

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

БР 103 – НЗГ
Група НЗГ-21-1

Гамуляк Андрій

2025

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

УДК 553.98

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

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

(назва відповідно до наказу ректора)

Спеціальність – 103 Науки про Землю

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

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

БР 103 – НЗ

(позначення)

Студент гр. НЗГ-21-1 _____ Гамуляк А.А.
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

Консультанти:

_____ (підпис) _____ (посада, прізвище та ініціали)

_____ (підпис) _____ (посада, прізвище та ініціали)

_____ (підпис) _____ (посада, прізвище та ініціали)

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

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

Допускається до захисту.

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

Рецензент _____
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

2025 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ГРН

_____ доц. Михайлів І.Р.

«__» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ

НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ

Спеціальність — 103 *Науки про Землю*

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

Студенту _____ Гамуляку Андрію Андрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

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

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

2. Термін здачі студентом закінченої роботи: 11 червня 2023 р.

3. Вихідні дані до роботи:

1. Фондові геолого-геофізичні матеріали _____

2. Опублікована література по району досліджень _____

3. Особисті спостереження та узагальнення.

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

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

5. Перелік графічних додатків:

1. Структурна карта по горизонту відбиття _____

2. Геологічні розрізи по лінії I-I та лінії II-II _____

3. Геолого-технічний наряд типової свердловини № 1 _____

6. Консультанти з окремих розділів і питань бакалаврської роботи:

Розділ, питання	Посада, прізвище та ініціали консультанта	Підпис	
		консультанта	студента
Нормоконтроль	асист. Уграк Л.В.		

7. Дата видачі завдання _____

8. Календарний план

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

Завдання видав керівник _____
(підпис)

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

Завдання прийняв студент _____
(підпис)

Гамуляк А.А.
(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

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

За останні роки територія Північного борту (ПБ) ДДЗ все більше і більше привертає увагу дослідників. ПБ охоплює значну нафтогазоперспективну територію з невеликими глибинами залягання покладів (від 1,5 до 5 км) і широким стратиграфічним діапазоном нафтогазоносності (понад 1000 м). Територія північного борту та її прибортова частина з кожним роком все більш детальніше покривається сейсмозвідувальними роботами, здійснюється переінтерпретація матеріалу, відпрацьованого раніше.

Андріївська структура виявлена по сейсмічному відбивальному горизонту Vb^2 (C_1^{V2}).

У роботі, на основі аналізу даних отриманих в результаті буріння та випробування пошукових та розвідувальних свердловин на суміжних з Андріївською площах та сеймо-геологічних побудов у відкладах пізньо та середньокам'яновугільного віку, запроєктовані подальші геолого-пошукові та розвідувальні роботи у межах Андріївської структури.

У даній роботі передбачено проведення у межах Андріївського об'єкту пошукового та розвідувального буріння з метою вивчення її геологічної будови та встановлення нафтогазоносності верхньокам'яновугільних та середньокам'яновугільних відкладів (продуктивні горизонти В-19, В-20, В-21).

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

Annotation

THE BACHELOR THESIS INCLUDES PAGES OF TEXT - __ , __ TABLES, __ FIGURES, __ GRAPHIC APPENDICES.

In recent years, the territory of the North Side (PB) of the DDZ has attracted the attention of researchers more and more. PB covers a significant oil and gas-prospective territory with small deposit depths (from 1.5 to 5 km) and a wide stratigraphic range of oil and gas bearing capacity (over 1000 m). Every year, the territory of the northern side and its adjacent part is covered in more and more detail by seismic exploration works, reinterpretation of the material worked out earlier is carried out.

The Andriivska structure was discovered on the seismic reflection horizon V_6^2 (C_1^{V2}).

In the project, based on the analysis of data obtained as a result of drilling and testing exploratory and exploratory wells in areas adjacent to Bohdanivska and semi-geological structures in deposits of the Late and Middle Carboniferous ages, further geological, exploratory and exploratory work within the boundaries of the Bohdanivska structure is planned.

This project envisages carrying out exploratory and exploratory drilling within the boundaries of the Sumy object with the aim of studying its geological structure and establishing the oil and gas potential of the Upper Carboniferous and Middle Carboniferous deposits (productive horizons B-19, B-20, B-21).

Keywords: GAS, BOHDANIVSKA, EXPLORATION, DEPOSIT, RESOURCES, WELL, DRILLING, TESTING, EFFICIENCY.

ЗМІСТ

Вступ.....	7
1. Загальні відомості про район досліджень	9
1.1 Географо-економічні умови.....	9
1.2 Геолого-геофізична вивченість	11
2. Геологічна будова нафтогазоперспективного об'єкту.....	16
2.1 Літолого-стратиграфічний розріз.....	16
2.2 Тектоніка	23
2.3 Нафтогазоносність ділянки надр та прилеглих територій.....	26
2.4 Водонасність.....	28
3. Обґрунтування перспектив і план проведення пошуково-розвідувальних робіт	32
3.1 Прогнозування нафтогазоносності.....	32
3.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти і газу	34
3.3 Мета і завдання проектних робіт.....	38
3.4 Обґрунтування розташування проектних свердловин та їх глибини.....	39
3.5 Вибір типової свердловини і геологічні умови її буріння.....	40
3.6 Вибір об'єктів для випробовування і дослідження	41
3.7 Вибір інтервалів відбору керна і шламу	44
3.8 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині	47
3.9 Проектний комплекс лабораторних досліджень	49
3.10 Випробування продуктивних горизонтів у процесі буріння свердловини	50
3.11 Вторинне розкриття продуктивних горизонтів	54
4. Геолого-економічна оцінка проектних робіт	58
4.1 Техніко-економічне обґрунтування буріння.....	58
4.2 Оцінка ефективності проектного буріння	62
Висновки	63
Список використаної літератури	64

ВСТУП

Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проведення пошуково-розвідувального буріння є вельми важливими для нафтогазової промисловості, зокрема в умовах недостатності нафтогазових ресурсів та збільшення попиту на енергетичні ресурси.

Створення геологічної моделі передбачає збір та аналіз геологічних даних, визначення геологічної структури та складу родовища, визначення розміру та форми родовища, оцінку гідродинамічних умов та інших параметрів, що дозволяють визначити ефективність видобутку нафти та газу.

Проведення пошуково-розвідувального буріння є наступним етапом після створення геологічної моделі, який дозволяє підтвердити наявність нафтогазових ресурсів, визначити їх кількість та якість, оцінити можливості родовища та визначити оптимальний спосіб його розробки.

Отже, основною метою бакалаврської роботи є створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проведення пошуково-розвідувального буріння.

Створення геологічної моделі нафтогазового родовища передбачає створення комплексної інформаційної моделі на основі геологічних даних, яка дозволяє оцінити наявність та кількість нафтогазових ресурсів, їх розподіл та характеристики, а також оптимальний спосіб їх розробки. Геологічна модель знижує ризики наступних етапів розробки та дозволяє ефективно експлуатувати нафтогазові ресурси.

Пошуково-розвідувальне буріння підтверджує наявність нафтогазових ресурсів, визначає їх кількість та якість, а також параметри родовища, які впливають на ефективність розробки, та визначає оптимальний спосіб розробки родовища. Отримання детальної інформації про родовище під час цього проекту дозволяє приймати обґрунтовані рішення щодо розробки та експлуатації родовища.

Для досягнення мети данної роботи необхідно **виконати завдання:**

- зібрати, систематизувати, проаналізувати та узагальнити фактичний і літературний геолого-геофізичний і промисловий матеріал по району досліджень для прогнозу нафтогазоносності окремих територій;

- створити геологічну модель нафтогазоперспективного об'єкта, яка буде включати вертикальний розріз та план, щоб вона могла служити основою для проектування пошуково-розвідувального буріння;

- провести локальний прогноз нафтогазоносності конкретної структури для обґрунтування перспектив нафтогазоносності; оцінити перспективні ресурси нафти і газу на цій структурі;

- прийняти рішення щодо постановки пошукового або розвідувального буріння на нафту і газ в межах цього нафтогазоперспективного об'єкта;

- обґрунтувати методику проведення пошуково-розвідувального буріння відповідно до геологічних умов нафтогазоперспективного об'єкта;
- вибрати пункти закладання пошукових і розвідувальних свердловин на даній структурі;
- намітити для типової свердловини об'єкти та методи випробування перспективних горизонтів;
- запланувати раціональний комплекс геолого-геофізичних досліджень у свердловині;
- скласти геологічну частину геолого-технічного наряду на буріння пошукової або розвідувальної свердловини;
- зробити висновок про геолого-економічну доцільність виконання запроектованих робіт.

В даній роботі **нафтогазоперспективних об'єктом** для якого буде створена геологічна модель для Андріївської площі.

Створення геологічної моделі нафтогазового об'єкта та проект пошуково-розвідувального буріння мають значення для практики в нафтогазовій промисловості. Нижче наведено деякі **практичні застосування** цих процесів:

1. Планування буріння: Геологічна модель може допомогти при плануванні пошуково-розвідувального буріння, вказуючи на потенційні зони, де можуть бути знайдені нафтогазові родовища. Вона дозволяє зрозуміти геологічні особливості об'єкта та відповідність його структури потенційним місцям нафтогазових родовищ.

2. Ефективність пошуково-розвідувального буріння: Геологічна модель може зменшити ризики неуспішного пошуково-розвідувального буріння, оскільки вона дозволяє зрозуміти геологічні умови об'єкта та вибрати оптимальні місця для буріння

3. Оцінка запасів нафти та газу: Геологічна модель дозволяє оцінити потенційні нафтогазові запаси об'єкта, враховуючи геологічні фактори, такі як структура, розташування та геологічні властивості, які впливають на кількість нафти та газу, які можуть бути видобуті з родовища.

4. Планування видобутку: Геологічна модель може допомогти при плануванні видобутку нафти та газу з родовища.

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РАЙОН ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1 Географо-економічні умови

В адміністративному відношенні Андріївська площа розташована на території Роменського району Сумської області України. До найбільших населених пунктів, що розташовані поблизу свердловини, належать м.Ромни та села Перекопівка, Губське, Бурбине, Андріяшівка, Анастасіївка, Новопетрівка, Андріївка та ін. Адміністративним центром Роменського району є м.Ромни. У тектонічному відношенні Андріївська площа знаходиться в межах північного схилу Північно-Погарщинського прогину, розташованого в центральній приосьовій зоні Дніпровського грабену на північному заході Дніпровсько-Донецької западини.

Лісовий покрив є всеохоплюючим на території району, за винятком заплавних і борових терас. Велике значення мають родовища горючих корисних копалин, таких як нафта, природний газ, торф, буре вугілля, кам'яна та калійна сіль, гіпс, діабаз, мергель, вохра, цінні породи глин і будівельні піски. Переважно нафтогазоконденсатні родовища розташовані в Артюхівському, Анастасівському, Перекопівському, Коржівському, Великобубнівському, Андріяшівському та Василівському полівних комплексах. Знайдені поклади вугілля на горі Золотуха [1; 2]. Родовища нафти та газу з'єднані газопроводом. Клімат району є помірно-континентальним, з середньорічною температурою повітря на рівні 6,7°C, максимальною у липні (+19,1°C) та мінімальною у січні (-7,3°C). Середньорічна кількість опадів перевищує 600 мм. У гідрологічному відношенні річки Роменського району відносяться до лівобережжя річки Дніпро. Річки терасовані, з малими річками шириною від 3 до 20 м та більшими до 80 м (річка Ромен). Річка Сула є найбільшою у районі. На території району також є озера, водосховища, ставки та болота, проте їх кількість невелика. Найбільше озеро знаходиться поблизу села Вовківці та пов'язане з заплавою річки Сули [1; 2].

Серед найпоширеніших ґрунтів можна виділити чорноземи типові, сірі опідзолені суглинисті ґрунти, реградовані суглинисті ґрунти, змиті чорноземи типові, лучночорноземні ґрунти, дерново-підзолисті ґрунти, лучні ґрунти, а також лучно-болотні та болотні ґрунти [1; 2].

У рослинному покриві представлені такі типи рослинності: лісова, чагарникова, степова, лучна, болотна та водна. Лісова рослинність Роменського району представлена дубовими, сосновими, дубовососновими і липово- та кленово-липово-дубовими лісами. Степова рослинність залишилась тільки в місцях непридатних для обробки. Болота розміщені по заплавах річок Сули та Вел. Ромен. Рослинність краю охоплює понад тисячу

найменувань рослин, серед яких близько 60 найменувань дерев та 40 видів різних кущів. Широколисті діброви та бори займають площу 20,4 тис. га. Тваринний світ краю налічує 55 видів ссавців.

У межах території Роменського району представлені лісостепові та заплавні ландшафти – лісові та лучноболотні заплавні ландшафти рівнин. Загальна площа ПЗФ становить 5,873 тис. га або 3,15%. ПЗФ представлений 2 гідрологічними заказниками загальнодержавного значення, 19 заказників місцевого значення, 1 комплексна пам'ятка природи місцевого значення, 7 гідрологічних пам'яток природи місцевого значення, 4 ботанічні пам'ятки природи місцевого значення. Чисельність наявного населення станом на 1 січня 2019 р. у Роменському районі становила 71 477 осіб, з них 39 944 – м. Ромни, що становить 55,8% від населення району та сільське населення – 33 778 осіб, тобто 45,3%. За останні 5 років чисельність населення м. Ромни скоротилася на 5,7%, а району на 8%. Роменський район має від'ємні показники природного приросту, які зумовлені низьким рівнем народжуваності та високою смертністю [1; 2].

Роменський район має площу 1,9 тис. км² і налічує 127 сільських населених пунктів, 29 сільських рад та 1 об'єднану територіальну громаду на початок 1.01.2017 року. Промисловість району складається з добувної галузі, електроенергетики, чорної металургії (ПАТ «Роменський завод «Тракторозапчастина»), машинобудування, виробництва будівельних матеріалів (ПП ВФ «Будрезерв» та ПрАТ «Слобожанська будівельна кераміка»), лісової та деревообробної галузей (ТОВ «Кондор»), легкої промисловості (ПАТ «Роменська гардинно-тюлева фабрика», ТОВ «Талан» та ін.), а також харчової промисловості (ПП «Рось», ТОВ «Ромни-кондитер» та ін.). В районі функціонує 267 сільськогосподарських підприємств, з яких 83 є фермерськими господарствами [1; 2].

Фізико-географічне положення Роменського 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. Окрім того, економічний та соціально-географічний характер району визначається статусом міста Ромни, що є центром міжрайонної системи розселення та підпорядковується до обласного рівня управління [1; 2].

