

***БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА***

*БР 103 – НЗГ*

*Група НЗз - 21-1*

***Ридзанич Тарас***

*2025*

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

УДК 553.98

## БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Тема: Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проект проведення пошуково-розвідувальних робіт на Тарасівській площі.

(назва відповідно до наказу ректора)

Спеціальність – 103 Науки про Землю

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

### ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

БР 103 – НЗ

(позначення)

Студент гр. <u>НЗз-21-1</u>	_____	<u>Ридзанич Т. О.</u>
	(підпис)	(прізвище та ініціали)
Керівник	_____	<u>доц. Дубей Н. В.</u>
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
Консультанти:	_____	_____
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
	_____	_____
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
	_____	_____
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	_____	<u>ас. Уграк Л.В.</u>
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
Перевірено на плагіат	_____	<u>ас. Уграк Л.В.</u>
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
<i>Допускається до захисту.</i>		
Завідувач кафедри	_____	<u>доц. Михайлів І.Р.</u>
	(підпис)	(посада, 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.

### З А В Д А Н Н Я НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ

Спеціальність — 103 *Науки про Землю*

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

Студенту \_\_\_\_\_ Ридзаничу Тарасу Олеговичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема бакалаврської роботи: Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проект проведення пошуково-розвідувального буріння на Тарасівській площі

затверджена наказом ректора університету від « 16 » 04 2025 р. № 42/8

2. Термін здачі студентом закінченої роботи: 10 червня 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи:

1. Фондові геолого-геофізичні матеріали

2. Опублікована література по району досліджень

3. Особисті спостереження та узагальнення.

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

Вступ 1. Загальні відомості про район досліджень. 2. Геологічна будова нафтогазоперспективного об'єкта. 2.1 Стратиграфія. 2.2 Тектоніка. 2.3 Нафтогазоносність. 2.4 Водоносність. 2.5 Паспорт нафтогазоперспективного об'єкта. 3. Прогнозування нафтогазоносності надр. 3.1 Оцінка перспектив нафтогазоносності розрізу. 3.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти і газу. 4. Мета та завдання проектних робіт. 5. Методика проведення пошуково – розвідувального буріння. 6. Вибір типової свердловини. 7. Вибір об'єктів і методів випробування. 8. Вибір методів геофізичних досліджень свердловин. 9. Проектний комплекс лабораторних досліджень. 10. Охорона надр та навколишнього середовища. 11. Геолого-економічна оцінка проектних робіт. Висновки. Перелік використаних джерел.

5. Перелік графічних додатків:

1. Структурна карта покрівлі горизонту В-22. М 1:50000

2. Геологічний розріз по лінії I - I

3. Геологічний розріз по лінії II - II

4. Геолого-технічний наряд типової свердловини № 1

6. Консультанти з окремих розділів і питань бакалаврської роботи:

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

7. Дата видачі завдання 25.02.2025 р.

8. Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання бакалаврської роботи	Термін виконання	Примітка
1.	Одержання завдання і складання плану виконання бакалаврської роботи.	25.02-01.03.	Виконано
2.	Обробка базових геолого-геофізичних матеріалів, зібраних під час проходження практики.	02.03.-22.03	Виконано
3.	Аналіз геологічної будови Надіївської площі.	22.03-28.03	Виконано
4.	Прогнозування нафтогазоносності НГПО та оцінка ресурсів вуглеводнів.	29.03-29.04	Виконано
5.	Проектування пошуково-розвідувальних робіт	30.04-20.05	Виконано
6.	Економічна частина	20.05-30.05	Виконано
7.	Оформлення тексту і графічних додатків.	30.05-10.06	Виконано
	Захист бакалаврської роботи	25.06.2025 р.	Виконано

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

доц. Дубей Н. В.  
( посада, прізвище та ініціали )

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

Ридзанич Т. О.  
( прізвище та ініціали )

## АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота: 60 с., 7 табл., 3 рис., 4 комп'ютерні роздруківки.

В бакалаврській роботі створено геологічну модель нафтогазоперспективного об'єкту - Тарасівської площі. Описані стратиграфія, тектоніка, нафтогазоносність та водоносність досліджуваної структури. Виконано якісну оцінку перспектив нафтогазоносності надр. Кількісно оцінені перспективні ресурси нафти у горизонтах В-20 та В-22. Сформульовані мета та завдання проєктних робіт. Розроблена методика проведення пошуково-розвідувальних робіт на Тарасівській площі. Вибрано типову свердловину, об'єкти і методи випробування. Виконано геолого-економічну оцінку проєктних робіт.

*Ключові слова:* площа, структура, тектоніка, стратиграфія, нафта, свердловина, горизонт, ресурси.

## ABSTRACT

Bachelor's work: 60 p., 7 tables, 3 figures, 4 computer printouts.

In the bachelor's thesis, a geological model of a prospective oil and gas object - the Tarasivska area - was created. The stratigraphy, tectonics, oil and gas bearing capacity and water bearing capacity of the studied structure were described. A qualitative assessment of the prospects of oil and gas bearing capacity of the subsoil was performed. Prospective oil resources in the B-20 and B-22 horizons were quantitatively estimated. The goal and objectives of the project work have been formulated. A methodology for conducting exploration and reconnaissance work on the Tarasivska area has been developed. A typical well, test facilities and methods have been selected. A geological and economic assessment of the project work has been carried out.

*Keywords:* area, structure, tectonics, stratigraphy, oil, well, horizon, resources.

## Зміст

Вступ.....	6
1. Загальні відомості про район досліджень.....	8
2. Геологічна будова нафтогазоперспективного об'єкта.....	9
2.1 Стратиграфія.....	9
2.2 Тектоніка.....	14
2.3 Нафтогазоносність.....	17
2.4 Водоносність.....	20
2.5 Паспорт нафтогазоперспективного об'єкта.....	24
3. Прогнозування нафтогазоносності надр.....	27
3.1 Оцінка перспектив нафтогазоносності розрізу.....	27
3.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти і газу.....	30
4. Мета та завдання проектних робіт.....	39
5. Методика проведення пошуково – розвідувального буріння.....	40
6. Вибір типової свердловини.....	42
7. Вибір об'єктів і методів випробування.....	43
8. Вибір методів геофізичних досліджень свердловин.....	47
9. Проектний комплекс лабораторних досліджень.....	50
10. Охорона надр та навколишнього середовища.....	52
11. Геолого-економічна оцінка проектних робіт.....	57
Висновки.....	58
Перелік використаних джерел.....	60

## Вступ

### **Актуальність теми.**

В умовах технічного розвитку і соціального прогресу суспільства нафті і газу належить одне із провідних місць як в енергозабезпеченні, так і у виробництві нових матеріалів. Мінеральні та енергетичні ресурси країни – основа економіки будь-якої держави. Соціально-економічне значення праці геологів неймовірно велике. Їх героїчна і самовіддана праця забезпечує розвиток економіки країни. Україна - багата країна, на території якої у величезній кількості розташовані родовища різних корисних копалин.

Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) – основний регіон України за ресурсною базою, запасами та видобуванням нафти і газу. Відомі сьогодні родовища вуглеводнів розміщені в широкому глибинному інтервалі від 350 м до 6250 м та стратиграфічному діапазоні від протерозойського фундаменту до відкладів юрського періоду.

Відкриття нових площ та родовищ є особливо важливим в цей важкий для України час війни, а здобуття енергетичної незалежності зміцнить нашу державу на економічних та політичних позиціях.

**Метою** даної бакалаврської роботи є створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта (родовище-аналог Північно-Яблунівське газоконденсатне родовище) та проектування на Тарасівській площі пошуково-розвідувальних робіт.

### **Завдання:**

– проаналізувати загальні відомості та геологічну будову району досліджень та створити геологічну модель нафтогазоперспективного об'єкта– Тарасівської площі;

– виконати оцінку перспектив нафтогазоносності на Тарасівській площі;

– обчислити перспективні ресурси нафти у горизонтах В-20 і В-22;

– окреслити мету та завдання проведення проектних робіт;

– розробити методикау проведення пошуково-розвідувального буріння на Тарасівській площі;

– вибрати типову свердловину, запроєктувати геолого-геофізичні дослідження і об'єкти випробування;

– виконати геолого-економічну оцінку проєктних пошуково-розвідувальних робіт.

**Об'єкт дослідження.** Об'єктом дослідження в даній роботі є перспективні горизонти В-20 і В-22 на Тарасівській структурі.

**Предмет дослідження.** Предметом дослідження в роботі є геологічні характеристики об'єкта досліджень, що обумовлюють пошуково-розвідувальне буріння.

**Методи дослідження.** Для вирішення поставлених завдань у даній бакалаврській роботі використовувались тематичні прикладні дослідження, обчислювальні методики з допомогою комп'ютерної програми, графо-аналітичні методи, що базуються на принципі аналогій з сусідніми нафтогазоносними площами і родовищами.

**Новизна отриманих результатів.** Вперше розроблено проєкт проведення пошуково-розвідувальних робіт на Тарасівській площі.

**Зв'язок з науковими програмами.** Бакалаврська робота пов'язана з кафедральною науково-дослідною темою «Дослідження геологічної будови та нафтогазоносності осадових басейнів України».

**Практичне значення отриманих результатів.** Використання результатів даної роботи дозволить підвищити геологічну результативність та ефективність пошуково-розвідувальних робіт в межах Дніпровсько-Донецької западини.

**Апробація результатів.** Дані напрацювання рекомендується впроваджувати в нафтогазорозвідувальних підприємствах, розташованих на території ДДз.

## 1. Загальні відомості про район досліджень

Тарасівська площа в адміністративному відношенні розташована на території Лохвицького району Полтавської області на віддалі 8 км в південно-західному напрямку від м. Лохвиця і перетинає смт. Сенча. Найближчі міста до досліджуваної площі - Лубни та Миргород.

Транспортні зв'язки в районі - це шосейні, покращені ґрунтові дороги та залізниця. Південніше від Тарасівської площі проходить газопровід Диканька-Київ, на сході - газопровід-відвід, який з'єднує родовища району із магістральним газопроводом Диканька-Київ. Найближча компресорна станція знаходиться у м. Лубни.

В орографічному відношенні досліджувана територія є хвилястою рівниною, пологонахиленою із північного сходу на південний захід, яку перетинає річка Сула.

Абсолютні відмітки рельєфу коливаються від 95 - 100 до 140 - 150 м.

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна температура  $+8^{\circ}\text{C}$ , максимальна складає  $+30^{\circ}\text{C}$ , мінімальна  $-25^{\circ}\text{C}$ . Глибина промерзання ґрунту - 1,3 м. Середня кількість опадів на рік 500-600 мм. Вітри здебільшого північно-західного та західного напрямку.

В економічному відношенні район сільськогосподарський. Значна частина населення працює у нафтогазовій промисловості та геологічних організаціях.

Окрім нафти та газу з корисних копалин є торф, лесовидні суглинки, будівельні піски.

