

***БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА***

*БР 103 – НЗГ*

Група НЗГ-21-1

***Олег Данько***

*2025*

Міністерство освіти і науки України  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Факультет природничих наук  
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

УДК 553.98

## БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Тема: Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проект пошуково-розвідувальних робіт на Даньківській площі  
(назва відповідно до наказу ректора)

Спеціальність – 103 Науки про Землю

Освітня програма – Геологія нафти і газу, геофізика, геоінформатика, інженерна геологія та гідрогеологія

### ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

БР 103 – НЗ

(позначення)

Студент гр. НЗГ-21-1 \_\_\_\_\_ Данько О.А.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник \_\_\_\_\_ доц. Артим І.В.  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Консультанти:

\_\_\_\_\_  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

\_\_\_\_\_  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

\_\_\_\_\_  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Нормоконтроль \_\_\_\_\_ асист. Уграк Л.В.  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Перевірено на плагіат \_\_\_\_\_ асист. Уграк Л.В.  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

*Допускається до захисту.*

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_ доц. Михайлів І.Р.  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Рецензент \_\_\_\_\_  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

2025 р.

## ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ГРН

\_\_\_\_\_ доц. Михайлів І.Р.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 р.

### ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ

Спеціальність — 103 *Науки про Землю*

Освітня програма – Геологія нафти і газу, геофізика, геоінформатика, інженерна геологія та гідрогеологія

Студенту \_\_\_\_\_ Даньку Олегу Андрійовичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема бакалаврської роботи Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проект пошуково-розвідувальних робіт на Даньківській площі

затверджена наказом ректора університету від «16» квітня 2025 р. № 255/7

2. Термін здачі студентом закінченої роботи: 12 червня 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи:

1. Фондові геолого-геофізичні матеріали \_\_\_\_\_

2. Опублікована література по району досліджень \_\_\_\_\_

3. Особисті спостереження та узагальнення. \_\_\_\_\_

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

Вступ. 1 Загальні відомості про район досліджень. 1.1 Географо-економічні умови. 1.2 Геолого-геофізична вивченість. 2 Геологічна будова досліджуваної площі. 2.1 Літолого-стратиграфічний розріз. 2.2 Тектоніка. 2.3 Нафтогазоносність ділянки надр та прилеглих територій. 2.4 Водоносність. 2.5 Пластові тиски та температури. 3 Обґрунтування перспектив і план проведення пошуково-розвідувальних робіт. 3.1 Прогнозування нафтогазоносності. 3.2 Кількісна оцінка ресурсів газу. 3.3 Мета і завдання проектних робіт. 3.4 Обґрунтування розташування проектної свердловини та її глибини. 3.5 Вибір типової свердловини та геологічні умови її буріння. 3.6 Вибір об'єктів для випробування і дослідження. 3.7 Вибір інтервалів відбору керна і шлему. 3.8 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині. 3.9 Проектний комплекс лабораторних досліджень. 3.10 Охорона надр та навколишнього середовища 4 Геолого-економічна оцінка проектних робіт. 4.1 Техніко-економічне обґрунтування буріння. 4.2 Оцінка ефективності проектного буріння. Висновки. Перелік використаних джерел.

5. Перелік графічних додатків:

1. Структурна карта по горизонту відбиття Т-1 (С1t) \_\_\_\_\_

2. Геологічні розрізи по лінії I-I та лінії II-II \_\_\_\_\_

3. Геолого-технічний наряд типової свердловини № 1 \_\_\_\_\_

6. Консультанти з окремих розділів і питань бакалаврської роботи:

Розділ, питання	Посада, прізвище та ініціали консультанта	Підпис	
		консультанта	студента

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

8. Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання бакалаврської роботи	Термін виконання	Примітка
1.	Одержання завдання і складання плану виконання бакалаврської роботи.		Виконано
2.	Розроблення структури та плану роботи		Виконано
3.	Обробка базових геолого-геофізичних матеріалів зібраних під час проходження практики.		Виконано
4.	Аналіз геологічної будови площі.		Виконано
5.	Прогноз газоносності Даньківської структури та оцінка ресурсів.		Виконано
6.	Проектування подальших геолого-розвідувальних робіт.		Виконано
7.	Економічна частина		Виконано
8.	Оформлення тексту і графічних додатків.		Виконано
	Захист бакалаврської роботи		Виконано

Завдання видав керівник \_\_\_\_\_  
( підпис )

доц. Артим І.В.  
(посада, прізвище та ініціали)

Завдання прийняв студент \_\_\_\_\_  
( підпис )

Данько О. А.  
(прізвище та ініціали)

## Реферат

Бакалаврська робота налічує сторінок тексту – \_\_ , \_\_ таблиць, \_\_ рисунків, \_\_ графічних додатків.

У даній бакалаврській роботі виконано геолого-геофізичний аналіз Даньківської перспективної складки, яка є за проведеними оцінками найбільш перспективна для виявлення газонафтових покладів, та запропоновано оптимальну методику проведення пошуково-розвідувального буріння.

Для вибраної типової свердловини запропоновані та виділені інтервали дослідження, їх випробування, також інтервали для геологічних досліджень, відбору керну і шламу та проведені всі техніко-технологічні розрахунки для свердловини.

На Даньківській площі очікується розкрити продуктивні горизонти до яких віднесені виділені 5 нафтоносних горизонтів. С-21, В-14-17, В-21, В-22 і Т-1, та один горизонт – Д-8 промислово нафтоносний в девоні.

Ключові слова: ПОКЛАД, БУРІННЯ, ПОШУКИ, РОЗВІДКА, РЕСУРСИ НАФТИ, СВЕРДЛОВИНА, ДОСЛІДЖЕННЯ, ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ.

## Annotation

Keywords: DEPOSIT, DRILLING, PROSPECTING, EXPLORATION, OIL RESOURCES, WELL, RESEARCH, ECONOMIC EFFICIENCY.

In this bachelor's thesis, the geological and geophysical analysis of the Dankivske prospective fold, which is estimated to be the most promising for the discovery of gas and oil deposits, was performed, and the optimal methodology for exploration drilling was proposed.

For the selected model well, the study intervals and their testing were proposed and selected, as well as intervals for geological studies, core and cuttings sampling, and all technical and technological calculations for the well were carried out.

The Dankivske field is expected to discover productive horizons, which include the identified 5 oil-bearing horizons. C-21, B-14-17, B-21, B-22 and T-1, and one horizon - D-8 - commercially oil-bearing in the Devonian.

## Зміст

Вступ .....	
1 Загальні відомості про район досліджень .....	
1.1 Географо-економічні умови .....	
1.2 Геолого-геофізична вивченість .....	
2 Геологічна будова досліджуваної площі .....	
2.1 Літолого-стратиграфічний розріз .....	
2.2 Тектоніка .....	
2.3 Нафтогазоносність ділянки надр та прилеглих територій. ....	
2.4 Водоносність. ....	
2.5 Пластові тиски та температури .....	
3 Обґрунтування перспектив і план проведення пошуково-розвідувальних робіт .....	
3.1 Прогнозування газоносності .....	
3.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти.....	
3.3 Мета і завдання проектних робіт .....	
3.4 Обґрунтування розташування проектних свердловин та їх глибини. ....	
3.5 Вибір типової свердловини та геологічні умови її буріння .....	
3.6 Вибір об'єктів для випробування і дослідження .....	
3.7 Вибір інтервалів відбору керна і шламу .....	
3.8 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині .....	
3.9 Проектний комплекс лабораторних досліджень .....	
3.10 Охорона надр та навколишнього середовища .....	
4 Геолого-економічна оцінка проектних робіт. ....	
4.1 Техніко-економічне обґрунтування буріння .....	
4.2 Оцінка ефективності проектного буріння. ....	
Висновки .....	
Перелік використаних джерел .....	

## Вступ

**Актуальність теми.** Сучасний стан вирішення економічних питань України, яка в даний час залежить в немалій степені від стану матеріально-сировинної бази, наявності паливно-енергетичних ресурсів, в тому числі і від забезпечення народного господарства нафтою і газом. Відкриття на Україні нових родовищ нафти і газу, підвищення рівня видобутку цих видів енергетичного палива і хімічної сировини, має важливе значення для вирішення економічних питань. Тому пошуки нових родовищ і їх ефективна розробка являються актуальною задачею, і це особливо помітно, коли більшу частину нафти і нафтопродуктів приходиться завозити із росії.

У даній роботі проведено проект пошуку покладів нафти у кам'яновугільних та девонських відкладів Даньківської площі, виконано підрахунок ресурсів об'ємним методом. Необхідність виконання даної роботи обумовлена тим, що пошук нових родовищ є енергетична безпека країни.

**Метою бакалаврської роботи** є пошуки та розвідка покладів нафти у кам'яновугільних та девонських відкладах Даньківській площі.

**Завдання досліджень.** Відповідно до мети основними задачами проектних робіт на Даньківській площі є:

- встановлення наявності покладів нафти і газу в відкладах карбону, девону і можливо порід кристалічного фундаменту;
- моделювання геологічної будови площі, стратиграфії проектного розрізу, просторового трасування відбиваючих сейсмічних горизонтів;
- вивчення літологічного складу та колекторських властивостей продуктивних горизонтів і отримання достовірних промислово-геофізичних параметрів;
- дослідження гідрогеологічних умов залягання мінералізованих водоносних горизонтів і їх характеристики;
- попередня оцінка запасів вуглеводнів по категоріях  $C_1$  і  $C_2$ ;
- вивчення подальшого направлення робіт на площі та суміжних ділянках.

**Об'єкт досліджень** – продуктивні горизонти С-21, В-14-17, В-21, В-22 і Т-1 та Д-8 у кам'яновугільних та девонських відкладах.

**Предмет досліджень** - скупчення нафти, що приурочені до продуктивних горизонтів С-21, В-14-17, В-21, В-22 і Т-1 та Д-8 у кам'яновугільних та девонських відкладах.

**Методи досліджень** – використано базовий комплексний багатофакторний аналіз та ефективна обробка зібраного первинного геолого-геофізичного матеріалу, результати попередньо виконаних

лабораторних досліджень зразків керну і шламу з горизонтів по сусідніх родовищах, та пластових флюїдів, кількісна оцінка ресурсів нафти із використанням комп'ютерних технологій, економічний аналіз проектних пошуково-розвідувальних робіт.

Основою для виконання бакалаврської роботи є фондові геолого-геофізичні матеріали району досліджень, опублікована література, а також особисті спостереження під час проходження практики.

# 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РАЙОН ДОСЛІДЖЕНЬ

## 1.1. Географо-економічні умови

Данківська площа проектних робіт розташована в центральній прибортовій зоні Дніпрово-Донецької западини, в Краснокутському районі Харківської області поблизу м. Краснокутська. До наближених населених пунктів відносяться с.Козіївка, с.Городище і Новая Одеса. Обласний центр м. Харків знаходиться в 80 км на схід від родовища (рис. 1.1). Залізниця Суми-Харків проходить в 50 км на північ від м. Краснокутська [1].

Найближчі нафтові родовища: Бугруватівське, Козіївське, Рибальське і Прокопенківське. Нафта цих родовищ по нафтопроводу подається на Рибальський промисел.



Рисунок 1.1 – Оглядова схема розташування Данківського нафтового родовища

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна температура повітря +7 С. Найбільш холодний місяць – січень (-12 –15 С), найбільш жаркий – липень, середня температура якого +25 С. Зимою переважають східні вітри, літом північно-західні. Середньорічна кількість опадів складає 520 мм, причому найбільша їх кількість випадає в осінньо-літній період. Глибина зимового промерзання ґрунту –0,7-1,0 м [1].

Рельєф площі представляє собою підвищену горбисто-ерозійну рівнину, розрізану сіткою річкових долин, балок і ярів. Максимальне підвищення рельєфу відноситься до її північно-західної частини, де відмітки коливаються від 170 до 193 м. Мінімальні висотні відмітки 105-120 м знаходяться в долині ріки Мерли, розташованій у південно-східній частині площі. Більша частина території родовища покрита віковим бором, який охороняється законом.

Гідрографічну сітку району утворюють ріка Мерла, приток ріки Ворскли і її ліві і праві притоки самий великий із яких ріка Мерчик.

Ріка Мерла тече в південно-західному напрямку. Її русло утворює міандри. Рукави і стариці. Долина річки асиметрична, правий схил високий, крутий прорізаний ярами, лівий пологий, покритий заплавними луками.

У геоморфологічному відношенні район Даньківської площі являє собою плато, складене товщею лесовидних червоно-бурих і зеленувато-сірих глин і пісків, які залягають на відкладах полтавського ярусу неогенового віку. В якості питної води місцеві жителі користуються водами четвертинних відкладів, що залягають близько до денної поверхні. Із інших корисних копалин в районі родовища є піски і глини. Енергопостачання району централізоване і здійснюється через підстанцію міста Краснокутська [1].

В економічному відношенні розглянутий район сільськогосподарський, в останні роки розвивається нафтова промисловість.

## **1.2 Геолого-геофізична вивченість**

Ціленаправлене вивчення геологічної будови описуючого району з точки зору перспектив його нафтогазоносності розпочалося в 1947 р., коли за результатами геологічної зйомки в районі сіл Городище і Козіївка було виявлено Краснокутське підняття, виражене в палеогенноогенових відкладах. В 1955 р. проведені електророзвідувальні роботи методом БЕЗ масштабом 1: 200000. В результаті в районі с. Козіївка виявлена аномалія, яка інтерпретувалась як підняття, виражене в товщі осадових порід і простягаючи від с. Козіївка до с. Каплунівка [2].