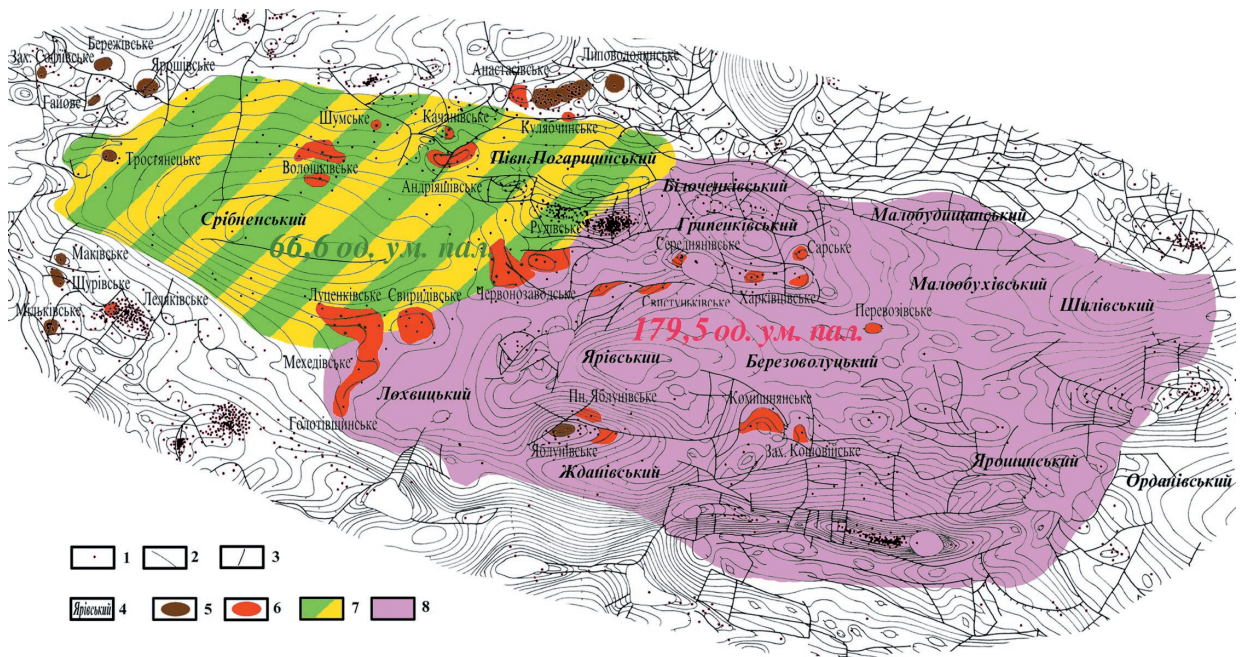


Рисунок 1.1 – Оглядова схема розташування площі

1 – свердловини, 2 – ізогіпси по відбиваючих горизонтах нижнього карбону, 3 – розривні порушення, 4 – прогини, 5 – нафтові поклади, 6 – газоконденсатні поклади, 7 – басейн родовищ північно-західної зони переважно з розвіданими та попередньо розвіданими запасами вуглеводнів, 8 – басейн родовищ центральної зони переважно з перспективними та прогнозними ресурсами вуглеводнів

1.2 Геолого-геофізична вивченість

Геологічна будова Погарщинського прогину до 1972 року вивчалася переважно сейсмозвідувальними роботами, що проводилися в районі відкритих родовищ, і лише після цього часу, щодо прогину, вони більш конкретизувалися.

Так, у результаті сейсмічних досліджень, що проводилися у 1972 році партіями 25,26 та 28 /Мішукова А.А., Партола І.М., Домбровський П.П. та ін. На Анастасіївсько-Липоводолінській ділянці по системах одноразових і багаторазових перекриттів з подальшою обробкою частини сейсмічного матеріалу за способом РНП, найбільш повно будову району, що вивчається, відображають схематичні структурні карти по відображаю- щим і умовним горизонтам карбону $V_{B3} (C_1V_2)V_{B2} (C2B)$ [1; 2].

У 1978 році сейсмозвідувальна партія 27/78 (Партол І.М., Іванов Л.М.) проводила роботи методом ВГТ на Андріївській площі з метою пошуків перспективних на нафту і газ структур, а також на Перекопівському родовищі для уточне- ня його геологічної будови у відкладах нижнього карбону.

Підставою для постановки досліджень стала слабка вивченість за нижньокам'яновугільними відкладеннями, вельми перспективною територією, розташованою між Погарщинським та Анастасіївським нафтогазовими родовищами [1; 2].

В осадовому чохлі на площі робіт виділяються дві зони антиклінальних структур: Перекопівсько-Липоводолінська та Глинсько-Розбишевська, розділені Яганівським прогином, який у відкладеннях нижньовізейського під яруси до постановки робіт с.п. 27/76 не вивчався. Загалом він вивчений за відкладеннями верхньовізейського ярусу роботами проведеними в 1972 році. За даними цих робіт, прогин являє собою велику синкліналь, витягнуту в північно-західному напрямку. Північно-східний схил її пологий і протяжний, південно-західний - короткий і крутий [1; 2].

Роботами сейсмопартії 27/78 підтверджено, що Перекопівсько-Липоводолінська антиклінальна зона від Глинсько-Розбишевського валоподібного підняття відокремлена вузьким та протяжним Північно-Погарщинським прогином. Уздовж довгої осі прогин простежується на відстань 25 км. Внаслідок ундуляції поздовжньої осі утворюється ціла низка локальних депресій, відокремлених один від одного сідловинами. Найбільш занурена частина Погарщинського прогину за даними цих робіт фіксується на північний захід від Погарщинського склепіння, де амплітуда занурення досягає 600-800м [1; 2].

Тематичними роботами ТППІ ПГО "Чернігівнафтогазгеологія" 1980-1982р.р. (Філюшкін К.К., Набокова В.В.) у результаті аналізу первинних геофізичних матеріалів сейсмопартій 25-28/72 (Мішукова А.А. та ін) і 27/78 (Партол І.М. та ін.) було виявлено нову структурну лінію дещо північніше за осьову частину Погарщинського прогину та виділено низку прогнозних підняттяв, що порівняно добре проглядаються по перегилах. складкою.

Ця антиклінальна зона утворює, на думку авторів, прогнозний Андріяшевсько-Гайківський вал, приурочений до нової гілки Петрушевського ступеня. Однак, рідкісна мережа сейсмопрофілів не дає можливості з достатнім ступенем упевненості судити про геологічну будову виявленого структурного валу [1; 2].

У зв'язку з цим, авторами проведеного аналізу пропонувалося в межах південно-західного схилу Погарщинського прогину провести детальні сейсморозвідувальні роботи з метою підтвердження наявності виявлених прогнозних структур та уточнення геологічної будови їх [1; 2].

У 1980-1982 тематичними роботами Київського геофізичного відділення УкрНДГРІ (Андрєєва Р.І. та ін.) по комплексному аналізу сейсмічних матеріалів з урахуванням останніх геологічних даних та даних інших геофізичних методів були отримані нові уявлення про будову Андріївської

монокліналі (північний борт Погарщинського прогину), що розширює перспективи пошуково-розвідувальних робіт на нафту та газ [1; 2].

Пошук малоамплітудних піднять є основним завданням розв'язуваної тематичними роботами на теми 194-к і 199-к.

Застосований метод дифракційного перетворення, завдяки підвищенню динамічної виразності запису доповнює можливості МОГТ у виділенні малоамплітудних піднять [1; 2].

У межах Андріївської монокліналі методом дифракційного перетворення оброблено 15 сейсмічних профілів.

При аналізі зображень за цими профілями основна увага акцентувалося на характері хвильового поля в межах знову виявлених Андріївської та Сотниківської структур.

Андріївська структура була закартована як замкнута після того, як знайшла підтвердження на зображеннях по всьому ЛРВ Філі профілям с.п. 27/79, що січе її вкрест простягання [1; 2].

Андріївське підняття характеризується невеликими розмірами 2,5 x 1, 5км. Амплітуда підняття – 60м.

У межах Погарщинського прогину, де велася обробка методом дифракційного перетворення, сейсмічні зображення уважно переглядалися з метою можливості зон виклинювання.

Авторами робіт на окремих профілях Андріївського ділянки були виявлені непротяжні області виклинювання В відкладеннях нижнього, та середнього карбону (проф. 10, 11, 12,15) [1; 2]. Одна- до площі ці області простежити зірвалася.

Андріївське підняття проявляється лише у шарах нижнього карбону. У середньокам'яновугільних породах і вищих відкладеннях осадової товщі воно не зафіксовано. 1980 року у тематичній роботі на тему 120-II Кабишевим Б.П. та ін. у Погарщинському прогині за характером зміни потужностей прогнозувалося наявність Яганівського палеопідняття, в межах якого об'єднання "Полтаваннафтогазгеологія" була рекомендовано параметричну свердловину. Прогнозне підняття розташовувалося в 3-х км на південь від підняття, виявленого роботами Андрєєвої Р.І. та ін [1; 2].

У 1982-1984р. у межах Погарщинського прогину та його схилів партією 4-82 (Мірошніченко Г.Д., Карбовська Т.А. та ін.) були проведені сейсморозвідувальні дослідження з метою вивчення умов залягання кам'яновугільних відкладень та пошуків перспективних на нафту та газ площ [1; 2].

За результатами цих робіт складено: схематичну карту по відбиваючим і умовним горизонтам VI (девон), структурні карти по відбиваючим горизонтам Vв4 (підосва карбону), Vв3 (покрівля нижньовізейської.

"плити"), V₆₂ (покрівля башкирської плити), IV_r (підшва слов'янсько-нікитівської почту) IV₆ (підшва відкладень нижнього тріасу) [1; 2].

Роботами цієї сейсмопартії підтверджено, виявлену тематичними роботами Андрєєвої Р.І., Яганівську структуру. Крім Яганівській, знову виявлено Димську та Анастасіївську структури. Уточнено будову Липоводолінської, Кулябчинської, Пеньківської, Баранихінської та ін. структур [1; 2].

У 1982-1985р.р. у межах Погарщинського прогину та його схилів Ніжинської НГРЕ велося глибоке пошукове буріння. З метою пошуків покладів нафти і газу в нижньокам'яновугільних відкладеннях, їх промислової оцінки та виявлення особливостей геологічної будови в межах Губської, Писаренківської та Баранихінської структур було пробурено 5 свердловин [1; 2].

Свердловина Губська І пробурена в оптимальних умовах південно-східного піднесеного склепіння підняття. При досягнутій глибині 5078м розкрито верхньодевонські відкладення. Свердловина 2 пробурена за умов північно-західного опущеного склепіння підняття. Вибій свердловини знаходиться у верхньодевонських відкладеннях. Промислово - продуктивних горизонтів у розкритих свердловинами розрізах не встановлено [1; 2].

У найбільш піднесеній частині Писаренківської структурної тераси пробурено пошукову свердловину І, яка при досягнутій глибині 5297м розкрила девонські відкладення. Ознак нафтогазоносності не встановлено. У межах Баранихінської напівскладки пробурені дві пошукові системи. Ві свердловини І і 5, забої яких знаходяться у верхньодевонських відкладеннях на глибинах відповідно 5033м та 5097м [1; 2].

Ознак нафтогазоносності свердловин не встановлено.

В результаті буріння вищезгаданих свердловин отримано інформацію про стратиграфію, літологофаціальні особливості розрізу, характер зміни колекторських властивостей порід, з'ясовано гідрогеологічні умови та геохімічні особливості нижньокам'яно-вугільних відкладень у межах значної ділянки Артюхівсько-Липоводолінської піднятої зони [1; 2].

У 1983-1985р. з метою вивчення геологічної будови та оцінки перспектив нафтогазоносності в межах Яганівського підняття Пирятинської НГРЕ було пробурено параметричну свердловину ЗІІ. При досягнутій глибині 5500м свердловина розкрила нижньо-візейські відкладення. Ознак нафтогазоносності не встановлено. Але буріння Яганівської параметричної свердловини показало, що розріз палеозою вище карбонатної нижньовізейської "плити" характеризується сприятливими колекторськими властивостями уламкових порід, що створювало передумови для пошуків родовищ в межах усієї Андріївської западини [1; 2].

У 1984-1986р. сейсмопартією 4/84/Мірошніченко Г.Д., Карвівська Т.А. та ін/ у межах Герасимівсько-Берестівської антиклінальної зони, схилів Бобриківського прогину, північного схилу Погарщинського прогину, Липоводолинського та Південно-Афанасьєвського родовищ з метою пошуків нових. перспективних площ та деталізації раніше виявлених структур було проведено сейсморозвідувальні роботи МОГТ [1; 2].

На окремих сейсмопрофілях, що розташовуються хрестом простягання північного схилу Погарщинського прогину, чітко простежуються клиноформні сходження осей синфазності, які інтерпретувалися як зони можливого виклинювання окремих пачок порід на рівні нижньої частини верхньовізейського під'ярусу [1; 2].

Така зона можливого виклинювання простежувалася у вигляді дугоподібної смуги, що відокремлює частину північного схилу Погарщинського прогину, яка розглядалася як потенційна пастка вуглеводнів [1; 2].

Отже, результати сейсмічних досліджень с.п. 4/84 та 4/86 (Мірошніченко Г.Д. та ін.) послужили основами для закладання свердловини 389

Під час проведення сейсмічних робіт на Дмитрівсько-Синівській площі сейсмопартіями 4-9-14/90 1990-1992р.р. (Краснюк Т.В. Победаш М.С. Слішинський С.Б.) було уточнено також і будову північного схилу Погарщинського прогину. [1; 2].

У межах цієї ділянки були зроблені побудови по горизонтах, що відбивають V_3 (покрівля нижньовізейської "плити") і VI_5 (підсолеві девонські відклади) [1; 2].

За нижньовізейським структурним планом, у порівнянні з тією ж картою за даними попередніх сейсмодосліджень, відзначається спокійніше моноклінальне залягання шарів як в межах усього північного схилу, так і в його приосевій частині. У меншій мірі відзначається диз'юнктивна порушеність порід, також спостерігається викладання ряду структур, до перетворення їх на монокліналь / (Димська, Яганівська, Сотниковська) [1; 2].

Сейсмодослідженнями 4-9-14/90 уточнено будову Братської, Писаренківської, Баранихинської, Кулябчинської, Яснопільщинської та низки інших структур. Андріївська площа, в результаті структурних побудов за даними останніх сейсмодосліджень, є моноклінально ускладненою з північного сходу протяжним скиданням, що простежується на цьому рівні вздовж усього північного схилу прогину.

2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНОГО ОБ'ЄКТУ

2.1 Літолого-стратиграфічний розріз

Територія перспективної досліджуваної площі в своїй більшості складена відкладами наступних систем: кам'яновугільної, пермської, тріасової, юрської, крейдиної, палеогенової та антропогенних систем [3].

Породи фундаменту

Глибина залягання поверхні фундаменту в районі площі за даними КМПВ/Манюта М.Г., Мельник Л.М., Гоцалюк Т.І., 1989р. досягає позначки мінус 5,75 км. Коротка характеристика порід фундаменту проводиться на підставі даних буріння свердловин, що розкрили породи фундаменту на Сотниковському виступі /свердловина 499/ і на Лисогорівському виступі фундаменту /свердловина 244/. Породи фундаменту розкриті свердловиною 499 Сотниковська на глибині 5650, представлені біотитовими гнейсами та амфіболітами. Породи розущільнені, що мабуть пов'язано з наявністю зони трищинуватості Сотниковському виступі. Породи фундаменту, розкриті свердловиною Лисогорівська, представлені гранітами, граніто-гнейсами зеленувато-сірого та червонувато-чорного забарвлення. За своїм складом породи відносяться до хлорит-плагіоклазових різновидів, із зернами циркону та біотиту [3].

Породи фундаменту з великою стратиграфічною та кутовою незгодою перекриваються утвореннями девонської системи.

Девонська система -D

Породи, за наявними матеріалами, можна віднести до пізньофаменського віку. Виходячи з припущень, що базуються на наявних сейсмічних матеріалах, товщина девонських утворень на Андріївська площі складатиме близько 1200 м.

Кам'яновугільна система С

Породи кам'яновугільної системи з великою кутовою та стратиграфічною незгодою перекривають девонські відкладення. Розріз карбону представлений нижнім, середнім та верхнім відділами.

Передбачувана товщина всього карбону на площі складе 2500 м.

Нижній відділ C_1

Відкладення нижнього відділу представлені серпухівським та частково візейським ярусами. Короткий опис відкладень турнейського ярусу та нижньовізейського підярусу наводиться за аналогією з сусідніми площами (Бараніхинська, Писаренківська, Губська, Василівська та ін.) [3].

Турнейський ярус C_{1t}

Турнейські відкладення трансресивно, залягають на різних рівнях девонських прикордонних утворень.

Нижня і верхня межі їх фактично, найчастіше, умовні і проводяться переважно по зміні літології, а також на основі рідкісних знахідок фауни. Характерною рисою турнейських відкладень у ДДВ є їхня різнофаціальність і послідовне зміна складу з південного сходу на північний захід від переважно карбонатних і карбонатно-глинистих морських товщ до сірчано-теригенних прибережно-морських і лагунних до різнокольорових континентальних.