Для водопостачання родовищ розбурені свердловини на бучацький водоносний горизонт.

Тарасівська структура вивчена і підготовлена до глибокого буріння на нафту і газ за результатами проведених робіт, таких як: сейсмічні дослідження, геофізичні, геохімічні і пошуково-розвідувального буріння на сусідніх площах.

## 2. Геологічна будова нафтогазоперспективного об'єкта

### 2.1 Стратиграфія

Геологічна будова нафтогазоперспективного об'єкта, Тарасівської площі, в тому числі його стратиграфії, описана на основі принципу аналогії із сусідніми родовищами, а саме - Північно-Яблунівського НГКР та інших.

У геологічній будові Тарасівської площі беруть участь відклади палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем.

#### Палеозойська ератема (PZ)

Представлена девонською, кам'яновугільною та пермською системами.

#### Девонська система (D)

Свердловиною № 203 на структурі в інтервалі 5670-5731 м розкриті євланівсько-лівенські товщі, які представлені кам'яною сіллю, що відносяться до франського ярусу верхнього девону.

#### Задонсько-єлецький горизонт D<sub>3</sub> fm<sub>1</sub> (zd-el)

Залягає горизонт на товщі кам'яної солі. У св. №1 розкриті глинисті вапняки і кавернозні доломіти в інтервалі 5021-5023 м, в інтервалі 5012-5021 м - аргіліти, мергелі, згусткові вапняки. Свердловиною №4 розкрита пачка брекчійованих хомогенних утворень, які представлені ангідритами, глинистими вапняками та доломітами. У свердловині № 200 в інтервалі 5452-5459 м горизонт представлений карбонатною брекчією із уламками карбонатизованого та хлоритизованого діабазу зеленувато-сірого кольору.

#### Данково-лебедянський горизонт D<sub>3</sub> fm<sub>2</sub> (dn-lb)

Горизонт неузгоджено залягає на задонсько-єлецьких утвореннях. Представлений у нижній частині - кварц-польовошпатовими пісковиками, що вище переходять у сірі та темно-сірі алевроліти із лінзами вугілля, а потім - аргіліти строкатобарвні із уламками вулканічних сумішей (ефузиви представлені діабазами); у верхній частині - пісковики середньо- та дрібнозернисті з залізистим цементом та лінзами туфоаргілітів.

#### Озерсько-хованський горизонт D<sub>3</sub> fm<sub>2</sub> (oz-hv)

Горизонт завершує розріз фаменського ярусу. Представлений в нижній частині світло-сірими кварцовими крупнозернистими пісковиками із каолінітом (товщина 5-17 м), які вище змінюються сірим щільним вапняком, в основі - глинистим з прошарками кавернозного доломіту.

#### Кам'яновугільна система (С)

Відклади кам'яновугільної системи представлені на родовищі нижнім, середнім і верхнім відділами.

Породи нижнього відділу (С<sub>1</sub>) представлені турнейським, візейським та серпуховським ярусами.

#### Турнейський ярус (С<sub>1t</sub>)

Верхня карбонатно-теригенна товща турнейського ярусу є розмитою. Теригенна товща неузгоджено залягає на озерсько-хованських відкладах. Складений турнейський ярус в основному світло-сірими кварцовими пісковиками із незначною домішкою польових шпатів. У середній частині ярусу - гравелитисті пісковики із кварцово-глинистим цементом. Вище по розрізу присутні лінзовидні прошарки аргілітів товщиною від 1 до 10 м. Пісковики характеризуються високими ємнісними і фільтраційними властивостями.

#### Візейський ярус (С<sub>1v1</sub>)

Поділяється на верхній та нижній під'яруси.

Нижньовізейські відклади мають товщину 800-1200 м, складені XIV і XIII мікрофауністичними горизонтами. XIV м.ф.г. представлений у нижній частині темно-сірими тонкошаруватими аргілітами та алевролітами із прошарками пісковиків, вуглистих порід, вугілля, вапняків та мергелів, у верхній частині - витриманим пластом вапняку із прошарками вапнякових аргілітів, пісковиків. Товщина пласта вапняку становить 200-250 м, це так звана візейська "плита", яка є чітким та витриманим геолого-геофізичним репером. Горизонт XIII товщиною 150-350 м представлений вапняком, у верхах присутні прошарки аргілітів незначної товщини.

Верхньовізейські відклади мають товщину 460-500 м і представлені XIIIа, XII і XI мікрофауністичними горизонтами. Горизонт XIIIа залягає на відкладах

XIII м.ф.г. із неглибоким розмивом. Представлений він кількома тонкодисперсними аргілітами з прошарками мергелів та вапняків і має товщину 140-260 м. В середній його частині зустрічаються пачки алевролітів та пісковиків. До горизонту XIIa приурочений продуктивний газоносний горизонт В-22. Горизонт В-21 внаслідок розмиву у деяких свердловинах відсутній. XII м.ф.г. представлений чергуванням пластів пісковиків та аргілітів із прошарками вапняків малої товщини. У верхній частині горизонту XII представлений двома пісково-алевролітовими пластами, розділеними щільними аргілітами. XI мікрофауністичний горизонт складений пісковиками, аргілітами та вапняками.

#### Серпуховський ярус (C<sub>1s</sub>)

Серпуховський ярус представлений нижнім та верхнім під'ярусами. Нижній представлений в основному аргілітами, алевролітами та пісковиками. Через порушення у деяких свердловинах повністю випадає даний горизонт. Верхній під'ярус представлений теригенною товщею глинисто-алевролітових порід із прошарками пісковиків вапняків і вугілля.

Середньокам'яновугільні відклади (C<sub>2</sub>) на Північно-Яблунівському НГКР представлені башкирським та московським ярусами.

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

Поділяється ярус на нижній та верхній під'яруси. Нижній під'ярус складений аргілітами і вапняками із прошарками алевролітів та пісковиків. В нижній частині башкирського ярусу витриманий пласт вапняків - башкирська "плита", яка є геолого-геофізичним репером товщиною 20-28 м. Верхній під'ярус - прошарками пісковиків, які чергуються з аргілітами й алевролітами.

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

Нижня частина ярусу представлена потужними пачками пісковиків, що чергуються з прошарками аргілітів. У верхній частині московського ярусу переважають аргіліти, які чергуються із менш потужними пачками пісковиків.

Верхній відділ кам'яновугільної системи ( $C_3$ ) представлений касимівським ярусом і нижньою частиною гжельського ярусу. Складені вони піщано - глинистими породами із прошарками вапняків.

#### Пермська система (P)

Пермська система представлена нижнім відділом, породами асельського та сакмарського ярусів, що складені картамишською, микитівською та слов'янською світами. Картамишська світа складена глинисто-піщаними породами. Микитівська і слов'янська світи – ангідритами, доломітами і глинами. Серед порід слов'янської світи переважають сульфатно-карбонатні породи.

Мезозойська ератема (MZ) представлена тріасовою, юрською та крейдовою системами.

#### Тріасова система (T)

Тріасова система представлена трьома відділами. Нижньотріасові відклади - пісковики і глини дронівської світи. Відклади середнього тріасу представлені пісковиками із прошарками глин та конгломератів.

Протопівська світа, складена глинами і пісковиками, представляє верхній тріас.

#### Юрська система (J)

Юрська система представлена середнім (байоський і батський яруси) і верхнім (келловейський, оксфордський, кемеріджський яруси) відділами. Складена глинами, пісковиками і вапняками.

#### Крейдова система (K)

Крейдова система представлена нижнім і верхнім відділами. Нижній відділ - пісковики з прошарками глин. Середній (сеноманський, маастрихтський яруси) складений крейдою з перешаруванням мергелів.

#### Кайнозойська ератема (KZ)

Кайнозойська ератема (KZ) представлена палеогеновою, неогеновою і четвертинною системами.

#### Палеогенова, неогенова та четвертинна системи (P, N, Q)

Відклади представлені пісками, мергелями, глинами, лесовидними суглинками.

## **2.2 Тектоніка**

В регіональному тектонічному плані Тарасівська площа за схемою тектонічного районування авторів Ю. О. Арсірія та О. К. Ципка розташована

в межах Жданівської депресії північно-західної частини центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини.

Згідно існуючої схеми районування М. П. Зюзькевича Тарасівська площа (родовище-аналог - Північно-Яблунівське НГКР) належить до Комишнянсько-Коломацької геологічної зони переважного типу антиклінальних піднять, зумовлених проявом криптодіапіризму та рухів блокової тектоніки.

В структурно-тектонічно-зональному плані, згідно В. О. Авер'єва, Р. О. Блаїлко та Л. Ф. Марченко, Північно-Яблунівська структурна форма приурочена до Лохвицького міжкупольного прогину.

У загальному структурному відношенні по осадовому чохла площа родовища приурочена до північного крилового схилу власне Яблунівського підняття. У зв'язку із цим, будова Північного його елементу зумовила особливості її формування як єдиної структурної форми під дією криптогалокінезу та рухів блоків фундаменту і носить повну конформність із власне Яблунівським крупним підняттям із накопиченням значних товщин відкладів башкирських, серпуховських, візейських і турнейських ярусів.

По поверхні верхньоархейських утворень Північно-Яблунівська і Східно-Яблунівська площі одночасно із власне Яблунівською приурочені до південно-західного моноклінального схилу Лютеньківського прогину, ускладненого системою скидів, що надають їм східчасто-блокового виду із абсолютним глибинними відмітками від 8,0 км до 8,5 км (рисунк 2.1).