В 1956- 1957 рр. проведено структурно - картувальне буріння, по результатам якого була складена серія геологічних і структурних карт району що вивчається.

В 1960 р. були проведені тематичні роботи, по результатах яких

Козіївське та Даньківськк підняття були виділені на структурній карті, побудованій по підшві горизонту мергелів кіївської свити палеогена. Результати даних робіт послужили основою для проведення на площі сейморозвідувальних робіт. Даними роботами було підтверджено наявність Даньківської структури на ділянці між Краснокутськом і с. Козіївка [2].

Проект пошуково-розвідувального буріння на Даньківській площі був складений в 1993 р. інститутом “УкрДІПРОНДІнафта”.

Бугруватівське, Козіївське, Рибальське і Прокопенківське нафтогазові родовища були відкриті починаючи з грудня 1995 р. Пробурені розвідувальні свердловини 1 та 6 дозволили виявити нафтові поклади в візейських, турнейських та девонських відкладах. По матеріалах перших розвідувальних свердловин провели підрахунок балансових запасів нафти і газу. Згодом був складені проекти дослідної експлуатації вказанх нафтогазових родовищ [2].

Однак, нові дані, одержані в результаті буріння св.4 та св.8 змінили уяву про геологічну будову родовища і його запаси. Тому, в 1998 р. був складений проект пробної експлуатації, в якому оперативно оцінено запаси розвіданих горизонтів і розглянуто один варіант розробки основних об’єктів на пружно водонапірному режимі [2].

Передбачалось розбурювати горизонти В-22 та Т-1 окремими сітками свердловин 450×450м в об’ємі 16 експлуатаційних свердловин (8- на горизонт В-22 і 8- на горизонт Т-1) і 2 резервні свердловини. Для першочергового буріння на період пробної експлуатації запропоновано св.20, 21, 22, 23.

В 2002 р. на основі тогочасних даних було уточнено геологічну будову і перераховано початкові балансові запаси нафти і газу для окремо розглянутих Західно – Даньківської і Даньківської площ [2].

## 2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ДОСЛІДЖУВАНОЇ ПЛОЩІ

У геологічній будові Даньківської площі приймають участь осадові утворення палеозойської, мезозойської і кайнозойської групи, які залягають на докембрійському кристалічному фундаменті [2].

Породи докембрійського фундаменту розкриті св.№№ 7, 8, 10, 19 на глибинах від 4422 до 4944 м. Літологічно ці породи представлені гранітами і гранодіоритами сірувато-зеленого кольору, місцями рожевими, з крупними порфіровидними включеннями рожевого польового шпата. Максимально розкрита їх товщина складає 133 м [2].

### 2.1 Літолого-стратиграфічний розріз

#### Девонська система

**Девонська система ( D )** представлена відкладами верхнього відділу (D<sub>3</sub>), розділеним на франський (D<sub>3fr</sub>) і фаменський (D<sub>3fm</sub>) яруси. По літологічних признаках виділено два типи розрізу: безсолевий та солевий.

*Безсолевий розріз* складений в нижній частині переважно аргілітами, вище залягає товщина сульфатизованих порід – пісковиків, аргілітів та туфітів. Завершується безсолевий розріз пачкою пісковиків товщиною 70-100 м та пачкою дуже щільних аргілітів з прошарками вапняків та пісковиків. Загальна товщина безсолевих відкладів верхнього девону D<sub>3</sub> складає 370-380 м [2].

*Солевий розріз* залягає на розмитих відкладах франського ярусу і представлений карбонатно-теригенними породами з переважаючими в розрізі прошарками пісковиків. Пісковики сірі, кварцево-польовошпатові, місцями гравелісті горизонтально і косо шаруваті, рідко з прошарками глинистих вапняків і доломітів.

Загальна товща девонських відкладів змінюється від 348 м до 880 м.

#### Кам'яновугільна система

**Кам'яновугільна система (С)** в розрізі площі представлена всіма трьома відділами: нижнім С<sub>1</sub>, середнім С<sub>2</sub> і верхнім С<sub>3</sub>, що складає більшу частину осадового комплексу.

**Нижньокам'яновугільні відклади (С<sub>1</sub>)** представлені турнейським, візейським і серпухівським ярусами.

*Відклади турнейського ярусу (С<sub>1t</sub>)* присутні по всьому розрізу, глибина їх залягання від 3991 до 4620 м. Представлені вони пісковиками,

аргілітами і алевролітами. Пісковики кварцеві, світло-сірі і сірі з жовтувато-бурим відтінком до темно-сірих, крупно-, середньо- і дрібнозернисті. Відклади турнейського ярусу перекриваються неузгоджено породами візейського ярусу. У зв'язку з глибоким розмивом товщина ярусу різко міняється від 0 до 168 м.

*Відклади візейського ярусу (C1v)* залягають з кутовим і стратиграфічним неузгодженням на розмитій поверхні турнейських і девонських відкладах і представлені відкладами тільки верхньовізейського ярусу. У комплексі даних відкладів виділяється серія горизонтів-колекторів (В-13 + В-22), які складені пісковиками і аргілітовими пачками. Пісковики кварцеві, світло-сірі і сірі, слюдисті, без карбонатні, дрібно- і середньозернисті. Аргіліти темно-сірі до чорних, щільні з вкрапленнями слюди по нашаруванню.

Вапняки сірі, скрито кристалічні, окремілі. У середній частині верхньовізейського піяруса (горизонт В-16н і В-17в) зустрічаються прошарки вапняків і доломітів з вмістом фауністичних рештків.

Горизонти, що залягають нижче В-17н корелюються набагато гірше в зв'язку з сильним літолого-фаціальним неузгодженням. Товщина верхньовізейських відкладів змінюється від 327 до 570 м.

*Відклади серпухівського ярусу (C1s)* в ДДЗ залягають з кутовим неузгодженням на підстилаючи породах візейського ярусу. Літологічно вони представлені темно-сірими, дрібно- і середньозернистими пісковиками, що чередуються з алевролітами і аргілітами. Верхня частина розрізу більш піщана, в нижній частині переважають глинисті породи, які служать покришкою для нафтових покладів верхньовізейського піяруса. Колектори серпухівського ярусу на Даньківській площі водонасичені. Загальна товща даного ярусу становить від 444 м до 510 м.

**Середньокам'яновугільні відклади (С2 )** представлені башкирським і московським ярусами.

*Відклади башкирського ярусу (C2b)* в нижній частині розрізу представлений пачкою карбонатних порід – “башкирською плитою “, яка являє собою видержаний репер і представлена вапняками. Доломітами темно-сірими до чорних, міцними. Вищезалягаюча товща складена перешаруванням пачок кварцевих пісковиків від дрібнозернистих до середньозернистих і аргілітів темно-сірих, слюдистих.

Товщина башкирських відкладів коливається від 358 до 507 м.

*Відклади московського ярусу (C2m)* представлені чергуванням пісковиків сірих, світло-сірих, дрібно- і середньозернистих, кварцевих і аргілітів сірих, темно-сірих, слюдистих.

Товщина відкладів московського ярусу змінюється від 392 до 558 м.

**Верхньокам'яновугільні відклади (Сз)** представлені пісковиками дрібно- і середньозернистими, карбонатними, аргілітами і дуже рідко прошарками вапняків.

Товщина їх змінюється від 194 до 295 м.

### **Пермська система**

**Нижньопермський відділ (Р1)** складають картамиська і никитівська світи. *Картамиська світа* складається з теригенних піщано-глинистих утворень. Відклади *никитівської світи* збереглися в опущених ділянках і представлені ангідритами, доломітами і вапняками. Товщина їх коливається від одиниць до перших десятків метрів.

Середня товщина нижньої пермі – 87 м .

Нижньопермські відклади з кутовим і стратиграфічним неузгодженням перекриті теригенними утвореннями тріасу.

### **Тріасова система**

**Тріасові відклади (Т)** представлені в нижній частині пересажевої світи, яку до недавнього часу відносили до верхньої пермі. Глини пересажевої світи змінюються вище по розрізу перешаруваннями теригенних порід, а в верхній частині розрізу залягає потужна товща піщаних порід. У самій верхній частині тріасу кількість піщаних прошарків знову зменшується, а глинистих збільшується.

Загальна товща тріасових відкладів змінюється від 375 до 535 м.

### **Юрська система**

**Юрська система (J)** на Даньківській площі представлена двома відділами : середнім (J2) і верхнім (J3).

**Середньоюрські відклади (J2)** в об'ємі *байоского і батського ярусів* складені пісковиками з пропластками глин.

Нижня частина байоского ярусу складена глинами, а верхня в основному, пісковиками.

Товщина середньоюрських відкладів – 163 - 183 м.

**Верхньоюрські відклади (J<sub>3</sub>)** представлені *келовейським, оксфордським і кімеріджським ярусами*. В основному, це глинисто-піщані пачки з прошарками вапняків дуже рідко.

Загальна товща верхньоюрських відкладів – 300-415 м.

### **Крейдова система**

Розріз **крейдової системи (К)** представлений двома відділами : нижнім (К<sub>1</sub>) і верхнім (К<sub>2</sub>).

**Нижній відділ крейди (К<sub>1</sub>)** – це різнобарвні глинисто-піщані утворення.

**Верхній відділ крейди (К<sub>2</sub>)** – мергельно-крейдові утворення. Загальна їх товщина досягає 800 м.

**Кайнозойські відклади** представлені відкладами палеогену, неогену, антропогену.

Літологічно – це кварцеві і кварцево-глауконітові пісковики з прошарками глин і мергелів. Товщина їх – 250-300 м.

## **2.2 Тектоніка**

У тектонічному відношенні площа розташована в центральній частині Північної прибортової зони Дніпрово - Донецької западини поблизу Охтирського виступу фундаменту. Виявлені тут структури характеризуються складною геологічною будовою, обумовленою широким розвитком порушень, багато численних регіональних та локальних перерв в осадконакопиченні та значною фаціальною мінливістю продуктивних відкладів. Ширина зони 20-30 км. Частина розломів витягнута вздовж простягання грабена і в цілому складає серію ступенів, по яких фундамент погрузається в сторону западини. Друга частина розломів січе майже під прямим кутом простягання перших, розмежовує їх на виступи і западини [2].

Приосьова зона характеризується інтенсивним опусканням кристалічного фундаменту до глибини 8-10 км і різким нарощуванням осадового комплексу. На при піднятих блоках кристалічний фундамент залягає на глибинах 2.8-5.2 км [2].

Окрім субширотних розломів в будові фундаменту нижньої частини осадової товщі, до яких приурочені лінійно-витягнуті антиклінальні складки, в ДДЗ прослідковуються також субмеридіальні розломи.

Субширотні розломи більш молоді і протяжні, вони носять регіональний характер, а субмеридіальні розломи трасуються через всю Дніпрово-Донецьку западину. Вони фіксуються і на схилах Воронежської антеклізи. Амплітуди їх досягають 250-500 м. Розломи фундаменту часто продовжуються в осадовому чохлі.

Осадовий чохол Північної прибортової зони залягає в основному моноклінально, ускладнюючи флексури на границях виступів і западин по мезозой-кайнозойським відкладам і складкам, що розсікаються на блоки, по палеозойським горизонтам. Так, Бугруватсько-Козіївська ступень в нижній частині розрізу осадової товщі, належить до палеозою. Що розсікається різними порушеннями амплітудою від 20 до 250 м, на окремих блоках. Вони складені брахіантиклінальними підняттями, що розташовані вздовж субширотного розлому. У розрізі мезозоя і палеозоя спостерігаються багато чисельні перерви в осадконакопиченні як регіонального характеру, так і локального. З границями перерв в осадконакопиченні пов'язані зміни структурних планів. Крупні стратиграфічні неузгодження спостерігаються на границі стратиграфічних комплексів [2].

Даньківське підняття по горизонтах візейського ярусу представляє собою антиклінальну складку, витягнуту, як і більшість структур ДДЗ, в північно-західному напрямку. Структура характеризується асиметричною будовою: південно-західне крило крутіше північно-східного (відповідно  $5-6^\circ$  і  $3^\circ - 4^\circ$ ). Довжина на крилах перевищує ширину більш ніж вдвоє. Кути падіння порід на крилах з глибиною збільшуються. Основні тектонічні порушення фіксуються в нижній частині ярусу. Спостерігається різке неузгодження структурних планів по горизонтах нижнього карбону і девону [2].

Частина складки по візейсько-турнейським відкладам з глибиною зменшується до південного заходу. Розміри складки по покрівлі візейського ярусу в межах ізогіпси – 3500 м складають 5 x 1,7 км. Південно-східна перекліналь і південно-західне крило складки ускладнене серією повздовжніх і поперечних скидів.

По покрівлі горизонту Т-1 (турнейський ярус) структура є брахіантиклінально північно-західного простягання, ускладненою поперечними і поздовжніми скидами. Два основні з них амплітудою понад 200 м відокремлюють південно-західне крило і південно-східну перекліналь від склепіння. Розміри складки по ізогіпсі -3875 м 3,5x1,0 км, амплітуда 60 м [2].

Вверх по розрізу амплітуда всіх скидів зменшується, і по поверхні крейдових відкладів фіксується тільки структурний ніс із різким поворотом простягання пластів на границях, відповідним глибинним розломам.

Південно-західне крило складки розділене пробуреними свердловинами на два тектонічні блоки: при піднятий блок свердловин №№ 14, 6, 8, 21, 25 і опущений №№ 4, 7, 8, і 19. Нафтоносність пов'язана з при піднятим блоком структури і пастки нафти в них розміщені в склепінних частинах горизонтів, часто в тектонічно і літологічно екранованих [2].