Кожен з цих фаціальних типів має поєднання різних фацій, пов'язаних між собою поступовими взаємними переходами. На досліджуваній площі передбачається наявність карбонатно-глинистих, утворень представлених слабовапняними, часто алевротистими, аргілітами з прошарками алевролітів і дрібних глинистих вапняків.

Умовно турнейський ярус поділяється на нижній і верхній підяруси, між якими передбачається перерва. До верхньотурнейського підярусу відноситься горизонт Т-1, до нижнього горизонту Т-2, Т-3 і Т4. Прогнозована товщина турнейських відкладень на Андріївській площі становитиме 80-100м.

Візейський ярус – C_1^V

Відкладення візейського ярусу залягають в інтервалі 4337-5120м. Розкрита частина розрізу представлена породами верхньо-візейського і, частково нижньовізейського підярусів і становить 783 м, прогнозна товщина всього візейського ярусу за геолого-геофізичними передумовами ймовірно складе близько 900 м. Відкладення візейського ярусу зі стратиграфічною незгодою залягають на відкладах турнейського ярусу [3].

Нижневізейський підярус $C_1^V_1$

XIV та XIII мікрофауністичні горизонти

З аналізу розрізів сусідніх площ можна припустити що товщина нижньовізейських відкладень на площі, що вивчається, становить 150-160

метрів. Нижневізейський підярус літологічно представлений двома чітко вираженими товщинами нижньої глинисто-піщаної та верхньої глинисто-карбонатний.

Глинисто-піщана товща складена чергуванням пісковиків світло-сірих, різнозернистих, кварцово-польовошпатових, алевролітів такого ж забарвлення та складу та аргілітів темно-сірих до чорних; паралельно шаруватих, невапняних.

Верхньовізейський подярус C_1V_2

Відкладення верхньовізейського залягають в інтервалі 4337-5105м, завтовшки 768м. По мікрофауні форамініфер у розрізі виділяються XII, XII, XI і X мікрофауністичні горизонти, які в літолого-фаціальному плані представляють відповідно солохівську, андрешевську, перекопівську та Васильківську свиту [3].

XII^a мікрофауністичний горизонт

Відкладення XII^a м.ф.г. мають широке поширення у всій північно-західній частині ДДВ. Характерною для цього горизонту є значна зміна його товщини та літологічного складу, зумовлених структурно-тектонічними та палеогеографічними умовами формування верхньовізейських відкладень.

Загальна потужність XII^a м.ф. збільшується у напрямку регіонального занурення порід. У цьому ж напрямку розріз збагачується піщано-алевролітовими різницями, що створює сприятливі умови для створення лінзовидних піщаних тіл. Товщина XII^a м.ф.г. складає 218 м [3].

XII мікрофауністичний горизонт

Породи цього горизонту представлені пісковиками, алевролітами та аргілітами. Пісковики від дрібно-до крупнозернистих, кварцові, на каолінітовому цементі. Алевроліти темно-сірі, різнозерністі, слабoporисті і щільні косошаруваті. Аргіліти темно-сірі, алевритисті, гідрослюдисті з залишками ками вуглефікованого детриту. Товщина XII мікрофауністичного горизонту становить 307 м.

XI та X мікрофауністичні горизонти

У літологічному плані представлені аргілітами з прошарками пісковиків, алевролітів та вапняків. Пласти пісковиків приурочені до XI горизонту, мають кварцовий склад і є водонасиченими.

Серпухівський ярус

Породи серпухівського ярусу незгодно перекривають відкладення візейського ярусу. У його обсязі виділяються два підяруси: нижньо-серпухівський і верхньосерпухівський, між якими встановлена перерва. Ці відкладення представлені, в основному, глинистими породами з рідкими прошарками алевролітів та карбонатних порід [3].

Верхньосерпухівський підярус представлений аргілітами темно-сірими слабо алевритистими, слюдистими і піщаниками світло-сірими, дрібнозернистими, кварцовими з прошарками алевролітів щільних кварцових [3].

Середній відділ С₂

Породи середнього карбону зі значним нузгодженням в осадонакопиченні залягають на утвореннях серпухівського ярусу і представлені башкирським та московським ярусами.

Башкирський ярус С₂^В

Відкладення башкирського ярусу за літолого-фаціальними особливостями та фауністичною характеристикою поділяються на два підяруси: нижньобашкирський та верхньобашкирський. Породи нижньобашкирського подьяруса складені вапняками, аргілітами і є так званою башкирською карбонатною "плитою". Вище залягає теригенна товща верхньобашкирського підярусу. Ця товща виконана пачками пісковиків, аргілітів, рідше алевролітів, що чергуються між собою [3].

Московський ярус С₂^М

Відкладення московського ярусу без видимого кутового та стратиграфічного неузгодження залягають на породах башкирського ярусу і поділяються на нижньомосковський і верхньомосковський підяруси. Відкладення нижньомосковського підярусу представлені пісковиками, аргілітами, алевролітами з тонкими пропластками вапняків.

Верхній відділ С₃

Верхньокам'яновугільні відкладення залягають згідно з підстилаючими осадами середнього карбону. У верхній частині виділяється пачка глин, які, судячи з наявного нернового матеріалу, мають коричнево-буре, рідше блакитно-сіре забарвлення [3].

Пермська система Р

Відкладення пермської системи у північно-західній частині ДДВ представлені нижнім відділом, який перекриває породи верхнього карбону.

Нижній відділ Р

В обсязі нижнього відділу на Андріївській площі виділяються картамиська, нікитівська та слов'янська світи.

Картамиська свита неузгоджено залягає на верхньокам'яновугільних відкладах і літологічно складена глинисто-піщаною товщею, з переважанням глинистих порід. Відкладення нікитівської світи неузгоджено перекривають породи картамиської світи. Світа складена ритмічним чергуванням вапняків, алевролітів та аргілітоподібних глин. Слов'янська свита складена аргілітами, вапняками, доломітами та ангідритами. Характерно, що ангідрити присутні, в основному, у верхній частині світи [3].

Никитівська свита – Р_{1nk}.

Світа складена переважно глинами, алевролітами, вапняками, доломітами. Останні присутні в середній частині розрізу світи. Верхня частина світи складена в основному глинистими породами. Відклади представлені глинами червоно-бурого кольору в зеленувато-сірих розводах, гідрослюдистого складу. Вапняки світло-бурі, прошарками рожеві, масивні, міцні. Доломіти світло-сірі, масивні, з крупнохвилястою структурою [3].

Славянська свита – Р_{1sl}.

Відклади славянської світи складаються переважно з хомогенних утворень (вапняків, доломітів, ангідритів і кам'яної солі). В меншій кількості присутні глини та пісковики. В значному об'ємі в розрізі присутня сіль, яка утворила пласти товщиною від 4 до 30 м [3].

Краматорська свита – Р_{1kr}.

В літологічному відношенні породи цієї світи складені кам'яною сіллю з малим включенням тонких прошарків ангідритів і доломітів, які є добрими реперами. В покрівлі світи у всіх свердловинах на родовищі простежується пласт ангідриту [3].

Тріасова система – Т.

На дослідній площі розвинуті відклади тріасу, які залягають на підстилаючих відкладах пермі з кутовим і стратиграфічним неузгодженням. У відкладах тріасу по фаціально-літологічним ознакам виділяються чотири товщі: піщано-глиниста, піщана, піщано-карбонатна та глиниста. Піщано-глиниста товща представлена глинами яскраво колірними з прошарками пісковиків світло- і зеленувато-сірих і алевролітів. Піщана товща представлена чергуванням пісковиків і пісків сірих, різнозернистих до гравелітистих, поліміктових з рідкими прошарками яскравоколірних піщаних глин. Піщано-карбонатна товща виражена чергуванням пісків і пісковиків яскравоколірних, різнозернистих з яскравоколірними піщанистими глинами, рідше – вапняками. Глиниста товща складена глинами яскравоколірними з прошарками пісків, пісковиків і алевролітів [3].

Юрська система J

Відклади даної системи представлені тільки середнім і верхнім відділом і неузгоджено залягають на глинистій товщі тріасу.

Середньоюрські відклади J₂

Підрозділяються на батський та байський яруси, складені алевролітами та глинами сірими і голубувато-сірими.

Верхньоюрські відклади J₃

В об'ємі келовейського, оксфордського і кімериджського ярусів, представлені глинами сірими та голубувато-сірими, піщанистими, карбонатними з прошарками кварцово-глауконітових пісковиків та сірих кременистих вапняків і мергелів.

Крейдова система К.

В об'ємі крейдової системи виділяються нижній та верхній відділи.

Нижній відділ К₁

В літологічному відношенні представлений піщано-глинистими відкладами.

Верхній відділ – K₂

підрозділяється на сеноманський (K_{2s}), туронський (K_{2t}), кон'якський (K_{2k}), сантонський (K_{2st}), кампанський (K_{2km}) і маастріхський (K_{2m}) яруси. Нижній комплекс складений різнозернистими кварцовими пісковиками. Верхня частина представлена крейдою, крейдоподібними мергелями з включеннями кременистих конкрецій [3].

Палеогенова система P.

Відклади палеогену залягають неузгоджено на підстилаючих крейдових відкладах і представлені трьома відділами: палеоценом, еоценом і олігоценом.

Палеоцен.

Древніші кайнозойські утворення ДДЗ виділені під назвою «**сумська світа – P_{1sm}**». Відклади якої розповсюджені в осьовій частині ДДЗ майже повсюдно, за виключенням соляно купольних структур. Вони представлені опоками, опокovidними алевролітами, мергелями і глинами.

Еоцен–олігоцен.

Еоцен висвітлений в об'ємі канівської, бучакської, київської світ. Олігоцен представлений харківської світою.

Канівська світа (P_{2kn})

Представлена пісками зеленувато сірими з прошарками темносірих пісковиків.

Бучакська світа (P_{2b})

Представлена пісками зеленувато сірими, дрібнозернистими, глинисті, кварцево-глауконітові з прошарками світлосірих пісковиків, дрібнозернистих, кварцевих.

Київська світа (P_{2kv})

Виповнена глинами зеленуватосірого кольору, місцями піщанисті, мергелями світлосірими і голубувато-сірими, слюдистими.

Харківська світа (Р₃hr)

В світіприсутні піски глинисті, кварцево-глауконітові з прошарками піщаних глин.

Неогенова та четвертинна системи – N+Q.

Нерозчленована товща неогенових та четвертинних відкладів представлені сірими пісками, над якими залягають лесовидні суглинки і ґрунтово-рослинний шар.

2.2 Тектоніка

Геологічна будова площі до 1972 року вивчалася переважно сейсморозвідувальними роботами, що проводилися в районі відкритих родовищ, і лише після цього часу, щодо прогину, вони більш конкретизувалися. Так, в результаті сейсмічних досліджень, які проводились у 1972 році партіями 25, 26 та 28 Міш-укова А.А., Партола І.М., Домбровський П.П. та ін. На Анастасіївсько-Липоводолинській ділянці по системах одноразових і багаторазових перекриттів з подальшою обробкою частини сейсмічного матеріалу за способом РНП, найбільш повно будову району, що вивчається, відображають схематичні структурні карти по відбиваючим і умовним горизонтам карбону [3].

У 1978 році сейсморозвідувальна партія 27/78 (Партол І.М., Іванов Л.М.) проводила роботи методом ОГТ на Погарщинському прогині з метою пошуків перспективних на нафту і газ структур, а також на Перекопівському родовищі для уточнення його геологічної будови у відкладах нижнього карбону [3].

Підставою для постановки досліджень стала слабка вивченість за нижньокам'яновугільними відкладеннями, вельми перспективною територією, розташованою між Погарщинським та Анастасіївським нафтогазовими родовищами. В осадовому чохлі на площі робіт виділяються дві зони антиклінальних структур: Перекопівсько-Липоводолінська та Глинсько-Ровбишевська, розділені Яганівським прогином, який у відкладах нижньовізейського під'ярусу до постановки робіт с.п. 27/78 не вивчався. Він вивчений за відкладеннями верхньовізейського ярусу роботами проведеними в 1972. За даними цих робіт прогин являє собою велику синкліналь, витягнуту в північно-західному напрямку [3].

Роботами сейсмопартії 27/78 підтверджено, що Перекопівсько-Липоводолінська антиклінальна зона від Глинсько-Ровбишевського валоподібного підняття відокремлена вузьким та протяжним Андріївським

прогином. Уздовж довгої осі прогин простежується на відстань 25 км. Внаслідок ундуляції поздовжньої осі утворюється ціла низка локальних депресій, віддалених один від одного сідловинами. Найбільш занурена частина Погарщинського прогину за даними цих робіт фіксується на північний захід від Погарщинського склепіння, де амплітуда занурення досягає 600-800м. 1980-1982р.р. (Філюшкін К.К., Набокова В.В.) у результаті аналізу первинних геофізичних матеріалів сейсмопартій 25-28/72 /Мішукова А.А. та ін/ і 27/78 /1/ було виявлено нову структурну лінію дещо північніше за осьову частину Погарщинського прогину та виділено низку прогнозних піднять, що порівняно добре проглядаються по перегибах відбиваючого горизонту у 3 на окремих глибинних розрізах і простягаються в одну структурну лінію з Андріяшевською складкою [3].

Ця антиклінальна зона утворює, на думку авторів, прогнозний Андріяшевсько-Гайківський вал, приурочений до нової гілки Петрушевського ступеня. Однак, рідкісна мережа сейсмопрофілів не дає можливості з достатнім ступенем упевненості судити про геологічну будову виявленого структурного валу. У зв'язку з цим, авторами проведеного аналізу пропонувалося в межах південно-західного схилу Північно-Погарщинського прогину провести Детальні сейсморозвідувальні роботи з метою підтвердження наявності виявлених прогнозних структур і уточнення геологічної будови. 1960-1962 тематичними роботами Київського геофізичного відділення УкрНДГРІ /Андрєєва Р.І. та ін./ по комплексному аналізу сейсмічних матеріалів з урахуванням останніх геологічних даних та даних інших геофізичних методів було одержано нові уявлення про будову Андріївської моноклінали (північний борт Погарщинського прогину), що розширює перспективи пошуково- розвідувальних робіт на нафту та газ. Пошук малоамплітудних піднять є основним завданням розв'язуваної тематичними роботами на теми 194-к і 199-к. Застосований метод дифракційного перетворення, завдяки підвищенню динамічної виразності запису доповнює можливості МОГТ у виділенні малоамплітудних піднять. у межах Андріївської моноклінали методом дифракційного перетворення оброблено 15 сейсмічних профілів [3].

У тектонічному відношенні Андріївська площа розташована на північному заході Дніпровсько-Донецької западини в межах центральної приосевої зони Дніпровського грабену та приурочена до південного схилу Артюхівсько-Анастасіївсько-Липоводолинського виступу кристалічного фундаменту. По поверхні фундаменту Артюховсько-Анастасіївсько-Липоводолинська піднесена зона утворює велике валоподібне підняття, яке має північно-західне простягання і розбито різноспрямованими розломами на окремі блоки [3].

Глибина залягання кристалічного ложа у межах цієї зони за геофізичними даними становить 5,25-5,5 км

Північно-східний схил Артюховсько-Липоводолинського валу занурюється в прибортову Роменську депресію, що простежується в північній крайовій зоні, де кристалічний фундамент у найбільш занурених частинах залягає на глибинах 7-7,5 км. Південно-західний схил Артюхівсько-Липоводолинського валу занурюється в Срібненську депресію.

Рельєф поверхні кристалічного фундаменту в межах розглянутої території вивчений сейсмічними дослідженнями КМПВ з регіональних профілів Березняки-Коровинці, Оболонь-Терни, Лохвиця-Коровинці, Українське-Гадяч, Глибоке-Староверівка.

Абсолютні позначки поверхні фундаменту в межах Андріївської площі за даними КМПВ (Манюта М.Г., Мельник Л.М., Гоцалюк Т.І., 1989р.) становлять 5, 5-6, 0 км.