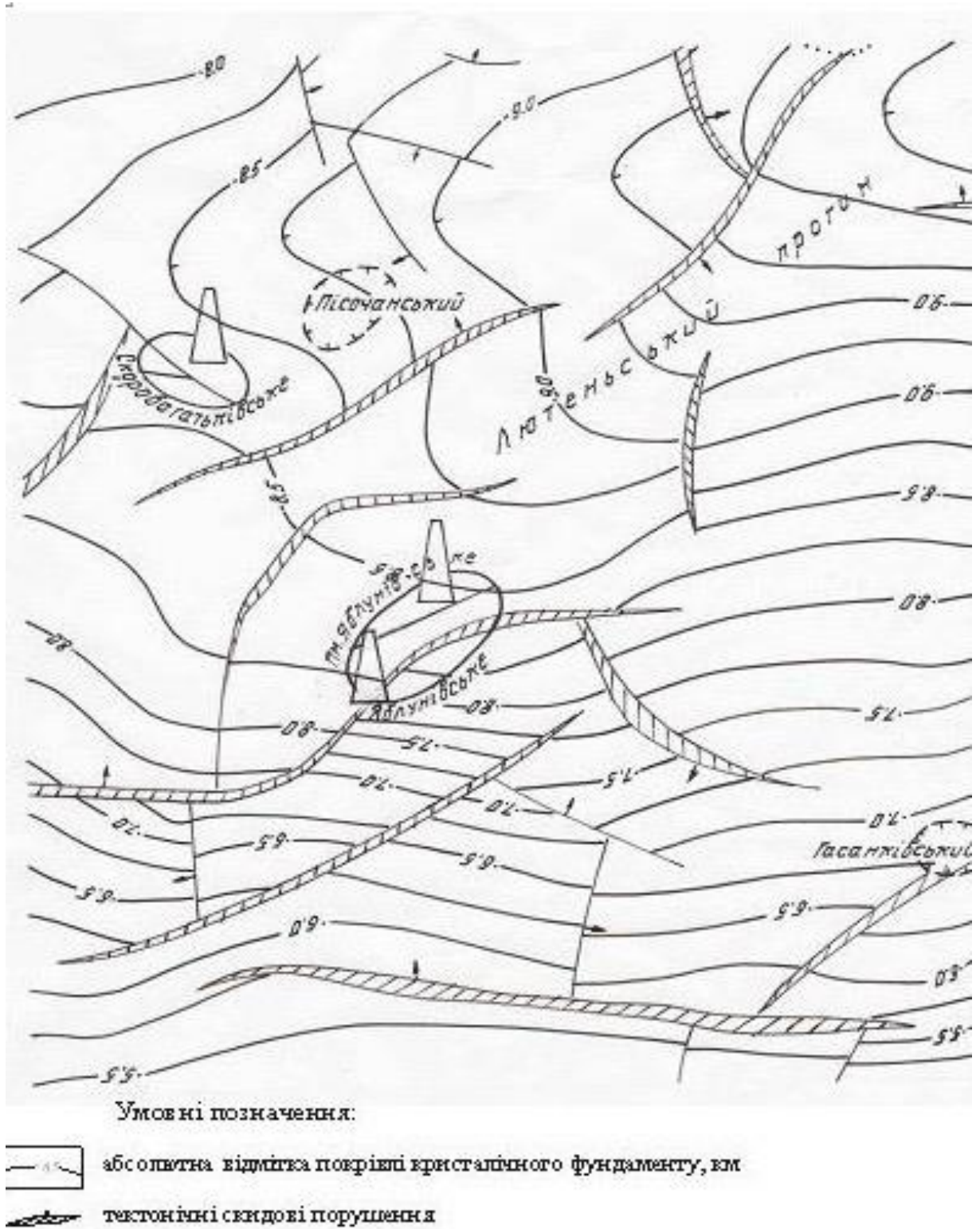


Рис. 2.1 - Тектонічна схема поверхні кристалічного фундаменту  
(фрагмент)

За особливостями розвитку Яблунівська структура і її елементи - Північний та Східний - належать до палеозойських занурених піднять із властивими тільки їм генетично-динамічними ознаками, набутими в процесі осадконакопичення і прояву різноманітних структуроформуючих факторів.

Глибинна геологічна будова Північно-Яблунівського і Східно-Яблунівського родовищ вивчалась як одночасно із Яблунівським, так і окремими дослідженнями, а саме: сейсмічними, тематичними, пошуковим бурінням та регіональними роботами по глибинному картуванню центрального грабену ДДз.

В загальному структурному плані Північно-Яблунівське підняття контролюється з південно-заходу системою згідних скидових порушень, які надають їй східчастої форми із амплітудою опускання шарів-порід по сходах від 60 до 120 м.

Таким чином, вся система скидових порушень поздовжніх і діагональних надали Північно-Яблунівській прискидовій, тектонічно-екранованій структурі східчасто-грабено-блокового вигляду. Окрім, визначення будови Північно-Яблунівського прискидового підняття сейсмічними дослідженнями виявлено перспективний об'єкт у грабеновому блоці.

По відбиваючому сейсмічному горизонту  $V_2^5$ , приуроченому до продуктивної літопачки В-22 верхньовізейського мікрофауністичного горизонту, спостерігається конформність будови з горизонтом  $V_{B_2}$  і відрізняючись лише деяким зміщенням прискидових порушень. Знаходить прояв градієнтність глибинного занурення відкладів у межах північної периклінальної частини, в межах якої сейсмічними дослідженнями виявлено Сенчанське акумулятивне тіло і зона розвитку сигноїдних фацій.

В регіональному тектонічному плані Тарасівська площа за схемою тектонічного районування авторів Ю. О. Арсірія та О. К. Ципка розташована

в межах Жданівської депресії північно-західної частини центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини.

Тарасівська площа по верхньовізейських відкладах є брахіантиклінальною структурою північно-західного простягання, яка розбита тектонічним порушенням на два блоки: північно-західний – обмежується замкнутою ізогіпсою -3750 м та південно-східний – обмежується ізогіпсою -3750 м. Розміри структури - 11,5х6,2 км.

### 2.3 Нафтогазоносність

На Тарасівській площі (родовище-аналог Північно-Яблунівське НГКР ) вважаються перспективними горизонти: В-20 та В-22.

#### Пласт В-20

За даними промислово-геофізичних досліджень на Північно-Яблунівському родовищі у свердловині № 201 пласт нафтонасичений в інтервалі (-)3865,9 ÷ (-)3869,9 м. Випробуванням продуктивність пласта не підтверджена.

Породами-колекторами є пісковики з ефективною нафтонасиченою товщиною 4,0 м, пористістю 12,5%, газонасиченістю 80,0%.

В решті свердловин пласт ущільнений. Лінія літологічного заміщення порід-колекторів непроникними утвореннями проведена на середині віддалі між свердловинами № 1 та № 5.

Контакт нафта-вода не встановлений, нижня границя встановленої продуктивності (НГВП) прийнята по підшві нафтонасиченого прошарку у свердловині № 1 на абсолютній відмітці (-)3869,9 м. Розміри покладускладають 1,3 х 0,33 км. Висота покладу - 44,9 м.

Поклад пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений.

Запаси газу у межах площини НГВП та лінії літологічного заміщення за ступенем геологічного вивчення відносяться до попередньо-розвіданих із невизначеним промисловим значенням категорії С<sub>2</sub>, код класу (332).

## Пласт В-22

За даними промислово-геофізичних досліджень пласт газонасичений у свердловинах №№ 1, 2, 5, 7, та нафтонасичений у свердловинах №№ 3, 4.

Породами-колекторами газонасичених пропластків є пісковики мінливою ефективною товщиною від 0,8 м до 13,2, пористістю у межах від 7% до 12,5 %, газонасиченістю 56 – 92 %. Нафтонасичені пропластки складені пісковиками, ефективна товщина коливається у межах від 1,4 м до 10,0 м, пористість – від 8,5 до 14,0 % , нафтонасиченість – від 72,0 до 88,0 %.

Продуктивність газоносності пласта в межах акумулятивного тіла, виділеного за даними ПАК, підтверджена випробуванням свердловин.

На Тарасівська площі перспективними вважаються горизонти В-20 та В-22 в яких прогнозуються поклади нафти.

Таблиця 2.1 – Характеристика покладів пластів В-20, В-22 та обґрунтування контактів Північно-Яблунівського родовища

Пласт	Блок, ділянка	Тип покладу за флюїдом	НГВП, Абсолютна відмітка, м	Найвища абсолютна	Абсолютна відмітка 1/2 висоти	Пористість, %	Розміри покладу, км; висота, м	Ефективна нафтогазонасиче на товщина, м	Тип покладу
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
В-20	201	н	НГВП – 4869,9	-4825	-4847,5	12,5	1,3 х 0,33;44,9	4,0	Пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений
В-22	203 а	гк	НГВП – 4797,8	- 4575,0	-4686,4	7,0-12,2	1,4 х 1,5; 222,8	1,2-17,6	Пластовий, субсклепінний, тектонічно та обмежений
В-22	201	н	НГВП – 4932,3	- 4810,0	-4871,2	10,9 - 12,0	3,3 х 0,4;122,3	3,2-10,0	Пластовий, субсклепінний

## 2.4 Водонасність

У гідрогеологічному відношенні Тарасівська площа робіт розташована в межах північного району Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. Весь комплекс порід від девонських до четвертинних відкладів, який бере участь у геологічній будові площі, є в тій чи іншій мірі водонесним. Підземні води приурочені, головним чином, до гранулярних колекторів, в меншій мірі до тріщинуватих і кавернозних карбонатних порід.

Враховуючи умови залягання, хімічний склад та фізичні властивості підземних вод, в межах досліджуваної території виділяють три гідродинамічні зони – активного та утрудненого водообміну та застійного режиму, тобто дуже утрудненого водообміну.

Сеноман-нижньокрейдвий-верхньоюрський водонесний комплекс, що залягає між водотривкою карбонатною товщею верхньої крейди і водотривкою товщею глин середньої і верхньої юри, представлений кварцевими і кварц-глауконітовими пісками та пісковиками, алевролітами. Загальна товщина водовміщуючих порід коливається в межах від 150 до 200 м. Водозбагаченість комплексу висока, дебїти свердловин досягають 36 м<sup>3</sup>/годину. Води напірні, п'езометричні рівні встановлюються на глибинах 60 - 80 м. За хімічним складом води переважно гідрокарбонатні, гідрокарбонатно-хлоридні натрієві із мінералізацією до 2 г/дм<sup>3</sup>. Водонесний комплекс використовується для централізованого водопостачання.

До гідродинамічної зони утрудненого водообміну відносяться нижня частина юрських та тріасові відклади.

Водонесний комплекс середньокам'яновугільного відділу представлений перешаруванням пісковиків, аргілітів, алевролітів і вапняків башкирського і московського ярусів.

Глибина залягання водонесного комплексу на площі робіт коливається в межах 3404 м - 3823 м.

При випробуванні свердловин на Глинсько-Розбишівському родовищі, Ключниківській та Комишнянській площах були отримані пластові води дебітами 3,6-5,1 м<sup>3</sup>/добу (свердловина №12 Глинсько-Розбишівська та свердловина №1 Ключниківська. За хімічним складом води хлоридні натрієві, хлоркальцієвого типу по В. А. Суліну, з мінералізацією 141 - 248 г/дм<sup>3</sup> (свердловина №12 Глинсько-Розбишівська та свердловина №3 Комишнянська). Із мікрокомпонентів у пластових водах присутній бор в кількості 1,74 - 24,36 мг/дм<sup>3</sup>, йод – 1,1 - 22,18 мг/дм<sup>3</sup>, бром – 98,57 - 304,32 мг/дм<sup>3</sup>, вміст амонію коливається від 36,92 (свердловина №12 Глинсько-Розбишівська) до 194,57 мг/дм<sup>3</sup> (свердловина №3 Комишнянська). Води високометаморфізовані,  $r \frac{Na}{Cl} = 0,66 - 0,87$ , майже безсульфатні (коефіцієнт сульфатності 0,0003-0,0027). Водорозчинені гази мають вуглеводневий склад із вмістом метану до 80,53 об.% і важких вуглеводнів до 8,49 об.%.