### **2.3 Нафтогазоносність ділянки надр та прилеглих територій**

У центральній частині північної прибортової зони ДДЗ, що відноситься до Охтирського нафтопромислового району, регіонально нафтоносний розріз осадових відкладів візейського, турнейського ярусів нижнього карбону і фаменських між сольових відкладів девону. Глибина залягання продуктивних горизонтів на Козіївському піднятті знаходиться в інтервалі 3600-4625 м. Поверх нафтоносності на родовищі досягає 550 м [2].

Характер нафтоносності розкритого розрізу визначається літолого-фаціальними особливостями порід, а також особливостями будови Даньківської структури. Значну роль в обмеженні покладів відіграють зони літологічного заміщення порід і скидові порушення. Поклади нафти приурочені до гранулярних колекторів [2].

Збереження кам'яновугільних відкладів забезпечується наявністю потужної товщі непроникаючих порід нижньої половини серпухівського ярусу, товща якої становить 250-300 м, а збереження покладу каладинської світи фаменських відкладів – так званих між сольових відкладів – контролюється слабо проникною пачкою доломіто-ангідритових порід верхньої частини фаменського ярусу товщиною 50-100 м.

У нижньокам'яновугільних відкладах родовища по керну, даним ГДС, результатах випробовування експлуатації свердловин виділено 5 нафтоносних горизонтів: С-21, В-14-17, В-21, В-22 і Т-1. Один горизонт – Д-8 промисловонафтоносний в девоні [3].

Самий верхній продуктивний горизонт В-13 розкритий всіма свердловинами пробуреними на родовищі на глибинах 3605-3650 м. Поклад пластовий частково літологічно екранований в північній і північно-західній частині складки. Розмір покладу 2,5x1,25 км, висота біля 35 м.

Ефективна нафтонасичена товщина його в контурі нафтоносності міняється від 3,6 до 6,0 м, відкрита пористість 15,8-16,0%, нафтонасиченість 5,9% [2, 3].

Горизонт В-14в залягає на глибині від 3630 м до 3967 м. Поклад пластовий, склепінний. Розміри його – 3,8x0,85 км, висота біля 20 м. Ефективна нафтонасичена товщина складає 6,0 м, відкрита пористість 10,8%, нафтонасиченість 80%.

Горизонт В-14н залягає на глибині від 3638 м до 4014 м. Поклад пластовий, склепінний, з півночі літологічно екранований. Ефективна нафтонасичена товщина складає 4,0 м [2, 3].

Горизонт В-15 розкритий на глибині від 3684 м до 4062 м. Загальна товщина горизонту коливається від 7 м до 18 м, літологічно горизонт представлений чергуванням пісковиків, ареглітів, доломітів. Поклад горизонту пластово-склепінний. Ефективна нафтонасичена товщина складає 3,0 м, пористість 17,3%, нафтоносність 77%. Розмір покладу 2,3x0,7 км, висота 15-20 м [2, 3].

Горизонт В-16в розкритий на глибині від 3612 до 4124 м. Загальна товщина горизонту коливається від 6 м до 15,2 м, нафтонасичена досягає 10,2 м. Його пористість становить 17%, нафтонасиченість 90%. Поклад склепінний, пластовий, літологічно і стратиграфічно неузгоджений в південно-західному крилі. Розмір покладу 3,2x7,0 км, висота 45 м.

Горизонт В-17в розкритий на глибині від 3796 м до 4221 м. Нафтонасиченість горизонту встановлена на глибині 3793-3819 м. Ефективна нафтонасичена товщина складає 6,2 м, відкрита пористість 11,5%, нафтонасиченість 76%. Водонафтова зона складає близько 8-9%.

Горизонт В-21 розкритий в інтервалі глибин 3894-4352м. Промислова нафтонасиченість горизонту доведена при спільному випробуванні в експлуатаційній колоні св.8 двох горизонтів – В-21 і В-22 в інтервалі глибин 3916-3920 м, 3928-3942 м. Загальна товщина горизонту В-21 від 21 м до 65 м. Поклад горизонту пластовий, склепінний, літологічно екранований, частково обмежений скидами. Розміри покладу – 4,3x1,1 км, висота близько 70 м. Ефективна нафтонасичена товщина двох пропластків в св.8 складає 4,8 м. Середнє значення відкритої пористості 9%, нафтонасиченості 75% [2, 3].

Горизонт В-22 розкритий всіма свердловинами родовища на глибинах від 3928 м (св.8) до 4432 м (св.19). Літологічно горизонт складений аргілітами, вапняками, пісковиками. У склепінні складки переважає пісчано-алевролітовий тип розрізу. Промислова нафтоносність горизонту встановлена по результатах випробування св.6 і св.8, де

отриманні високі дебети притоку нафти. Пластовий тиск, приведений в середині інтервалу перфорації в св.8 (на глибині 3967 м), складає 41,1 Мпа. Газовий фактор – 336 м<sup>3</sup>/т. В св.6 горизонт В-22 випробуваний разом з нижчезалягаючим горизонтом Т-1 (інтервали перфорації 4020-4029 м і 4034-4042 м). Приток нафти з двох горизонтів склав 350 т/добу на 10 мм штуцері. Газовий фактор 280 м<sup>3</sup>/т. Пластовий тиск на глибині 4041 м становить 43,7 Мпа. Поклад горизонту В-22 склепінний, пластовий, літологічно екранований, частково тектонічно обмежений. Розміри покладу 4,2x1,0 км, висота близько 100 м. Середня ефективна нафтонасичена товщина пласта –14,1 м. Пористість 14%, нафтоносність 93% [2, 3].

В св.14 при випробуванні горизонту В-22 в інтервалі 4059-4100 м отримали на 6 мм штуцері приток дебітом 13,2 м<sup>3</sup>/добу. За результатами ГДС нафтонасичений колектор виділений в інтервалі глибин 4058-4068 м з ефективною нафтонасиченою товщиною 5,0 м, відкритою пористістю 8,4% і нафтонасиченістю 72%.

Початковий дебіт нафти 13,2 м<sup>3</sup>/добу в процесі випробування св.14 знизився до нуля. Замірний початковий пластовий тиск склав 28,3 МПа, що набагато нижчий розрахованого гідростатичного. Абсолютна відмітка підшви нафтонасиченого колектора (-3884,2 м) значно відрізняється від ВНК покладу, що вскритий св.6, св.8, св.21.

Аналізуючи матеріали випробування св.14 і враховуючи неодноразові аварії та негерметичність експлуатаційної колони в цій свердловині, а також аномальні пластові тиски, доходимо висновку, що св.14 на даній глибині розкритий ізольований непромисловий поклад з погіршеними колекторськими властивостями вміщаючих порід [2, 3].

Горизонт Т-1 літологічно представлений дрібнозернистими і крупнозернистими пісковиками, що переходять в доломіти, чергуються з аргілітами та вапняками. Загальна товщина горизонту коливається від 20 м до 140 м і характеризується різкою невтриманістю по площі. Розкрита ефективна нафтонасичена товщина коливається від 19,2 м до 36,5 м [2, 3].

Поклад горизонту Т масивний, склепінний, частково тектонічно обмежений скидом на півдні структури і стратиграфічно прорваний границею ерозійного зрізу.

Промисловий приток нафти був отриманий в інтервалі 4034-4042 м св.6 192 т/добу на 12 мм штуцері, а св.8 147 т/добу на 8 мм штуцері. Нафтоносна зона покладу горизонту Т складає 1/7 загальної площі. Розмір покладу 4,3x1,0 км, висота 45 м.

Горизонт Д-8 розкритий св.6, св.7, св.8, св.10, св.11, св.14, св.25 в інтервалі від 4114 м (св.8) до 4297 м (св.14), в св.19 горизонт частково розмитий. Літологічно він представлений потужною товщею пісковиків, що перешаровуються з нижчезалягаючими пластами вапняків, доломітів. Загальна товща горизонту коливається від 48 м до 67 м. В склепінні козіївської складки з покрівлею пісчаників пов'язаний нафтовий поклад. виявлений він при випробуванні св.8, де в інтервалі 4110-4122 м отримано приток нафти дебітом 34,2 м<sup>3</sup>/добу на 7 мм штуцері. ВНК встановлений по даним ГДС на абсолютній відмітці –3950 м [2, 3].

Поклад горизонту Д-8 склепінний, водоплаваючий. Розміри 1,3x0,4 км, висота 10-15 м.

## 2.4 Водоносність

Специфіка гідрогеологічних умов Даньківської площі в значній мірі визначається його приуроченістю до Північної прибортової зони Дніпрово-Донецького грабена, в складі його з Воронежським кристалічним масивом. Наближеність області живлення водоносних комплексів розрізу родовища, що розташований на схилах Воронежського масиву, а також відсутність в розрізі соленосних порід нижньої пермі ,обумовлює збільшену товщу (до 1000 м ) зони прісних вод і збільшену мінералізацію пластових вод глибоких горизонтів порівняно з водоносними комплексами нафтових родовищ в інших частинах Дніпрово-Донецької западини [2, 3].

У верхній частині розрізу родовища, в зоні активного обміну, розповсюджені водоносні горизонти кайнозою і мезозою.

На глибинах до 290-320 м водоносні горизонти приурочені до піщаних порід палеогенових четвертинних відкладів. Води використовуються для питного водопостачання. Дебіти свердловин складають 17-35 м<sup>3</sup>/добу. Склад води гідрокарбонатний або натрієвий. Тип слабо напірний. Пластова температура 6-15<sup>0</sup> С.

Водоносний комплекс крейдових відкладів пов'язаний з товщею пісків і пісковиків сеномана і нижньої крейди. Води комплексу напірні. Дебіти свердловин становлять 690/1900 м<sup>3</sup>/добу. Води прісні, з мінералізацією в більшості випадків до 1,0 г/л. Коли 2,9-3,5 г/л, гідрокарбонатні, натрієво-кальцієві, рідко з підвищеним вмістом заліза. Температура вод коливається від 25<sup>0</sup> до 30<sup>0</sup> С [2, 3].

Регіональний водоносний комплекс, представлений переважно товщею глинистих і карбонатних порід верхньої юри, товща якої на родовищі змінюється від 280 до 342 м, надійно ізолює зону активного

водообміну з прісними і слабосольонуватими водами від зони повільного водообміну, що включає водоносний комплекс середньої юри і тріасу.

Водоносний комплекс середньої юри складається з двох водоносних горизонтів, що представлений пачкою глин, товщина 90-130 м. Верхній водоносний горизонт, товщина якого 35-70 м, приурочений до пісковиків, алевролітів батського ярусу. Товщина нижнього водоносного горизонту змінюється від 5 до 50 м і залежить від товщини відкладів ярусу, сильно різних на сусідніх родовищах Прокопенківському та Козіївському родовищах. Вважається, що в зоні площі комплекс слабо водонапірний. Води напірні, солонуваті, гідрокарбонатні, кальцієво-натрієві, з мінералізацією до 10 г/л. Можлива наявність вод хлор магнієвих, температура приблизно 35-45<sup>0</sup>С [2, 3].

Водоносний комплекс нижнього тріасу приурочений до потужної товщі пісків і слабозцементованих пісковиків з прошарками гравелітів і глин. Покрівля нижньотріасового водоносного комплексу залягає на глибині 1700-1820 м. Мінералізація води висока – 108-125 г/л, щільність води 1098-1100 кг/м<sup>3</sup>. Тип вод хлоркальцевий, сульфатність невисока, коефіцієнт SO<sup>4</sup> 100/CL коливається від 0,01 до 0,5. Вміст йоду і бром у не високі: йод - від слідів до 17 мг/л, бром - до 151 мг/л. Пластова температура від 45<sup>0</sup> до 52<sup>0</sup> С [2, 3].

Залягаючи нижче водоносні комплекси палеозою складають уповільнений водообмін. Серед них виділяються водоносні комплекси верхнього карбона- нижньої пермі, середнього і нижнього карбона і девона.

Водоносний комплекс верхнього карбона- нижньої пермі приурочений до пісковиків і алевролітів, товщина яких від 1-3 м до 48 м і включає 10-12 і більше водоносних горизонтів.

Водоносні горизонти в відкладах верхнього карбону залягають на глибині від 1931-1978 м до 2163-2186 м. Найбільша товща водоносних горизонтів (25-48 м) прослідковується в нижній частині відкладів верхнього карбону Прокопенківського та Козіївського родовищ.

Щільність води 1080 кг/м<sup>3</sup> по аналогії з сусідніми площами пластовий тиск близький до умовного гідростатичного тиску, пластова температура складає 55<sup>0</sup>С.

Водоносний комплекс середнього карбону приурочений до башкирського і московського ярусів. Покрівля комплексу знаходиться на глибині від 2269-2287 м до 2490-2597 м. Водоносний горизонт комплексу відокремлений від вищезалягаючого водоносного комплексу верхнього

карбону глинистими відкладами товщиною 100-200 м, включаючи окремі водоносні горизонти товщиною 2-4 м, рідше 8-12 м [2, 3].

Водоносні горизонти комплексу приурочені до пісковиків і вапняків товщиною до 40 м і, в більшості випадків, витримані по площі.

Водоносний комплекс нижнього карбону включає горизонти візейського і турнейського ярусів (від В-13 до Т-1), які в склепінній частині структури містять нафтові і газові поклади.

Водоносний комплекс нижнього карбону нараховує декілька водоносних горизонтів, кожен з яких характеризується спеціальними літолого-фізичними властивостями водовміщуючих порід.

Пластові води включені у візейських і турнейських відкладах нижнього карбону, являються крайовими водами приурочені до цих горизонтів нафтових покладів.