Найбільш близька до дільниці, що досліджується, свердловина, де розкрито породи фундаменту 499 Сотниковська, пробурена на однойменному виступі фундаменту, який розташований між Анастасіївським і Липоводолинським виступами. Породи фундаменту розкриті свердловиною з абсолютною відміткою мінус 5380 м і представлені біотитовими гнейсами і амфіболітами. Породи розущільнені, з інтервалу 5560-5650 м отримано слабкий приплив газу [3].

На загальному тлі моноклінального схилу, який бере початок від Архіповсько-Липоводолинського виступів фундаменту, фіксуються розривні порушення амплітудою порядку 50-250 і більше метрів, утворюючи субмеридіональне та субширотне орієнтування та, як результат, блокову будову цієї території.

Форми рельєгу Тундаменту, згідно з наявними даними геофізичних досліджень і буріння, істотно впливають на формування, літолого-фаціальних особливостей розрізу нижньої частини осадового чохла та його товщину. Фіксується взаємозв'язок описаних структурних елементів та умов формування антиклінальних, неантиклінальних та комбінованих пасток палеозойських відкладень як у межах цих елементів, так і в зонах зчленування з опущеними їх частинами [3].

Центральною структурою в осадовому чохлі, що визначає тектонічну будову площі, що досліджується, є Північно-Погарщинський прогин протяжністю 15 км при ширині 5-7 км. Простирання прогину паралельно простягання більших позитивних елементів - Глинсько-Розбишевського та Анастасіївсько-Липоводолинського валів [3].

На північно-східній моноклінальній частині прогину відзначається ряд позитивних структур, що ускладнюють північний борт Андріївської синкліналі.

У структурно-тектонічному плані прогин поділяє Глинсько-Розбишевській та Анастасіївсько-Липоводолинський вали, які контролюють цілий ряд щодо великих родовищ нафти та газу. Наявність антиклінальних піднять, структурних терас, а також зон виклинювання та заміщення піщаних пластів-аналогів продуктивних горизонтів за їх повстанням у бік Анастасіївсько-Липоводолинського валу дозволяє позитивно оцінити Погарщинський прогин з точки зору наявності лову [3].

Геологічна будова осадового чохла Погарщинського прогину і ділянок, що безпосередньо примикають до нього, вивчено сейсмічними дослідженнями МОГТ, проведеними в 1980-1992рр. сейсмопартіями 4/80, 4/02, 4/04, 4/66, а також с.п. 4-9-14/90.

2.3 Нафтогазоносність ділянки надр та прилеглих територій

У північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини на даному етапі вивченості виділяються такі продуктивні комплекси порід: нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, середньо-кам'яновугільний (серпухівсько-верхневізейський і нижньовізійсько-турнейський підкомплекси) і девонський [3].

Основні розвідані запаси нафти та газоконденсату пов'язані з нижньопермсько-верхньокам'яновугільним та нижньокам'яновугільними комплексами відкладень, резервуарами тут є як гранулярні, так і карбонатні колектори. Продуктивні горизонти представлені пісковиками, алевролітами, вапняками та доломітами з пористістю від 5 до 30 і більше відсотків і проникністю до 3,4 мкм. Поклади зазвичай багатопластові, масивні.

Продуктивність середньокам'яновугільних відкладень установ- Олена тільки на тих структурах, де нафтогазоносні також і нижньокам'яновугільні опади. Характерною рисою будови всіх родовищ містять поклади в середньому карбоні є "розбитість" їх тектонічними порушеннями, за якими був можливий підтік вуглеводнів знизу.

У північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини промислові поклади нафти і газу в основному приурочені до пасток антиклінального типу. До цього часу на них концентрувалися основні обсяги пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ. В останні роки велика увага приділяється пошукам покладів нафти та газу в пастках неантиклінального типу (стратиграфічного, літологічного, тектонічно екранованого, контактні та ін.), що є перспективним напрямом у вирішенні завдань подальшого нагорування запасів вуглеводнів [3].

Аналіз сучасних даних про гіпсометрію фундаменту та розміщення родовищ Дніпровсько-Донецької западини вказує на зв'язок значних

скупчень вуглеводнів з депресіями, їх схилами та зонами обрамлення, які відрізняються розвитком максимальних потужностей осадового покриву, сприятливим літолого-фаціальним складом порід, меншою широким поширенням слабопроникних товщ /покришок/ і нафтогазогенеруючих комплексів. Із загальної кількості виявлених у западині родовищ більше 60% приурочені до депресійних ділянок та їх схилів [3].

Перспективи досліджуваної площі, розташованої на північному схилі Погарщинського прогину, пов'язувалися з виклинанням піщано-алевролітових пластів XII^a м.ф.г верхньовізейського під ярусу нижнього карбону [3].

На перекопівському нафтогазовому родовищі, розташованому за 2 км на північний захід від Андріївської площі, встановлено продуктивність горизонтів В-19 та В-20, з яких отримано промислові притоки нафти з дебітами 64-104 м³/добу на 8мм. штуцер з газовим фактором порядку 27м³/м³.

Продуктивні горизонти представлені пісковиками, які іноді виклинюються в межах продуктивної структури, колекторна потужність яких досягає 46м. Відкрита пористість пісковиків змінюється від 6 до 20%, газова проникність коливається в межах 0,030-0,32 мкм, досягаючи іноді 0,7 І мкм²

Поклади нафти відносяться до пластового склепінного типу. Режим покладів водонапірний.

На Анастасіївському родовищі, розташованому в 5,5 км на північ від Андріївської площі встановлена промислова нафтоносність горизонтів В-19, В-20 і В-2І верхньовізейського під ярусу.

Дебіти нафти досягають 775 м³/добу на 16мм штуцері при газовому факторі 555 м³/м³. Продуктивні горизонти складені пісковиками та алевролітами.

Поклади нафти відносяться до пластового літологічно екранованого типу. Режим покладів водонапірний.

На Кулябчинському родовищі, розташованому за 4 км на північний схід від Андріївської площі, встановлено промислову газоносність горизонту В-20.

Горизонт представлений пісковиком, пористість якого 17%. ефективна потужність м. Дебіт газу становив 409 тис. м³/добу, конденсату 160 м³/сут через 10 мм діафрагму [3].

З горизонту В-2І у свердловині 3 отримано приплив нафти.

На Василівському родовищі, розташованому за 6 км на південний захід від досліджуваної площі, промислові притоки вуглеводнів отримані з відкладень верхньовізейського під'ярусу (продуктивні горизонти В-І5, В-17, В-18 і В-22-23). продуктивні горизонти складені пластами пісковиків та алевролітів з прошарками аргілітів. Колектори за площею не витримані, у зв'язку з чим часто змінюється їхня ефективна потужність і пористість.

Поклади пластові склепіння, тектонічно екрановані. Незважаючи на те, що Андріївська площа розташована в межах високоперспективної Анастасіївсько-Липоводолинської зони нафтогазононакопичення, де встановлено промислову нафтогазоносність широкого стратиграфічного діапазону осадових порід нижньокам'яновугільного віку покладів вуглеводнів тут не виявлено. Результатами буріння свердловини встановлено, що відкладення XII^a м.ф.г (горизонти В-21-23), з якими пов'язувалися перспективи Андріївської площі, представлені глинистими породами, які за комплексом ГІС, даними керна та ОПК оцінюються як неколектори [3].

2.4 Водоносність

Андріївської площа розташована в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини, що входить до Дніпровського артезіанського басейну, де комплекс різновікових опадів від четвертинних до девонських включно представлений чергуванням водопроникних і водостійких товщ [3].

Водовмісними є пісковики, алевроліти, піски та тріщинуваті карбонатні породи, що являють собою, в основ- ном, гранулярні і, щонайменше, тріщинуваті колектори.

Регіональними водоупорами є пересадська глиняста товща нижнього тріасу, кам'яна сіль нижньої пермі та глиняста товща серпухівського ярусу нижнього карбону [3].

Для всієї території Дніпровського артезіанського басейну характерна наявність наступних водоносних комплексів: четвертинного та неогенового, палеогенового, крейдяного, юрського, тріасового нижньопермського, верхньокам'яновугільного, середньокам'яновугільного, нижньокам'яновугільного та девонського [3].

Оскільки спеціальних гідрогеологічних досліджень у свердловині 389 не проводилося, опис водоносних горизонтів Андріївській площі наводиться за результатами випробування пошуково-розвідувальних свердловин, пробурених як на сусідніх (Бараніхинська, Писаренківська, Губська, Яганівська) так і на інших площах ДДВ. Крім того, враховувалися матеріали робіт Л.П.Швая, О.Н.Осипової, Т.К.Гальченко [3].

Води четвертинних та неогенових відкладів

Водоносність четвертинних та неогенових відкладень пов'язана з товщею лісоподібних суглинків та дрібнозернистих пісків. Водоупорами, служать прошарки глин.

За хімічним складом води гідрокарбонатнонатрієвого типу мінералізація не перевищує 1,0 г/л, Режим їх непостійний, дебіти незначні і можуть значно змінюватися в залежності від великої кількості атмосферних опадів.

Води прісні, мають гарні смакові якості та використовуються місцевим населенням для всіх видів водопостачання. Глибини залягання водоносних горизонтів коливаються від 5 до 110м. Води всіх водоносних горизонтів четвертинних та неогенових відкладень відносяться до зони активного водообміну[3].

Води палеогенових відкладів

Водоносні горизонти палеогенової системи широко розвинені на території, що описується, є основними джерелами водопостачання всіх глибоких свердловин і пов'язані, в основному, з породами харківської та бучацької світи.

Харківський водоносний обрій приурочений до зеленувато-сірих кварцово-глауконітових, дрібнозернистих пісків. Верхнім водоупором служать глини, що залягають у покрівлі харківської почви, нижнім – мергелі глини київської світи [3].

Води слабомінералізовані (0,860 г/л), прозорі, без запаху та кольору, гідрокарбонатнонатрієвого типу. Дебіти свердловин становлять 2,5-3,5 м³/годину при зниженні рівня на 5-7 м статичні рівні коливаються в межах 6-22 м [3].

Бучацький водоносний горизонт присвячений кварцовим дрібнозернистим піскам. Верхнім водоупором служать мергелі київської почви, нижнім глини, що залягають в основі бучацької світи [3].

Води слабомінералізовані /0,6-0,8 г/л, гідрокарбонатно-натрієвого типу. Дебіти становлять 6,5-7,5 м/годину при зниженні рівня на 3-5м. Статичні рівні встановлюються на глибинах 45-53м [3].

Палеогенові водоносні горизонти відносяться до зони вільного водообміну та залягають на глибинах 120-410м.

Води крейдових відкладів

У крейдових відкладах виділяються два водоносні горизонти, один з яких приурочений до тріщинуватих мергелів і пісків сеноманського ярусу, другий до дрібнозернистих пісків, прошарки яких поширені серед глин нижньої крейди.

Водоупорами є пласти глин. Води слабомінералізовані (0,3-0,8 г/л), гідрокарбонатнонатрієвого типу, придатні для технічних та питних потреб.

Дебіти свердловин значні і становлять 80-90 м³/добу за динамічного рівня 200-240м, систематичні рівні встановлюються на глибинах 30-40м

У місті Прилуки і Бахмач води сеноманського ярусу використовуються для водопостачання населення. Води крейдових відкладень належать до зони вільного водообміну та залягають на глибинах 1050-1260 м [3].

Води юрських відкладів

Водоносність юрських відкладень пов'язана, переважно, з піщаними породами байоського і батського ярусів. Нижнім водоупором служать глини тріасового віку, верхнім глини келловейського ярусу верхньої юри. Води гідрокарбонатнонатрієвого типу з мінералізацією ІЗ-22 г/л. З мікрокомпонентів у невеликих кількостях присутні бор, 40,025 [3].

Коефіцієнти метаморфізму $Na/Cl = 1,04$ сульфатності $SO_4/Cl=0.025$. йод, бром. Дебіт води 7-172 м³/добу при пониженнях рівня відповідно на 26 та 125 м.

Глибина залягання водоносного горизонту 1620-1690м. Води юрських відкладень відносяться до зони вільного водо- обміну.

Води тріасових відкладів

Водоносність тріасових відкладень пов'язана з пісками дроновського та пісковиками срібнянського світу. Водоупорами служать глини. Води гідрокарбонатнонатрієвого та хлоркальцієвого типів з мінералізацією від 30 до 120 г/л. Дебіти коливаються у межах, досягаючи 200 м³/добу. У водах є мікрокомпоненти йод, бром, бор. Ступінь метаморфізації висока ($Na/Cl= -0.7$ -0.8) [3].

Води належать до зони утрудненого водообміну.

Води нижньопермських відкладів

Водовміщувальні породи представлені пісковиками та тріщинованими сульфатно-карбонатними породами. Водоупорами служать глини.

При випробуванні інтервалу 2563-2608м у вкв., Шумська отримано приплив пластової води хлоркальцієвого типу з мінералізацією 2,2 г/л. Вода характеризується високою метаморфізацією (Na/Cl 0,88 до 0,81) та підвищеною сульфатністю (SO_4/Cl від 0,007 до 0,0119) обумовленої присутністю в розрізі гіпсів та ангідритів, містить Йод (3-10 мг/л), бром (94-167 мг/л), бор (9-12 мг/л), амоній (55-101 мг/л), марганець (9-10 мг/л). Гідрогеологічні показники свідчать про те, що води знаходяться в умовах хорошої гідродинамічної закритості та належать до зони дуже утрудненого водообміну [3].

Води кам'яновугільних відкладів

Водоносні горизонти кам'яновугільної системи випробувані у відкладеннях усіх трьох відділів на сусідніх площах.

Верхньокам'яновугільні водоносні горизонти пов'язані з численними пластами пісковиків пористістю 10-30%, які залягають серед пластів глин та аргілітів на глибинах 2790-3286м. Дебіти свердловин змінюються від одиниць до 200м³/сут, що свідчить про різні колекторські властивості, що вміщують порід [3].

За складом води хлоркальцієвого типу з мінералізацією 120-250 г/л (Глинсько-Розбишевська, Прилуцька, Гнідинцівська та ін площі). Коефіцієнт метаморфізації 0,75-0,9, сульфатність 0,5, йод присутній зазвичай у кількості 2-6 мг/л. Водорозчинені гази мають азотний і вуглеводневий склад [3].

Водоносність середньокам'яновугільних відкладів вивчалася на Губській, Баранихинській, Яблунівській, Тутовій та ін. площах. Водовмісними є пісковики, алевроліти та тріщинуваті вапняки. Водоупорами служать аргіліти.

Води московського горизонту вивчені лише на Яблунівському родовищі при випробуванні в свердловині 12 інтервалів (3317-3342 м горизонт М-5) (3386-3375м горизонт М-6) (3310-3321м горизонт М-4) [3].

Води хлоркальцієвого типу із мінералізацією 186-220 г/л. коефіцієнт метаморфізму (Na/Cl) змінюється від 0,85 до 0,72, коефіцієнти сульфатності (SO₄/Cl) від 0,0038 до 0,0028.

Вміст йоду 4-10 мг/л, бромю 143-290 мг/л, амонію 65-151 мг/л, марганцю 15/30 мг/л.

Водорозчинений газ вуглеводневого складу (зміст УВ до 91-93%) у складі вуглеводнів значну частку становлять ТУ. Насиченість вод газами низька і становить 50 см³/л.

Води башкирського горизонту вивчалися за даними випробування у свердловинах за допомогою пластовипробувача на трубах /ППТ/ нижньо-башкирської вапнякової товщі на Губській та Баранихинській площах на глибинах від 3800 м до 3950 м [3].

Води хлоркальцієвого типу значної мінералізації (до 217,2 г/л), коефіцієнт метаморфізму середній від 0,78 до 0,72, коефіцієнт сульфатності дещо підвищений 0,0216-0,0085. Водорозчинені гази у водах башкирських горизонтів азотно-вуглеводневого та вуглеводневого складу з вмістом вуглеводнів від 8,6 до 88,5%, Газонасиченість вод не перевищує 230 см³/л. Дебіти вод різні і в залежності від колекторських властивостей коливаються від 5 до 210 м³ /доб [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 [4].

