м.

3.3 Режими буріння

Враховуючи гірничо-геологічні умови території буріння буде виконане роторним способом з використанням бурових розчинів густиною від 1140-1180 кг/м^3 при бурінні під кондуктор, і технічну колону до 1260 кг/м^3 при бурінні під експлуатаційну колону[6,7,8,9].

Спосіб закінчення: спуск експлуатаційної колони, її цементування з подальшою перфорацією в проєктних об'єктах, і їх випробування[6,7,8,9].

3.4 Характеристика бурових розчинів

Для буріння під кондуктор 324 мм в інтервалі 0-170 м використовують глинистий буровий розчин. Рецептатура і параметри наведені у таблицях 3.1.

Для буріння під проміжну колону 245 мм в інтервалі 120-1200 м використовують гуматноакриловий буровий розчин. Рецептатура і параметри бурових розчинів наведені у таблиці 3.1.

Для буріння під експлуатаційну колону 168/140 мм в інтервалі 1150-2550 м використовують гуматноакрилокалієвий буровий розчин.

Для глушіння і вторинного розкриття використовують буровий розчин, на якому здійснювали первинне розкриття[6,7,8,9].

Для глушіння використовувати розчин $\rho = 1180 \text{ кг/м}^3$, в якому на 1 м^3 розчинено: КСІ - 30 кг; NaCl або CaCl₂- 100 кг ; КЛСТ-100 кг; целюлозного реагенту - 20 кг; дуовізу - 2 кг; крейда – 70 кг.

Таблиця 3.1 – Рецептuru обробки бурового розчину

Інтервал буріння, м Булгаківська Мостова	Найменування хімреагентів	Мета застосування	Норма	
1	2	3		
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

	поліплас	понижувач водовіддачі	0,002	-//-
--	----------	-----------------------	-------	------

3.5 Охорона надр та навколишнього середовища

Охорона довкілля в процесі користування нафтогазонасними надрами— оберігання від знищення, завдання шкоди, руйнування навколишнього середовища[12].

Суб'єкти господарської діяльності незалежно від форм власності, що здійснюють користування нафтогазонасними надрами, видобування, транспортування, зберігання, переробку та реалізацію нафти, газу та продуктів їх переробки, повинні дотримуватися вимог законодавства про охорону довкілля, нести відповідальність за його порушення і здійснювати технічні, організаційні заходи, спрямовані на зменшення шкідливого впливу на нього. Проекти на проведення геологорозвідувальних робіт на землях природоохоронного, оздоровчого, рекреаційного та історико-культурного призначення підлягають обов'язковій екологічній експертизі.

Ліквідацію аварійних викидів нафти і газу, пластової води із свердловин здійснюють користувачі нафтогазонасними надрами, які проводять буріння розвідувальних та експлуатаційних нафтових і газових свердловин, а також розробку нафтових і газових родовищ та експлуатацію підземних газових сховищ. Надрокористувачі повинні укладати зі спеціальними підрозділами із запобігання та ліквідації відкритих нафтових і газових фонтанів угоди на виконання ними інспекційно-профілактичних і аварійних робіт. Для забезпечення безпеки населення, що проживає в районі розташування об'єктів нафтогазової галузі, встановлюються охоронні та санітарно-захисні зони, розміри і порядок використання яких визначається чинним законодавством та проектами цих об'єктів, затвердженими у встановленому порядку[12].

3.6 Висновки до розділу 3

1. На досліджуваній ділянці можливі такі ускладнення: поглинання бурового розчину, м'які та тверді породи, водоносні інтервали, звуження стовбура, каверноутворення, газопрояви, осипи порід.

2. Враховуючи геологічні дані ділянки, планується що конструкція свердловини складатиметься з: кондуктора, проміжної колони та експлуатаційної.

3. В даному розділі охарактеризовані режими буріння та рецептура бурового розчину.

