

***БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА***

*(103)НЗ ГНГ. ПЗ*

*Група НЗГ-21-1*

*Кукса Іван*

*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 проєкт проведення  
пошуково-розвідувальних робіт на Іванівській площі  
(назва відповідно до наказу ректора)

**Ступінь вищої освіти** — бакалавр  
**Спеціальність** — (103) Науки про Землю  
**Освітньо-професійна програма** — Геологія нафти і газу, геофізика,  
геоінформатика, інженерна геологія  
та гідрогеологія

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
**БР 103 НЗГ**  
(позначення)

Студент  
гр. НЗГ–21-1 \_\_\_\_\_ Кукса І. С.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник \_\_\_\_\_ доц. Куровець С. С.  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

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

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

**Допускається до захисту**

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

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

2025 р.  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Факультет природничих наук  
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

### ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_ доц. Михайлів І.Р.  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 р.

### ЗАВДАННЯ НА ВИКОНАННЯ БАКАЛАВРСЬКОЇ РОБОТИ

Спеціальність — (103) Науки про Землю  
Освітньо-професійна програма – Геологія нафти і газу, геофізика,  
геоінформатика, інженерна геологія та  
гідрогеологія

Студент \_\_\_\_\_ **Кукса Іван Сергійович**

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту (роботи) \_\_\_\_\_ *Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проєкт проведення пошуково-розвідувальних робіт на Іванівській площі*

Затверджена наказом ректора університету від “ 16 ” квітня 2025 р. № 255/7

2. Термін здачі студентом закінченого проєкту (роботи) \_\_\_\_\_ *10 червня 2025 року*

3. Вихідні дані до проєкту (роботи)

1. Фондові геолого-геофізичні ПАТ “Укрнафта”

2. Оpubлікована література по району досліджень.

3. Власні спостереження та узагальнення під час навчання і практик.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, що їх належить розробити)

Вступ. 1. Базова частина. Загальні відомості та геологічна будова району. 2. Проєктна частина. Обґрунтування та методика проведення пошуково-розвідувальних робіт.

3. Технічна частина. 4. Економічна частина. Підсумки. Перелік використаних джерел.

5. Перелік графічних додатків

1. Структурна карта.

2. Сейсмогеологічні розрізи по лініях I-I, II-II..

3. Геолого-технічний наряд на типову свердловину

**6. Консультанти з проєкту (роботи), із зазначенням розділів проєкту, що стосуються їх**

<b>Розділ</b>	<b>Консультант</b>	<b>Завдання видав (підпис консультанта)</b>	<b>Завдання прийняв (підпис студента)</b>
<i>Нормоконтроль</i>	<i>ас. Уграк Л. В..</i>		

**7. КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

<b>Пор. №</b>	<b>Назва етапів бакалаврської роботи</b>	<b>Термін виконання етапів проєкту (роботи)</b>	<b>Примітка</b>
<i>1.</i>	<i>Одержання завдання і складання плану виконання проєкту.</i>	<i>10.11.2024</i>	<i>Виконано</i>
<i>2.</i>	<i>Підготовка базової частини. Загальні відомості та геологічна будова району.</i>	<i>01.12.2024</i>	<i>Виконано</i>
<i>3.</i>	<i>Обґрунтування та методика прове- дення проєктних робіт</i>	<i>01.02.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>4.</i>	<i>Розробка технічної частини.</i>	<i>15.04.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>5.</i>	<i>Розробка економічної частини.</i>	<i>01.05.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>6.</i>	<i>Оформлення тексту і графічних додатків.</i>	<i>15.05.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>7.</i>	<i>Перевірка бакалаврської роботи на антиплагіат.</i>	<i>09.06.2025</i>	
	<i>Захист бакалаврської роботи.</i>		

**8. Дата видачі завдання:** 10 листопада 2024 р.

**Завдання видав керівник**

\_\_\_\_\_ (підпис)

**доц. Куровець С. С.**  
(посада, прізвище та ініціали)

**Завдання прийняв студент**

\_\_\_\_\_ (підпис)

**Кукса І. С.**  
(прізвище та ініціали)

## Реферат

Бакалаврська робота налічує .. сторінок тексту, 9 таблиць, 1 рисунок, 4 графічні додатки.

Як і раніше територія Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) є дуже великим і перспективним об'єктом для дослідження. Велика кількість геологічних і геофізичних досліджень дають нам змогу зрозуміти якщо і не всю, то більшу частину покладів що залягають великих глибинах. Проте з кожним роком кількість сейсморозвідувальних робіт стає все більше. Це може говорити про значну кількість покладів які ще не дослідили і не відкрили.

Іванівська площа була виявлена по сейсмічному горизонті С1v.

У дослідженні, спираючись на аналіз даних, отриманих у результаті буріння та випробування пошукових і розвідувальних свердловин на суміжних з Іванівською площах, а також на основі сейсмо-геологічних побудов у відкладах пізнього кам'яновугільного періоду, заплановано проведення подальших геолого-пошукових та розвідувальних робіт у межах Іванівської структури.

У цій роботі заплановано проведення пошукового та розвідувального буріння в межах Іванівського об'єкта з метою дослідження його геологічної будови та визначення нафтогазоносності нижньокам'яновугільних відкладів (продуктивні горизонти В-22 і В-23).

Ключові слова: НАФТА, ПОШУКИ, ІВАНІВСЬКА, РОЗВІДКА, ПОКЛАД, РЕСУРСИ, СВЕРДЛОВИНА, БУРІННЯ, ВИПРОБУВАННЯ, ЕФЕКТИВНІСТЬ.

## **Annotation**

The bachelor's thesis consists of ... pages of text, 9 tables, 1 figure, and 4 graphic appendices.

As before, the territory of the Dnieper-Donets Basin (DDB) remains a vast and promising area for research. A significant number of geological and geophysical studies allow us to understand, if not all, then most of the deposits lying at great depths. However, with each passing year, the volume of seismic surveys continues to grow. This may indicate the presence of numerous deposits that have not yet been explored or discovered.

The Ivanivska area was identified at the seismic horizon C1v.

This study, based on data obtained from drilling and testing of exploratory and appraisal wells in areas adjacent to the Ivanivska block, as well as on seismogeological constructions within the Late Carboniferous deposits, proposes further geological exploration and prospecting within the Ivanivska structure.

This work includes plans for exploratory and appraisal drilling within the Ivanivska site aimed at studying its geological structure and identifying the hydrocarbon potential of the Lower Carboniferous deposits (productive horizons B-22 and B-23).

**Keywords:** OIL, EXPLORATION, IVANIVSKA, APPRAISAL, DEPOSIT, RESOURCES, WELL, DRILLING, TESTING, EFFICIENCY.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b> .....	<b>7</b>
<b>1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РАЙОН ДОСЛІДЖЕНЬ</b> .....	<b>10</b>
<b>1.1 Географо-економічні умови</b> .....	<b>10</b>
<b>1.2 Геолого-геофізична вивченість</b> .....	<b>11</b>
<b>2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНОГО ОБ'ЄКТУ</b> .	<b>13</b>
2.1 Літолого-стратиграфічний розріз .....	13
2.3 Нафтогазоносність ділянки надр та прилеглих територій .....	17
2.4 Водонасність .....	19
<b>3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВ І ПЛАН ПРОВЕДЕННЯ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ</b> .....	<b>22</b>
3.1 Прогнозування нафтогазоносності .....	22
3.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти і газу .....	23
3.3 Мета і завдання проектних робіт .....	29
3.4 Обґрунтування розташування проектних свердловин та їх глибини .....	30
3.5 Вибір типової свердловини і геологічні умови її буріння .....	32
3.6 Вибір об'єктів для випробовування і дослідження .....	34
3.7 Вибір інтервалів відбору керна і шламу .....	36
3.8 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині .....	39
3.9 Проектний комплекс лабораторних досліджень .....	42
3.10 Випробування продуктивних горизонтів у процесі буріння .....	44
свердловини .....	44
3.11 Вторинне розкриття продуктивних горизонтів .....	49
<b>4. ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ПРОЕКТНИХ РОБІТ</b> .....	<b>54</b>
4.1 Техніко-економічне обґрунтування буріння .....	54
4.2 Оцінка ефективності проектного буріння .....	57
<b>Висновки</b> .....	<b>60</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ</b> .....	<b>61</b>

## ВСТУП

Розробка геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та здійснення пошуково-розвідувального буріння мають важливе значення для розвитку нафтогазової галузі, особливо в умовах обмежених запасів вуглеводнів та зростаючого попиту на енергоносії.

Формування геологічної моделі включає всебічний аналіз геологічної інформації: вивчення структури надр, складу порід, форми та розмірів родовища, а також оцінку гідродинамічних характеристик. Ці дані дають змогу визначити потенційну продуктивність родовища та обґрунтувати подальші кроки щодо його освоєння.

Наступним етапом є пошуково-розвідувальне буріння, яке дозволяє підтвердити наявність вуглеводнів, оцінити їх обсяги, фізико-хімічні властивості та визначити доцільність і способи подальшої розробки родовища, оцінити можливості родовища та визначити оптимальний спосіб його розробки.

Головною метою даної бакалаврської роботи є розробка геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та обґрунтування доцільності проведення пошуково-розвідувального буріння.

Створення геологічної моделі передбачає формування комплексної інформаційної системи на основі геологічних та геофізичних даних. Така модель дозволяє оцінити наявність, обсяги, просторовий розподіл та властивості вуглеводневих ресурсів, а також обрати найбільш раціональний спосіб їх освоєння. Геологічна модель є інструментом зниження ризиків на подальших етапах освоєння родовища й підвищує ефективність його розробки.

Пошуково-розвідувальне буріння дає змогу підтвердити наявність нафтогазових покладів, визначити їх кількісні та якісні характеристики, а також геолого-промислові параметри, що впливають на технологію та економіку

подальшого видобутку. Інформація, отримана під час цього етапу, є основою для прийняття обґрунтованих рішень щодо розробки родовища.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні завдання:

- зібрати, проаналізувати та систематизувати фактичні, літературні, геолого-геофізичні та промислові дані щодо району досліджень;
- створити геологічну модель нафтогазоперспективного об'єкта у вигляді вертикального розрізу та структурного плану;
- виконати локальний прогноз нафтогазоносності обраної структури та оцінити її ресурсний потенціал;
- обґрунтувати доцільність проведення пошукового або розвідувального буріння;
- визначити методику буріння з урахуванням геологічних умов;
- обрати місця для закладання пошукових і розвідувальних свердловин;
- сформуванати перелік об'єктів і методів випробування перспективних горизонтів у типовій свердловині;
- спланувати раціональний комплекс геолого-геофізичних досліджень у свердловині;
- підготувати геологічну частину геолого-технічного наряду на буріння;
- дати оцінку геолого-економічної ефективності запланованих робіт.

У межах цієї роботи розробка геологічної моделі буде виконана для

### **Іванівської площі.**

Розробка геологічної моделі нафтогазового об'єкта та проєктування пошуково-розвідувального буріння відіграють важливу роль у практичній діяльності нафтогазової галузі. Основні напрями їх застосування включають:

1. **Планування бурових робіт.** Геологічна модель слугує основою для ефективного планування буріння, оскільки дозволяє виявити перспективні ділянки з потенційними покладами вуглеводнів. Вона забезпечує глибше розуміння геологічної будови об'єкта та її відповідність можливим зонам акумуляції нафти й газу.

2. **Підвищення ефективності буріння.** Модель дозволяє суттєво знизити ризики неуспішного буріння, завдяки точнішому визначенню геологічних умов і оптимальному вибору місць для закладання свердловин.
3. **Оцінка ресурсного потенціалу.** За допомогою геологічної моделі можна здійснити попередню оцінку обсягів нафтогазових ресурсів. У розрахунках враховуються будова, розташування та фізико-геологічні характеристики колекторів, що впливають на можливий рівень видобутку.
4. **Планування розробки родовища.** Модель є важливим інструментом при розробці стратегії видобутку, оскільки дозволяє визначити оптимальні умови експлуатації, черговість освоєння горизонтів і вибір методів розробки залежно від геологічних особливостей об'єкта.