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 північно західній частині ДДЗ, де вже відкрито ряд нафтогазоконденсатних родовищ, продуктивні горизонти яких відносяться до різних стратиграфічних геологічних комплексів відкладів [4].

Зона Дніпровського грабена, до якої приурочена Андріївська площа відрізняється високою ступінню розвіданості верхньокам'яновугільних продуктивних комплексів і великими потенційними ресурсами вуглеводнів нижньокам'яновугільних [4].

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

Андріївська площа має будову у вигляді прогину протяжністю 15 км при ширині 5-7 км. Простягання прогину паралельно простягання більш крупних позитивних елементів Глінсько-Розбишевського і Анастасівсько-Липоводолинського валів. На північно-східній моноклінній частині прогину відмічається ряд позитивних структур, ускладнюючих північний борт Андріївської синкліналі [4].

По візейських відкладах родовище являє собою антиклінальну структуру північно-західного простягання на південному-заході обмежується тектонічним порушенням.

Враховуючи результати буріння свердловин на сусідніх площах в межах родовища, що аналізується перспективи промислової нафтоносності, в першу чергу, слід пов'язати з відкладами горизонтів наступних сусідніх площ.

Перекопівському нафтогазовому родовищі, розташованому за 2 км на північний захід від Андріївської площі, встановлено продуктивність горизонтів В-19 та В-20, з яких отримано промислові притоки нафти з дебітами 64-104 м³/добу на 8мм. штуцер з газовим фактором порядку 27 м³/м³ [8].

На Анастасіївському родовищі, розташованому в 5,5 км на північ від Андріївської площі встановлена промислова нафтоносність горизонтів В-19, В-20 і В-21 верхньовізейського під ярусу. Дебіти нафти досягають 775 м³/доб на 16мм штуцері при газовому факторі 555 м³/м³. Продуктивні горизонти складені піщаниками і алевролітами.

На Кулябчинському родовищі, розташованому за 4 км на північний схід від Андріївської площі, встановлено промислову газоносність горизонту В-20. Горизонт представлений піщаником, пористість якого 17%, ефективна потужність 40 м. Дебіт газу склав 409 тис. м³/доб., конденсата 169 м³/доб. через 10мм діафрагму. З горизонту В-21 в скважині 3 отримано приток нафти [8].

Сприятливі структурні умови, наявність пластів-колекторів гранулярного типу і регіональних покришок дозволяють розглядати наявність у нижньовізейських відкладах карбону скупчень вуглеводнів [8].

Нафтонасиченими колекторами є пісковики з прошарками аргілітів та алевролітів. За даними ГДС для нижньовізейських колекторів пористість становить 8%, коефіцієнт нафтонасиченості – 66%, сумарна ефективна нафтонасичена товщина становить 48 м [8].

Покришками слугують слабопроникні червоні глини товщиною 150м. та глинисті прошарки візею [8].

Глинисті пачки і прослойки, залягаючі між аналогами продуктивних горизонтів у верхньовізейських відкладеннях, за вмістом глинистих мінералів, що містять органічні речовини, фізико-хімічні характеристики відносяться до надійним екрануючих. Товщини їх у цьому випадку мають другорядне значення і не грають вирішальної ролі [8].

На сусідніх родовищах при випробуванні свердловини отриманий приплив нафти з дебітом сягає 775 м³/сутки на 16мм штуцері при газовому факторі 555 м³/м³, при депресії 12,87 МПа. Коефіцієнт нафтовилучення становить для верхньовізейських колекторів 0,63 [8].

Виходячи з результатів в сусідніх родовищах логічно пов'язувати із досліджуваним родовищем значні перспективи промислової нафтоносності.

Води всіх горизонтів хлоркальцієвого типу характеризуються високою мінералізацією 228-278 г/л, високим коефіцієнтом метаморфізму (від 0,81 до 0,60) та низьким коефіцієнтом сульфатності (від 0,0056 до 0,0004). Води містять підвищену кількість Йоду 6,3-10,9 мг/л, бромю 71,9-173,2 мг/л та амонію 72-190,8 мг/л. Переважне значення вмісту органічної речовини у водах 12-22 мг/л. 43 Розчинені у водах газу у переважній більшості вуглеводневого складу (вміст ПВ 70-91,7%), переважним компонентом є метан /67-88%/. Газонасиченість вод становить 250-280 см³/л [8].

3.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти і газу

Наведені у відповідних розділах роботи структурно-тектонічні і літолого-фаціальні умови, притаманні Андріївській площі, свідчать про можливість утворення і зберігання покладів вуглеводнів у 3 горизонтах, а саме у В-19, В-20, В-20.

За даними комплексами в проєкті проведена оцінка перспективних ресурсів нафти категорії С₃. Оцінка ресурсів проводилась об'ємним методом за формулою [9]:

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

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

F – площа нафтоносності, км²;

h – середня ефективна нафтонасичена товщина, м;

m – середнє значення коефіцієнту пористості, част. од.;

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

θ – перерахунковий коефіцієнт, який враховує усадку нафти при її дегазації;

$\rho_{\text{н}}$ – густина нафти, кг/м³;

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

Площа нафтогазоносності визначалась з врахуванням висотного положення ВНК. Враховуючи регіональний коефіцієнт заповнення пастки для східного регіону (близько 0,7) ВНК очікується на абсолютній відмітці - 3930 За викопіровкою з підрахункового плану масштабу 1:50 000

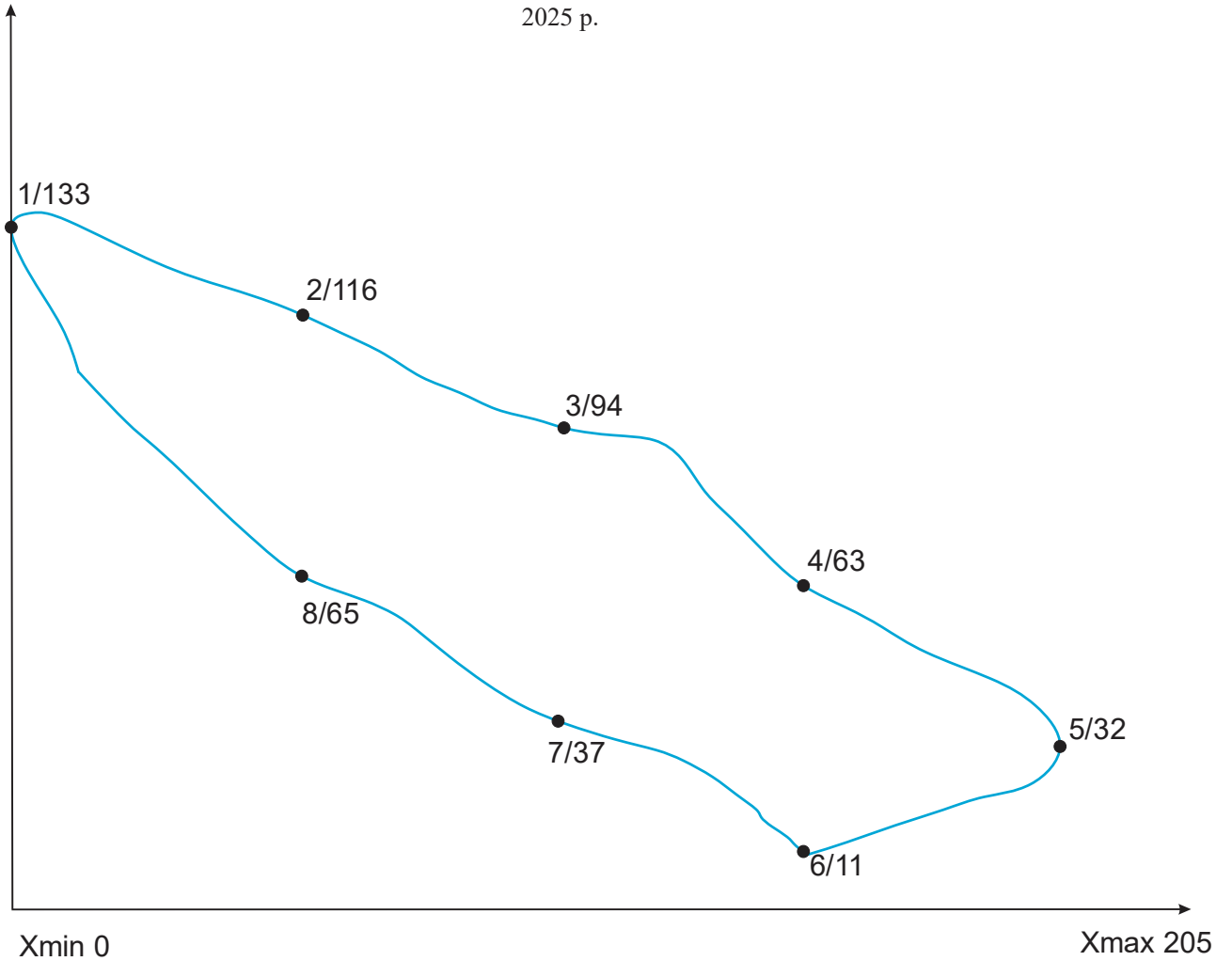
Викопіровка з підрахункового плану
Андріївської площі

ПОКРІВЛІ ПОВЕРХНІ ГОРИЗОНТУ $V^{62}(C1^{12})$

Масштаб 1:50 000

Склав: Гамуляк А.

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+С₁ А+В+С₁+С₂ В+С₁ В+С₁+С₂
 С₁ С₂ С₁+С₂ С₁(зона дренажу)+С₂ С₃

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:

133	116	94	63	32	11	37	65												
-----	-----	----	----	----	----	----	----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м:

Коефіцієнт відкритої пористості:

Коефіцієнт нафтонасиченості:

Об'ємний коефіцієнт нафти:

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м³:

Коефіцієнт вилучення нафти:

Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 22465 тис. м²

Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С₃ - 10797 тис. т

Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії С₃ - 6802 тис. т

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+С₁ А+В+С₁+С₂ В+С₁ В+С₁+С₂
 С₁ С₂ С₁+С₂ С₁(зона дренажу)+С₂ С₃

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:

133	116	94	63	32	11	37	65												
-----	-----	----	----	----	----	----	----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м:

Коефіцієнт відкритої пористості:

Коефіцієнт нафтонасиченості:

Об'ємний коефіцієнт нафти:

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м³:

Коефіцієнт вилучення нафти:

Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 22465 тис. м²

Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С₃ - 14594 тис. т

Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії С₃ - 8902 тис. т

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: Гамуляк

Родовище / площа: Андріївське

Поклад / горизонт / пласт: В-21

Категорія запасів / ресурсів : А В А+В А+В+С₁ А+В+С₁+С₂ В+С₁ В+С₁+С₂
 С₁ С₂ С₁+С₂ С₁(зона дренажу)+С₂ С₃

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 50 000

Абсциса лівої точки, мм: 0

Кількість точок контуру: 8

Абсциса правої точки, мм: 205

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

133	116	94	63	32	11	37	65												
-----	-----	----	----	----	----	----	----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: 19

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,08

Коефіцієнт нафтонасиченості: 0,7

Об'ємний коефіцієнт нафти: 1,23

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м³: 820

Коефіцієнт вилучення нафти: 0,63

Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 22465 тис. м²

Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С₃ - 15935 тис. т

Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії С₃ - 10039 тис. т

Дані про фільтраційно-ємнісні параметри пластів-колекторів базуються на результатах досліджень кернавого матеріалу і ГДРС зазначених вище родовищ.

Породи-колектори продуктивних горизонтів пісковиками. Вони розділяються пачками ущільнених аргілітів та алевролітів. Середні значення параметрів фізичних властивостей для прогнозних нафтогазоносних продуктивних горизонтів наведені у таблиці 3.1.

У таблиці 3.1 наведено підрахункові параметри та надано оцінку очікуваних перспективних ресурсів нафти по перспективних нафтогазоносних горизонтах Андріївській площі.

Згідно проведених розрахунків початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С₃ вуглеводнів на Андріївській структурі склали 41 326 тис. т. Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії С₃, 25743 тис. т

Таблиця 3.1 – Підрахункові параметри та перспективні ресурси газу Андріївської площі

Об'єкт	Площа, тис. м ²	h _{нафта} , м	K _п	Об'ємний коефіцієнт нафти	Густина нафти при стандартних умовах, кг/м ³ :	Коефіцієнт вилучення нафти:	K _{н.с.}	Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С ₃ , тис. т	Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії С ₃ , тис. т
В-19	22465	13	0,08	1,23	812	0,63	0,7	10797	6802
В-20		16	0,09	1,23	816	0,61	0,68	14594	8902
В-21		19	0,08	1,23	820	0,63	0,7	15935	10039
Всього:								41326	25743

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 Андріївському родовищі з метою вивчення і оцінки покладів вуглеводнів у нижньовізейських відкладах в умовах структурних пасток.

Метою пошуково-розвідувальних робіт є вирішення наступних геологічних задач [9]:

- Визначення наявності покладів вуглеводнів у відкладах нижнього візе;
- Оцінювання виявлених покладів вуглеводнів за промисловими категоріями з подальшою підготовкою їх до розробки;
- Дослідження геологічної будови антиклінальної структури родовища з уточненням її особливостей;
- Аналіз колекторських і екрануючих властивостей порід у межах родовища, їх змін, умов накопичення вуглеводнів, літолого-фаціальних характеристик продуктивного розрізу, стратиграфічних та тектонічних аспектів, а також отримання даних для інтерпретації результатів промислово-геофізичних досліджень;

- Встановлення гідрогеологічних умов та геохімічних характеристик верхньовізейських відкладів;
- Збирання необхідних фізичних характеристик колекторських порід і насичуючих їх флюїдів для обчислення запасів вуглеводнів.

3.4 Обґрунтування розташування проектних свердловин та їх глибини

Всього проектом передбачено буріння двох незалежних пошукових свердловин метражем відповідно 5300 і 5100 м та чотири розвідувальних свердловин повним загальним метражем 31450 м.

По візейських відкладах в межах площі виявлено перспективні пастки, які є об'єктом пошуків у ній поклади нафти у нижньовізейських відкладах.

Пошукова свердловина 1 (першочергова) закладається в північно-західному склепінні структури з метою пошуків покладів нафти у візейських відкладах. Виходячи з проектних завдань, що вирішуються свердловиною 1, проектна глибина її встановлюємо рівною 5300 м з розкриттям повного розрізу четвертинних, неогенових, палеогенових, крейдових, пермських та частково кам'яновугільних відкладів. Проектний горизонт – C_1V_2 .

Пошукова свердловина 2 (незалежна пошукова) закладається в південно-східному склепінні структури з метою пошуків покладів нафти у візейських відкладах. Виходячи з проектних завдань, що вирішуються свердловиною 2, проектна глибина її встановлюємо рівною 5200 м з розкриттям повного розрізу четвертинних, неогенових, палеогенових, крейдових, пермських та частково кам'яновугільних відкладів. Проектний горизонт – C_1V_2 .

У разі отримання промислового припливу нафти з свердловини №1 або №2 слід пробурити чотири розвідувальні свердловини з метою детального вивчення геологічної будови площі, уточнення стратиграфічної будови розрізу, дослідження колекторських властивостей порід (зокрема пористості, проникності та тріщинуватості), визначення їх основних параметрів та закономірностей поширення. Крім того, необхідно провести вивчення гідрогеологічних умов розрізу, хімічного складу пластових вод, температури та складу розчинених у них газів у межах структури.

Розвідувальна свердловина 3 між з склепіннями з метою уточнення насиченості пласта флюїдом, розмірів покладу, вивчення колекторських властивостей порід та визначення їх параметрів. У випадку якщо пласт повністю насичений флюїдом (нафтою), то наступні свердловини закладають з ціллю устанновлення максимальних запасів приурочених до данного підняття в цілому. Проектна глибина свердловини 5250 м. Проектний горизонт – C_1V_2 .