Основним горизонтом верхньовізейського під ярусу являється горизонт В-22, який в склепінні Козіївського підняття представлений середньо- і крупнозернистими пісковиками, що переходять в гравеліти. Проникність відкладів цього горизонту становить  $22 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , гідропровідність  $2,2 \times 10^{-11} \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$ , пористість пісковиків по даних керну 1,0-11,3%, по даних ГДС – до 15,1% [2, 3].

На Даньківській площі горизонт В-22 нафтонасичений, при його випробуванні пластові води не отримано.

Гradient пластового тиску для верхньовізейських водоносних горизонтів рівний 0,100-0,103 МПа/10м. Пластова температура змінюється від 83<sup>0</sup>С до 87<sup>0</sup>С.

Горизонт Т-1 турнейського віку залягає в основі нижньокам'яновугільних відкладів і представлений трьома пластами пісковиків, які, можливо, гідродинамічно пов'язані з верхньофаменськими водоносними горизонтами. Пісковики горизонту Т-1 характеризуються хорошими колекторськими властивостями: пористість їх по керну 0,94-18,7%, по даним ГДС – 9,8-14,7% (середня 10,5%), проникність  $(12,1-76,2) \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , гідропровідність –  $14,5 \times 10^{-11} \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$ , пластова температура 90-102<sup>0</sup>С [2, 3].

Водоносність девонських відкладів пов'язана з верхньофаменськими і нижньофаменськими відкладами верхнього девону. На Даньківському склепінні водоносний комплекс верхньофаменських відкладів гідравлічно пов'язаний з водоносними горизонтами нижньокам'яновугільних відкладів, так як продуктивні відклади карбону і девону контактують по поверхні стратиграфічного неузгодження. Пористість пісковиків по керну досягає 13,3%, по даним ГДС – 15,8%, проникність  $144,3 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ,

гідропровідність –  $0,106 \times 10^{-11}$  м<sup>3</sup>/МПа·с. Пластова температура в девонських горизонтах становить 105-111<sup>0</sup>С. Водоносність утворень докембрійського кристалічного фундаменту на родовищі практично не вивчена. Враховуючи, що нижня частина франських відкладів характеризується низькими колекторськими властивостями, перетік нафти отриманий з тріщинуватих порід фундаменту [2, 3].

Про хімію вод в зоні тріщинуватості докембрійського фундаменту через відсутність необхідної гідрогеологічної інформації сказати важко. Пластовий тиск нижчий умовного гідростатичного: градієнт пластового тиску становить 0,104 МПа/10м. Пластова температура становить 112-135<sup>0</sup>С.

В горизонті В-22 і в нижньовізейських відкладах (Т-1) пластовий тиск ще більше зростає і градієнт пластового тиску зростає до 0,108-0,109 Мпа/10м. Між горизонтами В-22 і Т-1 існує гідродинамічний зв'язок. Збільшення пластових тисків в горизонтах В-22 і Т-1 дає привід стверджувати про окремість основного покладу В-22+Т-1 від верхньовізейських горизонтів [2, 3].

Таким чином, можна стверджувати, що в розрізі карбонових, девонських і протерозойських відкладах родовища існує дві гідродинамічні зони. Верхня охоплює горизонти серпухівських і верхньовізейських відкладів до В-17в включно, нижня – горизонти В-22, Т-1 і водоносні горизонти в девонських і докембрійських відкладах.

## **2.5 Пластові тиски та температури .**

Для погнозу пластових тисків та температур використовуємо дані по Козіївському родовищі де пробурено п'ять свердловин (4, 10, 11, 14, 17) розвідувальних, три (6, 8, 7) пошукові і дві (21, 25) випереджуючих свердловини. Розвідувальні свердловини ліквідовані через геологічні причини. Причому, зі свердловини 14 отримано непромисловий приток нафти з літологічно ізольованого покладу горизонту В-22. Пошукова свердловина 7 знаходиться в консервації. З неї отримано невеликий приток нафти з підсолевих девонських відкладів. Пошукові свердловини 6 і 8 знаходяться в добуваючому фонді. На 01.01.05 р. 6, 8, 21, 25 свердловини експлуатуються [2, 3].

На Козіївському родовищі поклади нафти виявлені в візейських, турнейських і верхньодевонських відкладах. Розвіданий поверх нафтоносності складає 518 м з глибини 3604 м (горизонт В-13) до глибини 4122 м (горизонт Д-8).

Горизонт В-22 вскритий при бурінні свердловин 4, 6, 7, 8, 10, 11, 14, 17, 19, 21, 25. В районі свердловини 4, 11, 14, 25 колектор заміщений щільними породами. Лінія виклинювання колектора обмежує поклад зі сходу і південного заходу. З заходу і півдня поклад обмежений тектонічними порушеннями. Загальна товщина горизонту змінюється від 45 м до 62 м. Ефективна нафтонасичена товщина змінюється по площі с 10 м до 28 м. Середня нафтонасичена товщина горизонту В-22 складає 14,1 м, коефіцієнт нафтонасиченості 0,93. Промислова нафтонасиченість горизонту В-22 доведена в результаті опробування його св.6 і св.8. В св.8 з інтервалу 3954-3980 м отримано приток нафти дебітом 195 м<sup>3</sup>/добу з газовим фактором 336 м<sup>3</sup>/добу. Пластовий тиск на глибині 3967 м складає 41,1 МПа. В св.6 з інтервалу 4020-4029 отримано приток нафти дебітом 280 м<sup>3</sup>/добу. Пластовий тиск на глибині 4031 м складає 43,7 МПа [2, 3].

Горизонт В-22 в свердловині 6 в лютому 1994р. (інтервал 4020-4030 м) коефіцієнт продуктивності знизився вдвічі і склав 88,1 т/добу МПа.

Проникність об'єкту по індикаторній діаграмі оцінювалась величиною 33–14x10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>. За кривими відновлення тиску проникність оцінювалась в 15,2–10x10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>. Горизонт В-22 в свердловині 8 був випробуваний в лютому 1996р. (інтервал 3980-3954 м). Отримали приток нафти дебітом 110 т/добу. Коефіцієнт продуктивності становив 31,1 т/добу МПа, проникність 16x10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>. Літологічно ізольований поклад в горизонті В-22 був випробуваний в свердловині 25 (інтервал 4059-4100 м). Отримали приток нафти дебітом 8,1 т/добу [2, 3].

Середньодобовий дебіт нафти об'єкта В-22 поступово знижується з 244 т/добу до 111 т/добу. Вміст води в продукції свердловини досягнув 5,4%. По свердловині 6 газовий фактор становить 429 м<sup>3</sup>/т при газовмістув пластової нафти 464 м<sup>3</sup>/т.

За час розробки з об'єкту В-22 видобуто 483 тис. т нафти, 208 млн. м<sup>3</sup> розчиненого газу і 2,5 тис. т пластової води. Поточний коефіцієнт вилучення нафти оцінюється в 0,07.

Таким чином з вище зазначеного випливає, що даний поклад на сусідньому родовищі розробляється чотирма свердловинами. Оскільки запаси нафти і газу на даному родовищі невеликі то пробурювати нові свердловини є економічно не доцільно, тому доцільно проводити подальшу розробку покладу існуючим фондом свердловин [2, 3].

## **3 ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВ І ПЛАН ПРОВЕДЕННЯ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ**

### **3.1 Прогнозування газоносності**

Перспективи прогнозування нафтогазоносності пошукового об'єкту у межах території визначаються масштабами регіонального нафтогазонакопичення в регіоні, закономірностями виявленого розміщення уже промислових покладів і локальними факторами нафтогазоносності прогнозного об'єкту.

Неподалік біля району проектних пошукових і розвідувальних робіт розташовані наступні родовища як: Західнокозіївське, Бугріватівське, Качалівське, Радянське родовищ і деякі інші. Даний район вивчений структурним та пераметричним бурінням на сусідніх нафтогазоносних структурах, що дає нам можливість провести локальний прогноз нафтоносності обґрунтовано та економічно доцільно.

Родовища регіону, переважно, з декількома покладами в геологічному розрізі. Скупчення нафти і газу пластові склепінні тектонічно екрановані, подекуди літологічно обмежені. Поклади продуктивних горизонтів В-22, Т-1 і Д-8 масивно-пластові. Для Даньківської площі характеризується досить сприятливим поєднанням декількох факторів, які визначають перспективність площі в нафтогазоносному відношенні.

Отримані сучасні сейсмічні матеріали, а також результати глибокого буріння на сусідніх родовищах дозволяють визначити можливі параметри її нафтогазоносності.

Проведений локальний прогноз нафтогазоносності – це оцінка нафтогазоносності по комплексу ознак розвідуваного об'єкту, локалізованого по Даньківській площі і по стратиграфічному розрізу, локальний прогноз колекторів в окремих горизонтах, прогноз флюїдоупорів і покришок, прогноз локальних піднять, прогноз висоти покладів вуглеводнів, прогноз фазового стану вуглеводнів, прогноз можливості наявності АВПТ і кількісна оцінка перспективних запасів нафти і газу [4].

На основі наявних геолого-геофізичних матеріалів в межах зони встановлено, що розкриті продуктивні осадові товщі на площі проектних робіт очікується в горизонтах кам'яновугільних та девнських відкладів. Літологічно продуктивна товща репрезентована чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів, глин і рідше вапняків та доломітів. Покришкою для піщано-алевролітового комплексу порід є аргілітова пачка відкладів серпухівського ярусу загальною товщиною від 200 до 330 м.. Товщина

пластів-колекторів на Даньківській площі для окремих горизонтів по аналогії з сусідніми площами коливається від 10 до 30 м. Покришками між горизонтами в цьому районі є породи-покришки, репрезентовані тонковідміченими глинистими, аргілітовими і ущільненими алевролітовими різностями. Товщини покришок, які розділяють продуктивні горизонти, складають 10-65 м.

Що стосується покришок, то вони або зовсім відсутні, або товщина їх складає декілька метрів, що по суті може не враховуватися при визначення екрануючих властивостей тектонічного скиду–зсуву у кам'яновугільних та девонських відкладах і ймовірної висоти покладу. Тому на площі проектних робіт висота покладу визначається по структурним побудовам і складає 60-200 м [4].

Виявлені позитивної структурної форми та наявне екранування її з північного сходу площиною тектонічного порушення створюють у візейських відкладах моделі пастку для нагромадження в ній нафти і газу або конденсату. Літолого-фаціальний склад осадових порід відкладів досить гарно вивчений на сусідніх родовищах району проектних робіт. Тут є досить потужні колекторські і флюїдоупорні відклади в сприятливих для утворення прогнозних покладів вуглеводнів поєднаннях. Широкий діапазон глибин розміщення вуглеводнів показує про хорошу якість розвинутих тут екрануючих покришок.

По аналогії з відкритими родовищами поблизу Даньківської площі очікується виявлення пластових з приконтурними водами і тектонічно екранованих нафтових покладів з пластовими тисками, які перевищують гідростатичні на 5-6 МПа. Наявність зони АВПТ в межах площі не очікується.

### 3.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти.

Перспективи нафтогазоносності пов'язуються з горизонтами С-21, В-14-17, В-21, В-22 і Т-1 та Д-8. Площа приурочена до підняття, яке є малоамплітудним підняттям.

За даними комплексного вивчення в проекті проведена оцінка перспективних ресурсів нафти категорії С<sub>3</sub>. Оцінка ресурсів проводилась об'ємним методом за формулою [5]:

$$Q_{\text{н.вид.}} = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_{\text{н}} \cdot \theta \cdot \rho_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{н}}$$

де  $Q_{\text{н.вид.}}$  – видобувні запаси нафти, млн.т;

F – площа нафтоносності, км<sup>2</sup>;

- $h$  – середня ефективна нафтонасичена товщина, м;  
 $m$  – середнє значення коефіцієнту пористості, част. од.;  
 $\beta_n$  – середнє значення коефіцієнту нафтонасиченості, част. од.;  
 $\theta$  – перерахунковий коефіцієнт, який враховує усадку нафти при її дегазації;  
 $\rho_n$  – густина нафти, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\eta_n$  – середнє значення коефіцієнту нафтовіддачі, част. од.

Площа поширення нафтогазоносності визначалась з врахуванням висотного положення прогнозного ВНК. Враховуючи регіональний коефіцієнт заповнення пастки для східного регіону (близько 0,6) ВНК передбачається на абсолютній відмітці мінус 3875м. За викопіровкою з підрахункового плану масштабу 1:25 000 (додаток А) становлять відповідно 2468 тис.м<sup>2</sup>.

Інші підрахункові параметри були прийняті за результатами проведених промислово-геофізичних досліджень, експериментальних лабораторних досліджень керну та проб нафти в свердловинах, які пробурені в межах сусідніх нафтогазових родовищ.

Оцінка перспективних ресурсів об'ємним методом проводилась з застосуванням програми (<https://petrolres.nung.edu.ua/>) [5].

Результати розрахунків приведені на роздруківках (додаток 1-6) та в узагальнюючій таблиці.