# 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РАЙОН ДОСЛІДЖЕНЬ

## 1.1 Географо-економічні умови

Іванівська площа розташована в Полтавській області України, приблизно за 12 км на південний схід від міста Миргород. У тектонічному відношенні вона знаходиться в межах центральної частини приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини, в межах Малосорочинсько-Радченківського структурного валу. Структура площі представлена брахіантиклінально південно-східного простягання з соляним ядром. Розміри структури по ізогіпсі 1360 м становлять 3,6 × 1,3 км, з амплітудою 20–80 м.

Площа характеризується помірно-континентальним кліматом із середньорічною температурою повітря близько 6,7°C, максимальною в липні (+19,1°C) та мінімальною в січні (–7,3°C). Середньорічна кількість опадів перевищує 600 мм [1; 2].

Гідрологічно район належить до басейну річки Дніпро. Основні водні об'єкти включають річки, озера, водосховища та болота, з найбільшою річкою — Сулою.

Ґрунтовий покрив представлений чорноземами типовими, сірими опідзоленими суглинистими ґрунтами, лучночорноземними, дерново-підзолистими, лучними та болотними ґрунтами [1; 2].

Рослинність району включає лісову, чагарникову, степову, лучну, болотну та водну. Ліси представлені дубовими, сосновими, дубово-сосновими та липово-дубовими насадженнями. Степова рослинність збереглася лише в місцях, непридатних для обробітки. Болота розташовані переважно в заплавах річок [1; 2].

Тваринний світ представлений 55 видами ссавців.

У межах території переважають лісостепові та заплавні ландшафти. Загальна площа природно-заповідного фонду становить 5,873 тис. га або 3,15% території. До нього входять гідрологічні заказники загальнодержавного та місцевого значення, комплексні пам'ятки природи та ботанічні пам'ятки природи.

Станом на 1 січня 2019 року чисельність населення району становила 71 477 осіб, з яких 55,8% проживали в місті Миргород, а 44,2% — у сільській місцевості.

За останні 5 років чисельність населення зменшилася на 5,7% у місті та на 8% у районі загалом [1; 2].

Район має площу 1,9 тис. км<sup>2</sup> і включає 127 сільських населених пунктів, 29 сільських рад та 1 об'єднану територіальну громаду. Промисловість району представлена добувною галуззю, електроенергетикою, машинобудуванням, виробництвом будівельних матеріалів, лісовою та деревообробною галузями, легкою та харчовою промисловістю [1; 2].

Фізико-географічне положення району знаходиться в межах підвищеної частини Полтавської терасової рівнини, що призвело до формування рельєфу з численними річковими долинами, які мають почленовані схили з ярами та балками. Економічний та соціально-географічний характер району визначається статусом міста Миргород, що є центром міжрайонної системи розселення та підпорядковується до обласного рівня управління [1; 2].

### ***1.2 Геолого-геофізична вивченість***

Геологічна будова району Іванівської площі почала активно вивчатися з другої половини ХХ століття, особливо після відкриття родовищ у межах Малосорочинсько-Радченківського валу. До цього часу основні геофізичні дослідження мали загальнорегіональний характер.

У 1969 році, в результаті сейсмозв'язувальних робіт, виконаних сейсмопартіями Дніпровсько-Донецької геофізичної експедиції, виявлено брахіантиклінальну складку. Дослідження здійснювались переважно методом багаторазового перекриття з наступною обробкою за методом динамічної кореляції відбитих хвиль. Результати дозволили побудувати структурні карти по горизонтах карбону, зокрема по Vв3 (C1v2) і Vб2 (C2в), які відображають внутрішню будову осадового чохла [1; 2].

У подальшому, у 1970-х роках, на площі було проведено дослідження методом глибокого вертикального трасування (ВГТ), зокрема сейсмопартією №27, з метою уточнення тектонічної будови в межах візейських і серпуховських відкладів. Підставою для постановки робіт стала слабка вивченість

нижньокам'яновугільного комплексу, в межах якого формувалися промислові поклади нафти та газу [1; 2].

У межах Іванівської площі було виділено центральну брахіантиклінальну структуру, обмежену з півночі Радченківським прогином, а з півдня – відносно спокійним схилом Малосорочинсько-Глинської зони. За результатами обробки даних, структура мала асиметричну будову з крутими західними та пологими східними схилами [1; 2].

Сейсмогеологічна інтерпретація дозволила підтвердити, що структура має добре виражену осьову лінію з локальними підняттями, які формують пастки для вуглеводнів. Виявлені поклади нафти й газу приурочені до пісковиків нижнього карбону з хорошими колекторськими властивостями. Поклади нафти приурочені до двох, а газу — до трьох горизонтів візейського ярусу карбону. Колектори представлені пісковиками. Висота поверху нафтогазоносності становить 340 м. Початкові видобувні запаси категорій А+В+С<sub>1</sub> складають: нафти — 119 тис. т, газу — 181 млн м<sup>3</sup>. Густина дегазованої нафти — 851–861 кг/м<sup>3</sup>; вміст парафінів — 1,46–4,85 %, смол — 7,4–20,58 %, сірки — 0,090–0,151 %. Газ метановий, з вмістом метану 86,10–89,18 % [1; 2].

## 2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНОГО ОБ'ЄКТУ

### 2.1 Літолого-стратиграфічний розріз

У геологічній будові Іванівської площі беруть участь всі відомі для Дніпровсько-Донецької западини комплекси порід від палеозойських до кайнозойських включно. У геологічній будові структури беруть участь надсольові теригенно-карбонатні утворення верхнього девону, нижнього (візейський ярус) і середнього (башкирський ярус) карбону, тріасу, юри, крейди, палеогену, неогену і четвертинні відклади. Всього пробурено 39 свердловин (одна параметрична, шість пошукових і 32 розвідувальні). Дві з них розкрили породи фундаменту на глибину близько 250 м.

#### **Девонська система (D).**

Девонські відклади виявлені лише в грабені в межах усіх його тектонічних зон, де вони розкриті в інтервалі глибин від 0,5 до 5,5 км. Це складно збудований поліфаціальний комплекс вулканогенних, соляних, карбонатних, теригенних сірота червоноколірних формацій загальною товщиною до 7,5-8,9 км. Девонська система представлена відкладами верхнього девону [8].

#### **Верхній девон (D3).**

Породи цього віку більш поширеніші і їх потужність складає до 4-5 км. Складений строкатими теригенними відкладами, органогенними вапняками і доломітами. Верхня частина ярусу представлена вулканогенними, вулканогенно-осадовими і соленосними відкладами [8].

#### **Кам'яновугільна система (C).**

Відклади системи представлені нижнім, середнім і верхнім відділами.

#### **Нижньокам'яновугільний відділ (C1).**

Відклади цього відділу присутні в візейському ярусі.

#### **Візейський ярус (C1v).**

Літологічно представлений двома товщами: нижньою – переважно аргілітовою з прошарками алевролітів, пісковиків і рідше вапняків і верхньою – глинисто-карбонатною. Аргіліти темно-сірі до чорних, щільні, шаруваті, міцні.

Алевроліти темно-сірі, щільні, кварцові. Пісковики сірі, кварцові, мілко- і середньозернисті. Вапняки верхньої товщі темно-сірі, щільні, скритокристалічні з прошарками аргілітів. Товщина ярусу змінюється від 1000 до 1250 м [8].

### **Середньокам'яновугільний відділ (С2).**

Відклади відділу на території родовища представлені башкірським ярусом

#### **Башкірський ярус (С2b).**

Залягає неузгоджено на підстилаючих відкладах нижнього карбону. В нижній частині ярусу виділяється вапнякова товща (“башкірськаплита”), яка є репером. Верхня частина ярусу складена переважно піщано-глинистими породами. Товщина ярусу змінюється від 200 до 250 м [8].

#### **Тріасова система (Т).**

Утворення тріасових відкладів залягають незгідно на підстилаючих відкладах і підрозділяються на піщано-глинисту, піщану, піщано-карбонатну та глинисту товщу. Піщано-глиниста товща складена строкатобарвними глинами та пісковиками світло-сірими, строкатобарвними, дрібнозернистими. Піщана товща складена переважно пісковиками дрібно-середньозернистими, сірими, світло-сірими в середній частині Конгломератовидними. Піщано-карбонатна товща представлена чергуванням глин строкатобарвних з включеннями прошарків вапнякових конкрецій білувато-сірих та пісковиків світло-сірих, дрібно- та середньозернистих. Глиниста товща представлена глинами строкатобарвними (червоно-бурими, зеленувато-блакитними) з дрібними прошарками пісковиків зеленувато-сірих і різнозернистих. Товщина відкладів даної системи 550-650 м [8].

#### **Юрська система (J).**

Відклади юрської системи представлені пісковиками тонко- і середньозернистими, кварцовими, піритизованими, глинами сірими і зеленувато-сірими, слабовапняковистими з прошарками алевролітів та пісковиків, а також перешаруванням пісковиків з глинами строкатобарвистими. Товщина відкладів 350-400 м.

#### **Крейдова система (К).**

Відклади крейджаної системи представлені пісками жовтувато- сірими і сірими, які поступово переходять в пісковики сірі, дрібнозернисті. Верхня частина складена крейдою білою, писальною з прошарками крейдоподібних мергелів. Товщина відкладів в системі до 300 м [8].

### **Палеогенова система (P).**

В її складі виділяється палеоцен, еоцен (київська серія) і олігоцен (харківська серія).

Палеогенові відклади складені пісками сірими і зеленувато-сірими, дрібно-середньозернистими з прошарками глин і пісковиків та пачкою світло-сірих, піщаних мергелів київської серії.

### **Неогенова система (N).**

Відклади системи представлені міоценом (полтавська серія). Це піски жовтувато-сірі, тонкозернисті, в нижній частині, в верхній піски зеленувато-сірі, місцями прошарки глин. 12

### **Четвертинна система (Q).**

Представлена ґрунтово-рослинною верствою та лесовидними суглинками, глинами жовтувато-сірими, в'язкими. Товщина Палеогену, Неогену і Четвертинної системи сягає 200-300м [8].

## **2.2 Тектоніка**

Геологічна будова Іванівської площі до 1970-х років вивчалась переважно регіональними сейсмозвідувальними роботами, що виконувались в межах відомих нафтогазових структур Східної України. Лише після відкриття ряду родовищ у Малосорочинській зоні інтерес до прилеглих площ, зокрема Іванівської, посилювався. Починаючи з 1972 року, дослідження набули більш детального характеру — як у межах Іванівської структури, так і в суміжних депресіях.

Сейсмозвідувальні партії 25, 26 та 28 проводили роботи з використанням МОГТ, БП та РНП у північній частині зони Гадяцько-Роменського прогину. В результаті було складено серію структурних карт за відбиваючими горизонтами

карбону, що дозволило вперше окреслити контури Іванівського прогину та сусідніх антиклінальних зон [5].

У 1978–1980 рр. сейсмопартією 27/78 (Іванов Л.М., Партол І.М.) були виконані детальні сейсмічні дослідження по території між Опішнянським та Малосорочинським родовищами. Було виділено Іванівський прогин як структурний елемент, який розділяє дві антиклінальні зони — Малосорочинсько-Білоцерківську та Петрівсько-Диканську. В межах прогину спостерігається серія локальних занурень з амплітудами до 600–800 м, відокремлених сідловинами. Структури мають північно-західне простирання, що загалом відповідає тектонічному тренду Дніпровсько-Донецької западини [5].

На основі переінтерпретації геофізичних матеріалів 1980-х років (Філюшкін К.К., Набокова В.В.) було виявлено прогностичний Іванівсько-Кириківський вал, який орієнтований вздовж північно-східного борту Іванівського прогину. Цей структурний вал розглядається як частина гілки одного з підвищень Петрушевського ступеня фундаменту [5].

Глибина залягання кристалічного ложа в межах Іванівської площі за даними КМПВ становить 5,2–5,6 км. Північний борт площі занурюється в бік Гадяцько-Роменської депресії, де глибини досягають 7–7,4 км, тоді як південний борт обмежується Опішнянсько-Білоцерківським валом. Рельєф поверхні кристалічного фундаменту визначає характер будови нижньої частини осадового чохла, зокрема товщ візейського та башкирського ярусів, які є головними резервуарами вуглеводнів [5].

Особливу увагу в тектонічній будові заслуговує Іванівський прогин — це синкліналь протяжністю до 15 км і шириною 5–6 км, яка розташована між двома структурними підняттями і відіграє роль зони накопичення порід з добрими колекторськими властивостями. Його північно-східна моноклінальна частина ускладнена системою дрібних позитивних форм — блоків і структурних терас, які формуються завдяки розривним порушенням амплітудою 50–250 м [5].