Розвідувальна свердловина 4 закладається на відстані 1,94 км на північний схід від свердловини 2. Свердловина буриться з метою уточнення

положення водонафтового контакту, вивчення геологічної будови північного крила структури, вивчення закономірностей розповсюдження колекторів та зміни їх параметрів. Проектна глибина свердловини 5250 м. Проектний горизонт – C_1V_2 .

Розвідувальна свердловина 5 закладається в північно-західній частині структури на відстані 1,4 км від свердловини 1. Глибина свердловини 5350 м. Проектний горизонт – C_1V_2 . Свердловина буриться з метою вивчення особливостей структурно-тектонічної будови північно-західного крила структури, визначення закономірностей розповсюдження колекторів та уточнення положення водонафтового контакту.

Розвідувальна свердловина 6 закладається в східній частині структури на відстані 3,6 км від свердловини 2. Глибина свердловини 3800 м. Проектний горизонт – C_1V_2 . Свердловина буриться з метою вивчення особливостей структурно-тектонічної будови південно-східного крила структури, визначення закономірностей розповсюдження колекторів та уточнення положення водонафтового контакту.

3.5 Вибір типової свердловини і геологічні умови її буріння

За типову вибираємо пошукову свердловину № 1. Вона планується пробурити у найбільш оптимальних умовах структури і її глибина становить 5300 м (Графічний додаток 2).

У процесі її буріння можуть мати місце ускладнення у вигляді поглинання промивної рідини, звужування стовбура свердловини, осипання нестійких порід, обвалів стінок свердловини, жолобоутворення, нафтопрояви [10].

У таблиці проводиться проектний розріз свердловини 2.5.1.

Таблиця 3.2 Проектний розріз типової свердловини

Індекс	Інтервал розкриття (м)	Товщина (м)	Коротка літологічна характеристика
Q+N+P	0-200	200	Піски, глини, алевроліти
K	200-1185	985	Крейда пишуча з прошарками вапняків
J	985-1560	575	Алевроліти, аргіліти, вапняки, пісковики, глини
T	1560-2180	620	Аргіліти, алевроліти, пісковики,
P	2180-2485	305	Аргіліти, алевроліти, пісковики,
C ₃	2485-2920	435	Аргіліти, пісковики
C _{2m}	2920-3295	375	Аргіліти, алевроліти, пісковики
C _{2b}	3295-3650	355	Аргіліти, алевроліти, пісковики
V _{B2}	3650-3805	155	Аргіліти, алевроліти, пісковики
C _{1s}	3805-4055	250	Аргіліти, алевроліти, пісковики
C _{1v2}	4055-4850	795	Пісковики, вапняки, алевроліти, аргіліти

Розкриття перспективних візейських відкладів може супроводжуватися крім вище приведених ускладнень, при перевищенні пластового тиску над гідростатичним, нафтогазопроявами. Для боротьби з нафтогазопроявами потрібно встановити на жолобній системі вакуумного дегазатора [10] і фрезерно-струминної машини. Викидна лінія устатковується штуцерною батареєю і дегазаційною ємністю [10]. На буровій необхідно мати запас бурового розчину та забезпечити необхідну кількість обважнювача (бариту).

3.6 Вибір об'єктів для випробування і дослідження

У процесі розвідки Андріївської площі передбачається випробування продуктивного горизонту (В-20) візейського ярусу свердловинами №1,2, 3, 4, 5, 6.

Кінцева кількість об'єктів в інтервалі розкриття будуть уточнені після того, як одержать повні геолого-геофізичні матеріали по кожній свердловині.

Випробування свердловини проводиться за системою знизу- до гори. Степінь герметичності експлуатаційної колони визначається до початку випробування, опресовкою і зниженням рівня рідини. Розкриття продуктивних горизонтів найбільш цілеспрямовано здійснювати шляхом кумулятивної перфорації обсадної колони [10].

Використання потужних кумулятивних перфораторів ПКО-89 та ПКО-105 забезпечує найкращі результати з точки зору проходки. На теригенних покладів можна рекомендувати два етапи освоєння свердловин відповідно до вимог «Правил розробки газових і газоконденсатних родовищ».

I етап-освоєння свердловин в умовах низьких депресій;

II етап – більш інтенсивне освоєння свердловин. Випробування об'єктів у розвідувальних свердловинах на Андріївській площі, як правило, вимагає виконання наступних операцій.

1. Шаблонування експлуатаційної колони за допомогою шаблону бурильних труб до вибою перфорованого інтервалу.

2. Буріння експлуатаційної колони кумулятивним бурильним верстатом (щільність 12-14 свердловин на метр штреку).

3. Спускання фонтанної труби в свердловину та промивання свердловини

4. стимулювання припливу шляхом заміни глинистого розчину водою і за необхідності, аерації.

5. після отримання припливу газу або води проводяться будь-які газо гідродинамічні або гідрогеологічні дослідження.

Після завершення досліджень свердловина встановлюється, кріпиться цементне кільце і випробовується на герметичність. Досвід випробувань продуктивних пластів візейського горизонту (В-20) у Андріївській площі показав, що значна частина свердловин на сусідніх родовищах є низькопродуктивними. У зв'язку з цим до первинних досліджень, що проводяться в процесі геологорозвідувальних робіт, висуваються особливі вимоги що доповноти та достовірності результатів. Первинні дослідження є основоположними і дозволяють визначити параметри пластів-колекторів, їх експлуатаційні характеристики, встановити продуктивну потужність свердловини, а також режим роботи свердловини з урахуванням дебітів, співвідношення між вибійним і пластовим тиском і температурою, наявності і виносу рідкої і твердої частин в потоці, початкового пластового тиску, ступеня і якості розкриття пласта і т.д. Крім початкового дослідження газової свердловини, визначаються наступні параметри:

1. Статичний тиск на гирлі свердловини.

2. Статичний тиск на усті свердловини. Безпосереднє вимірювання глибинни манометром.

3. Вибійний тиск на різних режимах роботи стовбура свердловини, що вимірюється в затрубному просторі або глибиноміром.
4. Вибійний дебіт свердловини, що вимірюється трубою «ПИТО».
5. Процес встановлення та стабілізації тиску.
6. Температура рідини на гирлі та вибої свердловини в різних режимах роботи та в процесі встановлення і стабілізації тиску.
7. Кількість води, конденсату та твердих домішок в різних режимах.
8. Властивості повного газового конденсату.

Процес підготовки свердловин до випробувань є складним через наявність рідини в продукті на вибої свердловини. Продування перед вимірюванням здійснюється за допомогою багатоциклового методу, де продування здійснюється за допомогою чотирьох або п'яти шайб зростаючого діаметру. Потім шайби замінюються в зворотному напрямку. Підчас продувки реєструють температуру і тиск шайб, як правило, вдвох або трьох циклах продувки. Якщо результати двох послідовних циклів збігаються, вибій є чистим і готовим до випробувань [10].

Як правило, вибійні вимірювання можна проводити за допомогою наявних у продажу геофізичних приладів, манометрів, термометрів і складних свердловинних приладів, які вимірюють кілька параметрів одночасно. Досвід розвідки та експлуатації сланцевих свердловин показує, що процес гідратування є активним через широкі депресії, високі дебіти в стовбурі свердловини та наявність вологи в продукції [10].

Для забезпечення нормальної роботи в процесі буріння необхідно підготуватися до можливості прилипання інгібітора гідратування. Комплекс промислово-геофізичних робіт проектується відповідно до "Технічної інструкції з проведення геофізичних досліджень у свердловинах" та "Методичних вказівок із застосування геофізичних досліджень в опорних, параметричних, пошуково-розвідувальних і експлуатаційних (з розвідувальною функцією) свердловинах на нафтогазоносних площах України" [10].

Таблиця 3.3 Інтервали випробування у свердловині №1

№пп	Інтервал випробування	Геолог. вік	Спосіб розкриття Густина прострілу	Спосіб виклику припливу	Інтервал встановлення цементних мостів.
1	4900 - 4915	C ₁ v ₂	12-14 отворів на 1 м погонний	Заміна промивної рідини на воду; аерація	4870-4950
2	5005 - 5015	C ₁ v ₂	12-14 отворів на 1 м погонний	Заміна промивної рідини на воду; аерація	4980-5040

Висока перспективність Андріївської площі при виявленні сприятливих географо-економічних умов говорять про те, що постановка глибокого пошукового буріння тут є економічно обґрунтовано та при позитивних результатах буде промисловий приплив вуглеводнів.

3.7 Вибір інтервалів відбору керн і шламу

Одним із важливих завдань пошукового та розвідувального буріння є детальне вивчення складу порід, їх фізичних властивостей та літолого-фаціальних характеристик шляхом збору керн. Цей комплексний аналіз інформації, отриманої з промислово-геофізичних досліджень, дозволяє надійно інтерпретувати дані і виявляти нафтогазоносні горизонти. Він є основою для вирішення питань, пов'язаних з подальшими пошуково-розвідувальними роботами на території досліджень та прилеглих ділянках регіону [10].

Головні перспективи щодо нафтогазоносності Андріївської площі пов'язані з породами нижнього та середнього карбону, тому основний фокус у відборі керн буде зосереджений на інтервалах, де очікується наявність нафтогазоносних горизонтів В-19, В-20, В-21. А також відбір керну проводиться на границі залягання порід різних літологічних відділів для уточнення залягання порід, а також виявлення можливих неузгоджень.

З ціллю виявлення прямих ознак нафтогазоносності розрізу та вивчення колекторських властивостей порід, планується проведення відбору керн. Це дозволить встановити зв'язки між ємнісними властивостями, нафто-, газо-, водонасиченістю порід та промислово-геофізичними параметрами. Також

будуть отримані літологічні і геохімічні характеристики розрізу, а також здійснено стратиграфічне розчленування у проєктованих свердловинах.

Загалом планується відібрати керн у кількості 318 метрів (св. 1), що становить приблизно 6% 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 встановлення складу породи, вивчення колекторних властивостей та оцінки залишкового нафтонасичення порід в розрізі, необхідно проводити відбір зразків порід за допомогою свердлярних керновідбірників. Інтервали для відбору зразків порід визначаються на підставі результатів інтерпретації матеріалів Геофізичних Досліджень Розрізу Свердловин (ГДРС). Кількість зразків, які відбираються, залежить від однорідності пласта та мети досліджень. Для встановлення літології з однорідного пласта зазвичай відбирають 2-3 зразки, а для вивчення колекторських властивостей - 2-5 зразків з 1-метрового інтервалу пласта [10].

Для отримання додаткової інформації про літологічний склад, колекторські властивості і стратиграфічну характеристику відкритих порід передбачається збирати проби шламу, що виноситься буровим розчином. Збір шламу здійснюється через кожні 5 метрів проходки по всьому стволу свердловини, а в областях з підвищеними показниками газового каротажу - через кожні 2 метри (бажано використовувати спеціальні пристрої для збору шламу). Цей метод дозволяє отримати додаткові дані для аналізу геологічних характеристик свердловини [10].

Для здійснення відбору, обробки, зберігання та ліквідації керну необхідно дотримуватись чинних вимог Державного комітету з питань запасів надр України (ДКЗ України) щодо повноти та комплексності дослідження надр.

Таблиця 3.4 - Інтервали проходки з відбором керну

Вік відкладів	Інтервал відбору керну, м/ винос керну, м
KZ-K ₂	194-220.5/26.5
K ₁ -J ₃	1187.5-1214/26.5
J ₂ -T	1772.5-1799/26.5
T-P ₁	2387.5-2414/26.5
P ₁ -C ₃	2692.5-2719/26.5
C ₃ -C _{2m}	3127.5-3154/26.5
C _{2m} - C _{2b}	3512.5-3539/26.5
C _{2b} -V _{b2}	3870-3896.5/26.5
V _{b2} -C _{1S}	4025-4051.5/26.5
C _{1S} -C _{1v2}	4531.5-4558/26.5
C _{1v2}	5047.5-5068/26.5
C _{1v2}	5265-5291.5/26.5

Необхідно уточнювати інтервали відбору керна на основі інформації, отриманої з геологічно-дослідних робіт на місці свердловини. У процесі буріння та експлуатації свердловині необхідно збирати проби флюїдів (газу, конденсату, нафти, води) залежно від їх припливів під час тестування об'єктів.

У процесі розкриття свердловиною перспективних пластових формацій, нафтонасичених або газонасичених, а також пластів із невизначеною характеристикою, рекомендується виконати наступні кроки. Спочатку, у відкритому стволі свердловини провести дослідження ВПК або ВПТ, щоб отримати детальні дані про фізичні та хімічні властивості формацій. Після цього, важливо здійснити відбір проб флюїдів (газу, конденсату, нафти, води) з цих пластових формацій. Це дозволить отримати зразки різних компонентів, що присутні у свердловині, для подальшого аналізу та визначення їх складу та властивостей. Отже, після виявлення перспективних пластів згідно з геологічно-дослідними даними, рекомендується провести дослідження ВПК або ВПТ у відкритому стволі свердловини та взяти проби флюїдів з цих пластів для подальшого аналізу [10].

3.8 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині

Комплекс геофізичних, геохімічних і гідродинамічних методів досліджень є невід'ємною частиною процесу буріння пошукової свердловини для пошуку нафти або газу. Ці методи дозволяють отримати інформацію про геологічну структуру підземних формацій, присутність нафти або газу, а також їхні фізичні властивості [8].

Технологія проведення Комплексу геофізичних, геохімічних і гідродинамічних методів досліджень забезпечує ефективне вивчення геологічного розрізу пробуреної свердловини та надає важливу інформацію для розуміння різних параметрів і властивостей резервуару нафти або газу.

Методика обробки та геологічної інтерпретації даних включає аналіз і обробку отриманих даних з різних джерел, таких як сейсмічні дані, дані електричної резистивності, магнітні дані, геохімічний аналіз зразків та інші. Ці дані дозволяють визначити стратифікацію розрізу, літологічний склад порід, властивості колекторів, які зберігають нафту або газ, а також провести оцінку їхньої насиченості та властивостей. Важливим аспектом є також визначення параметрів пласта для підрахунку запасів нафти та газу, а також прогноз аномально високих пластових тисків [12].

Крім того, проводиться прив'язка глибини та контроль за випробуваннями свердловини, що включає визначення інтервалів перетікання флюїдів за колоною, визначення інтервалів перфорації, визначення працюючих пластів та типу флюїдів, які насичують ці пласти. Це надає інформацію про притоки та потоки рідини або газу у свердловину.

Крім того, Комплекс геофізичних, геохімічних і гідродинамічних методів досліджень також використовується для контролю технічного стану свердловин та обсадних колон. Це дозволяє виявляти можливі проблеми, такі як утворення тріщин або руйнування обсадних колон, і забезпечувати безпечну та надійну експлуатацію свердловин [12].

Усі ці методи і технології дозволяють отримати повну картину про підземні формації, їхню структуру, властивості та резерви нафти або газу. Це допомагає підвищити ефективність буріння та видобутку, знизити ризики та витрати, а також забезпечити контроль технічного стану свердловин і обсадних колон.

Для проведення геофізичних досліджень у свердловинах, необхідно дотримуватися вимог Галузевого стандарту «Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах» (ГСТУ 41-00032626-00-024-2000). Цей стандарт встановлює обов'язковий комплекс промислово-геофізичних

досліджень для глибоких параметричних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин, які буряться для видобутку нафти та газу [12].

Таким чином геофізичний комплекс досліджень у пошукових свердловинах включає проведення загальних досліджень з масштабом глибини 1:500 та деталізаційних досліджень у перспективній частині розрізу з масштабом глибини 1:200. Цей комплекс спрямований на вирішення різних геологічних та технічних задач. Основні завдання комплексу геофізичних досліджень включають [12]:

- Розчленування та кореляція стратиграфічних розрізів свердловин, визначення літологічного складу та товщини порідних пластів.

- Виділення колекторів у розрізі свердловин та визначення характеру насичення.

- Визначення фільтраційно-ємнісних параметрів перспективних пластів.