Нижньокам'яновугільний водоносний комплекс у районі робіт вивчався на Яблунівському, Комишнянському, Малосорочинському, Глинсько-Розбишівському родовищах та Ярівській площі при випробуванні пластів в процесі буріння за допомогою ВПТ та в колонні. В межах Північно-Яблунівського родовища глибина залягання водоносного комплексу складає 4012 - 4540 м.

Водоносність серпуховських відкладів пов'язана із пластами пісковиків та алевролітів, в меншій мірі із тріщинуватими вапняками, які перешаровуються з аргілітами. Припливи пластових вод із серпухівських відкладів були отримані на Кошевойському родовищі із свердловин №3 та 107 (інтервал 4241-4309 м та 4246-4317 м відповідно) та Глинсько-Розбишівському родовищі (св.№48). Дебіт свердловини №3 складав 13,6 м<sup>3</sup>/добу. Пластові води хлоркальцієвого типу по В. А. Суліну питомою вагою 1,118-1,155 г/см<sup>3</sup> та мінералізацією 188-234г/дм<sup>3</sup>. В мікрокомпонентному складі присутній бор (10,07 мг/дм<sup>3</sup>), йод (16,93-31,74 мг/дм<sup>3</sup>), бром (126,55-

206,47 мг/дм<sup>3</sup>) та амоній (120,8 мг/дм<sup>3</sup>). Води високометаморфізовані,  $r \frac{Na}{Cl} = 0,80 - 0,84$ , малосульфатні (коефіцієнт сульфатності 0,004).

Візейські відклади в районі дослідження є найбільш перспективними в плані формування та збереження вуглеводнів, таким чином, в гідрогеологічному відношенні вони були досліджені найповніше. Водовміщуючі породи представлені пісковиками і алевролітами, що перешаровуються із вапняками та аргілітами. При випробуванні візейських відкладів пластові води були отримані у свердловинах №№14,16 Комишнянських, №1 Ярівській і №№ 7,8 Малосорочинських. Дебіти води коливалися в межах 0,3-23,6 м<sup>3</sup>/добу, води напірні, статичні рівні встановлювалися на глибинах порядку 150 - 221 м. За хімічним складом води хлоридні натрієві, хлоркальцієвого типу по В. А. Суліну, із мінералізацією від 165 до 329 г/дм<sup>3</sup>. Із мікрокомпонентів присутній бор в кількості 11,176-23,74 мг/дм<sup>3</sup>, йод – 6,23-36,24 мг/дм<sup>3</sup>, бром – 78,36-257,15 мг/дм<sup>3</sup>, амоній – 105,81-372,87 мг/дм<sup>3</sup>.

Води візейських відкладів високометаморфізовані,  $r \frac{Na}{Cl} = 0,70 - 0,88$ , майже безсульфатні (коефіцієнт сульфатності 0,0003 - 0,0045). Водорозчинені гази вуглеводневого та азотно-вуглеводневого складу із вмістом метану 77,25 - 79,2 об. %.

Водоносність турнейських відкладів вивчалася у межах Яблунівської площі, де при випробуванні свердловини № 2 (інтервал 5106-5131 м) та № 203 (інтервал 5100-5155 м та 45239 м) були отримані припливи пластових вод дебітом 1,79-13,1 м<sup>3</sup>/добу. Газонасиченість вод складає 181 см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>, водорозчинені гази вуглеводневого складу із вмістом метану 86,2 об. %.

Аналіз матеріалів із гідрогеологічних досліджень прилеглих до Тарасівської площі Північно-Яблунівського НГКР та інших родовищ дозволяє зробити висновок, що відклади карбону та девону залягають в зоні застійного режиму і характеризуються регіональним розвитком

хлоркальцієвих вод по В. А. Суліну, близьких за складом до вод нафтових і газових покладів ДДз. Регіональний розвиток у даних відкладах мають вуглеводневі розчинені гази. Наведені дані характеризують сприятливі гідрогеологічні умови для формування і збереження покладів нафти та газу при наявності пасток.

## 2.5 Паспорт нафтогазоперспективного об'єкта

Головним завданням паспортизації є створення геолого-геофізичної моделі нафтогазоперспективного об'єкта, адекватної отриманим фактичним даним [5].

На основі паспорта підготовленого об'єкта та відповідних зональних прогнозів здійснюється локальний прогноз нафтогазоносності об'єкта. Мета локального прогнозу - створення найбільш імовірної моделі пастки, пов'язаних з єдиним підготовленим нафтогазоперспективним об'єктом. Результатом локального прогнозу є оцінка перспективних ресурсів категорії  $C_3$  підготовлених об'єктів, яка виконується для кожної пастки окремо[5].

Підсумковим документом для підготовленого об'єкта є спеціальний паспорт, в якому наводиться вся наявна на дату складання геолого-економічна інформація, необхідна для обґрунтування введення об'єкта в пошукове або параметричне буріння. Основні відомості які заносяться в паспорт для характеристики підготовленого нафтогазоносного об'єкта, такі:

- місцезнаходження об'єкта, належність його до геотектонічного елементу, нафтогазоносної провінції, області, зони;
- найменування організації, партії, що виявили й підготували об'єкт, метод підготовки, масштаб і терміни роботи;
- види та обсяги проведених геофізичних, геохімічних, геологічних робіт при виявленні і підготовці об'єкту;
- індекси та вік горизонтів, за якими підготовлено об'єкт;
- тип і стислий опис об'єкта;
- вік, товщина і глибина залягання можливих продуктивних горизонтів, їх літологія;
- оцінка перспективних ресурсів [5].

Таким чином у вигляді таблиці 2.3 складено паспорт на Тарасівську структуру.

Таблиця 2.3 Паспорт нафтогазоперспективного об'єкта.

Адміністративне положення	Досліджувана площа в адміністративному відношенні розташована в Лохвицькому районі Полтавської області
Геотектонічне положення	Тарасівська площа розташована в приосьовій зоні Дніпровсько-Донецької западини в центральній частині Жданівської депресії
Організація яка вивчала та підготувала площу	Український науково-дослідний інститут природних газів
Види та обсяги геологорозвідувальних робіт	У результаті проведення на площі сейморозвідувальних робіт вивчена геологічна будова складки по відбивному сейсмогоризонту $V_2^5$ покрівлі візейських відкладів
Індекс та вік горизонтів за якими підготовлено об'єкт	Нафтогазоперспективний об'єкт підготовлено по візейських відкладах
Тип об'єкта та його короткий опис	На структурній карті Тарасівська структура картується у вигляді брахіантиклінальної складки північно-західного простягання, що розбита тектонічним порушенням на два блоки: північно-західний та південно-східний
Опис можливих продуктивних горизонтів	Можливими продуктивними горизонтами вважають В-20 та В-22 (візейські відклади). Продуктивна товща складена здебільшого пластами пісковиків та алевролітів, які

	розмежовані аргілітами, детальна характеристика яких наведена у підрозділі 2.1
Оцінка перспективних ресурсів	Оцінка перспективних ресурсів нафти $C_3$ виконувалася за допомогою спеціалізованої комп'ютерної програми Resnaf1 по чотирьох об'єктах підрахунку. Загальні ресурси становлять-266555 тис.т та видобувні-54772 тис.т
Рекомендації	Проводити подальші пошуково-розвідувальні роботи з впровадженням пошуково-розвідувального буріння

## **Обґрунтування та план проведення пошуково-розвідувального буріння**

### **3. Прогнозування нафтогазоносності надр**

#### **3.1 Оцінка перспектив нафтогазоносності розрізу**

Виходячи з геолого-геохімічних умов Тарасівської площі при проведенні якісної оцінки нафтоносності об'єктів слід проаналізувати геологічні критерії, які визначають можливість формування і збереження покладів нафти і газу [5].

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 [5] .

Площа проектних робіт розташована у високоперспективній зоні Дніпровсько-Донецької западини, де вже відкрито ряд нафтогазоконденсатних родовищ, продуктивні горизонти яких відносяться до різних стратиграфічних комплексів відкладів.

Конкретні умови геологічної будови Тарасівської площі, які вказують на наявність покладів вуглеводнів, показує локальний прогноз.

1. Тарасівська площа (родовище-аналог Північно-Яблунівське НГКР) по верхньовізейських відкладах є антиклінальною структурою північно-

західного простягання, яка розбита тектонічним порушенням на два блоки: північно-західний – обмежується замкнутою ізогіпсою - 3750 м і південно-східний – обмежується ізогіпсою - 3750 м . Розміри структури - 11,5х6,2 км.

2. Враховуючи результати буріння свердловин на сусідніх площах у межах родовища, що аналізується, перспективи промислової нафтоносності, у першу чергу, слід пов'язати із відкладами горизонтів В-20 та В-22 (верхньовізейські відклади).

На родовищі при випробуванні свердловини отриманий приплив нафти та газу дебітом 248 м<sup>3</sup>/добу та 69,23 тис.м<sup>3</sup>/добу на 8 мм штуцері, при депресії 2,88 МПа. Пластовий тиск на глибині 2417,5 м дорівнював 25,47 МПа. Коефіцієнт нафтовилучення складає для верхньовізейських колекторів 0,2.

Виходячи із результатів випробування у процесі буріння логічно пов'язувати з досліджуваним родовищем значні перспективи промислової нафтоносності.

Нафтогазоносність горизонту доведена випробуванням та пробною експлуатацією свердловини №5. При випробуванні свердловини отриманий приплив нафти та газу дебітом 249 м<sup>3</sup>/добу та 63,49 тис.м<sup>3</sup>/добу на 8 мм штуцері, при депресії 2,87 МПа. Пластовий тиск на глибині 2427,5 м склав 25,47 МПа.

Продуктивним за даними ГДС горизонт є в свердловині №4 в інтервалі 3740 - 3762 м, де він представлений пісковиком із більш високими фільтраційно-ємнісними властивостями: пористість 18%, нафтонасиченість 92%, ефективна товщина 4,4 м.

3. Сприятливі структурні умови, наявність пластів-колекторів гранулярного типу та регіональних покришок дозволяють зробити висновок про наявність у верхньовізейських відкладах нижнього карбону промислових скупчень вуглеводнів.

Покришками слугують слабопроникні глинисті товщі серпухівського ярусу і глинисті прошарки візею.

4. Гідрогеологічна обстановка. Відклади карбону і девону залягають в зоні застійного режиму і характеризуються регіональним розвитком хлор-кальцієвих вод по В. А. Суліну. Регіональний розвиток у даних відкладах мають вуглеводневі розчинені гази. Наведені дані характеризують сприятливі гідрогеологічні умови для формування та збереження покладів нафти і газу при наявності пасток.

Виходячи із вищезазначеного, можна передбачити, що всі структурно-тектонічні, літолого-фаціальні, термобаричні, геохімічні та гідрогеологічні критерії нафтогазоносності є сприятливими для формування та збереження покладів вуглеводнів на Тарасівській площі.