Тектонічна розчленованість осадового чохла визначає як наявність антиклінальних пасток, так і зонального поширення неструктурних та

комбінованих типів пасток. За результатами сейсмопрофілювання виявлено серію похилих тектонічних блоків, які потенційно можуть містити поклади вуглеводнів у межах піщано-глинистих товщ нижнього карбону [5].

Згідно з аналізом геофізичних матеріалів, Іванівська площа розташована в межах південно-східного борту Центральної осьової зони Дніпровського грабена. Вона структурно приурочена до Іванівського уступу фундаменту, який у плані утворює валоподібне підняття, розбите скидами на низку блоків. У межах площі фіксується складна тектонічна картина, яка є результатом взаємодії глибинних тектонічних процесів із пізнішими регіональними дислокаціями [5].

Таким чином, Іванівська площа є тектонічно складною ділянкою з вираженим прогином у центрі, обмеженим валами, структурними терасами та зонами можливого заміщення і виклинювання пластів-колекторів, що дозволяє розглядати її як перспективну для пошуку та розвідки покладів вуглеводнів у палеозойських відкладах [5].

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

У північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини, в межах якої розташована Іванівська площа, виділяються такі основні продуктивні комплекси порід: нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, середньокам'яновугільний (включаючи серпухівсько-верхньовізейський та нижньовізейсько-турнейський підкомплекси), а також девонський [3].

Основні промислові запаси нафти і газоконденсату в регіоні приурочені до нижньопермсько-верхньокам'яновугільного та нижньокам'яновугільного комплексів. Колекторами виступають як гранулярні, так і карбонатні породи: пісковики, алевроліти, вапняки, доломіти. Їхня пористість варіюється від 5 до 30% і більше, а проникність сягає до 3,4 мкм<sup>2</sup>. Поклади мають масивний, багатопластовий характер.

Середньокам'яновугільні відклади проявляють продуктивність переважно на тих структурах, де продуктивні також і нижньокам'яновугільні горизонти. Типовою рисою родовищ середнього карбону є тектонічна розчленованість покладів, що вказує на підтікання вуглеводнів з нижчих горизонтів [3].

В межах північно-західного сегменту западини нафто- та газоносність, як правило, пов'язана з антиклінальними пастками. Однак, упродовж останніх років все більшого значення набуває пошук покладів у пастках неантиклінального типу — стратиграфічних, літологічних, тектонічно екранованих, а також у контактних зонах. Це відкриває перспективи для відкриття нових покладів вуглеводнів поза класичними структурами.

Аналіз геофізичних даних свідчить про те, що великі скупчення вуглеводнів найчастіше приурочені до депресій, їхніх схилів та зон обрамлення. Саме в цих ділянках спостерігаються максимальні потужності осадового чохла, сприятливий літолого-фаціальний склад порід, обмежене поширення слабопроникних покришок, а також наявність генераційних центрів. Близько 60% усіх родовищ западини припадає саме на депресійні ділянки [3].

Іванівська площа розташована на північному схилі Малосорочинського прогину. Перспективи її вивчення пов'язувалися з можливим виклинанням піщано-алевролітових пластів ХІІа м.ф.г. верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону.

На Малосорочинському родовищі, розташованому за 2 км на південний захід від Іванівської площі, встановлено продуктивність горизонтів В-19 та В-20, з яких отримано промислові припливи нафти з дебітами 64–104 м<sup>3</sup>/добу при газовому факторі 27 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Колекторами виступають пісковики з ефективною потужністю до 46 м, пористістю 6–20% та газовою проникністю до 0,7 мкм<sup>2</sup>. Поклади пластові, склепінчастого типу, з водонапірним режимом [4].

На Білоцерківському родовищі (за 5,5 км північніше від Іванівської площі) підтверджено промислову нафтоносність горизонтів В-19, В-20 і В-21 верхньовізейського під'ярусу. Дебіти досягають 775 м<sup>3</sup>/добу на 16 мм штуцері, газовий фактор — 555 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Продуктивні породи — пісковики та алевроліти. Поклади літологічно екранованого типу, з водонапірним режимом [4].

На Кириківському родовищі, розташованому за 4 км на північний схід від Іванівської площі, з горизонту В-20 отримано дебіт газу 409 тис. м<sup>3</sup>/добу і конденсату — 160 м<sup>3</sup>/добу через діафрагму 10 мм. Колектор — пісковик із

пористістю 17%. Із горизонту В-21 свердловиною №3 було отримано нафтовий приплив [4].

На Петрівському родовищі, що за 6 км на південний захід, зафіксовано продуктивність горизонтів В-15, В-17, В-18 і В-22–23. Вони представлені пісковиками, алевролітами та прошарками аргілітів. Колектори локальні, з нерівномірною ефективною потужністю. Поклади склепінчасті, тектонічно екрановані [4].

Незважаючи на те, що Іванівська площа розташована в межах високоперспективної Малосорочинсько-Білоцерківської зони нафтогазоносності, промислових покладів вуглеводнів у межах площі поки не виявлено. За результатами буріння свердловини встановлено, що відклади ХІа м.ф.г. (горизонти В-22–23), які вважалися перспективними, представлені переважно глинистими породами. За даними ГС, керну та результатами ОПК, ці породи класифіковано як неколектори.

#### ***2.4 Водонасність***

Іванівська площа розташована у північно-західному сегменті Дніпровсько-Донецької западини, в межах великого Дніпровського артезіанського басейну. Геологічний розріз цієї території представлений потужною товщею осадових порід, які охоплюють відклади від четвертинного віку до девону включно. Загальна гідрогеологічна структура площі формувалася в умовах чергування водопроникних (піски, пісковики, тріщинуваті вапняки) та водонепроникних товщ (глини, соленосні породи), що забезпечує складну і багатоярусну водоносну систему [3].

Водовміщувальними породами виступають пісковики, алевроліти, піски, тріщинуваті карбонатні породи. Колектори, переважно, мають гранулярний характер, рідше — тріщинуватий. Основними регіональними водоупорами є пересадська глиниста товща нижнього тріасу, кам'яна сіль нижньої пермі, а також глини серпухівського ярусу карбону.

У межах Іванівської площі та прилеглих структур поширені всі основні водоносні комплекси Дніпровського артезіанського басейну: четвертинний, неогеновий, палеогеновий, крейдовий, юрський, тріасовий, нижньопермський, верхньо-, середньо- та нижньокам'яновугільний, а також девонський. Рівень вивченості водоносних горизонтів базується не лише на даних спостережень у межах самої площі, але й на результатах буріння найближчих свердловин (Бараніхинської, Губської, Писаренківської тощо), а також на літературних джерелах (зокрема працях Л.П. Швая, О.Н. Осипової, Т.К. Гальченко) [3].

Четвертинна і неогенова система (KZ, Q+N+P) залягає на глибинах 0–300 м і представлена відкладами пісків і суглинків, серед яких трапляються водоносні горизонти. Ці води гідрокарбонатно-натрієвого типу, мають мінералізацію менше 1 г/л і використовуються для місцевого водопостачання. Дебіти змінні і коливаються в межах 5–15 м<sup>3</sup>/добу, залежать від атмосферних опадів. Води належать до зони активного водообміну [3].

Крейдова система (K) залягає на глибинах 300–450 м, представлена тріщинуватими мергелями та пісковиками. Води мають мінералізацію 0.3–0.8 г/л, гідрокарбонатно-натрієвого типу. Дебіти становлять до 90 м<sup>3</sup>/добу. Води придатні для господарських і технічних потреб [3].

Юрська система (J) відкладається в межах 450–800 м і включає пісковики, алевроліти і прошарки глин. Води мають гідрокарбонатно-натрієвий склад і мінералізацію 13–22 г/л. Вони збагачені бором, йодом і бромом. Дебіти досягають 172 м<sup>3</sup>/добу. Води належать до зони вільного водообміну [3].

Тріасова система (T) простягається на глибинах 800–1125 м і включає пісковики та піски. Води хлоркальцієвого або гідрокарбонатно-натрієвого типу, з мінералізацією 30–120 г/л. Дебіти до 200 м<sup>3</sup>/добу. Характеризуються високою метаморфізацією і належать до зони утрудненого водообміну.

Башкирський ярус (C2b) розташований на глибинах 1125–1350 м. Води приурочені до вапнякових порід, мають мінералізацію до 217 г/л, хлоркальцієвого типу. Газонасиченість до 230 см<sup>3</sup>/л, високий вміст йоду, бромю і амонію. Дебіти становлять 5–210 м<sup>3</sup>/добу.

Візейський ярус (C1v) залягає в інтервалі 1350–2850 м і представлений алевролітами, вапняками та аргілітами. Води хлоркальцієвого типу з мінералізацією 120–220 г/л. Дебіти змінюються в межах 20–150 м<sup>3</sup>/добу. Води газонасичені, з вмістом вуглеводнів [3].

Верхньодевонська система (D3) зустрічається на глибинах 2850–2950 м. Колектори представлені вапняками, доломітами і пісковиками. Води мають мінералізацію до 200 г/л, тип — хлоркальцієвий. Дебіти до 120 м<sup>3</sup>/добу, насиченість вод газами середня, води метаморфізовані, з високим вмістом бромю, йоду та бору [3].

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

#### ***3.1 Прогнозування нафтогазоносності***

Виходячи з геолого-геохімічних умов досліджуваної площі при проведенні якісної оцінки нафтоносності об'єктів слід проаналізувати геологічні критерії, які визначають можливість формування і збереження покладів нафти і газу.

1. Наявність нафти і газу в свердловині, а також різного роду бітумопроявів із встановленням їх природи, просторового розміщення і геохімічних причин виявлених закономірностей.

2. Приуроченість площі до крупного геоструктурного елементу, що є регіональною зоною нафтогазонакопичення.

3. Сприятливі умови осадконакопичення.

4. Присутність в розрізі площі регіонально нафтогазоносних комплексів і горизонтів.

5. Наявність і характер локальних пасток, сприятливих для промислових скупчень нафти і газу.

6. Наявність порід-колекторів.

7. Наявність порід-покришок.

8. Існування в надрах сприятливих гідродинамічних умов.

9. Гідрохімічні та інші показники.

Площа проектних робіт розташована в високоперспективній зоні ДДЗ, де вже відкрито ряд нафтогазоконденсатних родовищ, продуктивні горизонти яких відносяться до різних стратиграфічних комплексів відкладів [7].

Зона Малосорочинсько-Радчевського валу, до якої приурочене Іванівська площа відрізняється високою ступінню розвіданості верхньо-кам'яновугільних продуктивних комплексів і великими потенційними ресурсам и вуглеводнів нижньо-кам'яновугільних та девонських відкладів. Конкретні умови геологічної будови досліджуваної площі, які вказують на наявність покладів вуглеводнів, показує локальний прогноз [7].

Іванівська площа охоплює межі Малосорочинсько-Радченківського структурного валу в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини. Через те що площа розташована на піднятті, вона ускладнена різними малоамплітудними тектонічними порушеннями [7].

Продуктивні горизонти залягають у шарах карбону (візейський ярус) і мають хоч і невелику товщину, але добре обмежені зі всіх сторін породами флюїдоупорами, такими як глина.

Враховуючи результати буріння свердловин на сусідніх площах в межах родовища, що аналізується перспективи промислової нафтоносності, в першу чергу, слід пов'язати з відкладами горизонтів В-23 і В-22 (верхній візей).

Фізико-літологічна характеристика порід продуктивних горизонтів нижньокам'яновугільних відкладів проводилася на основі макро і мікроскопічного вивчення керну, лабораторних досліджень зразків порід, даних гідродинамічних і промислово-геофізичних досліджень свердловин [7].

Гідрогеологічна обстановка, яка існує в продуктивних відкладах, характеризується розвитком зони дуже утрудненого водообміну, що вказує на гідрогеологічну закритість надр. Водоносні горизонти, які насичують високомінералізованими розсолами хлоридно-натрієвого типу і вміщують підвищену кількість мікрокомпонентів (йоду, бром, бору) [7].

Виходячи з вищенаведеного, можна передбачити, що всі геохімічні і гідрогеологічні критерії нафтогазоносності на родовищі є сприятливими. Добуток нафти і в більшості газу є перспективними.