- Вивчення швидкісних та хвильових характеристик досліджуваного розрізу.

- Оцінка технічного стану свердловини та колони.

- Контроль за напрямом буріння та перфорацією.

- Оцінка результатів випробувань та процесу освоєння.

Рекомендується проводити дослідження у масштабі 1:200 з 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 повинні бути виконані найшвидше після розкриття розрізу, а ВПТ слід проводити з викидом на устя свердловини. Після завершення буріння та розкриття продуктивних пластів, рекомендується провести комплекс промислово-геофізичних досліджень, таких як ГК (за час), ІННК (за час), ВТ, Вм турб., Рез. ВМ, ГГК-Щ, Ш, М, з метою оцінки якості насичення пластів, результатів випробувань та процесу освоєння.

Для інтервалу глибин від 0 до 1200 м, дослідження повинні проводитися не рідше, ніж кожні 450-500 м, а для інтервалу глибин від 1200 до 3000 м - не рідше, ніж кожні 300 м. Кожне наступне дослідження повинно перекривати попереднє на мінімум 50 м. Дослідження у масштабі 1:200 в перспективних продуктивних горизонтах проводяться після їх розкриття. У випадку підвищення газових показників у газовому каротажі до 2%, буріння слід припинити і виконати детальний комплекс ГДРС, а також його первинну інтерпретацію. Залежно від результатів інтерпретації ГДРС може бути необхідно провести ВПТ. Обсяг геофізичних і геохімічних досліджень для свердловин на Андріївській площі був визначений з урахуванням поставлених перед ними завдань, геологічних умов, конструкції свердловин та технології буріння, і поданий у геолога технічному наряді.

3.9 Проектний комплекс лабораторних досліджень

Найбільш достовірну геологічну інформацію можна отримати шляхом ретельного й всебічного вивчення керна матеріалу (зразків порід, взятих зі свердловини) та аналізу даних промислово-геофізичних досліджень. Цей підхід дозволяє отримати важливі відомості про літологічний склад порід, їх товщину, фізичні та геохімічні властивості, а також параметри пласта, які є важливими для оцінки нафтогазоносності та потенційних видобуткових можливостей. Аналізуючи ці дані, геологи можуть зробити висновки про наявність колекторів, характер їх насиченості, можливість наявності нафти та газу, а також прогнозувати аномально високі пластові тиски та інші геологічні особливості. Враховуючи дані з керна матеріалу та геофізичних досліджень, можна здійснити більш точну геологічну інтерпретацію, що є важливим для прийняття рішень щодо подальшої розвідки та експлуатації свердловини [12].

Зразки керна для проведення лабораторних досліджень відбираються після докладного та повного опису керна вздовж свердловини. Після опису зразки керна вилучаються, і не пізніше ніж через 6-10 днів вони направляються до лабораторії для подальших аналізів. У лабораторії проводяться дослідження, які включають визначення літолого-фаціального та петрографо-мінералогічного складу зразків керна, а також їх фізико-механічних властивостей. Ці дослідження дозволяють отримати важливі дані про склад порід, види мінералів, що їх складають, та фізичні властивості, такі як їх проникність, пружність, міцність та інші характеристики. Ці дані є важливими для більш детального розуміння геологічних умов та властивостей відображених у кернах зразках [12].

Для визначення фізико-літологічних характеристик порід-колекторів проводяться різноманітні дослідження, які включають такі параметри, як об'ємна вага, пористість, проникність, гранулометричний склад, мінеральний склад, карбонатність, залишкова водонасиченість, тріщинуватість та інші.

У випадку глинистих порід проводяться вимірювання об'ємної ваги, аналіз гранулометричного складу та визначення рівня карбонатності. Для вапняків та доломітів здійснюються дослідження, спрямовані на визначення їх пористості, проникності та тріщинуватості.

Ці дослідження надають інформацію про фізичні характеристики порід, яка є важливою для розуміння їх потенційної нафто- і газонесучої здатності. Вони допомагають встановити наявність пористих просторів, їх розміри, зв'язані з ними фізичні властивості та можливість проникнення флюїдів, таких як нафта та газ, через пори та тріщини порід-колекторів [12].

Для деталізації віку порід, взяті зразки піддаються аналізу макро- та мікрофауни, а також проводяться споро-пилкові визначення.

Під час процесу буріння та проведення досліджень у свердловинах, забираються проби газу, газового конденсату, нафти та пластових вод з метою подальшого аналізу. Аналіз флюїдів може проводитися як у лабораторіях, так і безпосередньо на місці в свердловині, в залежності від потреби. Під час аналізу визначають густину, теплову потужність, компонентний склад, а також вміст різних речовин, таких як метан, етан, пропан, бутан, пентан, гексан (разом із вищими), азот, гелій, аргон, водень, двоокис вуглецю, сірководень та кисень [12].

Для дослідження проб конденсату, виконується аналіз фракційного та групового складу, а також визначається вміст сірки.

У пробах пластової води проводиться хімічний аналіз, що включає вимірювання вмісту йоду, бромю, амонію, бору та інших мікрокомпонентів, питому вагу, рівень рН (водневий показник) та мінералізацію.

Аналіз водорозчинного газу проводиться аналогічно аналізу вільного газу. При дослідженні проб нафти визначаються фракційний та груповий склад, вміст силікогелевих смол, масел, асфальтенів, парафіну, сірки, а також густина, в'язкість та температура застигання.

Головна частина аналізів і визначень планується провести на зразках порід і пробах флюїдів, зібраних з кам'яновугільних, девонських та докембрійських утворень. В рамках цього плану передбачаються наступні типи досліджень [12]:

макро- і мікропалеонтологічні дослідження - 75 зразків;

-мінерально-петрографічний аналіз - 75 зразків;

-визначення фізико-літологічних властивостей порід - 150 зразків;

-хімічний аналіз газу, нафти, конденсату та води - 150 проб;

-компонентний аналіз газу - 150 проб;

-фракційний аналіз газу та конденсату - 150 проб;

-ізотопний аналіз вуглеводнів - 60 проб;

-визначення конденсатовіддачі - 150 проб.

3.10 Випробування продуктивних горизонтів у процесі буріння свердловини

Виконання випробувань пластів є надійним способом визначення комерційної цінності потенційних пластових зон. Такі випробування здійснюються як під час процесу буріння свердловини, так і під час експлуатації свердловини.

З метою оптимізації пошуково-розвідувальних робіт та отримання надійної інформації про потенційні газові резервуари, які будуть розкриті, а також для обґрунтування прийняття рішення щодо встановлення експлуатаційної колони, передбачається проведення випробувань на основі поступового розкриття резервуару (під час буріння). Ці випробування, такі як випробування на проникність (ВПК) або випробування на притік (ВПТ), планується проводити як для перспективних резервуарів, що мають потенціал для видобутку газу та нафти, так і для резервуарів, виділених на основі промислово-геофізичних даних, з урахуванням можливих ускладнень та поглинань. Після розкриття перспективних інтервалів, в яких планується проведення ВПТ або ВПК, у процесі буріння, необхідно негайно провести короткий комплекс геофізичних досліджень розрізу для визначення доцільності проведення ВПТ або ВПК. У таблиці 3.5 наведено проектні інтервали для випробування ВПТ та ВПК, які планується провести від верху до низу свердловини під час її розкриття [12].

У практиці випробувань свердловин, зазвичай плануються режими випробувань, які мінімізують ризик виникнення ускладнень, пов'язаних з тривалим нерухомим станом інструменту на дні свердловини.

Таблиця 3.5.– 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	C _{1V2}	B-20	5040-5070
II	C _{1V2}	B-21	5260-5300

Необхідно забезпечити таку конструкцію відкритого ствола свердловини, щоб вона дозволяла випробувачу пластів безпечно перебувати на вибої протягом не менше 5 годин.

Якщо є небезпека “прихвату” труб, необхідно перевірити стійкість відкритого ствола свердловини.

Для проведення випробування пластів у відкритому стволі необхідно дотримуватися технічних правил і інструкцій, які передбачають використання ВПК (випробувальний комплекс) та ВПТ (випробувальна програма та технологія).

Порядок випробування перспективних пластів за допомогою ВПТ може бути наступним [11]:

-Проведення промислово-геофізичних досліджень в інтервалі, який планується випробувати.

-Промивка свердловини в два цикли з метою очищення.

-Установка нафтографітового тампонажу в інтервалі, де буде розташований пакер.

-Пакерування випробувача, що включає установку пакера для ізоляції випробуваного інтервалу.

-Очікування припливу пластової рідини, вимірювання температури та збір даних про криву відновлення тиску.

-Зняття пакера після завершення випробування.

-Проведення промивки свердловини в два цикли з метою очищення після випробування.

-Важливо дотримуватися правил і інструкцій щодо проведення випробувань та безпекових заходів під час усіх етапів процедури.

Величина депресії на пласті під час виклику припливу залежить від кількох факторів, включаючи пластовий тиск, репресію на пласт під час буріння та максимальне навантаження, що може витримати гумовий елемент пакеру. Для кожного об'єкта складається план-завдання, де обов'язково вказуються тривалість відкритого періоду припливу під час випробування, тривалість закритого періоду, а також максимально припустимий об'єм пластового флюїду, що може надходити у пробовідбірник.

Цей план-завдання розробляється з метою забезпечення безпеки та отримання надійної інформації під час випробування. Часи відкритого та закритого періодів можуть бути налаштовані відповідно до вимог для отримання необхідних даних та мінімізації можливих ризиків.

Після досягнення свердловиною запланованої глибини і проведення інтерпретації даних промислової геофізики, випробування з використанням ВПТ та ВПК, а також аналізу лабораторних досліджень керну, визначаються об'єкти для подальшого випробування у експлуатаційній колоні.

Випробування в експлуатаційній колоні проводиться після її спуску, цементування та перевірки щодо герметичності.

Випробування виділених об'єктів передбачається здійснювати з бурової установки за системою "знизу-вверх". Розкриття продуктивних об'єктів здійснюється за допомогою розчину з такими ж параметрами, що використовувалися під час буріння свердловини. Для розкриття виділених об'єктів рекомендується використовувати заряди типу ПКС-80 або ПКО-89, з навантаженням 12-18 отв. на 1 п. м (тип перфоратора обирається залежно від технічних та геологічних умов в інтервалі перфорації) [11].

Для випробування кожного об'єкта застосовується наступний план дій:

-Проводиться шаблонування свердловини максимальним шаблоном на бурових трубах, що перевищує нижню границю інтервалу перфорації на 10 метрів.

-Здійснюється промивка свердловини протягом двох циклів.

-Устя свердловини обладнується превенторною установкою на відповідний робочий тиск протягом шаблонування.

-Після шаблонування превенторна установка знімається, а на відповідний робочий тиск ставиться противикидна засувка.

-Виконується прив'язка інтервалу перфорації.

-Здійснюється перфорація експлуатаційної колони за допомогою розчину з питомою вагою, що відповідає питомій вазі, якою розкривався пласт під час буріння.

-Замінюється противикидна установка на превенторну, після чого НКТ спускається до верхньої границі інтервалу перфорації, а свердловина промивається протягом двох циклів.

-Діаметр НКТ, марка сталі та його компонування визначаються згідно розрахунків.

-Замінюється превенторна установка на фонтанну арматуру, яка збирається, закріплюється та опресовується факельними відводами.

-Якщо відсутній приплив флюїдів, проводиться зниження рівня рідини у свердловині на 2/3 глибини залягання об'єкту шляхом аерації.

-Якщо спостерігається приплив флюїду, проводиться повний комплекс геолого-промислових та гідрогеологічних досліджень.

-Після завершення дослідження об'єкту свердловина заповнюється водою, а потім переходиться до промивної рідини з відповідними параметрами, промивка виконується протягом двох циклів.

-Замінюється фонтанна арматура на превенторну установку, встановлюється цементний стакан з урахуванням перекриття нижче та вище інтервалу перфорації на 20 метрів, після чого проводиться випробування на міцність шляхом розгрузки НКТ на 5-10 тонн.

-Після закінчення терміну оперативно-затворних заходів, цементний міст перевіряється на герметичність шляхом опресовування та зниження рівня, згідно інструкції по випробуванню свердловин.

При виконанні газодинамічних і гідрогеологічних досліджень у процесі випробування об'єктів виконується:

-Для газоконденсатних об'єктів проводяться наступні дослідження: Вимір дебіту газу не менше ніж на шести режимах роботи та двох контрольних режимах. Знімання кривої відновлення тиску. Замір пластового тиску й температури за допомогою глибинних манометрів і термометрів. Визначення конденсатності на шести режимах конденсації. Вимір гирлової температури

газу. Визначення вмісту пластової води і твердих домішок. Відбір проб газу і води. Проведення термометрії та дебітометрії у багатопластових об'єктах.

-Для нафтових і нафтогазових об'єктів проводяться наступні дослідження: Дослідження на трьох режимах фільтрації протягом не менше ніж однієї години на кожному режимі, з точним визначенням дебетів нафти, газу та води. Визначення вмісту механічних домішок. Реєстрація трубного, затрубного та вибійного тисків та температури на гирлі свердловини на кожному режимі. Відбір поверхневих проб нафти, газу та води. Після роботи свердловини на режимі з найбільшим дебітом - зупинка та знімання кривої відновлення тиску (вибійного, трубного та затрубного). Після відновлення тиску - відбір глибинних проб нафти.

-Для водоносних об'єктів проводяться наступні дослідження: Спостереження за відновленням рівня води у свердловині зі зніманням кривої. Визначення статичного рівня. Замір пластового тиску й температури. Відбір проб води і водорозчинного газу.

Проектні інтервали для випробування в експлуатаційній колоні наведено у таблиці 3.6.

Випробування в експлуатаційній колоні буде проводитися вибірково – за результатами ГДРС та випробувань у відкритому стволі.

Таблиця 3.6. – Об'єкти, що підлягають випробуванню в експлуатаційній колоні

Об'єкт випробування	Вік відкладів	Продуктивний горизонт	Інтервал випробування, м	Інтервал встановлення цем. моста, м
св.1, (2, 3, 4, 5, 6)				
I	C _{1V2}	B-20	5040-5070	5030-5080
II	C _{1V2}	B-21	5260-5300	5250-5310

За результатами ГДРС виконаних у пошуковій свердловині інтервали відбору керну, випробувань у відкритому стволі св. та експлуатаційній колоні залежній пошуковій та розвідувальних свердловинах можуть бути кореговані або змінені.

3.11 Вторинне розкриття продуктивних горизонтів

У проекті пошуково-розвідувального буріння на Андріївській площі передбачається проведення якісного випробування перспективних об'єктів.

Запроектований комплекс геолого-геофізичних та технологічних робіт має на меті отримання достовірної характеристики газonosних та нафтоносних горизонтів.

З метою подолання проблем, пов'язаних з невитриманістю пластів-колекторів, а також негативним впливом на пласт промивальних рідин, в проекті передбачається виконання додаткових робіт. Ці роботи спрямовані на поліпшення розкриття продуктивних горизонтів та використання вторинних методів обробки пласта з метою покращення проникності привібійної зони.

У випадках, коли колектори представлені поровими колекторами пісковикової природи з глинистим та глинисто-карбонатним цементом, фільтраційні характеристики погіршуються внаслідок проникнення бурового розчину, а стінки свердловин покриваються глинистою кіркою, де відбувається асиміляція бурового шламу. Тому для досягнення комерційних дебітів в умовах незвичайно складних колекторів, передбачається використання методів інтенсифікації припливу, зокрема методу солянокислотної обробки привібійної зони свердловини (кислотна ванна, солянокислотний гідророзрив). Ці методи дозволяють поліпшити проникність та забезпечити ефективніше витягування вуглеводнів з пласту у важких умовах [10].

Висновок про доцільність застосування методів інтенсифікації припливу може бути зроблений на основі гідродинамічних досліджень у свердловині. Під час проведення цих досліджень вивчаються різноманітні параметри та характеристики пласта, які дозволяють оцінити стан та продуктивність свердловини. Якщо гідродинамічні дослідження не були проведені, тоді використовуються непрямі ознаки доцільності застосування інтенсифікаційних методів.