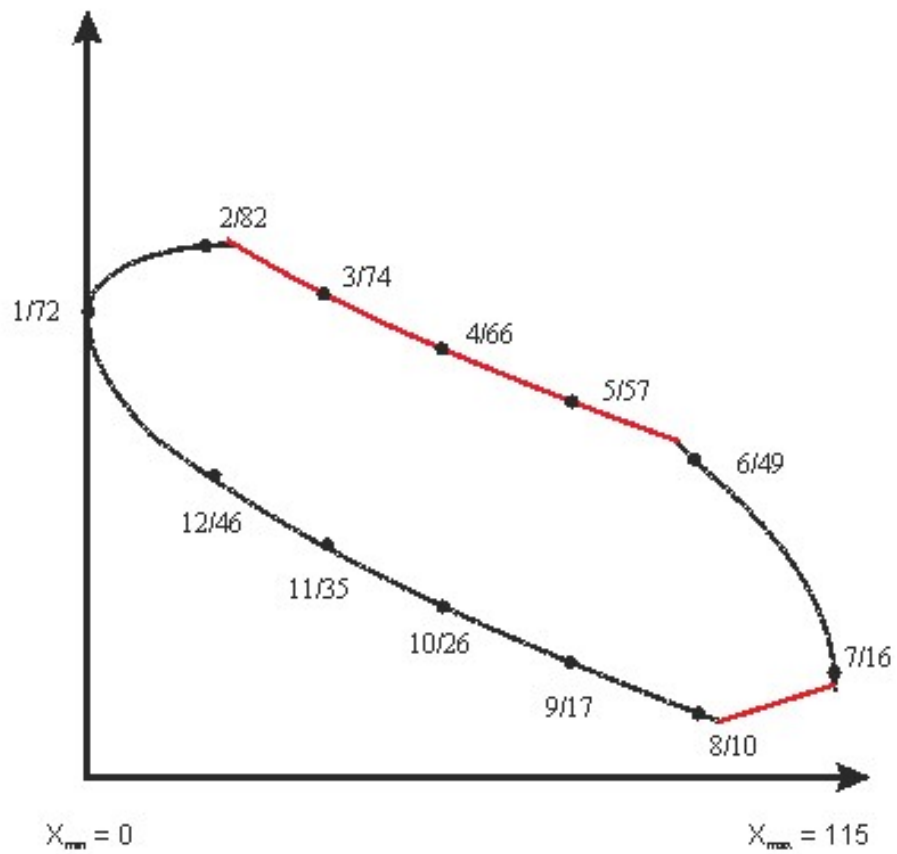
Внаслідок проведеної оцінки перспективні ресурси категорії С<sub>3</sub> родовища становлять: початкові балансові – 5283 тис.т, добувні – 2244 тис.т.

Таблиця 3.1 – Оцінка перспективних ресурсів категорії С<sub>3</sub>

Індекс продуктин. горизонту	Площа нафтонос-ності, тис.м <sup>2</sup>	Нафтонасичена товщина, м	Коефіцієнти				Густина, кг/м <sup>3</sup>	Ресурси, тис. т	
			відкр. пористості	нафто-насичення	пере-рахунковий	нафтовіддачі		Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С <sub>3</sub>	Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії С <sub>3</sub>
С-21	2468	3,4	0,16	0,75	1,22	0,31	668	551	171
В-14-17	2468	3,7	0,11	0,80	1,23	0,4	668	436	174
В-21	2468	2,9	0,09	0,75	1,25	0,31	668	258	80
В-22+Т-1	2468	18,0	0,17	0,90	1,27	0,47	650	3479	1635
Д-8	2468	3,5	0,14	0,90	1,27	0,33	652	559	184
<b>Всього</b>								<b>5283</b>	<b>2244</b>

Викопіровка з підрахункового плану  
продуктивного горизонту Т-1

Масштаб 1:25 000



## Додаток 2

Запаси / ресурси :: ФНТУНГ

 [English](#)

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

### Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

[Настанова](#)

Об'ємний метод     Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

- Запаси / ресурси нафти     Запаси / ресурси вільного газу     Запаси нафти і розчиненого газу  
 Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець:

Родовище / площа:

Поклад / горизонт / пласт:

Категорія запасів / ресурсів :  A     B     A+B     A+B+C<sub>1</sub>     A+B+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>     B+C<sub>1</sub>     B+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>  
 C<sub>1</sub>     C<sub>2</sub>     C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>     C<sub>1</sub>(зона дренажу)+C<sub>2</sub>     C<sub>3</sub>

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1:

Абсциса лівої точки, мм:

Кількість точок контуру:

Абсциса правої точки, мм:

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м:

Коефіцієнт відкритої пористості:

Коефіцієнт нафтонасиченості:

Об'ємний коефіцієнт нафти:

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>:

Коефіцієнт вилучення нафти:

#### Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 2468 тис. м<sup>2</sup>

Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 551 тис. т

Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 171 тис. т

## Додаток 3

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

 [English](#)

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

### Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

[Настанова](#)

- Об'ємний метод     Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)
- Запаси / ресурси нафти     Запаси / ресурси вільного газу     Запаси нафти і розчиненого газу  
 Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець:

Родовище / площа:

Поклад / горизонт / пласт:

Категорія запасів / ресурсів :  A     B     A+B     A+B+C<sub>1</sub>     A+B+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>     B+C<sub>1</sub>     B+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>  
 C<sub>1</sub>     C<sub>2</sub>     C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>     C<sub>1</sub>(зона дренажу)+C<sub>2</sub>     C<sub>3</sub>

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1:

Абсциса лівої точки, мм:

Кількість точок контуру:

Абсциса правої точки, мм:

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м:

Коефіцієнт відкритої пористості:

Коефіцієнт нафтонасиченості:

Об'ємний коефіцієнт нафти:

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>:

Коефіцієнт вилучення нафти:

#### Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 2468 тис. м<sup>2</sup>

Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 436 тис. т

Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 174 тис. т

## Додаток 4

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

 [English](#)

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

### Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

[Настанова](#)

Об'ємний метод     Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

- Запаси / ресурси нафти     Запаси / ресурси вільного газу     Запаси нафти і розчиненого газу  
 Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець:

Родовище / площа:

Поклад / горизонт / пласт:

Категорія запасів / ресурсів :  A     B     A+B     A+B+C<sub>1</sub>     A+B+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>     B+C<sub>1</sub>     B+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>  
 C<sub>1</sub>     C<sub>2</sub>     C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>     C<sub>1</sub>(зона дренажу)+C<sub>2</sub>     C<sub>3</sub>

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1:

Абсциса лівої точки, мм:

Кількість точок контуру:

Абсциса правої точки, мм:

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м:

Коефіцієнт відкритої пористості:

Коефіцієнт нафтонасиченості:

Об'ємний коефіцієнт нафти:

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>:

Коефіцієнт вилучення нафти:

#### Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 2468 тис. м<sup>2</sup>

Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 258 тис. т

Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 80 тис. т

# Додаток 5

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ



Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

## Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

### Настанова

- Об'ємний метод     Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)  
 Запаси / ресурси нафти     Запаси / ресурси вільного газу     Запаси нафти і розчиненого газу  
 Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець:

Родовище / площа:

Поклад / горизонт / пласт:

Категорія запасів / ресурсів :  A     B     A+B     A+B+C<sub>1</sub>     A+B+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>     B+C<sub>1</sub>     B+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>  
 C<sub>1</sub>     C<sub>2</sub>     C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>     C<sub>1</sub>(зона дренажу)+C<sub>2</sub>     C<sub>3</sub>

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1:     Абсциса лівої точки, мм:

Кількість точок контуру:     Абсциса правої точки, мм:

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м:     Коефіцієнт відкритої пористості:

Коефіцієнт нафтонасиченості:     Об'ємний коефіцієнт нафти:

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>:     Коефіцієнт вилучення нафти:

### Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 2468 тис. м<sup>2</sup>

Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 3479 тис. т

Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 1635 тис. т

## Додаток 6

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

 English

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

### Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

[Настанова](#)

- Об'ємний метод     Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)
- Запаси / ресурси нафти     Запаси / ресурси вільного газу     Запаси нафти і розчиненого газу
- Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець:

Родовище / площа:

Поклад / горизонт / пласт:

Категорія запасів / ресурсів :  А     В     А+В     А+В+С<sub>1</sub>     А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>     В+С<sub>1</sub>     В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  
 С<sub>1</sub>     С<sub>2</sub>     С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>     С<sub>1</sub>(зона дренажу)+С<sub>2</sub>     С<sub>3</sub>

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1:

Абсциса лівої точки, мм:

Кількість точок контуру:

Абсциса правої точки, мм:

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м:

Коефіцієнт відкритої пористості:

Коефіцієнт нафтонасиченості:

Об'ємний коефіцієнт нафти:

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>:

Коефіцієнт вилучення нафти:

#### Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 2468 тис. м<sup>2</sup>

Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> - 559 тис. т

Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> - 184 тис. т

### 3.3 Мета і завдання проектних робіт

Згідно “Положення про етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ” (Київ, 2003 р.) на проектні пошуково-розвідувальні роботи покладаються такі геологічні завдання [5]:

- встановлення та розкриття покладів нафти і газу в відкладах карбону, девону і при можливості порід кристалічного фундаменту;
- вивчення геологічної будови площі проектних робіт, стратиграфії проектного розрізу, просторового положення відбиваючих сейсмічних горизонтів, тощо;
- вивчення літологічних (петрофізичних) та колекторських властивостей продуктивних відкладів і отримання вихідної промислово-геофізичних параметрів;
- дослідження гідрогеологічних умов залягання мінералізованих водоносних горизонтів і встановлення їх характеристики;
- стратиграфічна прив'язка відбиваючих сейсмічних горизонтів;
- проведення попередньої оцінки запасів вуглеводнів по категоріях  $C_1$  і  $C_2$ ;
- вивчення подальшого направлення робіт на площі та суміжних ділянках.

У сучасних умовах ведення геологорозвідувальних робіт у межах ДДЗ на нафту і газ на подібних структурах виникає потреба комплектації етапів пошуків і розвідки території. У зв'язку з цим даним проектом забезпечується не залежні та залежні пошукові свердловини, при умові відкриття промислових родовищ, та перевести в категорію розвідувальних.

Пошуки та розвідка будь-якого родовища заключається в простежуванні виявлених покладів і їх оконтурювання з метою визначення їх форми, положення і просторі і запасів.

Метою проведення пошуково-розвідувальних робіт на Даньківській площі є встановлення промислових покладів нафти у кам'яновугільних та девонських відкладах.

Для досягнення цієї мети в процесі проведення робіт будуть вирішуватись такі основні задачі [5]:

1. Вивчення фізико-хімічного складу і властивостей газу.
2. Встановлення фільтраційно-ємнісних характеристик колекторів.
3. Встановлення типу покладу.
4. Вивчення ефективної товщини пласта.
5. Встановлення коефіцієнта продуктивності свердловин.
6. Проведення попередньої геометризації покладу.
7. Визначення положення флюїдоконтактів.
8. Визначення дебетів газу.
9. Визначення мінливості фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів.

10.Визначення мінливості фізико-хімічних властивостей газу за площею і розрізом.

Відповідно пошуки та розвідка покладів нафти на Даньківській площі буде проходити у кам'яновугільних та девонських відкладах, а з цим зв'язано специфічні особливості.

### **3.4 Обґрунтування розташування проектних свердловин та їх глибини.**

Пошуки та розвідка скупчень нафти і газу на Даньківській площі здійснюються шляхом буріння та випробування відповідної кількості пошукових і розвідувальних свердловин.

Відповідно до мети проведення пошукового буріння, є відкриття родовищ нафти і газу, або відкриття нових нерозкритих покладів в невивчених частинах розвіданих відомих родовищ. До пошукових виносяться ті свердловини, що закладені і початі бурінням на пошуковому об'єкті до отримання пошукового припливу нафти або газу хоча би в одній із них [5, 6].

Згідно [5], задачами пошукового буріння вважаються розв'язаними у тих випадках, коли однозначно доведена наявність або відсутність на даній локальній площі промислових скупчень нафти і газу при цьому об'єм промислового припливу не є строго встановленим, а може коливатись в широкому діапазоні залежно від геолого-економічних умов. Тоді, як безперспективність Даньківської площі може бути зумовлена відсутністю надійної пастки, несприятливим літологічним та петрографічним складом відкладів, відсутністю порід-колекторів та тощо.

Основними принципами проектування та закладення пошукових свердловин на локальному об'єкті згідно [6] є такі оптимальна кількість пошукових свердловин, що повинно бути мінімальною – згідно з діючими правилами на виділений пошуковий об'єкт допускається планувати та закладати не більше трьох свердловин. Перша пошукова свердловина, як правило, закладається в оптимальних структурних умовах [5], тобто в межах гіпсометрично найвищої частини структури; пошукові свердловини можуть бути незалежними і залежними [5]; їх розміщують у межах заданого контуру нафтогазоносності; пошукові свердловини бажано розміщувати так, щоб вони в майбутньому стали основою сітки розвідувальних свердловин.

Основні задачі пошукового буріння полягають в [6]:

1. вивчення порід-колекторів, оцінка перспектив нафтогазоносності,

2. вивчення геологічної будови площі,
3. літолого-фаціальних особливостей розрізу і уточнення даних про його стратиграфічне розчленування (визначення геологічного віку розкритих порід, їх літологічного складу,
4. фауністичної і палеонтологічної характеристик, товщини окремих стратиграфічних комплексів і, в першу чергу, регіонально продуктивних горизонтів),
5. отримання геолого-геофізичних параметрів для літолого-стратиграфічної прив'язки даних сейсморозвідувальних робіт,
6. вивчення умов залягання відкладів нижнього карбону, з'ясування наявності локального підняття і, в комплексі з геофізичними дослідженнями, можливих зон нафтогазонакопичення, типу пастки.

Основні перспективи нафтогазоносності Даньківської площі пов'язуються з першочергово з кам'яновугільними та девонськими відкладами. Велика зосередженість запасів вуглеводнів по площі і розрізу в кам'яновугільному та девонському комплексі порід потребує вдосконалення методики пошуково-розвідувальних робіт з метою зниження саме затрат на підготовку запасів без зниження їх достовірності. Важливою задачею для оцінки родовища в цілому на стадії пошукових робіт є встановлення розмірів покладу і положення ВНК або ГНК.