### ***3.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти і газу***

Перспективи нафтогазоносності в основному пов'язуються з горизонтом В-23 і В-22 верхнього візею. Оскільки продуктивні горизонти знаходяться в одному блоці, вирахувати кількість ресурсів потрібно лиш для нього [9].

За даними комплексами в проекті проведена оцінка перспективних ресурсів нафти категорії С3. Оцінка ресурсів проводилась об'ємним методом за формулою:

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

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.;

$\beta_{\text{н}}$  – середнє значення коефіцієнту нафтонасиченості, част. од.;

$\theta$  – перерахунковий коефіцієнт, який враховує усадку нафти при її дегазації;

$\rho_{\text{н}}$  – густина нафти, кг/м<sup>3</sup>;

$\eta_{\text{н}}$  – середнє значення коефіцієнту нафтовіддачі, част. од.

Площа нафтогазоносності визначалась з врахуванням висотного положення ВНК - 2220м. Враховуючи регіональний коефіцієнт заповнення пастки для східного регіону (близько 0,85). За викопіровкою з підрахункового плану масштабу 1:25 000. Інші підрахункові параметри приймались за результатами промислово-геофізичних досліджень, лабораторних досліджень керну і проб нафти в свердловинах пробурених у межах Іванівської площі. Результати розрахунків приведені в узагальнюючих таблицях.

# ІВАНІВСЬКА ПЛОЩА ВИКІПРОВКА

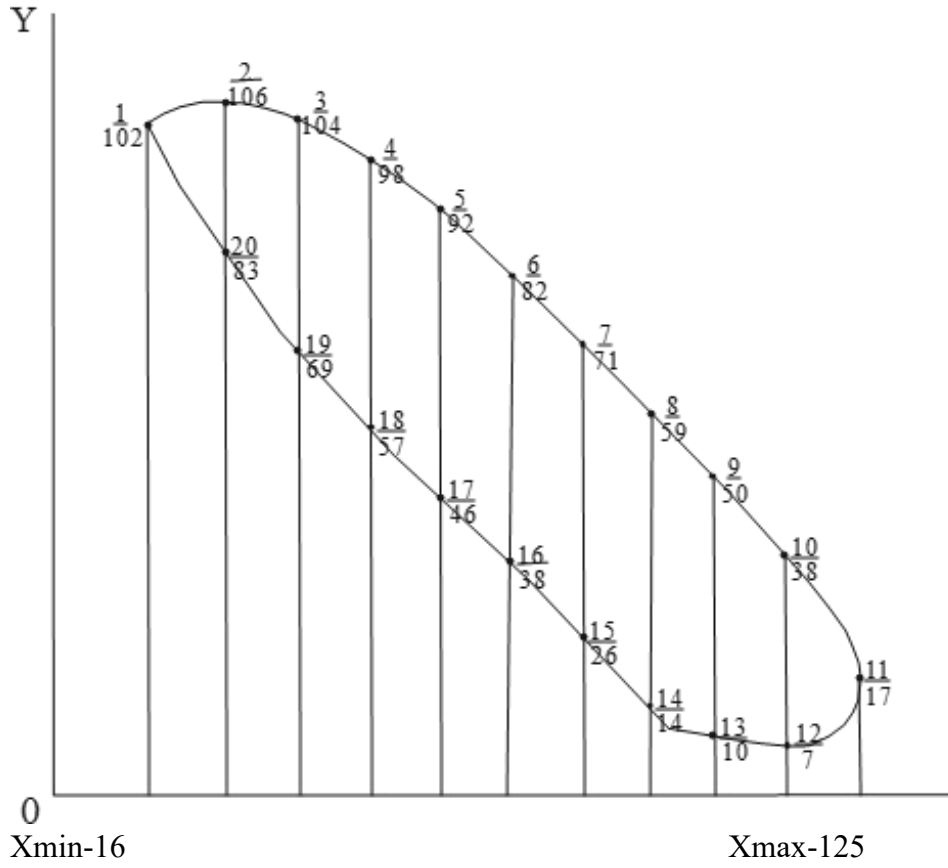
з підрахункового плану площі

Масштаб 1:25000

Склав:

Кукса І. С.

2025 р.



## 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 газонасичена товщина, м:

Коефіцієнт відкритої пористості:

Коефіцієнт газонасиченості:

Пластовий тиск, МПа:

Пластова температура, °С:

Коефіцієнт надтисливості газу:

Коефіцієнт вилучення газу:

### Результати обчислень:

Площа газоносності - 2425 тис. м<sup>2</sup>

Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії С<sub>3</sub> - 1020 млн. м<sup>3</sup>

Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії С<sub>3</sub> - 408 млн. м<sup>3</sup>

## 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: Кукса І. С.

Родовище / площа: Іванівська

Поклад / горизонт / пласт: В-22

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: 25 000

Абсциса лівої точки, мм: 16

Кількість точок контуру: 20

Абсциса правої точки, мм: 125

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

105	106	104	98	92	82	71	59	50	38	17	7	10	14	26	38	46	57	69	83
-----	-----	-----	----	----	----	----	----	----	----	----	---	----	----	----	----	----	----	----	----

Підрахункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м: 15,4

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,15

Коефіцієнт газонасиченості: 0,85

Пластовий тиск, МПа: 23,7

Пластова температура, °С: 76

Коефіцієнт надстисливості газу: 1,17

Коефіцієнт вилучення газу: 0,4

### Результати обчислень:

Площа газонасиченості - 2425 тис. м<sup>2</sup>

Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії С<sub>3</sub> - 810 млн. м<sup>3</sup>

Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії С<sub>3</sub> - 324 млн. м<sup>3</sup>

## 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 - 2425 тис. м<sup>2</sup>

Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 2214 тис. т

Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 1107 тис. т

**Таблиця 3.1 – Підрахункові параметри та перспективні ресурси нафти Іванівської площі**

Індекс продуктивногоризонту	Площа нафтоносності, тис. м <sup>2</sup>	Нафтонасичена товщина, м	Коефіцієнти				Густина, кг/м <sup>3</sup>	Ресурси, тис. тон	
			Відкриті пористості	Нафтонасичення	Об'ємний	Нафтовіддачі		Загальні	Добувні
B-23	2425	16.7	0.10	0.81	1.20	0.5	810	2214	1107

**Таблиця 3.2 – Підрахункові параметри та перспективні ресурси газу Іванівської площі**

Індекс продуктивного горизонту	Площа газонаосні, тис. м <sup>2</sup>	Газонаосні товщина, м	Коефіцієнти				Пластовий тиск, МПа	Пластова температура	Ресурси, млн. м <sup>3</sup>	
			Відкритої пористості	Газонаосні	Надливи	Вилучення			Загальні	Добувні
В-23	2425	15.5	0.09	0.85	1.19	0.4	52	88	1020	408
В-22	2425	15.4	0.15	0.85	1.17	0.4	23.7	76	810	324
Всього:									1932	732

Внаслідок проведеної оцінки перспективні ресурси категорії С3 родовища становлять:

Для нафти: загальні – 2214 тис.т, добувні – 1107 тис.т.

Для газу: загальні – 1932 млн.м<sup>3</sup>, добувні – 732 млн.м<sup>3</sup>.

### **3.3 Мета і завдання проектних робіт**

Наведені вище дані про сприятливість структурно-тектонічних, літологічних та інших факторів нафтоносності, а також результати локального прогнозу дозволяють високо оцінити перспективи нафтогазоносності даного родовища [9].

Проектом передбачається проведення пошуково-розвідувальних робіт на Іванівській площі з метою вивчення і оцінки покладів вуглеводнів у верхньовізейських відкладах в умовах структурних пасток.

Метою пошуково-розвідувальних робіт є вирішення наступних геологічних задач:

- встановлення наявності покладів вуглеводнів у верхньовізейських відкладах;
- оцінка виявлених вуглеводнів з визначенням їх по промислових категоріях і підготовка цих скупчень нафти для введення в розробку;
- виявлення деталей геологічної будови антиклінальної структури родовища;
- вивчення в межах родовищ колекторських і екрануючих властивостей порід, характеру їх зміни, умов нафтогазонакопичення, літолого-фаціальних особливостей продуктивного розрізу, питань стратиграфії і тектоніки, одержання даних для інтерпретації матеріалів промислово-геофізичних досліджень;
- виявлення гідрогеологічних умов і геохімічних особливостей верхньовізейських відкладів;
- отримання необхідних фізичних параметрів порід-колекторів і насичуючих їх флюїдів для підрахунку запасів вуглеводнів.

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

Усього проектом передбачувано буріння однієї незалежної пошукової свердловини метражем 2950 м. та 6 розвідувальних свердловин повним загальним метражем 18400 м.

Пошукова свердловина 1 (першочергова) закладається в склепінній частині структури з метою пошуків покладів нафти у візейських відкладах. Виходячи з цільових завдань, що вирішуються свердловиною 1, проектна глибина її прийнята рівною 2950 м. з розкриттям повного розрізу четвертинних, неогенових, палеогенових, крейдових, юрських, тріасових і кам'яновугільних відкладів. Проектний горизонт – D3.

У випадку одержання промислового припливу нафти зі свердловини 1 необхідно пробурити чотири розвідувальні свердловини, з метою вивчення геологічної будови площі, уточнення стратиграфічного розчленування розрізу, вивчення колекторських властивостей порід (пористості, проникності,

тріщинуватості), визначення їх параметрів та вивчення закономірностей їх розповсюдження, дослідження гідрогеологічних умов розрізу, хімічного складу вод, температури, розчинених у воді газів у межах досліджуваної структури.

Розвідувальна свердловина 2 закладається на північно-східному крилі структури на відстані 0,4 км на північний схід від свердловини 1 з метою уточнення положення водонафтового контакту, форми і розмірів покладу, вивчення колекторських властивостей порід та визначення їх параметрів. Проектна глибина свердловини 3050 м. Проектний горизонт –D3.

Розвідувальна свердловина 3 закладається на відстані 0,225 км на південний-захід від свердловини 1. Свердловина буриться з метою уточнення положення водонафтового контакту, вивчення геологічної будови північно-східного крила структури, вивчення закономірностей розповсюдження колекторів та зміни їх параметрів. Проектна глибина свердловини 3000 м. Проектний горизонт – D3.

Розвідувальна свердловина 4 закладається в північно-західній частині структури на відстані 1 км від свердловини 1. Глибина свердловини 3100 м. Проектний горизонт – D3. Свердловина буриться з метою вивчення особливостей структурно-тектонічної будови північно-західної перикліналі структури, визначення закономірностей розповсюдження колекторів та уточнення положення водонафтового контакту.

Розвідувальна свердловина 5 закладається в південно-східній частині структури на відстані 0,95 км від свердловини 1. Глибина свердловини 3000 м. Проектний горизонт – D3. Свердловина буриться з метою вивчення особливостей структурно-тектонічної будови південно-східної перикліналі структури, визначення закономірностей розповсюдження колекторів та уточнення положення водонафтового контакту.

Розвідувальна свердловина 6 закладається на південно-східній перекліналі структури на відстані 1,3 м. від пошукової свердловини 1. Проектний горизонт – D3. Проектується ця свердловина з метою вивчення особливостей структурно-

тектонічної будови, визначення закономірностей розповсюдження колекторів та уточнення положення водонафтового контакту у візейських відкладах.

Розвідувальна свердловина 7 закладається на північно-західній перекліналі структури на відстані 1,35 м. від пошукової свердловини 1. Проектний горизонт – D3. Проектується ця свердловина з метою вивчення особливостей структурно-тектонічної будови північно-західної перекліналі, визначення закономірностей розповсюдження колекторів та уточнення положення водонафтового контакту у візейських відкладах.

### **3.5 Вибір типової свердловини і геологічні умови її буріння**

За типом вибираємо пошукову свердловину № 1. Вона пробурена в оптимальних умовах структури і її глибина становить 2950 м. У процесі буріння свердловини можуть мати місце ускладнення у вигляді поглинання промивної рідини, звужування стовбура свердловини, осипання нестійких порід, обвалів стінок свердловини, жолобоутворення, нафтопрояви.