### 3.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти

Тарасівська площа (родовище-аналог Північно-Яблунівське НГКР) розташована в межах Жданівської депресії північно-західної частини центрального грабену ДДз. Перспективи нафтогазоносності пов'язуються із горизонтом В-20 та В-22 верхнього візею. Оскільки амплітуда тектонічного розриву значна і цей розрив є екраном, тобто не є провідним, обидва блоки структури гідродинамічно та гідрогеологічно не пов'язані між собою, очікується водонафтовий контакт на різних абсолютних відмітках для обох блоків, поклади є ізольованими, тому підрахунок доцільно проводити для північно-західного (Блок 1) та південно-східного (Блок 2) блоків окремо.

Для оцінки перспективних ресурсів нафти на Тарасівській площі, використовуємо усереднені значення підрахункових параметрів сусідніх родовищ.

В бакалаврській роботі проведена оцінка перспективних ресурсів нафти категорії С<sub>3</sub>. Оцінка ресурсів проводилась об'ємним методом за формулою [7]:

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

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.

Для визначення площі нафтоносності нам слід встановити положення ВНК. Визначення проводиться за наступною методикою:

$$H_{\text{паст}} = | H_{\text{min}} | - | H_{\text{max}} | ;$$

$$H_{\text{покл}} = K_{\text{зп}} \cdot H_{\text{паст}} ;$$

$$H_{\text{ВНК}} = H_{\text{min}} - H_{\text{max}} ;$$

де  $H_{\text{покл}}$  - висота покладу, м;

$H_{\text{паст}}$  - висота пастки, м;

$K_{\text{зп}}$  - коефіцієнт заповнення пастки [7].

Для даного регіону, враховуючи практику на сусідніх площах, коефіцієнт заповнення пастки становить 60%.

Площа можливої нафтогазоносності визначалась за викопіровкою з підрахункового плану масштабу 1:50000 із врахуванням положення ВНК (рисунки 3.1 та 3.2) і склала:

- для північно-західного блоку - 31337 тис.м<sup>2</sup>;
- для південно-східного - 15324 тис.м<sup>2</sup>.

Інші підрахункові параметри приймалися по аналогії із сусідніми родовищами.

Оцінка перспективних ресурсів об'ємним методом проводилась із застосуванням комп'ютерної програми Petrolres <https://petrolres.nung.edu.ua/>.

Внаслідок проведеної оцінки перспективні ресурси категорії С<sub>3</sub> на Тарасівській площі складають:

- 1) для північно-західного блоку:
  - початкові загальні – 179015 тис.т;
  - видобувні – 36784 тис.т.
- 2) для південно-східного блоку:
  - початкові загальні – 87540 тис.т;
  - видобувні – 17988 тис.т.

Результати розрахунків приведені на роздруківках і в узагальнюючій таблиці 3.1.

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

Індекс	Площа		Коефіцієнти		Ресурси, тис. т
--------	-------	--	-------------	--	-----------------

продук- тивного горизонту	нафто- нос- ності, тис.м <sup>2</sup>	Наф- тонас- тов- щина м	відкр. порис- тості	нафто- насиче- ння	пере- рахун- ковий	нафто- віддачі	Густина кг/м <sup>3</sup>	загальні	видо- бувні
<b>Блок 1</b>									
В-20 (C <sub>1v2</sub> )	31337	67,4	0,13	0,80	0,83	0,20	710	129965	25993
В-22 (C <sub>1v2</sub> )	31337	35,5	0,10	0,74	0,83	0,22	715	49050	10791
<b>Блок 2</b>									
В-20 (C <sub>1v2</sub> )	15324	67,4	0,13	0,80	0,83	0,20	710	63554	12711
В-22 (C <sub>1v2</sub> )	15324	35,5	0,10	0,74	0,83	0,22	715	23986	5277
<b>Всього</b>								<b>266555</b>	<b>54772</b>

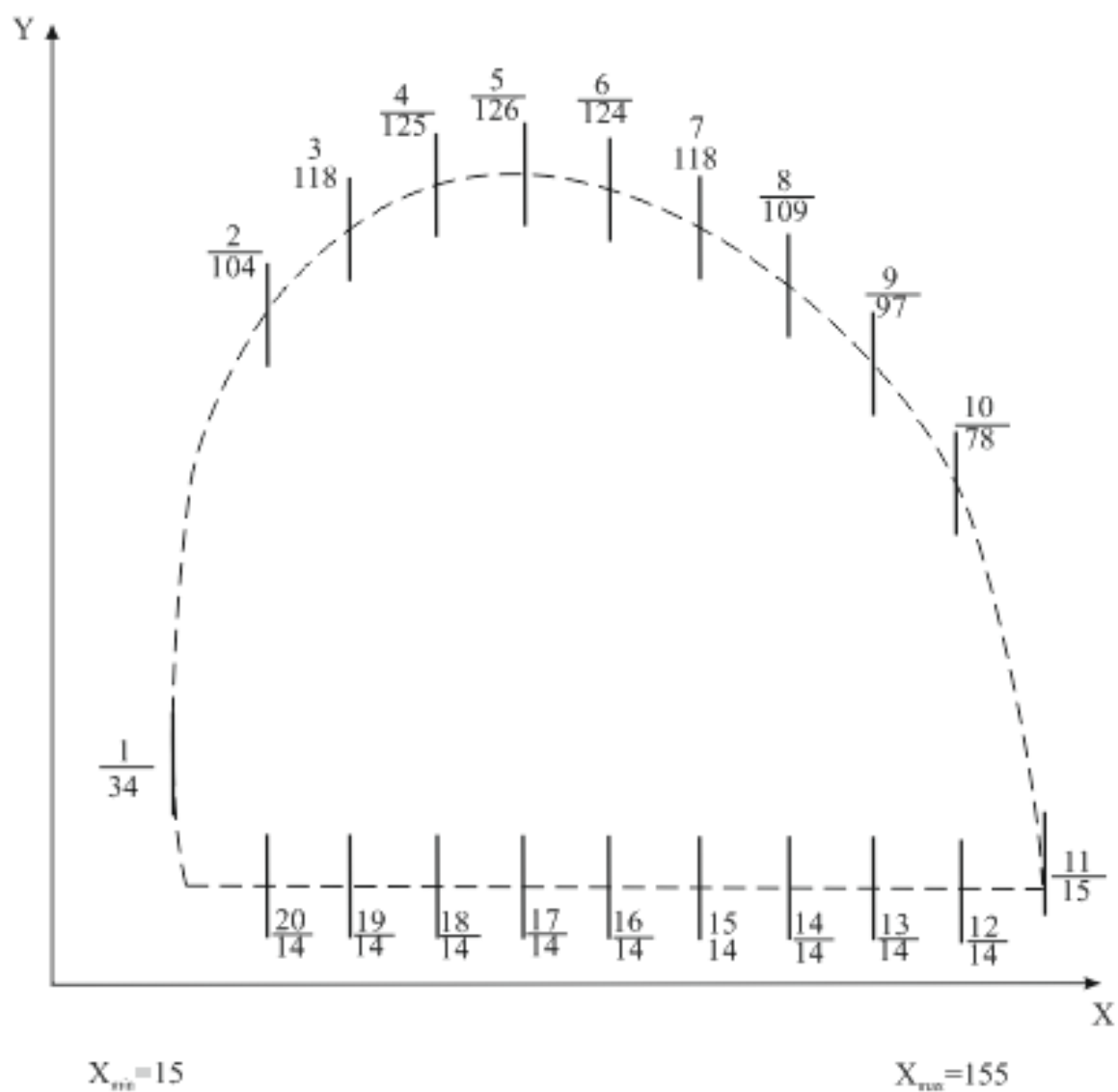


Рис. 3.1 - Викопіровка контуру нафтоносності.  
Масштаб 1:50000

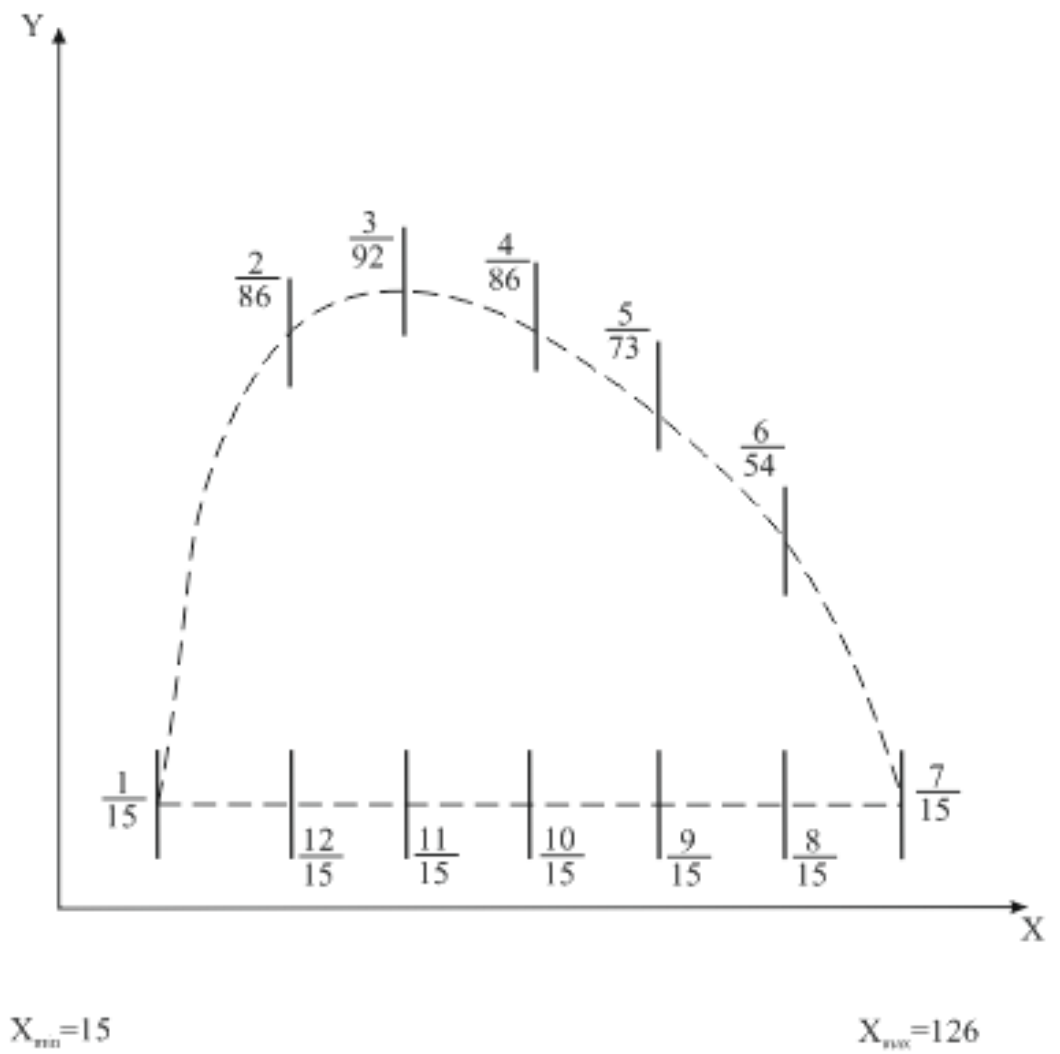


Рис. 3.2 - Випіровка контуру нафтоносності.  
Масштаб 1:50000

17.04.25, 16:06

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

 [English](#)Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ**Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу****Настанова**