При виборі методики необхідно враховувати геологічну будову структури, тип і передбачувані розміри прогнозуючих покладів вуглеводнів, розосередженість запасів вуглеводнів по розрізу, а також досвід пошуково-розвідувальних робіт на аналогічних структурах [6]. Проектні параметри свердловин повинні достатньо забезпечувати вивчення всієї перспективної частини розрізу, і у випадку встановлення промислової нафтоносності, оцінку запасів по категорії  $C_1$ . Аналіз попередніх геолого-геофізичних матеріалів по Бугріватівському родовищі доводить, що в межах проектної площі повинен бути розкритий відносно повний перспективний розріз осадових порід від четвертичних до девонських включно. За аналогією з сусідніми родовищами основними об'єктами опішукування є промислові поклади нафти у кам'яновугільних та девонських відкладах.

Практика пошуково-розвідувального буріння показує, що "хрест" із п'яти свердловин є найбільш універсальним і раціональним способом розташування свердловин для оцінки родовища. Особливо ефективна ця система у нових слабо вивчених районах, коли як правило неясні особливості структурних планів досліджуваних об'єктів [6].

Для вирішення основних питань пошукових робіт на структурі пропонується буріння трьох пошукових свердловин (№№ 1,2,3) та двох розвідувальних (№4 і 5). З метою отримання максимально достовірної інформації, з врахуванням особливостей геологічної будови Даньківської площі, прийнята методика розміщення свердловин, враховуючи геологічну будову площі, пошукові закладаються на пересіченні опорних ліній.

Свердловина № 1 закладається в межах склепіння структури з метою розкриття повної товщини кам'яновугільних та девонських відкладів, встановлення їх нафтогазоносності. Проектна глибина свердловини встановлюється 4550 м, проектний горизонт – D<sub>3</sub>. Метою свердловини є відкриття покладів нафти у кам'яновугільних та девонських відкладах (С-21, В-14-17, В-21, В-22, Т-1 та Д-8), будуть одержані промислово-геофізичні характеристики пластових флюїдів. Будуть одержані дані про поверх нафтоносності, про тип і характер окремих покладів і родовища в цілому. Свердловина першочергова незалежна.

Пошукова свердловина № 2 закладається на північно-східному крилі в північно-східному напрямку від свердловини №1 на відстані в 400 м. Проектна глибина свердловини 4600 м, проектний горизонт – D<sub>3</sub>. Свердловина вияснене площинне розміщення покладів вуглеводнів, визначена модель структури і площа можливого насичення. Будуть також вивчені колекторські властивості продуктивної товщі (пористість, проникність, тріщинуватість) з виділенням пластів-колекторів і непроникних покришок, досліджені гідрогеологічні умови району робіт (хімічний склад підземних вод і водорозчинних газів, гідрохімічна характеристика і інші показники підземних вод), виявлено і прослідковано зміну літології розрізу з встановленням основних закономірностей геологічного розвитку окремих структурно-фаціальних зон. Свердловина залежна від результатів буріння першої свердловини.

Пошукова свердловина № 3 закладається на південно-східній перекліналі в південно-східному напрямку від свердловини №1 в 1000 м від св.№1. з метою розкриття повної товщини кам'яновугільних та девонських відкладів і оцінки їх нафтоносності. Проектна глибина свердловини 4600 м, проектний горизонт – D<sub>3</sub>. При випробуванні свердловини будуть одержані промислово-геофізичні характеристики пластових флюїдів. Будуть одержані дані про поверх нафтоносності, про тип і характер окремих покладів і родовища в цілому. Крім того в результаті її буріння буде вияснено поширення покладів вуглеводнів в південно-східному напрямку, характер зміни ємнісно-фільтраційних

властивостей порід колекторів продуктивних горизонтів. Свердловина залежна від результатів буріння першої свердловини.

Розвідувальна свердловина № 4 закладається в південно-західній частині структури, на відстані 550 м від свердловини №1. Проектна глибина свердловини 4550 м, проектний горизонт – D<sub>3</sub>. Свердловиною очікується підсічення нафтоводяних контактів можливих покладів вуглеводнів. При випробуванні свердловини будуть одержані промислово-геофізичні характеристики пластових флюїдів. Будуть одержані дані про поверх нафтогазоносності, про тип і характер окремих покладів і родовища в цілому. Крім того в результаті її буріння буде виявлено поширення покладів вуглеводнів, характер зміни ємнісно-фільтраційних властивостей порід колекторів продуктивних горизонтів. Свердловина залежить від результатів буріння свердловин №1, №2, №3.

Розвідувальна свердловина № 5 закладається на північно-західній перикліналі структури, на відстані 1500 м від свердловини №1. Проектна глибина свердловини 4650 м, проектний горизонт – D<sub>3</sub>. Свердловиною очікується розкрити повний розріз кам'яновугільних та девонських відкладів і встановлення їх нафтоносності, підсічення нафтоводяного контакту. При випробуванні свердловини будуть одержані промислово-геофізичні характеристики пластових флюїдів. Будуть одержані дані про поверх газоносності, про тип і характер окремих покладів і родовища в цілому. Крім того в результаті її буріння буде виявлено поширення покладів вуглеводнів, характер зміни ємнісно-фільтраційних властивостей порід колекторів продуктивних горизонтів. Свердловина залежить від результатів буріння свердловин №1, №2, №3.

Черговість буріння свердловин згідно вказаної нумерації. Проектне місцеположення свердловин узгоджується з топографічними даними і відхиленнями, викликаними умовами рельєфу місцевості. У результаті буріння пошукових свердловин буде отриманий геологічний матеріал, який послужить основою для визначення подальшого напрямку геологорозвідувальних робіт на даній площі.

Залежно від результатів буріння свердловини № 1 закладаються відповідно свердловини №№ 2,3. Після одержання позитивних результатів по свердловинах №№ 2, 3 можуть бути закладені свердловини №№ 4, 5. Свердловини №№ 2, 3 забурюють одночасно, з умовою, що в свердловині № 1 пробуреної на даній площі отримано промисловий приплив нафти чи газу.

У випадку одержання негативних результатів у свердловині № 1 подальші роботи в межах підняття проводити недоцільно.

### 3.5 Вибір типової свердловини та геологічні умови її буріння

За типову вибираємо пошукову свердловину № 1-Даньківська. Вона пробурена в оптимальних умовах структури і її глибина становить 4550 м (Графічний додаток 3, табл. 3.2).

Таблиця 3.2 – Стратиграфічний розріз типової свердловини

Індекс	Глибина, м		Можливі ускладнення
	від	до	
KZ (Q+N+P)	0	330	Осипання стінок свердловини
K	330	1150	Звужування стовбура свердловин, прихоплення і затягування бурового інструменту
J	1150	1590	
T	1590	1890	
P	1890	1995	Звужування стовбура свердловин
C <sub>3</sub>	1995	2230	Поглинання бурового розчину
C <sub>2m</sub>	2230	2800	Звуження стовбуру свердловини
C <sub>2b</sub>	2800	3200	Осипання стінок свердловини, жолобоутворення
C <sub>1s</sub>	3200	4330	
C <sub>1t</sub>	4330	4450	Поглинання бурового розчину, нафтогазопрояви
D <sub>3</sub>	4450	4550	Осипання стінок свердловини, нафтогазопрояви

У процесі ведення бурових робіт типової свердловини можуть бути ускладнення в процесі її проводки у вигляді поглинання промивної рідини, осипання нестійких порід, звужування стовбура свердловини, жолобоутворення, обвалів стінок свердловини, нафтогазопрояви.

Розбурювання перспективних відкладів може супроводжуватися крім вище приведених ускладнень, при перевищенні пластового тиску над гідростатичним - нафтогазопроявами. Для боротьби з нафтогазопроявами будемо проводити наступний комплекс робіт: встановити на жолобній системі вакуумного дегазатора та фрезерно-струминної машини. Викидна

лінія монтується штуцерною батареєю і дегазаційною ємністю. На буровій установці потрібно мати запас бурового розчину та забезпечити необхідну кількість обважнювачів (зокрема бариту).

Виходячи із досвіду глибокого пошуково-розвідувального буріння на сусідніх площах в розкритому проектними свердловинами осередненому розрізі можливо виділити такі інтервали з різними геолого-технічними умовами проводки: мезозойські відклади (0-1890), нижньопермсько-середньокам'янувугільні відклади (1890-3200) і нижньокам'янувугільно-верхньодевонський (3200-4450). В процесі буріння свердловин можуть мати місце ускладнення у вигляді поглинання бурового розчину, коагуляції бурового розчину, осипань нестійких порід, обвалів стінок свердловини, звуження стовбура свердловини, нафтогазопроявів.

З використанням досвіду попередньо проведених робіт на сусідніх площах у кайнозойських відкладах, представлених, в основному, малостійкими піщано-глинистими породами, при бурінні можливі поглинання бурового розчину, обвали стінок свердловини [2, 5].

Найбільш багатоводний тут є бучакський горизонт. У відкладах верхньої крейди, представленої мергельно-крейдяною товщею, можливі звуження стовбура свердловини, які викликані розбуханням крейди [2, 5].

У відкладах юри, тріасу і верхньої пермі, складених піщано-глинистими породами, можливі поглинання бурового розчину і звуження стовбура свердловини. Поглинання, в основному, приурочені до пісковитих відкладів тріасу, звуження стовбура свердловини — до глинистого розрізу тріасових і верхньопермських відкладів інтервал буріння [2, 5].

У хомогенних відкладах нижньої пермі можлива коагуляція бурового розчину. У процесі буріння теригенних відкладів нижньої пермі, верхнього, середнього карбону і серпуховського ярусу нижнього карбону, представлених малостійкими аргілітами з прошарками алевролітів і пісковиків можливі поглинання бурового розчину, звуження стовбура свердловини і осипання нестійких порід [2, 5].

У відкладах нижнього карбону (візейський і турнейський яруси) і девону можливі осипання нестійких порід, часткові поглинання, нафтогазопрояви з пластивим тиском, який перевищує гідростатичний на 5-6 МПа [2, 5].

При розбурюванні порід кристалічного фундаменту, складених стійкими утвореннями можливі часткові поглинання бурового розчину і нафтопрояви при невідповідності його густини пластивому тиску, який складає 53,8-54,4 МПа [2, 5].

### 3.6 Вибір об'єктів для випробування і дослідження

Випробування перспективних на нафтогазоносність горизонтів здійснюється як під час буріння, так і після його завершення — в експлуатаційній колоні. Об'єкти для випробування з метою визначення нафтогазоносності розрізу свердловини обираються на підставі всебічного аналізу геологічних та промислово-геофізичних даних, отриманих під час буріння.

Для оцінки нафтогазоносності розрізу свердловини випробування перспективних горизонтів здійснюється в процесі буріння із застосуванням точкового випробувача пластів на каротажному кабелі та випробувача пластів, встановленого на бурильних трубах.

Під час точкового випробування здійснюється відбір проб пластових флюїдів і газу з окремих точок досліджуваного інтервалу свердловини для визначення характеру насичення та орієнтовної оцінки пластового тиску. Щоб уникнути впливу бурового розчину на пласти-колектори, відбір проб проводиться відповідно до вимог керівного документа (КД). Глибини відбору проб уточнюються за результатами буріння, керновідбору та промислово-геофізичних досліджень.

За допомогою випробувача пластів на бурильних трубах у свердловині передбачається випробування шести об'єктів, розташованих у відкладах нижнього карбону та девону. Випробування проводиться невдовзі після розкриття кожного з перспективних горизонтів. Інтервали випробування, місце встановлення пакера та його діаметр визначаються на основі даних каротажу й кавернометрії. Обраний інтервал повинен бути складений стійкими породами з мінімальною кавернозністю (вапняки, пісковики).

Тривалість знаходження інструменту на вибої повинна бути доведена до 2-х годин і більше, а при інтенсивному припливі в стовбурі свердловини, схильному до обвалів, час знаходження випробувача пластів на вибої повинен бути обмежений [7].

Результати випробування випробувачем пластів враховуються при виборі об'єктів для роздільного випробування в експлуатаційній колоні.

Після досягнення свердловиною проектної глибини та виконання повного комплексу електрометричних досліджень, передбачених геолого-технічним нарядом, за наявності об'єктів, перспективних щодо нафтогазоносності, здійснюється спуск експлуатаційної колони з подальшим цементуванням чистим цементом і цементно-глинистою сумішшю до гирла. Під час випробування колони на герметичність на гирлі обов'язково встановлюється фонтанна арматура. Випробування горизонтів в експлуатаційній колоні з метою отримання промислового припливу нафти з нижньокам'яновугільних та девонських відкладів проводиться по системі знизу вгору в кількості 6 об'єктів (Табл. 3.3).

Розкриття горизонтів проводиться кумулятивною перфорацією зарядами ПК-80 Н, ПКОТ-73 і ПКС-80 із розрахунку 18-21 отвір на 1 п.м, при обов'язковому встановленні на гирлі свердловини противикидної засувки ЗПК-150-320. З метою запобігання забруднення продуктивних горизонтів розкриття проводиться в середовищі спецрідини, яка не вміщує твердої фази. При розкритті горизонтів з погіршеними колекторськими властивостями необхідно застосовувати гідроперфорацію з метою інтенсифікації припливу [7].