**Таблиця 3.3 – Стратиграфічний розріз типової свердловини**

Індекс	Глибина, м		Можливі ускладнення	Коротка літологічна характеристика
	від	до		
KZ (Q+N+P)	0	300	Осипання стінок свердловини	Піски, глини, алевроліти
K	300	450	Звужування стовбура свердловин, прихоплення і затягування бурового	Крейда пишуча з прошарками вапняків

			інструменту	
J	450	800	Поглинання бурового розчину	Алевроліти, аргіліти, вапняки, пісковики, глини
T	800	1125	Звуження стовбуру свердловини	Аргіліти, алевроліти, пісковики,
C2b	1125	1350	Осіпання стінок свердловини, жолобоутворення	Аргіліти, алевроліти, пісковики
C1v	1350	2850	Поглинання бурового розчину, нафтогазопрояви	Пісковики, вапняки, алевроліти, аргіліти
D3	2850	2950	Осіпання стінок свердловини	Аргіліти, пісковики

Розбурювання перспективних відкладів може супроводжуватися крім вище приведених ускладнень, нафтогазопроявами, при перевищенні пластового тиску над гідростатичним. Для боротьби з нафтогазопроявами потрібно встановити на жолобній системі вакуумного дегазатора і фрезерно-струминної машини. Викидна лінія устатковується штуцерною батареєю і дегазаційною ємністю. На буровій

необхідно мати запас бурового розчину та забезпечити необхідну кількість обважнювача (бариту) [9].

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

Випробування свердловин виконується з метою вивчення нафтогазоносності геологічного розрізу порід, що розкриваються, уточнення моделі продуктивних покладів, вивчення основних газогідродинамічних характеристик колекторів, фізичних властивостей флюїдів, а також з метою оцінки промислового значення покладів газу і конденсату, для одержання необхідних даних для підрахунку запасів вуглеводнів. Для об'єктивного і повного виявлення ступеня насичення і визначення продуктивності пластів-колекторів їх розкриття і випробування передбачається проводити на буровому розчині, який не буде погіршувати колекторських властивостей і не дозволить пластовим флюїдам в процесі розкриття і випробування зробити викид, або бути задавленим фільтратом бурового розчину [7].

Перспективи промислової нафтогазонасиченості на площі проектних робіт пов'язані з відкладами нижнього відділу кам'яновугільної системи, а саме з нижньовізейським підярусом. З метою вивчення їх колекторських властивостей проектується випробування їх в експлуатаційній колоні.

У пошуковій свердловині № 1 продуктивні горизонти планується розкривати з глибини 1350 м (табл. 3.4). Розкриття продуктивних відкладів необхідно проводити з дотриманням правил з попередження нафтогазопроявів і відкритого фонтанування. Тобто при розкритті протитиск, утворений промивною рідиною, повинен перевищувати пластовий на 4-7 % (відповідно до ЄТП).

Об'єкти (інтервали) для випробування в експлуатаційній колоні будуть виділятися на основі даних повного комплексу промислово- геофізичних досліджень, результатів перегляду геологічних матеріалів з врахуванням результатів буріння, а також даних спостережень за свердловиною станції СГТ в процесі буріння.

#### **Таблиця 3.4 – Випробування продуктивних пластів в колоні**

№ З/П	Інтервали об'єктів випробу- вання	Горизон т	Спосіб розкриття к-сть отворів на 1 п.м.	Густи н а проми вної рідини кг/м3	Спосіб виклику припливу	Спосіб інтенсифі- кації припливу
1	2680-2800	C1v2	ПКО-89, 18	1230	Заміна промивної рідини на воду; аерація	Термічні методи інтесифікац ії
2	2520-2640					

На основі аналізу даних по сусідніх родовищах, які наведені в даному проекті вище, в пошуковій свердловині № 1 проектується виділити для випробування на продуктивність в експлуатаційній колоні 2 об'єкти. Випробування буде проводитися по загальноприйнятій методиці "знизу – догори". Розкриття об'єктів буде виконуватися перфоратором ПКО-89 по 18 отворів на 1 м.п [9].

Перед проведенням розкриття продуктивного горизонту перфорацією, свердловина повинна бути заповнена якісним буровим розчином з тими параметрами, які застосовувалися під час первинного розкриття даних порід [9].

В обов'язковому порядку зону пласта, що розкривається, необхідно заповнити нейтральною рідиною, яка б не впливала негативно на присвердловинну зону. Для цього буде використано поверхнево-активні речовини типу ОПД, сульфанол, дисолван або інші [9].

На гирлі свердловини перед перфорацією встановлюється фонтанна арматура, яка опресовується на тиск, який повинен перевищувати на 10 % очікуваний статичний тиск, але не більше тиску опресовки експлуатаційної колони.

Після розкриття горизонту викликається приток пластового флюїду методом зниження гідростатичного тиску, тобто заміною промивної рідини на пластову воду, а при необхідності і зниженням її рівня в свердловині за допомогою компресора аерацією [9].

При одержанні припливу вуглеводнів виконати повний комплекс досліджень об'єкту на різних режимах, провести замір пластового тиску і температури.

Відібрати проби на аналізи. При одержання припливу пластової води передбачається її відкачка до постійного хімічного складу, замір дебіту, пластового тиску, статичного рівня, відбір проб для проведення хімічних аналізів.

У тому випадку, коли об'єкт по матеріалах геолого-геофізичних досліджень є перспективним, а при випробуванні в колоні не дав результатів, необхідно провести інтенсифікацію об'єкту. Методи інтенсифікації пластових тисків необхідно примінити в тих випадках, коли в продуктивних пластах пройшла закупорка в процесі буріння. Ступінь закупорки визначається по результатах аналізу геологічних, промислово- геофізичних матеріалів і даних випробування об'єкту [9].

Застосування того чи іншого методу дії на пласт визначається літолого-фізичною характеристикою колектора, присвердловинної зони і технічним станом свердловини. При переході до випробування вищезалягаючого об'єкту необхідно встановити ізоляційний міст і випробувати його на герметичність згідно інструкції [9].

Для кожного об'єкту складається індивідуальний план дослідження.

Результати випробування кожного об'єкта оформляється відповідним актом.

### ***3.7 Вибір інтервалів відбору керн і шлему***

Одним із ключових завдань пошуково-розвідувального буріння є поглиблене вивчення порід, зокрема їхнього складу, фізичних властивостей і літолого-фаціальних особливостей, що здійснюється шляхом відбору керн. Комплексний аналіз інформації, отриманої з промислово-геофізичних досліджень,

забезпечує достовірну інтерпретацію результатів та дозволяє виявити нафтогазоносні горизонти. Це дослідження слугує фундаментом для планування та реалізації подальших пошуково-розвідувальних робіт як на досліджуваній території, так і на сусідніх ділянках регіону [10].

Основні перспективи нафтогазоносності Іванівської площі пов'язані з відкладами нижнього та середнього карбону, тому пріоритет при відборі керна надаватиметься інтервалам, у межах яких прогнозується розвиток продуктивних горизонтів В-22 та В-23. Крім того, кернування буде здійснюватися на межах залягання порід різного літологічного складу з метою уточнення стратиграфічного положення шарів і виявлення можливих тектонічних або стратиграфічних неузгоджень.

З метою ідентифікації прямих ознак нафтогазоносності та дослідження колекторських властивостей планується цілеспрямований відбір керна. Це дозволить встановити взаємозв'язок між ємнісними властивостями порід, ступенем їх насиченості нафтою, газом чи водою, а також зіставити ці параметри з результатами промислово-геофізичних досліджень. У результаті буде отримано важливу літологічну та геохімічну інформацію про розріз і проведено його детальне стратиграфічне розчленування в межах проєктованих свердловин [10].

Загалом планується відібрати керн у кількості 196 метрів (св. 1), що становить приблизно 15% від загальної довжини розрізу проєктованої свердловини [10].

Забезпечення керну повинно становити принаймні 60% від загального метражу проходки з відбором керну. Керн, отриманий з проєктованих пошукових та розвідувальних свердловин, має бути задокументований, вивчений, підданий науковій обробці і тривалий час зберігатися відповідно до вимог [10].

Для визначення мінералогічного складу порід, оцінки їх колекторських властивостей та залишкового нафтонасичення необхідно проводити відбір зразків за допомогою бурильних керновідбірників. Інтервали для кернування обираються на основі результатів інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень розрізу свердловин (ГДРС). Обсяг відібраного матеріалу залежить від однорідності

пласта та цілей дослідження: зазвичай для визначення літологічних особливостей з однорідного інтервалу беруть 2–3 зразки, а для аналізу колекторських характеристик – 2–5 зразків з кожного погонного метра розрізу [10].

Додаткову інформацію щодо літології, колекторських параметрів і стратиграфічної побудови порід планується отримати шляхом збору шламу, який виноситься буровим розчином. Збір шламу передбачається проводити кожні 5 метрів буріння по всій довжині стовбура свердловини, а в зонах з підвищеними показниками газового каротажу – через кожні 2 метри (бажано із використанням спеціалізованого обладнання для відбору). Такий підхід дозволяє суттєво розширити обсяг геологічної інформації про розріз свердловини [10].

Усі роботи з відбору, обробки, збереження та утилізації керну мають здійснюватися відповідно до чинних нормативів Державного комітету України з питань запасів надр (ДКЗ), що забезпечує повноту і комплексність вивчення геологічної будови надр.

**Таблиця 3.5 - Інтервали проходки з відбором керну**

Вік відкладів	Інтервал відбору керну, м/ винос керну, м
KZ - K	292-316,5/24,5
K - J	442-466,5/24,5
J - T	792-816,5/24,5
T - C2b	1117-1141,5/24,5
C2b - C1v	1342-1366,5/24,5
C1v - C1v	2750-2774,5/24,5
C1v - C1v	2792-2816,5/24,5

C1v - D3	2842-2866,5/24,5
----------	------------------

Інтервали для відбору керна слід уточнювати на основі результатів геологорозвідувальних робіт безпосередньо на місці буріння свердловини. У ході буріння та подальшої експлуатації необхідно здійснювати відбір проб флюїдів (газу, конденсату, нафти, води) залежно від характеру їх припливу під час випробування продуктивних об'єктів [10].

Під час розкриття свердловиною перспективних пластів — як насичених нафтою чи газом, так і з невизначеними характеристиками — доцільно дотримуватись наступної послідовності дій. Насамперед, у відкритому стовбурі свердловини слід провести дослідження гідродинамічного режиму (ВПК або ВПТ) з метою отримання точних даних про фізико-хімічні властивості пластів. Після цього необхідно відібрати проби флюїдів із виявлених формацій, щоб проаналізувати їх склад і властивості [10].

Таким чином, після встановлення перспективних пластів за результатами геологічних досліджень, рекомендується провести ВПК або ВПТ у відкритому стовбурі та здійснити відбір проб флюїдів для подальшого лабораторного аналізу [10].

### ***3.8 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині***

Застосування комплексу геофізичних, геохімічних та гідродинамічних методів є невід'ємною складовою буріння пошукових свердловин на нафту і газ. Ці методи дозволяють отримати детальну інформацію про геологічну будову підземних формацій, наявність вуглеводнів та їх фізичні характеристики [10].

Реалізація комплексу таких досліджень забезпечує глибоке вивчення геологічного розрізу свердловини та формує важливу базу для аналізу параметрів нафтового або газового резервуара. Обробка та інтерпретація геологічної інформації охоплює аналіз даних з різноманітних джерел, таких як сейморозвідка, електричний каротаж, магнітометрія, геохімічні дослідження зразків тощо [10].

Ці методи дозволяють розчленувати розріз за стратиграфічними ознаками, визначити літологічний склад гірських порід, оцінити властивості колекторів, ступінь їх насиченості вуглеводнями, а також інші фізико-геологічні параметри. Крім того, вони дають змогу уточнити пластові характеристики для точного підрахунку запасів нафти й газу та виявлення зон із потенційно аномально високим пластовим тиском [10].

У рамках геофізичних досліджень здійснюється також прив'язка глибини та моніторинг процесу випробування свердловини. Це включає визначення інтервалів, у яких відбувається перетікання флюїдів за обсадною колоною, встановлення зон перфорації, а також ідентифікацію діючих пластів і типів флюїдів, що їх насичують. Отримані дані дозволяють оцінити притоки та характер руху рідин або газу в межах свердловини [10].