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

Виконавець: Ридзанич Тарас

Родовище / площа: Тарасівська

Поклад / горизонт / пласт: В-20(С1v2) Блок 1

 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: 50 000

Абсциса лівої точки, мм: 15

Кількість точок контуру: 20

Абсциса правої точки, мм: 155

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

34	104	118	125	126	124	118	109	97	78	15	14	14	14	14	14	14	14	14	14
----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: 67,4

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,13

Коефіцієнт нафтонасиченості: 0,80

Об'ємний коефіцієнт нафти: 1,20

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>: 710

Коефіцієнт вилучення нафти: 0,20

**Результати обчислень:**Площа нафтоносності - 31337 тис. м<sup>2</sup>Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> - 129965 тис. тПочаткові добувні перспективні ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> - 25993 тис. т

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

## Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

### [Настанова](#)

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

Виконавець: Ридзанич Тарас

Родовище / площа: Тарасівська

Поклад / горизонт / пласт: В-22(C1v2) Блок 1

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: 50 000

Абсциса лівої точки, мм: 15

Кількість точок контуру: 20

Абсциса правої точки, мм: 155

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

34 104 118 125 126 124 118 109 97 78 15 14 14 14 14 14 14 14 14

### Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: 35,5    Коефіцієнт відкритої пористості: 0,10

Коефіцієнт нафтонасиченості: 0,74

Об'ємний коефіцієнт нафти: 1,20

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>: 715

Коефіцієнт вилучення нафти: 0,22

### Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 31337 тис. м<sup>2</sup>

Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> - 49050 тис. т

Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> - 10791 тис. т



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

## Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

### Настанова

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

Виконавець: Ридзанич Тарас

Родовище / площа: Тарасівська

Поклад / горизонт / пласт: В-22(С1v2) Блок 2

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: 50 000    Абсциса лівої точки, мм: 15

Кількість точок контуру: 12    Абсциса правої точки, мм: 126

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

15   86   92   86   73   54   15   15   15   15   15   15  

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: 35,5    Коефіцієнт відкритої пористості: 0,10

Коефіцієнт нафтонасиченості: 0,74    Об'ємний коефіцієнт нафти: 1,20

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>: 715    Коефіцієнт вилучення нафти: 0,22

Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 15324 тис. м<sup>2</sup>

Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> - 23986 тис. т

Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> - 5277 тис. т

#### 4. Мета і завдання проєктних робіт

Наведені вище дані про сприятливість структурно-тектонічних, літологічних та інших факторів нафтогазоносності, а також результати локального прогнозу дозволяють високо оцінити перспективи нафтогазоносності Тарасівської площі.

В бакалаврській роботі передбачається проведення пошуково-розвідувальних робіт на Тарасівській площі із метою вивчення та оцінки покладів вуглеводнів у верхньовізейських відкладах кам'яновугільної системи.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати такі завдання:

- 1) встановлення наявності покладів вуглеводнів у верхньовізейських відкладах, горизонтах В-20, В-22;
- 2) оцінка виявлених вуглеводнів із визначенням їх по промислових категоріях та підготовка цих скупчень нафти для введення у розробку;
- 3) виявлення особливостей геологічної будови антиклінальної структури досліджуваної площі;
- 4) вивчення в межах тарасівської площі колекторських та екрануючих властивостей порід, характеру їх зміни по площі і по розрізу, умов нафтогазонакопичення, літолого-фаціальних особливостей продуктивного розрізу, стратиграфії і тектоніки, одержання даних для інтерпретації матеріалів промислово-геофізичних досліджень;
- 5) виявлення гідрогеологічних умов, геохімічних та гідродинамічних особливостей верхньовізейських відкладів;
- 6) отримання необхідних фізичних параметрів порід-колекторів та насичуючих їх флюїдів для проведення підрахунку перспективних ресурсів нафти.

## 5. Методика проведення пошуково-розвідувального буріння

В межах Тарасівської площі по покрівлі візейських відкладів виявлено перспективну пастку, яка є об'єктом пошуків у ній покладів нафти у верхньовізейських відкладах.

Для ефективного і раціонального проведення пошуково-розвідувальних робіт на Тарасівській структурі передбачено буріння восьми свердловин - двох пошукових і шести розвідувальних.

Пошукова свердловина №1 – першочергова, незалежна, закладається у склепінній частині північно-західного блоку (Блок 1) із метою виявлення покладів нафти у верхньовізейських відкладах. Виходячи із цільових призначень, проєктна глибина її прийнята рівною 4100 м з розкриттям повного розрізу четвертинних, неогенових, палеогенових, крейдових, пермських і кам'яновугільних відкладів. Проєктний горизонт –  $C_1V_1$ .

Пошукова свердловина №2 – незалежна, закладається у склепінній частині південно-східного блоку (Блок 2) з метою виявлення покладів нафти у верхньовізейських відкладах. Виходячи із цільових завдань, що вирішуються свердловиною №2, проєктна глибина її складає 4200 м з розкриттям повного розрізу четвертинних, неогенових, палеогенових, крейдових, пермських та кам'яновугільних відкладів. Проєктний горизонт –  $C_1V_1$ .

У випадку отримання промислового припливу нафти із свердловини №1 необхідно пробурити три розвідувальні свердловини (№3, №4, №5) у північно-західному блоці, 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 пластовій воді газів у межах Блоку 1 Тарасівської структури.

Розвідувальна свердловина №3 – залежна від результатів буріння свердловини №1, закладається на північно-східному блоці крила структури на відстані 1,6 км на північний-схід від свердловини №1 з метою уточнення положення водонафтового контакту, форми і розмірів покладу, вивчення колекторських властивостей порід і визначення їх параметрів. Проектна глибина свердловини становить 4200 м. Проектний горизонт –  $C_1v_1$ .

Розвідувальна свердловина №4 закладається на віддалі 1,8 км на південно-західному крилі Тарасівської структури від свердловини 1. Свердловина буриться з метою уточнення положення водонафтового контакту, вивчення геологічної будови північно-східного крила структури, вивчення закономірностей розповсюдження колекторів і зміни їх параметрів. Проектна глибина свердловини становить 4200 м. Проектний горизонт –  $C_1v_1$ .

Розвідувальна свердловина №5 – залежна, закладається в північно-західній частині Блоку 1 на відстані 2,5 км від свердловини №1. Свердловина буриться з метою вивчення особливостей структурно-тектонічної будови північно-західної перикліналі структури, визначення закономірностей розповсюдження колекторів і уточнення положення водонафтового контакту. Глибина свердловини складає 4200 м. Проектний горизонт –  $C_1v_1$ .

У південно-східному блоці проектується закладання окрім пошукової свердловини №2 ще три розвідувальні свердловини (№6, №7, №8).

Розвідувальна свердловина №6 залежна від результатів буріння пошукової свердловини №2, закладається в блоці 2 на віддалі 2,7 км від свердловини №2. Свердловина буриться з метою вивчення особливостей структурно-тектонічної будови північно-східного крила структури, визначення закономірностей розповсюдження колекторів та уточнення положення водонафтового контакту. Глибина свердловини становить 4100 м. Проектний горизонт –  $C_1v_1$ .

Розвідувальна свердловина №7, залежна, закладається в південно-західній частині Блоку 2 на відстані 1,2 км від свердловини 2. Свердловина буриться з метою вивчення особливостей структурно-тектонічної будови

площі, визначення закономірностей розповсюдження колекторів, уточнення положення водонафтового контакту та встановлення форми і розмірів покладу. Проектна глибина свердловини становить 4200 м. Проектний горизонт –  $C_{1V1}$ .

Розвідувальна свердловина №8 залежна, закладається на відстані 2,3 км на південний-схід від свердловини 2. Свердловина буриться з метою уточнення положення водонафтового контакту, вивчення геологічної будови, вивчення закономірностей розповсюдження колекторів та зміни їх параметрів у межах південно-східної частини Блоку 2, в зоні її перикліналі. Проектна глибина свердловини складає 4250 м. Проектний горизонт –  $C_{1V1}$ .

Загальний метраж буріння – 33450 м.

## **6. Вибір типової свердловини**

За типову обираємо пошукову свердловину № 1. Свердловина пробурена в оптимальних умовах структури, тобто в її гіпсометрично найвищій точці, в склепні антиклінальної складки. Її глибина становить 4100 м.

В процесі буріння свердловини можуть мати місце ускладнення у вигляді поглинання промивної рідини, звужування стовбура свердловини, осипання нестійких порід, жолобоутворення, обвалів стінок свердловини та нафтопрояви.

Розбурювання перспективних верхньовізейських відкладів може супроводжуватися крім вище вказаних ускладнень, нафтогазопроявами при перевищенні пластового тиску над гідростатичним. Для боротьби із нафтогазопроявами потрібно встановити на жолобній системі вакуумного дегазатора і фрезерно-струминної машини. Викидна лінія устатковується штуцерною батареєю та дегазаційною ємністю. На буровій слід мати запас бурового розчину і забезпечити необхідну кількість обважнювача (бариту).

Таблиця 6.1 – Стратиграфічний розріз типової свердловини №1

Індекс	Глибина, м		Можливі ускладнення
	від	До	
KZ (Q+N+P)	0	300	Осипання стінок свердловини
K	300	800	Звужування стовбура свердловин, прихоплення і зтягування бурового інструменту
J	800	1270	
T	1270	1780	
P	1780	2250	Поглинання бурового розчину
C <sub>3</sub>	2250	2600	Звуження стовбуру свердловини
C <sub>2m</sub>	2600	3050	Осипання стінок свердловини, жолобоутворення
C <sub>2b</sub>	3050	3400	
C <sub>1s</sub>	3400	3600	Поглинання бурового розчину, нафтогазопрояви
C <sub>1v2</sub>	3700	4000	Осипання стінок свердловини
C <sub>1v1</sub>	4000	4100	Поглинання бурового розчину, нафтогазопрояви

## 7. Вибір об'єктів і методів випробування

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 [5].

Перспективи нафтогазонасиченості на Тарасівській площі пов'язані із відкладами нижнього відділу кам'яновугільної системи, а саме - із верхньовізейським підярусом. З метою вивчення їх колекторських властивостей проєктується випробування їх в експлуатаційній колоні[5].

Розкриття продуктивних відкладів необхідно проводити з дотриманням правил із попередження нафтогазопроявів та відкритого фонтанування. Тобто при розкритті протитиск, утворений промивною рідиною, повинен перевищувати пластовий на 4-7 % (відповідно до ЄТП) [5].