Таблиця 3.3 Передбачувані інтервали випробування в процесі буріння

№ п/п об'єктів	Інтервали випробування	Вік	Горизонт	Діаметр пакера, мм	Депресія, МПа
6	3705-3725	C <sub>1s</sub>	C-21	195	12-15
5	3805-3825	C <sub>1v</sub>	B-14-17	195	12-15
4	3890-3910	C <sub>1v</sub>	B-21	195	12-15
3	4060-4080	C <sub>1v</sub>	B-22	195	12-15
2	4380-4410	C <sub>1t</sub>	T-1	195	12-15
1	4480-4500	D <sub>1</sub>	Д-8	195	12-15

Виклик припливу проводиться за допомогою аеризованої рідини через насосно-компресорні труби, які спускаються в покрівлю дослідженого горизонту. До дослідження продуктивності горизонту приступають тільки після стабілізації режиму роботи свердловини [7].

Для отримання якісних даних достатньо проводити дослідження кожного об'єкту на п'яти режимах з послідовним поверненням на двох режимах [7].

У разі отримання промислових припливів нафти або газу проводиться комплекс дослідницьких робіт, спрямованих на визначення дебіту, оптимальних режимів експлуатації свердловини, параметрів продуктивних пластів, а також відбір проб нафти, газу та конденсату з метою аналізу їх хімічного складу, вивчення умов випадання конденсату та виявлення наявності корозійно-активних компонентів (сірководню, вуглекислого газу в газовій фазі, органічних кислот у рідкій фазі тощо). У разі надходження води, нафти або газу проводяться заміри пластового тиску й температури після повного очищення свердловини та її герметичного закриття. Вимірювання тиску та температури продуктивного горизонту виконуються не менше трьох разів до отримання стабільних значень, зафіксованих протягом інтервалів часу, що відповідають тривалості роботи свердловини перед зупинкою. Пластові тиски й температури вимірюються на різних глибинах з подальшим побудуванням епюр для приведення цих показників до середньозважених глибин продуктивних горизонтів.

При заміні бурового розчину на воду, аерації свердловини і промиванні гирло свердловини обладнується фонтанною арматурою типу

4 АФК-50-700 [7]. Після проведення необхідного комплексу досліджень з метою ізоляції випробуваного об'єкту встановлюється ізоляційний цементний міст (табл. 3.4).

Таблиця 3.4 Передбачувані інтервали випробування в свердловині № 1 Даньківської площі

№№ об'єктів	Інтервали перфорації	Вік	Товщина, м	Очікувана продукція	Спосіб виклику припливу	Кількість реж. випр.
6	3705-3725	C <sub>1s</sub>	20	Нафтовий фонтан	Заміна бур. розчину на воду і зниження рівня води аерацією	7
5	3805-3825	C <sub>1v</sub>	20			7
4	3890-3910	C <sub>1v</sub>	20			7
3	4060-4080	C <sub>1v</sub>	20			7
2	4380-4410	C <sub>1t</sub>	20			7
1	4480-4500	D <sub>1</sub>	20 10			7

### 3.7 Вибір інтервалів відбору керна і шламу

Одним із найважливіших завдань пошукового буріння є вивчення фізичних характеристик продуктивних горизонтів шляхом відбору керну та шламу, а також аналізу промислово-геофізичних досліджень.

Керновий матеріал є основою отримання найбільш достовірної геологічної інформації, а результати його комплексного дослідження спільно з геофізичними даними призначені забезпечити надійну геолого-геофізичну інтерпретацію при пошуково-розвідувальних робіт та підрахунку запасів нафтових і газових родовищ.

Згідно з діючими положенням і інструкціями і у відповідності з геологічною вивченістю району, буріння пошукових свердловин необхідно проводити з відбором керна в об'ємі 6 - 8 % від загальних їх глибин [8].

Основний відбір керна передбачується провести в продуктивній частині розрізу починаючи з покрівлі серпухівських, візейських, турнейських та девонських відкладах. Суцільний відбір керна передбачується провести в очікуваних продуктивних горизонтах візейського, серпухівського та турнейського ярусів і повністю в породах девону, вивченість якого поки що недостатня.

З метою одержання якісної інформації винесення керна в усіх свердловинах повинно скласти не менше 60-70 % від проходки з його відбором [8]. Відомості по проектному відбору керну призведені по інтервалам на графічному додатку (геолого-технічний наряд).

### 3.8 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині

З метою запобігання можливих ускладнень і успішного проведення свердловини передбачається застосування бурових розчинів і хімреагентів, типи яких підбираються з врахуванням геологічних умов і практичних даних по раніше пробуреним в аналогічних умовах свердловинам. Параметри бурового розчину необхідно витримувати в межах, вказаних в геолого-технічному наряді [12-16].

Геофізичні дослідження в свердловинах виконуються у відповідності з “Технічною інструкцією по проведенню геофізичних досліджень в свердловинах” (Київ, 2004 р.) та “Методичними вказівками по проектуванню і проведенню геофізичних досліджень в свердловинах пошукового, розвідувального та експлуатаційного оціночного буріння нафтогазоносних регіонів України” (Київ, 1988 р.) [12-16].

Комплекс геофізичних досліджень в свердловинах проводяться для рішення цілого ряду геологічних (кореляція розрізів, визначення літологічного складу порід, виділення в розрізі колекторів і оцінка характеру їх насичення, уточнення глибин залягання геофізичних реперів, визначення параметрів пластів для підрахунку запасів нафти і газу) і технологічних (контроль за технічним станом стовбура свердловини, вияв дефектів обсадних колоні якості цементування їх та ін.) завдань [12-16].

Комплекс геофізичних досліджень передбачується на підставі “Типових обов'язкових комплексів геофізичних досліджень пошукових, розвідувальних і експлуатаційних свердловин, що буряться на нафту і газ”. Обов'язковим комплексом передбачено проведення досліджень по всьому розрізу (масштаб 1:500) і в перспективному інтервалі (масштаб 1:200). Для площі перспективним є інтервал, починаючи з покрівлі “башкірської плити” [12-16].

А. Дослідження всього розрізу в відкритому стовбурі свердловини (масштаб 1 : 500) включають:

1. Стандартний каротаж
2. Акустичний каротаж ( АК )
3. Радіоактивний каротаж (ГК, ГГК, НГК)
4. Нахилометрія ( НМ )
5. Боковий каротаж ( БК )
6. Термометрія
7. Сейсмокаротаж ( ВСП ).

Крім цього, для вивчення технічного стану свердловини вздовж всього стовбура в масштабі 1:500 виконуються профілеметрія (ДС) та інклінометрія (ІС). В обсажених свердловинах для контролю цементажу виконується акустична цементометрія, а для контролю стану обсадних колон - локатор муфт (ЛМ).

Б. Детальні дослідження в перспективних інтервалах і в продуктивних горизонтах (масштаб 1:200) включають:

1. Геолого-технологічні дослідження (ГТД)
2. Акустичний каротаж (АК)
3. Радіоактивний каротаж (ГК, ГГК, НГК)
4. Боковий мікрокаротаж (БМК)
5. Мікрокаротаж (МК)
6. Бокове каротажне зондування (БКЗ)
7. Боковий каротаж (БК)
8. Індукційний каротаж (ІК)
9. Резистивіметрію
10. Випробування пластів за допомогою випробувачів на бурових трубах (ВПТ) і випробовування приладами на каротажем кабелі (ВПК)
11. Відбір vzірців порід боковим ґрунтоносом.

Для контролю за станом технічної колони після цементажу необхідно виконати крім АКЦ заміри за допомогою свердловинного трубного профілеміра (ПТС), дефектоскопію (ДСІ). Заміри за допомогою ДСІ і ПТС крім цього необхідно проводити крізь кожні 50 спускопідйомів. Прив'язка інтервалів перфорації експлуатаційної колони здійснюється за допомогою радіоактивного каротажу, а якість розкриття - магнітним локатором [12-16].

Геофізичні дослідження в інтервалах залягання нафтогазоносних комплексів пошукових і розвідувальних свердловин проводяться в мінімальний термін після їх розкриття (не пізніше 5 діб), при цьому інтервали розкриття і досліджень не повинні перевищувати 200 м. Перекриття інтервалів при проведенні досліджень повинні складати не менше 50 метрів [12-16].

З метою одержання якісного геофізичного матеріалу реєстрацію діаграм АК необхідно проводити з швидкістю не більше 100 м/годину, а радіоактивних методів (ГК, ГГК, НГК) із швидкістю до 500 м/годину. Геофізичні дослідження по інтервалам приведені на графічному додатку (геолого-технічний наряд) [12-16].

### 3.9 Проектний комплекс лабораторних досліджень

Лабораторні дослідження включають вивчення кернавого і шламового матеріалу і пластових флюїдів у відповідності з геологічними завданнями, літологічними властивостями розрізу, вивчення петрографічних фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів. повний аналіз нафти, конденсату, газу і пластової води, люмінесцентно-хіміко-бітумінологічні дослідження кернавого матеріалу.

Комплексне вивчення керну проводиться у відповідності з інструкцією по застосуванню класифікації запасів родовищ, перспективних і прогнозних ресурсів нафти і горючих газів.

У всіх випадках нафтогазопроявів як при бурінні так і в процесі випробування свердловин, відібрати проби на аналізи:

1. Елементарний аналіз води — 2,5-3,5 л;
2. Детальний аналіз води – 5,5 л;
3. Повний аналіз газу – 3,5 л;
4. Визначення урану і радію в водах – 2 л;
5. Елементарний аналіз нафти — 4+4 л;
6. Фракційний аналіз нафти – 6 л;

Відібрані зразки порід газу, нафти і води направляти в ТП ДП "Західукргеологія". Весь керн перевіряти на радіоактивність.

### 3.10 Охорона надр та навколишнього середовища

Усі джерела підприємства нафтової та газової промисловості згідно з нормативно-технічною документацією розподіляються на 2 категорії :

перша- де факели газу, ГРС, інгібіторне господарство, устаовки підігріву теплоносія;

друга – усі інші джерела.

Планові виміри на об'єктах 1-ї категорії здійснюється не менше двох разів у місяць. Обов'язково в повітрі визначається вміст таких інгредієнтів: вуглеводнів, сажі,, оксидів азоту, змінів аліфатичних, метанолу, тилмеркаптану, оксиду вуглецю.

Джерела другої категорії повинні контролюватись не менше одного разу в рік.

Згідно з "Стандартними нормами" СН 245-71 санітарно-захисна зона при добуванні нафти і газу з малим вмістом летючих вуглеводнів і викидів сірководню до 0,5 т/добу повинна складати:

- для бурових – 300 м (об'єкти 3 – го класу );

- для видобувних свердловин – 300 м;
- для дотискних насосних станцій з комплексом сепарації та обезводнювання нафти – 100 м.

Основними методами контролю викидів шкідливих речовин в атмосферу є прямі інструментальні заміри. Контроль за станом атмосфери на промислі здійснюється по двох напрямках:

- контроль величини викидів безпосередньо на джерелах забруднення;
- контроль за дотримуванням норм допустимих викидів, встановлених для промисла в цілому і прилеглих населених пунктах.

Для відбору проб води на території родовища мають бути передбачені такі точки:

- в контрольних свердловинах біля об'єктів можливого забруднення;
- у водовідстійниках і водяній свердловині на діючих бурових;
- періодично (1-2 раз на рік) в контрольних свердловинах, річках чи в колодязях побутово-господарського призначення на границі СЗЗ полігона захоронення СПВ, чи ППТ;
- при аварійних ситуаціях встановлюються додаткові тимчасові точки відбору проб води в радіусі 50 м від місця аварії для виявлення ступеню забруднення території і розробки дійових для ліквідації і цього явища.

## 4 ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ПРОЕКТНИХ РОБІТ

### 4.1 Техніко-економічне обґрунтування буріння

Головними економічними показниками, які характеризують наслідки реалізації проектів пошукових робіт на Даньківській площі, є показники фінансової ефективності. Найбільш вагомим з геолого-економічних показників є чиста теперішня вартість проекту (накопичений дисконтований грошовий потік), під якою розуміється різниця між сумою грошового чистого прибутку, амортизаційних відрахувань та необхідними капітальними вкладеннями за визначений термін. Використання даного показника визнаємо з врахуванням фактору часу, для цього використовується обґрунтовується величина дисконту. Крім того провідну роль відіграють також чинники, як кількість товарної продукції, величина капітальних вкладень, термін їх окупності, чистий прибуток, рентабельність продукції, податки та відрахування до бюджету.

Проектом передбачено буріння на Даньківській площі трьох пошукових та двох розвідувальних свердловин. При здійсненні економічних розрахунків бралась до уваги вартість лише однієї (першої) свердловини.

При здійсненні розрахунків всі економічні показники для Даньківської пощі приведені до одного року, незважаючи на довгостроковість вказаного робочого проекту. Першим роком прийнято рік початку видобутку продукції та реалізації, тобто рік отримання валового доходу. У випадку впровадження робіт є рік введення свердловин у експлуатацію у нас це 2023 р.