Крім того, комплекс геофізичних, геохімічних та гідродинамічних методів застосовується для контролю технічного стану свердловини та обсадних колон. Це дає змогу своєчасно виявляти потенційні дефекти, зокрема тріщини чи руйнування обсадних труб, і вживати заходів для забезпечення безпечної та стабільної експлуатації свердловини.

Загалом застосування цього комплексу методів дозволяє сформувавши цілісне уявлення про геологічну будову підземних формацій, їхню насиченість вуглеводнями, колекторські властивості та обсяги запасів. Такий підхід сприяє підвищенню ефективності бурових і видобувних робіт, зниженню ризиків і витрат, а також забезпеченню надійного технічного контролю за станом свердловин [10].

Під час виконання геофізичних досліджень у свердловинах необхідно суворо дотримуватись положень Галузевого стандарту «Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах» (ГСТУ 41-00032626-00-024-2000). Цей нормативний документ визначає обов'язковий перелік промислово-геофізичних досліджень, які мають виконуватись у глибоких параметричних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловинах, що буряться для потреб нафтогазовидобутку [10].

У межах геофізичного комплексу для пошукових свердловин передбачено виконання як загальних досліджень із масштабом глибини 1:500, так і деталізованих досліджень у межах найбільш перспективних інтервалів із масштабом 1:200. Комплекс робіт спрямований на вирішення як геологічних, так і технічних завдань.

Основні завдання геофізичних досліджень включають:

- стратиграфічне розчленування і кореляцію розрізів свердловин, визначення літологічного складу та потужності пластів;
- ідентифікацію колекторів у розрізі та визначення характеру їх насичення флюїдами;
- оцінку фільтраційно-ємнісних властивостей перспективних пластів;
- аналіз швидкісних і хвильових характеристик порід;
- діагностику технічного стану свердловин і обсадних колон;
- контроль траєкторії буріння та інтервалів перфорації;
- оцінку результатів випробування пластів і процесу освоєння свердловини.

Рекомендується проводити геофізичні дослідження у масштабі 1:200 із використанням таких методів, як ГТД, ПС, БКЗ, БК, ІК, ГК, НК, НГК, ГГГ, ГГК-Щ, АК, БМК, МК, Рез., ДС, ВПТ, ВПК, Проф. Ці дослідження слід виконувати якомога швидше після розкриття геологічного розрізу, причому ВПТ рекомендується проводити із викидом на устя свердловини [10].

Після завершення буріння та відкриття продуктивних горизонтів необхідно провести повний комплекс промислово-геофізичних методів, зокрема ГК (у часі), ІННК (у часі), ВТ, випробування на турбінному обладнанні (Вм турб.), Рез. ВМ, ГГК-Щ, Ш, М. Це дозволяє провести оцінку ступеня насичення пластів, ефективності випробувань та процесу освоєння [10].

Для глибини від 0 до 1200 метрів дослідження мають проводитися не рідше ніж кожні 450–500 метрів, а в інтервалі 1200–3000 метрів — не рідше ніж кожні 300 метрів. Кожне наступне дослідження повинно перекривати попереднє мінімум на 50 метрів. У перспективних інтервалах після їх розкриття обов'язкове виконання геофізичних досліджень у масштабі 1:200 [10].

У разі підвищення показників газового каротажу до 2% слід негайно припинити буріння та провести розширений комплекс геофізичних досліджень (ГДРС), а також здійснити його первинну інтерпретацію. Залежно від отриманих результатів може знадобитися проведення випробувань пластів (ВПТ).

Обсяг геофізичних і геохімічних робіт для свердловин на Іванівській площі визначено відповідно до поставлених завдань, геологічних особливостей району, конструктивних рішень свердловин і використовуваної бурової технології. Всі вимоги зафіксовано в геолого-технічному наряді.

### ***3.9 Проектний комплекс лабораторних досліджень***

Найточнішу геологічну інформацію можна отримати шляхом комплексного аналізу керна матеріалу (зразків порід, вилучених зі свердловини) у поєднанні з результатами промислово-геофізичних досліджень. Такий підхід дозволяє детально вивчити літологічний склад гірських порід, їх потужність, фізичні та геохімічні характеристики, а також ключові параметри продуктивних пластів, що мають значення для оцінки нафтогазоносності та потенціалу розробки. На основі отриманих даних геологи можуть виявити колектори, встановити тип флюїдонасичення, оцінити наявність нафти й газу, а також спрогнозувати зони з аномально високим пластовим тиском та інші особливості геологічної будови. Враховуючи результати керна аналізу та геофізичних досліджень, можна здійснити більш точну інтерпретацію геологічного розрізу, що є критично важливим для прийняття рішень щодо подальшої розвідки та експлуатації свердловини [11].

Відбір керна зразків для лабораторних досліджень здійснюється після детального опису всього керна в межах розрізу свердловини. Після цього частина зразків вилучається та протягом 6–10 днів направляється до лабораторії для аналізу. У лабораторних умовах визначаються літолого-фаціальні, петрографічні й мінералогічні характеристики, а також фізико-механічні властивості порід, зокрема їх проникність, міцність, пружність тощо. Ці результати дають змогу

глибше зрозуміти геологічні умови та властивості порід, представлених у розрізі [11].

Для характеристики колекторських порід проводиться широкий спектр досліджень, зокрема визначення об'ємної ваги, пористості, проникності, гранулометричного складу, мінералогічного складу, карбонатності, залишкової водонасиченості, тріщинуватості тощо.

У разі вивчення глинистих порід основну увагу приділяють визначенню об'ємної ваги, гранулометричного складу та вмісту карбонатів. Для вапняків і доломітів дослідження зосереджуються на оцінці пористості, проникності та ступеня тріщинуватості [11].

Проведення таких досліджень дозволяє отримати цінну інформацію про фізичні властивості гірських порід, що має вирішальне значення для оцінки їхньої потенційної нафто- і газоносності. Зокрема, визначається наявність порового простору, його розміри, пов'язані з ним фізичні параметри, а також здатність флюїдів (нафти, газу) проникати через пори і тріщини колекторських порід [11].

Для уточнення віку порід, відібрані зразки піддаються аналізу на наявність макро- та мікрофауни, а також проводяться споро-пилкові дослідження, які дозволяють провести більш точну стратиграфічну інтерпретацію.

У процесі буріння та супровідних досліджень зі свердловин відбираються проби газу, конденсату, нафти та пластових вод для подальшого аналізу. Залежно від технічних можливостей і завдань, аналіз флюїдів може здійснюватися як у лабораторних умовах, так і безпосередньо на свердловині. У межах аналізу визначають такі параметри, як густина, теплова здатність, компонентний склад, а також вміст окремих хімічних речовин, включаючи метан, етан, пропан, бутан, пентан, гексан (та вищі вуглеводні), азот, гелій, аргон, водень, вуглекислий газ, сірководень і кисень [11].

Для аналізу проб конденсату передбачено визначення фракційного та групового складу, а також вмісту сірки.

У зразках пластової води проводиться хімічний аналіз, що включає визначення концентрації йоду, бромю, амонію, бору та інших мікроелементів, а також вимірювання питомої ваги, рівня рН та загальної мінералізації.

Аналіз водорозчинного газу виконується за методикою, аналогічною до аналізу вільного газу. Для проб нафти здійснюється визначення фракційного і групового складу, вмісту смолисто-асфальтенових компонентів (силікогелеві смоли, масла, асфальтени), парафіну, сірки, а також показників густини, в'язкості та температури застигання [11].

Основний обсяг лабораторних аналізів передбачено виконати на зразках порід і пробах флюїдів, відібраних з кам'яновугільних, девонських та докембрійських геологічних комплексів. Згідно з дослідницьким планом, заплановано проведення таких робіт: [11]

- макро- та мікропалеонтологічні дослідження – 75 зразків;
- мінералогічний і петрографічний аналіз – 75 зразків;
- вивчення фізико-літологічних характеристик порід – 150 зразків;
- хімічний аналіз газу, нафти, конденсату та пластових вод – 150 проб;
- компонентний аналіз газу – 150 проб;
- фракційний аналіз газу і конденсату – 150 проб;
- ізотопний аналіз вуглеводнів – 60 проб;
- визначення коефіцієнта конденсатовіддачі – 150 проб.

### ***3.10 Випробування продуктивних горизонтів у процесі буріння***

#### ***свердловини***

Випробування пластів є ефективним методом для визначення комерційної цінності перспективних продуктивних інтервалів. Такі дослідження можуть проводитися як у процесі буріння, так і під час подальшої експлуатації свердловини.

З метою підвищення ефективності пошуково-розвідувальних робіт і отримання достовірної інформації щодо газоносних резервуарів, а також для обґрунтування рішення про встановлення експлуатаційної обсадної колони,

планується виконання випробувань у процесі поетапного розкриття резервуарів. Зокрема, передбачено проведення випробувань на проникність (ВПК) або на притік (ВПТ) як у межах найперспективніших зон, придатних для видобутку газу або нафти, так і в інтервалах, виявлених на основі промислово-геофізичних даних, з урахуванням можливих технічних ускладнень і поглинань бурового розчину [10].

Після розкриття таких перспективних інтервалів у процесі буріння необхідно оперативно виконати стислий комплекс геофізичних досліджень, що дозволить визначити доцільність проведення ВПТ або ВПК. Проектні глибини для випробувань цих методів наведені у таблиці 3.6 і охоплюють увесь стовбур свердловини – від її верхньої до нижньої частини [10].

У практиці проведення випробувань зазвичай обираються режими, які мінімізують ризик виникнення ускладнень, пов'язаних із тривалим перебуванням інструменту в нерухомому стані на вибої свердловини.

**Таблиця 3.6.– Об'єкти, що підлягають випробуванню у відкритому стволі свердловини**

Об'єкт випробування	Вік відкладів	Продуктивний горизонт	Інтервал випробування, м
св.1, (2,3, 4, 5, 6)			
I	C1v	B-22	2700-2750
II	C1v	B-23	2800-2850

Конструкція відкритого стовбура свердловини повинна бути спроектована таким чином, щоб забезпечити безпечне перебування обладнання для випробування пластів на вибої протягом щонайменше п'яти годин.

У разі потенційної загрози прихвату бурильних труб необхідно заздалегідь перевірити механічну стійкість стінок відкритого стовбура [10].

Проведення випробувань пластів у відкритому стовбурі має відповідати встановленим технічним вимогам і нормативам, з обов'язковим застосуванням випробувального комплексу (ВПК) і дотриманням затвердженої випробувальної програми та технології (ВПТ) [10].

Порядок проведення випробування перспективних пластів методом ВПТ (випробування на приплив) може виглядати наступним чином [11]:

- Спочатку проводяться промислово-геофізичні дослідження у межах інтервалу, що планується до випробування.
- Далі здійснюється двоетапна промивка свердловини з метою її очищення.
- У зоні майбутнього розміщення пакера встановлюється нафтографітовий тампонаж для забезпечення герметичності.
- Потім виконується пакерування випробувача – встановлення пакера для ізоляції вибраного інтервалу.
- Після цього проводиться очікування припливу пластової рідини, фіксується температура та збираються дані для побудови кривої відновлення тиску.
- Після завершення випробування пакер знімається.
- Завершальним етапом є повторна дворазова промивка свердловини для її очищення.

На всіх етапах виконання випробування необхідно суворо дотримуватися технічних інструкцій та правил безпеки.

Рівень депресії на пласт під час виклику припливу визначається сукупністю чинників, серед яких пластовий тиск, репресія на пласт у процесі буріння та максимально допустиме навантаження, яке може витримати гумовий елемент пакера. Для кожного окремого об'єкта розробляється індивідуальний план-завдання, у якому обов'язково зазначаються тривалість відкритого періоду (припливу), тривалість закритого періоду, а також граничний об'єм флюїду, допустимий для надходження у пробовідбірник [8].

Метою створення такого плану є забезпечення безпеки випробування та отримання достовірних результатів. Тривалість фаз відкриття і закриття може варіюватися відповідно до поставлених завдань та з урахуванням необхідності зменшення технічних і геологічних ризиків. Після досягнення проектної глибини свердловини та інтерпретації геофізичних даних, а також результатів випробувань (ВПТ, ВПК) і лабораторного аналізу кернового матеріалу, визначаються інтервали, які підлягають подальшому випробуванню вже в межах експлуатаційної колони.