Непрямі ознаки доцільності застосування інтенсифікаційних методів включають наступні фактори:

-Приплив флюїду із пласта, отриманий під час експлуатації свердловини, менший від очікуваного. Це може свідчити про наявність перешкод, які обмежують притікання флюїду з пласта до свердловини.

-Коефіцієнт продуктивності свердловини менший, ніж у свердловинах на сусідніх площах. Знижений коефіцієнт продуктивності може свідчити про проблеми з проникністю та притіканням флюїду з пласта, що можуть бути покращені за допомогою методів інтенсифікації припливу.

-Свердловина продукує або приймає лише невелику (<50%) частину перфорованої товщини пласта. Це може свідчити про неефективне використання потенціалу пласту та необхідність застосування методів інтенсифікації для збільшення обсягу видобутку.

Ці ознаки можуть свідчити про проблеми з притіканням флюїду з пласта та недостатньою продуктивністю свердловини.

Доцільність ОПЗ визначають, виходячи з оцінки додаткового видобутку пластових флюїдів або економічної доцільності їх застосування

Застосування методів інтенсифікації припливу, таких як кислотна обробка та теплова обробка, може призвести до значного збільшення дебіту флюїдів у свердловинах, де відмічається значне зниження проникності у привибійній зоні та малий радіус зниження проникності навколо свердловинного простору. З іншого боку, у свердловинах, де проникність у привибійній зоні незначно знижена і має великий радіус зниження, ефективними можуть бути великооб'ємні обробки міцелярними розчинами, а також кислотні та звичайні розриви пласта.

Однак для досягнення припливу необхідно спочатку знизити тиск на вибій свердловини. При виклику припливу необхідно враховувати міцність цементної оболонки в кільцевому просторі, міцність обсадної колони та стійкість колектора при виборі граничного значення депресії на пласт. Перепад тиску на експлуатаційну колону під час виклику припливу не повинен перевищувати граничного значення, яке розраховується для обсадної колони з урахуванням змінної навантаженості.

Для підвищення припливу флюїду при розкритті теригенних пластів-колекторів можна використовувати різні методи інтенсифікації. Наприклад, застосування кислотної обробки з використанням глинокислотних розчинів, гідравлічного розриву пласта або гідропіскоструменевої каналної або щільної перфорації. [10]

У випадку об'єктів з незначним припливом флюїду може бути використана інтенсифікація методом змінного тиску. Цей метод передбачає варіювання тиску в свердловині з метою стимулювання припливу газу та підвищення його дебіту.

Таким чином, розкриття теригенних пластів-колекторів може бути покращене шляхом використання різних методів інтенсифікації, залежно від характеристик об'єкта, таких як розмір припливу газу та його значення.

Для колекторів, що складаються з пісковиків та карбонатного цементу, рекомендується проводити солянокислотну обробку у два етапи:

-Перший етап - це солянокислотна обробка вибою свердловини, який також називають кислотною ванною.

-Другий етап - солянокислотна обробка під тиском, який може бути здійснений за допомогою методу змінного тиску або солянокислотного гідророзриву.

Після випробування об'єкту та отримання слабкого припливу ВВ, проводиться перший етап солянокислотної обробки. На родовищах України широко застосовуються різні робочі рідини для цього етапу. Ось кілька рекомендованих варіантів:

-Склад робочої рідини: 14-15% інгібованої соляної кислоти (HCl) + 0,2% поліетоксіаміну.

-Склад робочої рідини: 14% інгібованої соляної кислоти (HCl) змішаної з 60% вагових частинами кислоти (13-14%) і 40% вагових частинами синтанолу ДС-10-0,2%.

Після завершення першого етапу обробки, рекомендується промивати вибій (відкачувати розчин із свердловини) за допомогою водного розчину поверхнево-активної речовини (ПАР). Це необхідно для очищення вибою від продуктів реакції, які можуть залишитися після солянокислотної обробки. Промивка допомагає забезпечити чистоту і безпечність свердловинного простору перед переходом до інших видів робіт.

Технологічні параметри обробок, такі як обсяг кислотного розчину, час витримки розчину в пласті, тиск закачки та інші, повинні бути визначені індивідуально для кожного об'єкту і мають бути відображені в планах робіт.

Для пластів з низькою проникністю у привибійній зоні рекомендується використовувати гідравлічний розрив, що дозволить збільшити ефективний радіус припливу газу в свердловину. Закріплення тріщин, які утворюються під час розриву, можна здійснити за допомогою кварцового піску.

У якості розчину розриву та носія піску рекомендується використовувати розчин поліакриламід, полівініловий спирт з в'язкістю 100-120 секунд за СПВ-5 або гелювий розчин карбоксиметилцелюлози з концентрацією 1,5% з додаванням інгібітора набухання глино-хлористого калію (1-2%) та поверхнево-активної речовини (ПАР) з концентрацією 0,2%.

Для некарбонатних пісковиків, у разі потреби, рекомендується проводити солянокислотну обробку в одну стадію з використанням кислотного розчину, склад якого такий: 15% соляна кислота з додаванням 4,5% біфторід-фторіда амонію та 0,1% поверхнево-активної речовини (ПАР). Об'єм кислотного розчину становить 0,5 м³ на 1 п.м. розкритого інтервалу. Швидкість закачування розчину складає 10-20 літрів на секунду. В якості ПАР можна використовувати алкілсульфати, сульфаноли, ДНС та інші речовини.

По завершенні процедури обробки, рекомендується промити привибійну зону слабким розчином соляної кислоти (6-7% концентрації) для поліпшення очищення і збільшення проникності пор пласта. При обробці свердловин з малодебітними пластами, технологічні рекомендації визначаються після отримання результатів розкриття та дослідження конкретних об'єктів.

4. ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ПРОЕКТНИХ РОБІТ

4.1 Техніко-економічне обґрунтування буріння

Основними економічними показниками, що відображають наслідки реалізації проектів пошукових та розвідувальних робіт, є показники економічної ефективності. Найважливішою характеристикою є чиста вартість проекту, яка включає накопичений грошовий потік з урахуванням дисконту. Ця величина розраховується як різниця між грошовим чистим прибутком, амортизаційними відрахуваннями та необхідними капітальними вкладеннями протягом визначеного періоду [12]. Для врахування фактора часу використовується величина дисконту. Крім того, важливу роль відіграють такі параметри, як обсяг товарної продукції (нафти), розмір капітальних вкладень (К), термін їх окупності (Ток), чистий прибуток (Пч), рентабельність продукції (Р), податки (П) та відрахування до бюджету (В).

У проекті передбачено буріння двох пошукових та двох розвідувальних свердловин на Андріївській площі. При здійсненні економічних розрахунків акцентуємо увагу на вартості стандартної свердловини.

При здійсненні розрахунків усі економічні показники нормалізовані до одного року, хоча проект має довгостроковий характер. У даному випадку рік введення свердловин в експлуатацію визначено як початковий рік видобутку та реалізації продукції, тобто рік отримання валового доходу.

Всі варіанти здійснення пошукових робіт на Андріївській площі передбачають, що свердловина буде мати комерційний приплив нафти та газу, тому вартість свердловини включається до капітальних вкладень. Для розрахунку капітальних вкладень у промислове нафтове та газове облаштування, засобів для газонафтовидобутку і інших необхідних витрат використовуються нормативи, які наведені у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані для проектування буріння Андріївської площі

Показники	Одиниці виміру	Проектні дані
Родовище (площа)		Андріївська
Мета буріння		пошуки
Проектна глибина (горизонт)	м	5300 (С ₂ м)
Вид буріння		вертикальний
Спосіб буріння		роторний
Вид енергії		електроенергія
Геологічні умови		ускладнені
Кількість сведловин	штук	6
Кількість об'єктів випробування	штук	2
Кількість об'єктів ВПТ	штук	2
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	31450
Очікуваний приріст ресурсів нафти	Тис. тон	41326

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 підїздного шляху, трубопроводів, ліній передач та ін	9000
2	Розробка трубопроводів, ліній передач та ін.	6000
	Всього по п. 1-2	15000
	Всього по главі 1	15000
3	Глава 2 Будівництво і розробка вишки, привишкових споруд, монтаж і демонтаж бурового обладнання свердловини Будівництво і монтаж	52000
4	Розробка і демонтаж	12000
	Всього по п. 3-4	64000
5	Роботи, не обліковані нормами зимового подорожчення	320
	Всього по главі 2	64320
6	Глава 3 Буріння і кріплення свердловини Буріння свердловини	142552500
7	Кріплення свердловини	6296333
	Всього по главі 3	148848833
8	Глава 4 Випробування свердловини на продуктивність Випробування свердловини ВП на бурильних трубах в процесі буріння	35000
9	Випробування свердловини ВП на каротажному кабелі в процесі буріння	3500
	Всього по п. 8-9	38500
10	Випробування свердловини на продуктивність в експлуатації Перший об'єкт з бурового станка	6000
11	Послідуючі об'єкти з бурового станка	14000
	Всього по п 10-11	20000
	Вартість 1 доби випробувань: Перший об'єкт з бурового станка	1999,00
	Послідуючі об'єкти з бурового станка	6225,00
12	Кислотна обробка при випробуванні свердловини на продуктивність в експлуатаційній колоні Перший об'єкт з бурового станка	1725,00
13	Послідуючі об'єкти з бурового станка	9200
	Всього по п 12-13	10925,00
	Всього по п. 10-13	30925,00
14	Колонна головка ОКК1-350	1203444,00
	Всього по главі 4	1234369

Продовження табл. 4.2

15	Глава 5 Промислово-геофізичні роботи (5,8% від суми глав 3 і 4)	7504160.1
16	Утримання партії геолого-технічного контролю при буріння свердловини	7504,16
	Всього по главі 5	7511664.26
17	Глава 6	12018.62
	Додаткові витрати при будівництві свердловин у зимовий час (1,6%)	
18	Експлуатац.котельні, 1 котел ПНК-2С на мазуті, розвідувальне буріння	7654,00
	Транспортування рідкого палива для котельні на 52км	1894,32
	Всього по главі 1-6	7533231,2
19	Глава 7	3340427,523
	Накладні витрати	
	Накладні витрати на суму 1-6 глав (12,2% від суми 1-6 глав)	
	Всього по главі 7	3340427,523
20	Глава 8	8698926.69
	Планові накопичення на суму прямих витрат по главам(8% від суми 1-7 глав)	
	Всього по главі 1-8	117435510.39
21	Глава 9	652979,9614
	Інші роботи і витрати	
	Виплати премій (2,39% від суми 1-8 глав)	
22	Одночасна допомога за вислугу років (0,01% від суми 1-8 глав)	10873.65
23	Польвий достаток (0,12% від суми 1-8 глав)	13048.39
	Всього по п. 21-23	23922.04
24	Лабораторні роботи (1,5% від суми 4-3 глав)	2251248.03
25	Транспортування вахт	11236,7
26	Свердловини на воду	4352,80
27	Охорона навколишнього середовища	9172
28	В т.ч біологічна рекультивация	455,68
29	Топографо-геодезичні роботи	1200
30	Спорудження протирадіаційного укриття	3500,54
31	Монтаж та укладка СКУБ-1	1500,89
	Всього по главі 9	2276230.24
	Всього по главам 1-9	119711740.63.
32	Глава 10	71582,75
	Авторський нагляд (0,2% від суми 1-9 глав)	
33	Глава 11	4954,5
	Проектні і вишукувальні роботи	
	Проектні роботи	
	Всього по главам 1-11	119789277.88
34	Резерв коштів на незаплановані роботи і витрати (5% від суми 1-11 глав)	5989463.89

35	Різниця в вартості амортизації імпортного цемент.агрегату АЦФ-7010 і вітчизняного ЦА-320-М2	3894,44
	Всього по зведеному кошторисному розрахунку	125683635.21
35	ПДВ	25136727.04
36	Всього по зведеному кошторисному розрахунку з ПДВ	150820362.25

4.2 Оцінка ефективності проектного буріння

Таблиця 4.3 – Ефективність проектного буріння

№ п/п	Показники	Одиниці виміру	Величини показників
1	Кількість проектних свердловин	штук	6
2	Загальна проходка по свердловинах	м	31450
3	Середня комерційна швидкість	м/верст.-міс.	436
4	Тривалість циклу будівництва свердловин	рік	2
5	Капіталовкладення на будівництво свердловин, К	тис. грн	150820
6	Очікуваний приріст ресурсів нафти	тис.т.	41326
7	Приріст ресурсів нафти на 1 м проходки	тис.тон/м	413,11
8	Вартість підготовки 1 т. нафти	грн./т	12,44
Розрахунок терміну окупності капіталовкладень на будівництво свердловин			
12	Фонд діючих свердловин, n	свердл.	6
13	Прогнозний середньодобовий дебіт свердловини, q _д	т/добу	63
	Середньорічна кількість діб експлуатації, N	доба	330
	Прогнозний річний видобуток нафти, Q _р =q _д ·N·n	т	124,20
	Комерційна ціна нафти на момент оцінки, Ц	грн./т	15966,23
	в тому числі: ПДВ	грн./т ³	3196,246
	Собівартість видобутку тис.т. нафти на момент оцінки, С _в	грн./т ³	12256,23
	Балансовий річний прибуток, P _б =(Ц-ПДВ-С _в)·Q _р	тис. грн.	36935540,4
	Податок з прибутку, П _п =0,18P _б	тис. грн.	56474.635
	Чистий річний прибуток, P _ч =P _б -П _п	тис. грн.	36878065.76
	Термін окупності капіталовкладень, T=K/P _ч	рік	4,08

У розрахунках терміну окупності капіталовкладень на будівництво свердловин на Андріївській площі, припускається, що всі пошуково-розвідувальні свердловини будуть використовуватися як експлуатаційні об'єкти після виконання своїх завдань. Тому фонд діючих експлуатаційних свердловин буде складати 4 одиниці. Розрахунки показують, що родовище є економічно вигідним, а термін окупності капіталовкладень становить 4,08 роки.

Висновки

У даному бакалаврській роботі вивчалась геологічна будова і обґрунтовувалась методика проведення пошуково-розвідувальних робіт на Андріївській площі, яка в адміністративному відношенні розташована на території Талалаївського району Чернігівської області.

У тектонічному відношенні Андріївська площа розташована на Погарщинському прогині на північному заході Дніпровсько-Донецької западини в межах центральної приосевої зони Дніпровського грабену і приурочена до південного схилу Артюхівсько-Анастасіївсько-Липоводолінського виступу кристалічного фундаменту. Промислова газонасність пов'язується з горизонтам В-20 візейського ярусу. Ці відклади вміщують у собі нафтові поклади.

Таким чином, доцільність проведення на структурі пошуково-розвідувального буріння обґрунтовується наявністю і мірою підготовки сейсморозвідкою пастки склепінного тектонічно екранованого типу; розміщенням площі у структурно-тектонічних умовах, подібних до умов родовищ з доведеною промисловою нафтогазонасністю візейських відкладів; наявністю в розрізі з достатньо високими емнісно-фільтраційними властивостями і флюїдоупорів.

Всього проектом передбачено буріння двох пошукових свердловин глибиною 5300 м і 5200 м відповідно та трьох розвідувальних свердловин повним загальним метражем 31450 м.

Виходячи з економічної ефективності пошукових робіт, які наведено в таблиці 2.7.1, можна вважати, що пошуково-розвідувальні роботи на даній площі є доцільними і ефективними, оскільки вартість 1 м прирощених запасів нижче, ніж в середньому по району.

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

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 сейморозвідувальні роботи МОГТ.
2. Вендер Є.В. Покидька С.В. Східно-Роменської площі, виконаних сейморозвідувальною 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 сейморозвідувальних робіт на Дмитрівсько-Синівській площі . сеймопартіями 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 сейморозвідувальною 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.
12. ГСТУ 41-00032626-00-024-2000