Умовами всіх варіантів здійснення пошуково-розвідувальних робіт на Даньківській площі передбачається, що свердловина дає промисловий приплив продукції, тому її вартість відносять до капітальних вкладень. Для розрахунку капітальних вкладень у нафтопромислове облаштування, обладнання для нафто-газовидобутку і інші вкладення використані нормативи, наведені у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані для проектування буріння

Показники	Одиниці виміру	Проектні дані
Родовище (площа)		Даньківська
Мета буріння		пошуки, розвідка
Проектна глибина (горизонт)	м	4550 (D <sub>3</sub> )
Вид буріння		вертикальний
Спосіб буріння		роторний
Вид енергії		електроенергія
Геологічні умови		ускладнені
Кількість сведловин	штук	5
Кількість об'єктів випробування	штук	6
Кількість об'єктів ВПТ	штук	6
Конструкція свердловини:		
напрямок	мм × м	324x750
кондуктор	мм × м	245x2500
експлуатаційна колона	мм × м	146x4550
Загальний обсяг буріння	м	22950
Очікуваний приріст ресурсів нафти	тис.т.	5283

Таблиця 4.2 – Зведений кошторис на будівництво свердловини

№ п/п	Найменування робіт чи витрат	Прямі витрати, грн.
1	2	3
1	Глава 1 Підготовчі роботи до будівництва свердловини Підготовка майданчика, будівництво підземного шляху, трубопроводів, ліній передач та ін	7821,43
2	Розробка трубопроводів, ліній передач та ін.	1348,57
	Всього по п. 1-2	9170,00
	Всього по главі 1	<b>9170,00</b>
3	Глава 2 Будівництво і розробка вишки, привишкових споруд, монтаж і демонтаж бурового обладнання свердловини Будівництво і монтаж	51384,29
4	Розробка і демонтаж	7867,14
	Всього по п. 3-4	59251,43
5	Роботи, не обліковані нормами зимового подорожчення	285,71
	Всього по главі 2	<b>59537,14</b>
6	Глава 3 Буріння і кріплення свердловини Буріння свердловини	10957142,86
7	Кріплення свердловини	6210357,14
	Всього по главі 3	<b>17167500,00</b>
8	Глава 4 Випробування свердловини на продуктивність Випробування свердловини ВП на бурильних трубах в процесі буріння	21522,86
9	Випробування свердловини ВП на каротажному кабелі в процесі буріння	1925,71
	Всього по п. 8-9	23448,57
10	Випробування свердловини на продуктивність в експлуатації Перший об'єкт з бурового станка	4264,57
11	Послідуючі об'єкти з бурового станка	13194,36
	Всього по п 10-11	17458,93
	Вартість 1 доби випробувань: Перший об'єкт з бурового станка	1106,43
	Послідуючі об'єкти з бурового станка	6024,29
12	Кислотна обробка при випробуванні свердловини на продуктивність в експлуатаційній колоні Перший об'єкт з бурового станка	1703,57
13	Послідуючі об'єкти з бурового станка	9282,86
	Всього по п 12-13	10986,43
	Всього по п. 10-13	28445,36
14	Колонна головка ОКК1-350	1278928,57
	Всього по главі 4	<b>1330822,50</b>
15	Глава 5 Промислово-геофізичні роботи (5,8% від суми глав 3 і 4)	10729027,05

Закінчення табл. 4.2

№ п/п	Найменування робіт чи витрат	Прямі витрати, грн.
1	2	3
16	Утримання партії геолого-технічного контролю при буріння свердловини	3896,43
	Всього по главі 5	<b>10732923,48</b>
17	Глава 6 Додаткові витрати при будівництві свердловин у зимовий час (1,6% )	21297,50
18	Експлуатац.котельні, 1 котел ПНК-2С на мазуті, розвідувальне буріння	7969,64
	Транспортування рідкого палива для котельні на 52км	1075,36
	Всього по главі 1-6	<b>29330295,62</b>
19	Глава 7	3578296,066
	Накладні витрати	
	Накладні витрати на суму 1-6 глав (12,2% від суми 1-6 глав)	
	Всього по главі 7	<b>3578296,066</b>
20	Глава 8	<b>2632687,335</b>
	Планові накопичення на суму прямих витрат по главам(8% від суми 1-7 глав)	
	Всього по главі 1-8	<b>35541279,02</b>
21	Глава 9	849436,5686
	Інші роботи і витрати	
	Виплати премій (2,39% від суми 1-8 глав)	
22	Одночасна допомога за вислугу років (0,01% від суми 1-8 глав)	3554,1
23	Польвий достаток (0,12% від суми 1-8 глав)	42649,53
	Всього по п. 21-23	895640,2
24	Лабораторні роботи (1,5% від суми 4-3 глав)	277474,84
25	Транспортування вахт	6130,714286
26	Свердловини на воду	2283,93
27	Оходона навколишнього середовища	1396,285714
28	В т.ч біологічна рекультивация	1231,285714
29	Топографо-геодезичні роботи	106,0714286
30	Спорудження протирадіаційного укриття	586,7857143
31	Монтаж та укладка СКУБ-1	278,4285714
	Всього по главі 9	<b>1185128,57</b>
	Всього по главам 1-9	<b>36726407,59</b>
32	Глава 10	<b>73452,82</b>
	Авторський нагляд (0,2% від суми 1-9 глав)	
33	Глава 11	4953,6
	Проектні і вишукувальні роботи	
	Проектні роботи	
	Всього по главам 1-11	<b>36804813,98</b>
34	Резерв коштів на незаплановані роботи і витрати (5% від суми 1-11 глав)	1840240,699
35	Різниця в вартості амортизації імпортного цемент.агрегату АЦФ-7010 і вітчизняного ЦА-320-М2	1860,714286
	<b>Всього по зведеному кошторисному розрахунку</b>	<b>38646915,39</b>
35	ПДВ	12946840,25
36	<b>Всього по зведеному кошторисному розрахунку з ПДВ</b>	<b>51593755,64</b>

## 4.2 Оцінка ефективності проектного буріння

Таблиця 4.3 – Ефективність проектного буріння

№ п/п	Показники	Одиниці виміру	Величини показників
1	Кількість проектних свердловин	штук	5
2	Загальна проходка по свердловинах	м	4550
3	Середня комерційна швидкість	м/верст.-міс.	195
4	Тривалість циклу будівництва свердловин	міс.	2,5
5	Капіталовкладення на будівництво свердловин, К	тис. грн.	51593,76
6	Очікуваний приріст ресурсів газу	млн.м <sup>3</sup>	5283
7	Приріст запасів газу на 1 м проходки	тис.м <sup>3</sup> /м	1161,10
8	Вартість підготовки 1 тис.м <sup>3</sup> газу	грн./тис.м <sup>3</sup>	9,77
<b>Розрахунок терміну окупності капіталовкладень на будівництво свердловин</b>			
9	Фонд діючих свердловин, n	свердл.	5
10	Прогнозний середньодобовий дебіт свердловини, q <sub>д</sub>	тис.м <sup>3</sup> /добу	105
11	Середньорічна кількість діб експлуатації, N	доба	330
12	Прогнозний річний видобуток газу, Q <sub>р</sub> =q <sub>д</sub> ·N·n	тис.м <sup>3</sup>	103950
13	Комерційна ціна газу на момент оцінки, Ц	грн./1000м <sup>3</sup>	15956,23
14	в тому числі: ПДВ	грн./1000м <sup>3</sup>	3191,246
15	Собівартість видобутку 1000 м <sup>3</sup> газу на момент оцінки, С <sub>в</sub>	грн./1000м <sup>3</sup>	12563,4
16	Балансовий річний прибуток, P <sub>б</sub> =(Ц-ПДВ-С <sub>в</sub> )·Q <sub>р</sub>	тис. грн.	20954656,8
17	Податок з прибутку, П <sub>п</sub> =0,18P <sub>б</sub>	тис. грн.	2095465,68
18	Чистий річний прибуток, P <sub>ч</sub> =P <sub>б</sub> -П <sub>п</sub>	тис. грн.	18859191,12
19	Термін окупності капіталовкладень, T=K/P <sub>ч</sub>	рік	2,74

При розрахунку терміну окупності капіталовкладень на будівництво трьох свердловин на Даньківській площі проектних робіт при умові, що всі запроєктовані свердловини пошуково-розвідувального фонду будуть використані в якості експлуатаційних на нафтові об'єкти після виконання

покладених на них завдань пошуково-розвідувального етапу, відповідно, фонд діючих експлуатаційних свердловин на площі становитиме три одиниць.

Враховуючи обрахунки родовище є економічно вигідним. Термін окупності капіталовкладень становить 2,74 рік.

## Висновки

Даньківська площа проектних робіт розташована в центральній прибортовій зоні Дніпрово-Донецької западини, в Краснокутському районі Харківської області поблизу м. Краснокутська.

У геологічній будові Даньківської площі приймають участь осадові утворення палеозойської, мезозойської і кайнозойської групи, які залягають на докембрійському кристалічному фундаменті.

У тектонічному відношенні площа розташована в центральній частині Північної прибортової зони Дніпрово - Донецької западини поблизу Охтирського виступу фундаменту. Виявлені тут структури характеризуються складною геологічною будовою, обумовленою широким розвитком порушень, багато численних регіональних та локальних перерв в осадконакопиченні та значною фаціальною мінливістю продуктивних відкладів.

У центральній частині північної прибортової зони ДДЗ, що відноситься до Охтирського нафтопромислового району, регіонально нафтоносний розріз осадових відкладів візейського, турнейського ярусів нижнього карбону і фаменських між сольових відкладів девону. Глибина залягання продуктивних горизонтів на Козіївському піднятті знаходиться в інтервалі 3600-4625 м. Поверх нафтоносності на родовищі досягає 550 м.

У результаті отриманих геолого-геофізичних матеріалів по площі досліджень встановлено, що розкриття продуктивної товщі на площі запроектованих робіт очікується з продуктивних горизонтів кам'яновугільних та девонських відкладах. Літологічно продуктивна товща характеризується перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів і рідше вапняків. Покришкою для піщано-алевролітового комплексу служать аргілітові утворення відкладів серпухівського ярусу загальною товщиною 200-330 м. Товщина пластів-колекторів на Даньківській площі для окремих горизонтів за аналогією з сусідніми родовищами буде коливатися від 10 до 30 м. Покришками між горизонтами в цьому районі служать породи-покришки, представлені тонковідміченими аргілітовими і ущільненими алевролітовими різностями. Товщини покришок, які розділяють продуктивні горизонти, складають 10-65 м.

Метою пошуково-розвідувальних робіт на Даньківській площі є встановлення покладів нафти у кам'яновугільних та девонських відкладах.

Для вирішення основних питань пошукових робіт на структурі пропонується буріння трьох пошукових свердловин (№№ 1,2,3). З метою отримання максимально достовірної інформації, з врахуванням

особливостей геологічної будови Даньківської площі, прийнята методика розміщення свердловин, враховуючи геологічну будову площі, пошукові закладаються на пересіченні опорних ліній.

За типову свердловину приймаємо першочергову незалежну пошукову свердловину №1, з проектною глибиною 4550 м. У завдання входить повне розкриття і виявлення продуктивності скупчень нафти.

Проектом передбачено у типовій свердловині вибір об'єктів для випробування та дослідження продуктивних горизонтів, обгрунтовано комплекс геофізичних досліджень, запроектовано необхідні лабораторні дослідження та обгрунтовані інтервали відбору керну і шламу.

При розрахунку терміну окупності капіталовкладень на будівництво трьох свердловин на Даньківській площі проектних робіт при умові, що всі запроектовані свердловини пошуково-розвідувального фонду будуть використані в якості експлуатаційних на нафтові об'єкти після виконання покладених на них завдань пошуково-розвідувального етапу, відповідно, фонд діючих експлуатаційних свердловин на площі становитиме три одиниць.

Враховуючи обрахунки родовище є економічно вигідним. Термін окупності капіталовкладень становить 2,74 рік.

Тобто, проведення запланованих робіт по пошуків нафтових покладів на Даньківській площі на сьогодні є економічно доцільним та рентабельним.

## Перелік використаних джерел

1. Маєвський Б.Й., Лозинський О.Є., Гладун В.В., Чепіль П.М., Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. – Київ: “Наукова думка”, 2004. - 446 с.
2. Атлас родовищ України. Київ. в 6 томах.
3. Маєвський Б.Й., Євдощук М.І., Лозинський О.Є. Нафтогазоносні провінції світу: Підручник для студентів нафтогазових спеціальностей вищих закладів освіти. – Київ: “Наукова думка”, 2002. - 403 с.
4. Лозинський О.Є., Маєвський Б.Й. Пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ: Конспект лекцій. – Івано-Франківськ, 2001.-123с.
5. Аналіз фонду нафтогазоперспективних об'єктів. Методичні вказівки //СОУ 73.-41-02.01.38:2007-К: Держгеолслужба України. –К. 2007.-55с.
6. Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Порядок проведення. ГСТУ 41-00032626-00-011-99. Комітет України з питань геології та використання надр. – К. 1999. – 17с.
7. Інструкція із застосування класифікації запасів ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геологоекономічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та їх запасів родовищ нафти і газу /ДКЗ України. – К. 1998. – 45с.
8. Інструкція по оформленню геологічних звітів на магнітних носіях. КНД-41-0032626-00-309-98. ДГП «Геоінформ», Київ, 1998 р. – 19 с.
9. Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти та газу. ДКЗ України, Київ, 1999. – 67с.
10. Інструкція про порядок обліку нафтогазоперспективних об'єктів. ГСТУ 41-0002626-00-013-99. Комітет України з питань геології та використання надр. – К. – 1999 – 36с.
11. Методичні вказівки з економічного обґрунтування кондицій на мінеральну сировину(нафту та газ, тверді корисні копалини, підземні води). ДКЗ України. Київ. 2007р.
12. ГСТУ 41-00032626-00-024-2000), ГСТУ 41-44-2003 «Геолого-технологічні дослідження нафтових і газових свердловин».
13. СОУ 73.1-41-04.04.20:2007 «Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах. Загальні вимоги та правила проведення»;
14. СОУ 1 1.2- [30019775](#)-187:2011 «Геофізичні дослідження та роботи в газових та нафтових свердловинах. Порядок проведення»;
15. СОУ 09.1-[30019775](#)-129:2017 «Свердловини на нафту та газ. Перфорація експлуатаційних колон»;

16. СОУ 09.1-30019775-328-4:2020 Влаштування свердловини Частина  
4. Геофізичні дослідження (каротаж) свердловини.