Випробування в експлуатаційній колоні здійснюється після її спуску, цементування та перевірки герметичності. Роботи проводяться безпосередньо з бурової установки за принципом "знизу догори". Розкриття продуктивних пластів виконується за допомогою бурового розчину з тими ж параметрами, що використовувалися під час буріння [8].

Для перфорації рекомендовано застосовувати заряди типу ПКС-80 або ПКО-89 з навантаженням 12–18 отворів на 1 погонний метр. Тип перфоратора обирається з урахуванням технічних особливостей та геологічних умов у межах перфораційного інтервалу [8].

Для проведення випробування кожного окремого об'єкта використовується поетапна процедура, яка включає наступні дії:

1. **Шаблонування свердловини** – здійснюється з використанням максимально можливого шаблону на бурильних трубах, який опускається на глибину, що перевищує нижню межу запланованого інтервалу перфорації на 10 метрів.
2. **Промивка** – виконується дворазова промивка свердловини для її очищення.
3. **Устаткування превентора** – на період шаблонування на гирло свердловини встановлюється превенторна установка, розрахована на відповідний робочий тиск.
4. **Заміна обладнання** – після завершення шаблонування превентор демонтується, а замість нього встановлюється противикидна засувка на аналогічний тиск.
5. **Прив'язка інтервалу перфорації** – виконується точне позиціонування перфораційного інструменту.
6. **Перфорація** – здійснюється через експлуатаційну колону з використанням бурового розчину з питомою вагою, що відповідає тій, яка застосовувалася під час буріння пласта.
7. **Переобладнання гирла** – противикидна установка знімається, замість неї знову встановлюється превенторна установка.

8. **Спуск НКТ** – насосно-компресорні труби (НКТ) опускаються до верхньої межі інтервалу перфорації, після чого свердловина знову промивається у два цикли. Параметри НКТ (діаметр, марка сталі, компонування) визначаються розрахунками.

9. **Монтаж фонтанної арматури** – після завершення підготовки замість превентора встановлюється фонтанна арматура, яка збирається, закріплюється та опресовується через факельні відводи.

10. **Оцінка припливу:**

а. Якщо притік відсутній — проводиться аерація свердловини до зниження рівня рідини на  $2/3$  глибини залягання об'єкта.

б. Якщо притік є — виконується повний комплекс геолого-промислових і гідрогеологічних досліджень.

11. **Післявипробувальні роботи** – після завершення досліджень свердловину заповнюють водою, а потім промивною рідиною відповідних характеристик, знову проводиться дворазова промивка.

12. **Зворотне переобладнання** – фонтанна арматура демонтується, на її місце встановлюється превенторна установка. Далі встановлюється цементний стакан, який перекриває інтервал перфорації знизу і зверху на 20 метрів.

13. **Випробування на міцність** – проводиться шляхом розвантаження НКТ на 5–10 тонн.

14. **Контроль герметичності** – після завершення оперативних заходів герметичність цементного моста перевіряється за допомогою опресування і контрольного зниження рівня відповідно до інструкцій з випробування свердловин.

Під час проведення газодинамічних і гідрогеологічних досліджень у процесі випробування об'єктів передбачається виконання наступного комплексу робіт: [8]

**Для газоконденсатних об'єктів:**

- Вимірювання дебіту газу щонайменше на шести режимах експлуатації та на двох контрольних режимах.
- Побудова кривої відновлення тиску.

- Визначення пластового тиску та температури за допомогою глибинних манометрів і термометрів.
- Оцінка конденсатності на шести режимах конденсації.
- Вимірювання температури газу на гирлі свердловини.
- Визначення вмісту пластової води та механічних домішок.
- Відбір проб газу та води для лабораторного аналізу.
- Проведення термометрії та дебітометрії в багатопластових інтервалах.

**Для нафтових і нафтогазових об'єктів:**

- Дослідження на трьох різних режимах фільтрації, кожне з яких триває не менше однієї години, з фіксацією дебетів нафти, газу та води.
- Визначення кількості механічних домішок у продукції.
- Реєстрація тисків (трубного, затрубного, вибійного) і температури на гирлі свердловини на кожному режимі.
- Відбір поверхневих проб флюїдів (нафти, газу, води).
- Після роботи на максимальному дебіті — зупинка свердловини та побудова кривої відновлення тиску по всіх параметрах.
- Після стабілізації тиску — відбір глибинних проб нафти.

**Для водоносних об'єктів:**

- Спостереження за процесом відновлення рівня води у свердловині з реєстрацією відповідної кривої.
- Визначення статичного рівня води.
- Замір пластового тиску та температури.
- Відбір проб води та водорозчинного газу.

Випробування в експлуатаційній колоні планується здійснювати вибірково — на основі аналізу результатів геофізичних досліджень розрізу свердловин (ГДРС) і випробувань, проведених у відкритому стовбурі.

### ***3.11 Вторинне розкриття продуктивних горизонтів***

У рамках проекту пошуково-розвідувального буріння на Іванівській площі передбачено якісне випробування перспективних об'єктів для отримання надійної інформації про нафто- та газоносні горизонти [10].

Запроектований комплекс геолого-геофізичних і технологічних робіт має на меті достовірно охарактеризувати продуктивні пласти з точки зору їх ємнісно-фільтраційних властивостей і насиченості вуглеводнями [10].

З метою мінімізації ризиків, пов'язаних з нестійкістю колекторів та негативним впливом промивальних рідин на пласт, у проекті передбачено виконання додаткових заходів. Вони спрямовані на покращення умов розкриття продуктивних горизонтів і застосування вторинних методів впливу на пласт для підвищення проникності привибійної зони.

У тих випадках, коли колектори представлені пісковиками з глинистим або глинисто-карбонатним цементом, проникність значно знижується через вторгнення бурового розчину. Поверхня стінок свердловини покривається глинистою кіркою, у яку втягуються частинки бурового шламу, що ще більше погіршує фільтраційні властивості [10].

Для досягнення промислових дебітів у таких складних умовах передбачено застосування методів інтенсифікації припливу, зокрема солянокислотної обробки привибійної зони (кислотні ванни, солянокислотний гідророзрив). Такі технології дозволяють суттєво покращити проникність і сприяють більш ефективному вилученню вуглеводнів із пласта [10].

Рішення щодо доцільності застосування методів інтенсифікації припливу приймається на основі результатів гідродинамічних досліджень свердловини. У процесі таких досліджень вивчаються основні параметри та характеристики пласта, що дозволяє об'єктивно оцінити стан привибійної зони та продуктивність свердловини [10].

У випадку, коли гідродинамічні дослідження не проводились, орієнтиром для прийняття рішення можуть бути непрямі ознаки, що свідчать про потенційну необхідність інтенсифікаційних заходів [10].

До таких непрямих ознак належать:

- **Низький дебіт флюїду**, отриманий під час випробування або експлуатації, у порівнянні з прогнозованими значеннями. Це може вказувати на наявність бар'єрів, що заважають нормальному надходженню флюїду з пласта.
- **Занижений коефіцієнт продуктивності свердловини** відносно аналогічних свердловин на сусідніх площах. Така ситуація може свідчити про знижену проникність порід або обмеження в привибійній зоні, які можуть бути усунені за допомогою методів інтенсифікації.
- **Активна продукція або прийом рідини відбувається лише з частини перфорованого інтервалу** — менш ніж 50% товщини пласта бере участь у притоку. Це свідчить про неповну реалізацію потенціалу колектора і потребу в заходах, що покращать охоплення ділянки пласта фільтраційними потоками.

Наявність цих факторів вказує на проблеми з ефективністю припливу з пласта та знижену продуктивність свердловини, що може бути виправлено шляхом застосування методів інтенсифікації.

Доцільність застосування методів обробки привибійної зони (ОПЗ) визначається на основі очікуваного приросту видобутку пластових флюїдів або з урахуванням економічної ефективності таких заходів [10].

Застосування методів інтенсифікації припливу — зокрема кислотних або теплових обробок — є ефективним у свердловинах зі значним зниженням проникності в привибійній зоні та малим радіусом зони пошкодження. У таких випадках спостерігається суттєве зростання дебіту. Натомість, коли проникність знижена незначно, але зона пошкодження має великий радіус, доцільним є використання великооб'ємних обробок міцелярними розчинами, а також кислотних чи класичних гідророзривів пласта [10].

Щоб забезпечити приплив флюїду, передусім потрібно знизити тиск на вибої свердловини. При цьому важливо враховувати міцність цементного кільця, обсадної колони та стійкість порід-колекторів. Перепад тиску на експлуатаційну колону під час стимуляції не повинен перевищувати граничного значення, яке розраховується з урахуванням допустимих навантажень на колону [10].

Для інтенсифікації припливу з теригенних колекторів можуть застосовуватись різні методи, зокрема:

- кислотна обробка з використанням глинокислотних розчинів;
- гідравлічний розрив пласта;
- канална або щілинна перфорація за допомогою гідропіскоструменевого методу.

У випадках, коли приплив флюїду низький, ефективним може бути метод змінного тиску, який базується на періодичному коливанні тиску в свердловині з метою стимуляції руху газу та підвищення його дебіту.

Таким чином, ефективне розкриття теригенних пластів-колекторів досягається завдяки застосуванню оптимального методу інтенсифікації, підбраного відповідно до конкретних геолого-технічних умов і характеристик об'єкта.

Для пластів-колекторів, утворених пісковиками з карбонатним цементом, рекомендовано застосування двоступеневої солянокислотної обробки:

1. Перший етап – це обробка вибою свердловини, відома як «кислотна ванна», яка передбачає вплив кислотного розчину без створення додаткового тиску.
2. Другий етап – активна обробка під тиском, яка реалізується за допомогою методу змінного тиску або солянокислотного гідророзриву пласта.

У разі, якщо після випробування продуктивного об'єкта спостерігається слабкий приплив пластового флюїду, виконується перший етап кислотної обробки.

На родовищах України широко застосовуються такі склади робочих рідин:

- 14–15% інгібована соляна кислота (HCl) з додаванням 0,2% поліетоксіаміну;
- 14% інгібована HCl, до якої додається 60% (від маси) кислотного компонента (13–14%) і 40% синтанолу ДС-10-0,2%.

Після проведення кислотної ванни обов'язково виконується промивка вибою розчином з поверхнево-активною речовиною (ПАР), що дозволяє видалити залишки продуктів реакції та підготувати простір свердловини до наступних робіт.

Технологічні параметри обробки — такі як об'єм кислотного розчину, час витримки в пласті, тиск закачування — повинні підбиратися індивідуально для кожного об'єкта і мають бути зафіксовані у проектно-технологічній документації.

Для пластів із погіршеними фільтраційними властивостями у привибійній зоні доцільним є застосування гідророзриву пласта, що дозволяє збільшити ефективний радіус дренажування. Тріщини, створені під час розриву, закріплюються кварцовим піском.

Як рідина-носіє для піску, можна використовувати:

- поліакриламідний розчин,
- полівініловий спирт із в'язкістю 100–120 с (за СПВ-5),
- гель з карбоксиметилцелюлози (1,5%) з додаванням 1–2% хлористого калію (інгібітор набухання глин) та 0,2% ПАР.

Для некарбонатних пісковиків можливе застосування одностадійної кислотної обробки з використанням наступного складу:

- 15% соляна кислота + 4,5% амоній біфторид + 0,1% ПАР (наприклад, алкілсульфати, сульфаноли, ДНС тощо).

Об'єм розчину — 0,5 м<sup>3</sup> на 1 п.м. інтервалу, швидкість закачування — 10–20 л/с.

Після завершення основної обробки рекомендовано промити зону привибійного простору 6–7% розчином НСІ для покращення очищення порового простору і підвищення проникності. Для малодобітних об'єктів параметри і доцільність обробки визначаються індивідуально — за результатами первинного розкриття пласта та його дослідження.

## 4. ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ПРОЕКТНИХ РОБІТ

### 4.1 Техніко-економічне обґрунтування буріння

Основними економічними показниками, які відображають результати реалізації проекту пошуково-розвідувальних робіт, є показники економічної ефективності. Найбільш значущим серед них є чиста приведена вартість (NPV), яка враховує сумарний грошовий потік з урахуванням дисконту. Цей показник визначається як різниця між чистим грошовим прибутком, амортизаційними відрахуваннями та обсягом необхідних капітальних вкладень упродовж розрахункового періоду. Для урахування фактора часу використовується дисконтний коефіцієнт [9].