Розділ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт

[Redacted content]

[REDACTED]

Таблиця 4.1 - Вихідні дані буріння для визначення техніко-економічних показників

Показники	[REDACTED]				
Ділянка	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Мета буріння	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Проектна г [REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	550
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

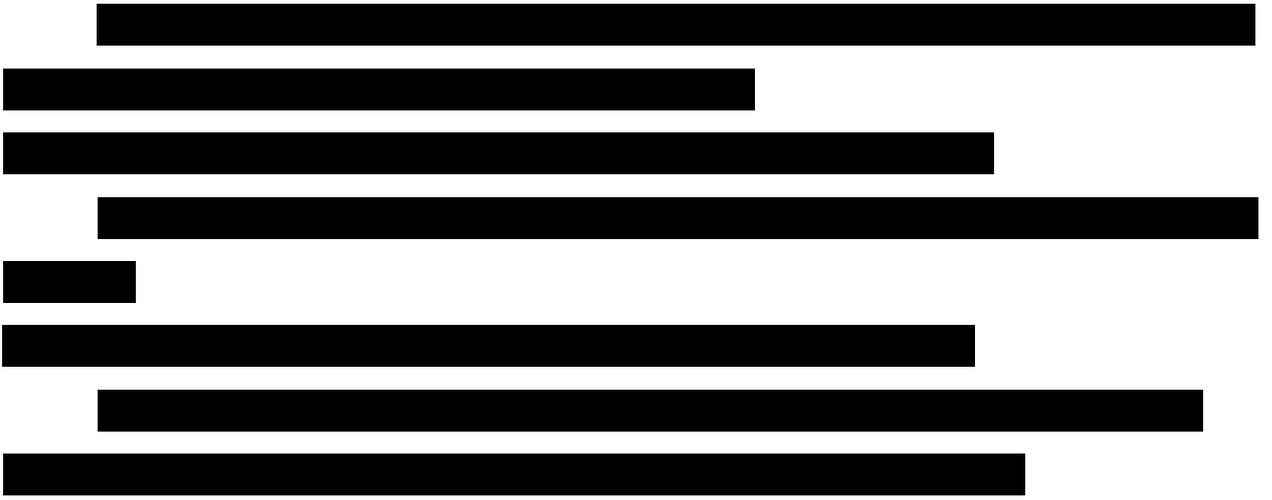
[REDACTED]					
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

[Redacted text block]

4.2 Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт

На Булгаківській ділянці:

[Redacted text block]



4.3 Висновки до розділу 4

1. Геологічна ефективність буріння на Булгаківській та Мостовій ділянках у вигляді приросту запасів газу на 1 м буріння буде - 70,2 тис.м³/м
2. Річний прибуток по Булгаківській ділянці складатиме 198 135 тис.грн.

3. Річний прибуток по Мостовій ділянці складатиме 99 067 тис.грн.
4. Вартість підготовки 1 тис.м³ газу складатиме 37,3 грн/тис.м³

Розділ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

Аналіз і оцінка стану умов та безпеки праці – це одна з складових роботи керівника, галузі, підприємства (підрозділу) щодо планування

відповідних заходів з охорони праці. На підприємстві аналіз і оцінка стану умов та безпеки праці здійснюється на підставі наступних загальних показників[20]:

- рівень виробничого травматизму;
- рівень професійних захворювань пов'язаних з умовами праці;
- кількість працівників, що працюють в умовах, які не відповідають санітарногігієнічним нормам;
- кількість обладнання, що не відповідає вимогам нормативних актів про охорону праці;
- кількість технологічних процесів, що не відповідають вимогам нормативноправових актів з охорони праці;
- кількість будівель та споруд, технічний стан яких не відповідає будівельним нормам і правилам;
- забезпечення працівників засобами індивідуального захисту;
- забезпеченість працівників санітарно-побутовими приміщеннями;
- витрати на покращення стану безпеки, гігієни праці та виробничого середовища;
- витрати на відшкодування збитків потерпілим від нещасних випадків та професійних захворювань, що пов'язані з умовами праці;
- витрати на розслідування та ліквідацію наслідків аварій, нещасних випадків та професійних захворювань[20].

Для ефективного вирішення питань, пов'язаних з обліком, аналізом та оцінкою стану умов та безпеки праці, необхідно, в першу чергу, впровадження єдиної державностатистичної звітності щодо обліку, аналізу та оцінки стану безпеки та умов праці на підприємствах як державної, так і недержавної форм власності. З цією метою відповідно до існуючого законодавства в галузі охорони праці для об'єктивної оцінки умов праці в обов'язковому порядку проводиться паспортизація виробництв та атестація робочих місць[20].

5.2 Заходи з техніки безпеки

Оптимальна взаємодія людини з виробничим середовищем можливо, якщо будуть забезпечені комфортність середовища та мінімізація негативних впливів[18,20].