Об'єкти для випробування в експлуатаційній колоні будуть виділятися на основі даних комплексу промислово-геофізичних досліджень, результатів перегляду геологічних матеріалів із врахуванням результатів буріння, даних спостережень за свердловиною станції СГТ у процесі буріння[5].

На основі аналізу даних по сусідніх родовищах у пошуковій свердловині № 1 проєктується виділити для випробування на продуктивність в експлуатаційній колоні 4 об'єкти[5].

Випробування буде проводитися по загальноприйнятій методиці "знизу – догори". Розкриття об'єктів буде виконуватися перфоратором ПКО-89 по 18 отворів на 1 м.п. [5].

Перед проведенням розкриття продуктивного горизонту перфорацією, свердловина повинна бути заповнена якісним буровим розчином з тими параметрами, які застосовувалися під час первинного розкриття даних порід[5].

В обов'язковому порядку зону пласта, що розкривається, необхідно заповнити нейтральною рідиною, яка б не впливала негативно на присвердловинну зону. Для цього буде використано поверхневоактивні речовини типу ОПД, сульфанол, дисолван або інші[5].

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[5].

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[5].

При одержанні припливу вуглеводнів виконати повний комплекс досліджень об'єкту на різних режимах, провести замір пластового тиску і температури[5].

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[5].

В 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[5].

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[5].

Для кожного об'єкту складається індивідуальний план дослідження. Результати випробування кожного об'єкта оформляється відповідним актом [5].

Таблиця 7.1 – Випробування продуктивних пластів в експлуатаційній колоні

№ п/п	Інтервал и об'єктів випробу- вання	Горизонт	Спосіб розкриття , к-сть отворів на 1 п.м.	Густина промивно ї рідини, кг/м <sup>3</sup>	Спосіб виклику приплив у	Спосіб інтенсифі- кації припливу
1	3710- 3770	C <sub>1V2</sub>	ПКО-89, 18	1230	пониження рівня шляхом заміни бурового розчину на воду, аеризація	збільшення кількості перфорацій- них отворів на 1 п.м.
2	3810- 3850					

## 8. Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині

Для вивчення розрізу промислово-геофізичними методами у свердловині № 1 проєктується наступний комплекс ГДС, передбачений діючими нормативами.

Враховуючи геологічну будову розрізу, технологію проводки свердловин та забезпеченість апаратурою, проєктується наступний комплекс геофізичних досліджень, що передбачений діючими нормативами[5,7]:

- 1) загальні дослідження по усьому стовбуру свердловини в масштабі глибин 1:500:
  - стандартний електрокаротаж;
  - радіоактивний каротаж;
  - кавернометрія;
  - газовий каротаж.
- 2) деталізаційні дослідження в інтервалах, перспективних на нафту в масштабі глибин 1:200:
  - бокове каротаже зондування (БКЗ);
  - радіоактивний каротаж (РК);
  - кавернометрія і мікрокавернометрія (ДС, МДС);
  - боковий каротаж (БК);
  - мікробоковий каротаж (МБК);
  - індукційний каротаж (ІК);
  - акустичний каротаж (АК);
- 3) для контролю технічного стану стовбура свердловин і обсадних колон, а також результатів випробування:
  - інклінометрія;
  - кавернометрія і профілеметрія;
  - контроль якості цементування[5,7].

Стандартний каротаж проєктується виконувати підшовним градієнт-зондом А2.0М0.5N і потенціал-зондом N6.0М0.5А і N8.0М0.5А з одночасною

реєстрацією кривої самовільної поляризації (ПС). Метод застосовується в комплексі з ПС та РК і використовується для розчленування і кореляції стратиграфічних одиниць і загальної оцінки перспективності розрізу[5,7].

Бокове каротаже зондування проводиться за допомогою апаратури АБКТ-15, КСП-2, ІПЧМ набором підшовних градієнт-зондів А0.4М0.1N, А1.0М0.1N; А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N і покрівельним градієнт-зондом N0.5M2.0A. Дані обробки використовуються для кореляції розрізів, їх літологічного розчленування, визначення питомого електричного опору пластів, зони проникнення, характеру насичення, положення водонафтового контакту, коефіцієнтів пористості і нафтонасиченості[5,7].

Боковий каротаж записується апаратурою АБКТ і ТБК. Дані обробки БК використовуються для кореляції розрізів, визначення товщин, питомого електричного опору пластів і літологічного розчленування[5,7].

Індукційний каротаж проводиться апаратурою АИК, ІПЧМ-11 з використанням зондів: 6Ф1, 5Ф1.2. Метод застосовується разом з іншими електричними методами для визначення характеру насичення, виділення водо- і нафтоносних пластів[5,7].

Мікробоковий каротаж виконується у лінійному масштабі апаратурою КМБК-3, ІПЧМ, АГАТ, з метою уточнення підрахункових параметрів у комплексі з іншими методами[5,7].

Акустичний каротаж проектується для визначення пористості колекторів та виконується за допомогою приладів СПАК-2, СПАК-4, СПАК-6, ВПАС-4[5,7].

Кавернометрія виконується приладами СКО-11 та застосовується для визначення фактичного діаметру, границь пластів і виділення ефективних товщин[5,7].

Радіоактивний каротаж записується апаратурою РКД, ДРСТ-1 і ДРСТ-3 для літологічного розчленування розрізу свердловин, виділення колекторів, визначення глинистості, пористості і насиченості пластів[5,7].

Газокаротажні дослідження проводяться станцією АГКС-4АЦ досліджуючи газовміст промивної рідини в процесі циркуляції та аномальні зони вмісту вуглеводнів метанового ряду для виділення порід з вмістом вуглеводнів[5,7].

Інклінометрія проводиться для заміру кутів і азимутів стовбура свердловини[5,7].

Для визначення якості цементування обсадних колон та висоти підняття цементного кільця застосовується метод АКЦ з використанням апаратури АКЦ-4 [5,7] .

## 9. Проектний комплекс лабораторних досліджень

Лабораторні дослідження керн, шламу, та відібраних проб пластових флюїдів проектується з метою уточнення літолого-стратиграфічних особливостей розрізу, встановлення петрофізичних характеристик продуктивних горизонтів та вивчення пластових флюїдів. Отримані результати дадуть змогу зробити перерахунок кількості вуглеводнів для проведення подальших робіт.

Оперативність проведення лабораторних досліджень в процесі інтерпретації даних ГДС, що включає опис керну, шламу та проведення петрофізичних досліджень, безпосередньо впливає на якість проведення геолого - розвідувальних робіт та дає змогу корегувати заплановані етапи розробки.

Для вивчення гідрохімічного складу підземних пластових вод та уточнення гідрогеологічної характеристики проектного розрізу запроєктовано відбір пластових проб у процесі буріння за допомогою пластовипробувача і контрольних проб на вибої свердловини. Всі відібрані проби передаються у лабораторії для проведення відповідних хімічних аналізів.

Відібрані проби перевіряються також на вміст рідкісних елементів, таких як бром, бор, йод для імовірного супутнього використання їх у промислових цілях.

Всі дослідження відібраних взірців керну на гама-активність і петрофізичний склад необхідно проводити у спеціалізованих лабораторіях із відповідними дозволами.

Окрім основних досліджень відібрані взірці шламу та керну перевіряють на наявність супутніх корисних копалин.

Відомості про кількість проб та запроєктовані лабораторні дослідження відібраних взірців керну, шламу і пластових флюїдів у типовій свердловині №1 приведені в таблиці 9.1.

Таблиця 9.1 – Запроектований комплекс лабораторних досліджень у типовій свердловині №1 на Тарасівській площі

№	Вид лабораторного аналізу	Кількість відібраних проб
1	Мікропалеонтологічний	20
2	Гранулометричний	20
3	Петрографічний	20
4	Вивчення фізичних параметрів	25
5	Палеонтологічний	15
6	Люмінісцентно-бітумінологічний	15
7	Аналіз бітумів	15
8	Аналіз газу	15
9	Хімічний аналіз води	10

## 10. Охорона надр та навколишнього середовища

Під час проведення геологорозвідувальних робіт і введення об'єкту в експлуатацію потенційними джерелами впливу на навколишнє середовище є видобувні свердловини у процесі експлуатації, промислові трубопроводи, повітряні лінії електропостачання, вимірювальне та сепараційне устаткування, автомобільні шляхи. При цьому в навколишнє середовище можуть надходити різні шкідливі речовини.

В процесі буріння шлам на свердловинах зберігається у гідроізольованих глиною та полімерною плівкою шламових амбарах об'ємом 160 м<sup>3</sup>. Опісля закінчення буріння буровий шлам нейтралізується згідно з СОУ 73.1-41-11.00.01:2005 і захороняється в амбарах у межах відведеної ділянки.

Відпрацьований буровий розчин, на проєктних свердловинах, пропонується опісля очистки використовувати як основу для приготування бурового розчину на даних бурових, залишок після закінчення буріння доводиться до необхідної густини і вивозиться на нову бурову (згідно плану робіт).

Бурові стічні води слід збирати в гідроізольовані глиною і полімерною плівкою земляні амбари об'ємом 250 м<sup>3</sup>, відстоювати і використовувати повторно для технічних потреб та приготування бурового розчину на даних бурових. Залишок необхідно відстоювати, при необхідності очищати коагуляцією згідно СОУ 73.1-41-11.00.01:2005 і вивозити на нові бурові. Для очищення БСВ використовувати 10 %-ний розчин сульфату алюмінію, по ГОСТ 12966-85, який буде приготовлений на базі експедиції чи на буровій (згідно СОУ 73.1-41-11.00.01-2005).

Розчин коагулянту рівномірно слід наносити на поверхню бурових стічних вод за допомогою цементувального агрегату ЦА-320М.

Буровий шлам та бурові стічні води містять залишки хімічних реагентів, що вводяться в бурові розчини для забезпечення оптимальних умов

буріння. Застосування хімреагентів регламентується геоого-технічним нарядом на буріння свердловин та галузевим стандартом СОУ 73.1-41-11.00.01:2005 "Охорона довкілля. Природоохоронні заходи під час споруджування свердловин на нафту і газ."

Під час проходження четвертинних відкладів для попередження поглинання промивної рідини, розмиття устя свердловин, забруднення прісних водних горизонтів ГТН на буріння свердловин буде передбачено перекриття нестійких порід кондуктором з підняттям цементу за колоною до гирла. На кондукторі необхідно встановлювати противикидне обладнання для безпечного розкриття продуктивних горизонтів.

Спуск технічної колони забезпечуватиме роз'єднання пластів із різними надлишковими пластовими тисками, попереджуватиме каверно- та жолобоутворення. Для уникнення перетоків технічна колона цементуватиметься до гирла свердловини.

Для забезпечення якісного випробування свердловин буде опускатися експлуатаційна колона, що також цементуватиметься до гирла.