Додатково до уваги беруться такі ключові економічні параметри, як:

- обсяг товарної продукції (видобутої нафти/газу),
- капітальні вкладення (K),
- термін окупності інвестицій (Ток),
- чистий прибуток (Пч),
- рівень рентабельності продукції (Р),
- податки (П) та обов'язкові відрахування до бюджету (В).

У межах даного проекту передбачається буріння однієї пошукової та п'яти розвідувальних свердловин на Іванівській площі. Вартість кожної свердловини враховується у загальному обсязі капітальних вкладень [9].

Під час виконання економічних розрахунків акцент робиться на вартості стандартної свердловини, з урахуванням галузевих нормативів витрат. Усі економічні показники нормуються до одного календарного року, хоча сам проект є багаторічним. Рік введення свердловин в експлуатацію приймається як початковий рік отримання валового доходу від видобутку та реалізації продукції [9].

Передбачається, що в результаті реалізації проекту кожна зі свердловин забезпечить комерційний приплив вуглеводнів, тому їх вартість повністю включається до складу початкових капітальних інвестицій. Для оцінки витрат на

промислове облаштування, організацію газонафтовидобутку та супутні витрати використовуються нормативні показники, подані у таблиці 4.1.

**Таблиця 4.1 – Вихідні дані для проектування буріння Іванівської площі**

Показники	Одиниці виміру	Проектні дані
Родовище (площа)		Іванівська
Мета буріння		пошуки
Проектна глибина (горизонт)	м	2950
Вид буріння		вертикальний
Спосіб буріння		роторний
Вид енергії		електроенергія
Геологічні умови		ускладнені
Кількість сведловин	штук	7
Кількість об'єктів випробування	штук	2
Кількість об'єктів ВПТ	штук	-
Конструкція свердловини:		
напрямок	мм × м	540×10
кондуктор	мм × м	426×150
I технічна колона	мм × м	324×1220
експлуатаційна колона	мм × м	146×2550
Загальний обсяг буріння	м	21350
Очікуваний приріст ресурсів нафти	Тис. тон	2214
Очікуваний приріст ресурсів газу	Млн. м3	1932

**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	8000
2	Розробка трубопроводів, ліній передач та ін.	5000
	Всього по п. 1-2	13000
	Всього по главі 1	13000

3	Глава 2 Будівництво і розробка вишки, привишкових споруд, монтаж і демонтаж бурового обладнання свердловини Будівництво і монтаж	51500
4	Розробка і демонтаж	12000
	Всього по п. 3-4	61500
5	Роботи, не обліковані нормами зимового подорожчення	290
	Всього по главі 2	61790
6	Глава 3 Буріння і кріплення свердловини Буріння свердловини	96075000
7	Кріплення свердловини	4270000
	Всього по главі 3	100345000
8	Глава 4 Випробування свердловини на продуктивність Випробування свердловини ВП на бурильних трубах в процесі буріння	32000
9	Випробування свердловини ВП на каротажному кабелі в процесі буріння	3000
	Всього по п. 8-9	35000
10	Випробування свердловини на продуктивність в експлуатації Перший об'єкт з бурового станка	5500
11	Послідуючі об'єкти з бурового станка	12500
	Всього по п 10-11	18000
	Вартість 1 доби випробувань: Перший об'єкт з бурового станка	1850
	Послідуючі об'єкти з бурового станка	6050
12	Кислотна обробка при випробуванні свердловини на продуктивність в експлуатаційній колоні Перший об'єкт з бурового станка	1650
13	Послідуючі об'єкти з бурового станка	8900
	Всього по п 12-13	10550
	Всього по п. 10-13	28550
14	Колонна головка ОКК1-350	1200000
	Всього по главі 4	1263550
15	Глава 5 Промислово-геофізичні роботи (5,8% від суми глав 3 і 4)	5893295,9
16	Утримання партії геолого-технічного контролю при буріння свердловини	5893,29
	Всього по главі 5	5899189,19
17	Глава 6 Додаткові витрати при будівництві свердловин у зимовий час (1,6% )	1537200
18	Експлуатац.котельні, 1 котел ПНК-2С на мазуті, розвідувальне буріння	7430

	Транспортування рідкого палива для котельні на 52км	1628,75
	Всього по главі 1-6	107582529,19
19	Глава Накладні витрати на суму 1-6 глав (12,2% від суми 1-6 глав)	13125068,56
	Всього по главі 7	13125068,56
20	Глава 8 Планові накопичення на суму прямих витрат по главам(8% від суми 1-7 глав)	9656607,82
	Всього по главі 1-8	130364205,57
21	Глава 9 Інші роботи і витрати Виплати премій (2,39% від суми 1-8 глав)	545456,92
22	Одночасна допомога за вислугу років (0,01% від суми 1-8 глав)	13036,42
23	Польвий достаток (0,12% від суми 1-8 глав)	156437,04
	Всього по п. 21-23	714930,38
24	Лабораторні роботи (1,5% від суми 4-3 глав)	1524128,25
25	Транспортування вахт	10568,34
26	Свердловини на воду	4205,8
27	Охорона навколишнього середовища	8832,1
28	В т.ч біологічна рекультивация	423,65
29	Топографо-геодезичні роботи	1200
30	Спорудження протирадіаційного укриття	3300
31	Монтаж та укладка СКУБ-1	1450
	Всього по главі 9	2269038,52
	Всього по главам 1-9	132633244,09
32	Глава 10 Авторський нагляд (0,2% від суми 1-9 глав)	265266,48
33	Глава 11 Проектні і вишукувальні роботи	
	Всього по главам 1-11	132898510,57
34	Резерв коштів на незаплановані роботи і витрати (5% від суми 1-11 глав)	6644925,52
35	Різниця в вартості амортизації імпортного цемент.агрегату АЦФ-7010 і вітчизняного ЦА-320-М2	3765,5
	<b>Всього по зведеному кошторисному розрахунку</b>	<b>139547201,59</b>
36	ПДВ	32095856,36
37	<b>Всього по зведеному кошторисному розрахунку з ПДВ</b>	<b>171643057,95</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	7
2	Загальна проходка по свердловинах	м	21350
3	Середня комерційна швидкість	м/верст.-міс.	318
4	Тривалість циклу будівництва свердловин	рік	2
5	Капіталовкладення на будівництво свердловин, К	тис. грн	171643
6	Очікуваний приріст ресурсів нафти	тис.т.	2214
	Очікуваний приріст ресурсів газу	млн.м3	1932
7	Приріст ресурсів нафти на 1 м проходки	тис.тон/м	9,64
8	Вартість підготовки 1 т. нафти	грн./т	21,6
9	Приріст ресурсів газу на 1 м проходки	млн.м3/м	11,05
10	Вартість підготовки 1 м3 газу	грн./м3	19,3
<b>Розрахунок терміну окупності капіталовкладень на будівництво свердловин</b>			
11	Фонд діючих свердловин,	свердл.	7
12	Прогнозний середньодобовий дебіт свердловини,	т/добу	6
13	Середньорічна кількість діб експлуатації,	доба	330
14	Прогнозний річний видобуток нафти,	т	282,85
15	Комерційна ціна нафти на момент оцінки,	грн./т	2665
	в тому числі: ПДВ	грн./т	533
16	Собівартість видобутку тис.т. нафти на момент оцінки, С <sub>в</sub>	грн./т	2122
17	Прогнозний річний видобуток газу	м3	11250000
18	Комерційна ціна газу на момент оцінки	грн./м3	7,96
	в тому числі: ПДВ	грн./м3	1.59
19	Собівартість видобутку млн.м3 газу на момент оцінки	грн./м3	6.3
20	Балансовий річний прибуток,	тис. грн.	25635211,4
21	Податок з прибутку,	тис. грн.	5896098,6
22	Чистий річний прибуток,	тис. грн.	19739112,77
23	Термін окупності капіталовкладень,	рік	8,58

У розрахунках терміну окупності капітальних вкладень на буріння свердловин на Іванівській площі передбачається, що всі пошуково-розвідувальні свердловини після виконання своїх первинних завдань будуть переведені в експлуатаційний фонд. Таким чином, загальна кількість діючих експлуатаційних свердловин становить 7 одиниць.

На основі проведених розрахунків встановлено, що родовище характеризується не дуже високою економічною ефективністю, а термін окупності інвестицій становить 8,58 роки при початкових умовах. З урахуванням збільшення кількості експлуатаційних свердловин до семи одиниць, очікується трохи вищий рівень прибутковості проєкту, що робить його ще більш привабливим для реалізації.

## Висновки

В даній бакалаврській роботі вивчалась геологічна будова і обґрунтування методики проведення пошуково-розвідувальних робіт на Іванівській площі яка розташована в Полтавській області на відстані 12 км від міста Миргород

У тектонічному відношенні площа розташована в межах Дніпровсько-Донецької западини, вздовж Малосорочинсько-Радчевського структурного валу. Структура площі представлена брахіантикліналлю південно-східного простягання. З південного заходу обмежена тектонічним порушенням що простягається вздовж усієї структури. Промислова нафтогазоносність пов'язується з відкладами нижнього карбону, а саме з візейським ярусом. Продуктивні горизонти В-22 і В-23 вміщують в собі газ, також горизонт В-23 вміщує нафтовий поклад.

Отже, доцільність проведення пошуково-розвідувального буріння на структурі обґрунтовується наявністю пастки склепінчастого типу, яка була виявлена та частково підготовлена за результатами сейморозвідувальних робіт; розташуванням площі в структурно-тектонічних умовах, подібних до умов вже відомих родовищ із підтвердженою промисловою нафтогазоносністю у візейських відкладах; а також присутністю у розрізі порід із достатньо високими колекторськими властивостями та ефективними флюїдоупорами.

Всього проектом передбачено буріння однієї пошукової свердловини метражем 2950 м, і шести розвідувальних свердловин, повним загальним метражем 21350 м.

Взявши за основу економічну ефективність роботи, пораховану в таблиці 4.3, можна прийти висновку, що площа не дивлячись на невеликі запаси вуглеводнів, всеодно залишається економічно-доцільною для видобутку газу і нафти.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Бушуєв А.С. Трухан Д.І. Геологічний звіт про результати пошуку ного буріння на Губській, Писаренківській та Баранихинських площах у 1982- 1985р.р. Ніжин, 1986 р. Звіт про сейсморозвідувальні роботи МОГТ.
2. Вендер Є.В. Покидька С.В. Східно-Роменської площі, виконаних сейсморозвідувальною партією 4/87 у 1987-1990рр. Київ, 1990 р. Київ, 1990 р.
3. Гальченко В.А. Розробка напрямів пошукових робіт об'єднання "Чернігівнафтогазгеологія" на 1986-1987р.р. Чернігів, 1987 р. Набокова В.В. Багдасарова Т.М. та ін.
4. Курилюк Л.В. Геологічний звіт про результати геолого-розвідувальних робіт на нафту і газ ПГО "Чернігівнафтогазгеологія" на північний захід частини ДДВ за 1989р. Чернігів, 1989р. - Фонди об'єднання.
5. Краснюк Т.В. Победаш М.С. Слінінський С.Б Звіт про проведення сейсморозвідувальних робіт на Дмитрівсько-Синівській площі . сейсмопартіями 4-9-14/90 в 1990-1992р.р. Київ, 1992 р. Б.Д.4 Кононенко Л.П. Онуфрішин С.В. Коваленко В.П.
6. Звіт на тему /18-8/1/84-86 101/28/ Дослідження будови палеозойських відкладень об'єднання" "Чернігівнафтогазгеологія" /Андреяшівська, Південно-Афанасьєвська, Ярмолинцівська, Василівська та ін площі/" Чернігів, 1986 р.
7. Мірошніченко Г.Д. Звіт про роботи МОГТ на Липоводолінській Вандер Є.В. площі, виконаних сейсморозвідувальною партією 4/86 у 1986- 1988р.р. Київ, 1988р.
8. Галузевий стандарт України. Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах. Основні вимоги. Київ, 2000, 40 с.
9. Рудько Г.І., Ляху М.В., Ловинюков В.І., та ін. Підрахунок запасів нафти і газу» Київ-Чернівці, 2016 р., 592 с.
10. Вивчення фізичних властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом. Методичні вказівки, ДКЗ України, Київ, 2010 р.
11. Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу. ДКЗ України. Київ, 1998 р., 45 с.