На підприємстві необхідно:

1. створення оптимального стану середовища в зонах трудової діяльності та відпочинку людини;
2. ідентифікація (розпізнавання і кількісна оцінка) небезпечних та шкідливих факторів;
3. розробка та реалізація заходів захисту людини і середовища від негативних впливів;
4. проектування та експлуатація техніки, технологічних процесів відповідно до вимог з безпеки та екологічності;
5. забезпечення стійкості функціонування об'єкта в штатних та надзвичайних ситуаціях;
6. прогнозування розвитку та оцінка наслідків надзвичайних ситуацій;
7. прийняття рішень щодо захисту виробничого персоналу і населення від можливих наслідків аварій, катастроф, стихійних лих і застосування сучасних засобів ураження, а також вжиття заходів щодо ліквідації їх наслідків[18,20].

Існуючі технології та обладнання для буріння та кріплення свердловин обумовлює проведення робіт на відкритому повітрі. Тому потрібно передбачити заходи профілактики охолодження і переохолодження, а також обмороження: забезпечити працівників теплим одягом і взуттям, а також організувати перерви для обігріву робітників у спеціально обладнаному приміщенні, скоротити тривалість робочої зміни. Найбільш ефективним заходом у холодний період є створення штучного мікроклімату за допомогою опалення від котельні установки в межах бурової установки і робочого селища, використання індивідуальних засобів захисту[18,20].

Проблеми створення на буровій штучного мікроклімату ускладнюється неможливістю споруди замкнутих просторів для місць роботи бурильника і його помічників. У зв'язку з цим створення мікроклімату на буровій йде останнім часом по шляху створення душуючих пристроїв безпосередньо біля кожного робочого місця або по кутах робочої площадки. Крім цього передбачаються заходи щодо поліпшення життя та побуту працюючих на буровій, а саме встановлення кондиціонерів в літній час, в зимовий час обігрівачі приміщень[18,20].

5.3 Пожежна безпека

Основні протипожежні заходи, що виключають утворення горючого середовища при експлуатації свердловин[18].

На стадії освоєння й експлуатації свердловин необхідно:

- при збудженні свердловини шляхом промивання глинистим розчином необхідно контролювати відповідність глинистого розчину, підтримувати циркуляцію і заповнюваність свердловини промивною рідиною;
- під час операцій спуску та піднімання, коли знижується протитиск на пласт, необхідно вести ретельний контроль за кількістю і густиною бурового розчину
- для герметизації устя свердловин влаштовують заслінки;
- робочий тиск фонтанної арматури повинний відповідати максимальному тиску, очікуваному на устя при експлуатації свердловини :
- для запобігання потрапляння пластового газу в бурильні труби в нижній частині їхньої колони повинен установлюватися зворотний клапан;
- з появою ознак фонтанування сваб повинний бути негайно піднятий зі свердловини;
- для попередження потрапляння нафти і газу із свердловини в компресор на лініях газо- і повітророзподільних будок у свердловини повинні встановлюватися зворотні клапани;

- для попередження заклинювання плунжера насоса від потрапляння в нього піску на кінці колони труб установлюють спеціальні фільтри;
- для контролю рівня та тиску трапи обладнують регуляторами;
- контролювати герметичність трапа і т. д.
- у випадку відкритого фонтанування свердловини необхідно викликати пожежну команду, припинити подачу електроенергії, призупинити роботу бурової, перекрити превентори, засувки, клапани[18].

5.4 Висновки до розділу 5

1. В розділі проаналізовано умови праці при проведенні геологорозвідувальних робіт.
2. Наведені основні правила техніки безпеки, виробничої санітарії та пожежної безпеки при геологорозвідувальних роботах.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

1. Пошуково-розвідувальні роботи в межах північного борту Дніпровсько-Донецької западини дали позитивні результати, нафтогазонасність підтвердили не тільки кам'яновугільні відклади, а й кристалічний фундамент.

2. В роботі планується пробурити 6 пошуково-розвідувальних свердловин, дві з яких будуть незалежні. Тільки після підтвердження продуктивності будуть добурюватися інші 4 свердловини. Кожна незалежна свердловина буде відноситися або до Булгаківської або до Мостової структури.

3. Для буріння свердловин враховуючи гірничо-геологічні умови сусідніх ділянок було підбрано бурові розчини, конструкції свердловин та режим буріння.

4. При проведенні геофізичних досліджень були виявлені продуктивні горизонти в інтервалі яких був відібраний керн. Зразки керну та вуглеводнів пройшли лабораторні дослідження, та підтвердили свою продуктивність.

5. По Булгаківській та Мостовій ділянці підраховано ресурси, які становлять 1,050 млрд.м³ газу.