При газопроявах слід проводити дегазацію бурового розчину із одночасною інтенсивною промивкою, обробку розчину із метою збереження необхідної в'язкості. Гирло необхідно буде обладнати колонною головкою та фонтанною арматурою на робочий тиск до 40 МПа.

Для попередження проникнення бурових стічних вод та виробничих стоків у водоносні горизонти, слід передбачити їх відведення із допомогою бетонованих та металевих лотків в гідроізолюванні амбари, що будуть обвалюватися по периметру на висоту від 0,5 до 1,0 м. Площадки під склад ПММ, хімреагенти, приготування бурового розчину, місця заправки автотранспорту потрібно гідроізолювати з допомогою бетонних плит. Стиги між плитами слід буде бетонувати на всю глибину.

Для відводу дощових (злизових) стоків і запобігання забруднення прісних вод буде передбачено нагірно-влівлююча канава.

Забруднення поверхневих та підземних вод таким чином можливе лише у випадку виникнення аварійних ситуацій, порушення технології буріння.

Відвід землі для будівництва свердловин слід здійснювати згідно із вимогами чинних нормативних актів. Під будівництво пошуково-розвідувальних свердловин Тарасівської площі необхідно виділяти площадку площею 2,3 га. Відведення землі погоджувати у встановленому порядку з місцевими органами самоврядування і держаними органами, які контролюють відведення земельних ділянок.

Основними факторами, які впливають на ґрунти, є механічні пошкодження та забруднення хімічними реагентами і флюїдами. Механічні пошкодження зумовлені зняттям родючого шару ґрунту в межах промислових ділянок та укладкою в кагати. Перед зняттям родючого шару ґрунту ділянку очищають від сторонніх предметів. Родючий шар буде зніматися із допомогою бульдозера чи скрепера і складатися у кагати. Для запобігання ерозії і підтримки біологічної активності поверхня кагатів та відкоси будуть засіватися багаторічними травами.

Промислова площадка буде обваловуватися на висоту 0,5 м та огорожуватися нагірно-вловлюючою канавою, яка захищатиме промислову ділянку та обладнання у випадку зливових дощів та таяння снігу.

Для попередження проникання у ґрунт фільтрату промивної рідини, ПММ, БСВ, хімреагентів, а також для захисту прилеглої території, площадки під вишко-лебідочним, насосним та агрегатним блоками, глиномішалкою, циркуляційною системою, складом хімреагентів, ємністю запасу бурового розчину, будуть викладатися залізобетонними плитами із нахилом 8° від центру в сторону бетонних лотків для стоків. Щілини між плитами потрібно буде бетонувати на їх товщину. Талі та дощові води через систему лотків будуть відводитися у амбари для бурових стічних вод, з метою запобігання забруднення ґрунту.

У процесі розробки Тарасівської площі можливе винесення із свердловини супутніх пластових підземних вод (суміш конденсату вологи з газом і пластової води). Оскільки кількість супутніх пластових вод у період експлуатації невелика, необхідно передбачити їх збір у відстійник, природне випаровування та нейтралізацію. Для нейтралізації мінералізованих підземних вод використовується доломіт – 10-20 %, фосфорит – 15-30 %.

При збільшенні виносу пластових вод необхідно буде передбачити їх вивезення на збірники- приймальники для закачування у поглинаючі пласти.

У випадку забруднення ґрунту в процесі експлуатації площі ПММ, мастилами, їх необхідно зібрати, нейтралізувати згідно СОУ 73.1-41-11.00.01-2005 та захоронити разом із шламом. Для підвищення екологічної безпеки, зменшення негативного впливу на ґрунт, доцільно передбачити проведення моніторингу екологічного стану ґрунтів. Таким чином при дотриманні заходів, скерованих на захист довкілля, негативний вплив забруднюючих компонентів на ґрунт буде локальним, тимчасовим, а також обмеженим ділянками відводу та часом експлуатації.

При бурінні свердловин бурові відходи-шлами, відпрацьовані бурові розчини, побутові стоки, бурові стічні води збираються на бурових у гідроізольовані амбари або закриті бетонні (металеві) ємності. У випадку безамбарного буріння бурові шлами, по мірі їх накопичення, слід періодично тужавити цементом та вивозити на сміттєзвалища за погодженням з райСЕС. Бурові розчини після очистки на буровій рекомендується використовувати повторно, як основу для приготування свіжого бурового розчину чи вивозити на нову бурову. Бурові стічні води після трьохкратного повторного використання та очистки на буровій вивозяться на нові бурові, де використовуються для технічних потреб. Твердий залишок тужавиться цементом та захороняється разом із шламом у гідроізольованому амбарі в межах відведеної ділянки. Побутові стоки вивозяться спеціальним автотранспортом на очисні споруди погоджені із райСЕС.

Клас небезпеки відходів розраховується згідно чинних нормативних документів. Згідно із СОУ 73.1-41-11.00.01-2005 бурові відходи класифікуються як малонебезпечні.

### 11. Геолого-економічна оцінка проектних робіт

Перспективні ресурси категорії С<sub>3</sub> Тарасівської площі становлять:

загальні – 266555 тис т, видобувні – 54772 тис т.

Основні геолого - економічні показники проектних робіт на Тарасівській площі наведені в таблиці 11.1.

Таблиця 11.1 - Основні геолого - економічні показники проектних робіт

Пор. №	Показники	Одиниця виміру	Кількість
1	Кількість проектних свердловин	шт.	8
2	Проектна глибина буріння типової свердловини	м	4100
2	Сумарний проектний обсяг буріння	м	33450
3	Вартість 1 м проектного буріння (середня по регіону)	грн/ м	50000
4	Витрати на підготовку структури до буріння (середні по регіону)	тис. грн	50000
5	Витрати на пошуково-розвідувальне буріння	тис. грн	1672500
6	Загальні витрати на реалізацію проектних робіт	тис. грн	1722500
7	Очікувані перспективні добувні ресурси нафти за категорією С <sub>3</sub>	тис. т	54772
8	Коефіцієнт переведення ресурсів із категорії С <sub>3</sub> в запаси категорій С <sub>1</sub> +С <sub>2</sub>	–	0,6
9	Очікуваний приріст добувних запасів нафти категорій С <sub>1</sub> +С <sub>2</sub>	тис. т	32863,2
10	Приріст очікуваних запасів нафти на одну свердловину	тис. т / свердловин у	4107,9
11	Приріст очікуваних запасів нафти на 1 м проходки	т / м	982
12	Приріст очікуваних запасів нафти на 1 тис.грн	т/тис.грн	19,1
13	Вартість підготовки запасів 1 т нафти	грн / т	52,4

Аналіз одержаних геолого-економічних показників ефективності на Тарасівській площі (приріст очікуваних запасів нафти на одну свердловину, приріст очікуваних запасів нафти на 1 м проходки, приріст запасів нафти на 1 грн витрат, вартість підготовки запасів 1 т нафти) дозволяє зробити висновок

про економічну ефективність проведення проєктних пошуково-розвідувальних робіт на Тарасівській площі.

## ВИСНОВКИ

В бакалаврській роботі складено геологічну модель нафтогазоперспективного об'єкта – Тарасівської площі та виконано проєктування на ній пошуково-розвідувальних робіт.

Тарасівська структура в адміністративному відношенні знаходиться на території Лохвицького району Полтавської області.

В регіональному тектонічному плані Тарасівська площа розташована в межах Жданівської депресії північно-західної частини центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини. Досліджувана структура по верхньовізейських відкладах є брахіантиклінальною складкою північно-західного простягання, яка розбита тектонічним порушенням на два блоки: північно-західний – обмежується замкнутою ізогіпсою -3700 м та південно-східний – обмежується ізогіпсою -3800 м. Розміри структури - 11,5х6,2 км.

В геологічній будові очікуються відклади кайнозою, крейди, юри, тріасу, пермі та карбону.

Площа розташована неподалік Північно-Яблунівського НГКР, яке вважається родовищем-аналогом. Промислова нафтогазоносність Тарасівської ділянки пов'язується із горизонтами В-20 та В-22 верхнього візею. В цих відкладах прогноуються нафтові поклади.

В роботі виконана якісна оцінка перспектив нафтогазоносності на Тарасівській площі. Всі проаналізовані і описані структурно-тектонічні, літолого-фаціальні, термобаричні, геохімічні та гідрогеологічні критерії нафтогазоносності є сприятливими для формування та збереження покладів вуглеводнів на Тарасівській площі.

Доцільність проведення на структурі пошуково-розвідувального буріння обґрунтовується наявністю і мірою підготовки сейсмозвідкою

пастки склепінного тектонічно екранованого типу; розміщенням площі у структурно-тектонічних умовах, подібних до умов родовищ з доведеною промисловою нафтогазоносністю візейських відкладів; наявністю в розрізі верхньовізейських відкладів пластів-колекторів з достатньо високими емнісно-фільтраційними властивостями і флюїдоупорів.

Оцінка перспективних ресурсів виконувалась об'ємним методом. Внаслідок проведеної оцінки перспективні ресурси категорії С<sub>3</sub> Тарасівської площі становлять:

початкові загальні – 266555 тис т;

початкові видобувні – 54772 тис т.

Розрахунки перспективних ресурсів проводились за допомогою комп'ютерної програми <https://petrolres.nung.edu.ua>.

В роботі приведена методика виконання пошуково-розвідувальних робіт на площі досліджень. Проектом передбачено буріння двох незалежних пошукових свердловин у блоках №1 і №2 глибиною 4100 м та 4200 м відповідно та шести розвідувальних свердловин повним загальним метражем 33450 м.

Проведена геолого-економічна оцінка проектних робіт на Тарасівській структурі дозволяє зробити висновок про доцільність проведення тут пошуково-розвідувальних робіт.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Атлас родовищ нафти і газу України : в 6 т. Т. 4 : Західний нафтогазоносний регіон. – Львів : УНГА, 1998. – 327 с.
2. 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. - Київ: ДКЗ України, 1998 — 45 с.
3. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затверджена постановою Кабінету Міністрів України 5.05. 1997 р. за № 432.
4. Лозинський, О. Є., Дубей Н.В. Пошук та розвідка нафтових і газових родовищ : Лаб. практикум. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. – 92 с.
5. Маєвський Б.Й., Лозинський О.Є., Гладун В.В., Чепіль П.М. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. Підручник.—Київ: Наукова думка, 2004 – 446 с.
6. Михайлів І.Р., Лозинський О.Є. Дипломування здобувача ступеня бакалавра. Методичні поради. – Мережеве електронне навчальне видання. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 33 с.
7. Нафтогазопромислова геологія: підручник / О. О. Орлов, М. І. Євдошук, В. Г. Омельченко [et al.]. – К. : Наук. думка, 2005. – 432 с.
8. Фондові геолого-геофізичні та промислові матеріали НДІ ПАТ «Укрнафта».
9. Комп'ютерна програма Petrolres. <https://petrolres.nung.edu.ua/>