6. Річний прибуток від розробки Булгаківської та Мостової ділянки складатиме 297 202 тис.грн

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Атлас родовищ нафти і газу; За загальною редакцією М.М. Іванюти, В.О. Федина та ін. – Львів, 1998. – Т. 1. – С. 52.
2. Бабаєв В.В., Ковшиков А.О. Звіт про результати геологорозвідувальних робіт на нафту та газ по Таганській площі.

3. Лагутін А., Засядчук Й., Коломієць Я. Звіт про науково-дослідну роботу “Деталізація геологічної будови і оцінка запасів газу для складання проекту ДПЕ Острове́рхівського ГКР”, Харків, 1997.
4. Полохов В.М., Коломієць В.Я. Звіт про результати сейсмозвідувальних та електророзвідувальних пошукових робіт на Коробочкинсько-Кружилівській площі південно-східної частини ДДЗ, північних та південних окраїн Донбасу. /роботи партії 75, 86, 89, 90, 94/94 в 1994-1995 рр./, ПГРЕ, Текст, 1996.
5. Цюпа А.Є., Коломієць В. Я. Звіт про результати деталізаційних сейсмозвідувальних робіт на Південно-Коробочкинській площі в південно-східній частині ДДЗ, м.Новомосковськ, 1995р.
6. Тесленко-Пономаренко В., Височанський І., та ін. Проект параметричного буріння на Молодовсько-Куп'янській мегаділянці Північного борту ДДЗ, 2003 р.
7. Паспорт на Булгаківський об'єкт, підготовлений до глибокого буріння на нафту та газ. ДГП “Укргеофізика”, СУГРЕ 2002.
8. Паспорт на Мостову структуру, підготовлену до глибокого буріння на нафту та газ. ДГП “Укргеофізика”, СУГРЕ 2004.
9. Верповський М.М., Коломієць В.Я. Паспорт на Північно-Коробочкинську структуру. Новомосковськ, 1995р.
10. Геологія та нафтогазоносність мезозойського комплексу Дніпровсько-Донецького авлакогену: монографія / Г.Є. Святенко, І.В. Височанський. – Х.: ФОП Бровін О.В. – 152 с. ISBN 978-617-7738-48-9
11. Білецький В.С. Гірничий енциклопедичний словник: у 3 т./ з— Д.: Східний видавничий дім, 2004.— Т.3.- ISBN 966-7804-78-X.
12. Балучинська М.В. "Гідрогеологічні умови нафтогазоносних відкладів північно-східного борту Дніпровсько-Донецької западини" Авт.канд.дис., Львів, 1996, 19с.

13. Вижва С. А., Загнітко В. М., Михайлов В. А. У циклі монографій «Нетрадиційні джерела вуглеводнів України»: Кн. IV. Східний нафтогазоносний регіон: аналітичні дослідження — К.: Ніка-центр, 2014.
14. Джигирей В.С. Екологія та охорона навколишнього природного середовища. — К., 2006.; Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» від 26.06.1991 р.; Новиков Ю.В. Охрана окружающей среды. — М., 1998.; Стольберг Ф.В. Экология города. — К., 2000.
15. Дудніков М.С. Перспективи нафтогазоносності ПівденноСхідної частини Дніпровсько-Донецької западини. — К.: Вісник КНУТШ, 2012. — Вип. 58. — С. 36–40.
16. Колодій В., І.Височанський І. і інші- “Гідрогеологічні передумови нафтогазоносності Північного борту Дніпровсько-Донецької западини” Геологія і геохімія корисних копалин -1999, №1(106)-с.21-29
17. Локтаєв В.С., Черняков О.М. "Взаємозв'язок тектонічної деформованості порід та нафтогазоносності структур. 2009. м. Харків. Український науково дослідний інститут природних газів.
18. Михайлюк О.П., Олійник В.В., Кріса І.Я., Білим П.А., Тесленко О.О. Пожежна безпека об'єктів підвищеної небезпеки: Навчальний посібник. — Х.: УЦЗУ, 2010. - 343 с.
19. Стандарт підприємства. Положення про порядок складання, оформлення, представлення і затвердження проектів на пошуки, розвідку і дорозвідку родовищ газу і нафти в системі ДК “Укргазвидобування”. СТП 320.00158764.04-2000.
20. <https://opcb.kpi.ua/wp-content/uploads/2014/09/Лекція-3.pdf>

ДОДАТКИ

Додаток А. Адміністративна карта району робіт