

БАКАЛАВРСКА РОБОТА

БР 103 – НЗГ
ГРУПА НЗГ-21-1

Стрихард Арсен

2025

УДК 553.98

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Тема: Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проєкт пошуково-розвідувальних робіт на Південноарсенівській 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 – НЗГ

(позначення)

Студент гр. НЗГ-21-1

(підпис)

Стрихард А.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис)

доц. Гоптарьова Н.В.

(посада, прізвище та ініціали)

Консультанти:

(підпис)

(посада, прізвище та ініціали)

(підпис)

(посада, прізвище та ініціали)

(підпис)

(посада, прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис)

асист. Уграк Л.В.

(посада, прізвище та ініціали)

Перевірено на плагіат

(підпис)

асист. Уграк Л.В.

(посада, прізвище та ініціали)

Допускається до захисту.

Завідувач кафедри

(підпис)

доц. Михайлів І.Р.

(посада, прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

(посада, прізвище та ініціали)

2025 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри _____ доц. Михайлів І.Р.

« ____ » _____ 2025 р.

З А В Д А Н Н Я

НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ

СПЕЦІАЛЬНІСТЬ – 103 – НАУКИ ПРО ЗЕМЛЮ

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

Студенту _____ Стрихарду Арсену Володимировичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

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

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

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

3. Вихідні дані до роботи:

1. Фондові геолого-геофізичні матеріали

2. Опублікована література по району досліджень

3. Особисті спостереження та узагальнення

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

Вступ. 1. Загальні відомості про площу робіт. 2. Геологічна будова району
досліджень. 3. Обґрунтування перспектив і план проведення пошуково-
розвідувальних робіт. 4. Геолого-економічні аспекти проєктних робіт.
Висновки. Перелік використаних джерел.

5. Перелік графічних додатків:

1. Тектонічна схема Західноукраїнського нафтогазоносного регіону

2. Зведений геолого-геофізичний розріз

3. Структурна карта покрівлі еоценових відкладів

4. Геологічні розрізи по лініях I-I та II-II

5. Геолого-технічний наряд на типову свердловину

6. Консультанти з окремих розділів і питань бакалаврської роботи:

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

7. Дата видачі завдання _____ 16.04.2025 _____

8. Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання бакалаврської роботи	Термін виконання	Примітка
1.	Одержання завдання і складання плану виконання бакалаврської роботи.	16.04.2025	Виконано
2.	Розроблення структури та плану роботи.	18.04.2025	Виконано
3.	Обробка базових геолого-геофізичних матеріалів зібраних під час проходження практики.	24.04.2025	Виконано
4.	Аналіз геологічної будови площі.	01.05.2025	Виконано
5.	Прогноз нафтоносності Південноарсенівської структури та оцінка ресурсів.	08.05.2025	Виконано
6.	Проектування подальших геолого-розвідувальних робіт.	19.05.2025	Виконано
7.	Економічна частина.	24.05.2025	Виконано
8.	Оформлення тексту і графічних додатків.	01.06.2025	Виконано
9.	Здача бакалаврської роботи на перевірку	10.06.2025	Виконано

Завдання видав керівник _____
(підпис)

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

Завдання прийняв студент _____
(підпис)

Стрихард А.В.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота має 49 сторінок тексту, 6 таблиць, 5 рисунків, 2 комп'ютерних роздруківки, 5 графічних додатків.

У бакалаврській роботі створюється геологічна модель та спроектовані роботи з пошуків і оцінки нафтових покладів у вигодських відкладах Південноарсенівської антиклінальної складки, що розбита тектонічними порушеннями на два блоки. Площа досліджень розташована Надвірнянському нафтогазоносному районі. Проводиться підрахунок ресурсів покладу нафти та обґрунтування економічної доцільності робіт. Основним нафтогазоперспективним об'єктом пошукових робіт є перспективні відклади вигодської світи. В основу проектних аспектів покладені результати переінтерпретації сейсмічних досліджень 1978-1991 рр. та звіт по темі «Аналіз та вдосконалення методики пошуків, розвідки і прискореного освоєння родовищ нафти і газу ПАТ «Укрнафта».

Особливу увагу на площі, яка досліджується приділяється неглибоко залягаючим перспективним горизонтам. Обсяг пошуково-розвідувальних робіт передбачає буріння 4-х проектних свердловин: двох пошукових і двох розвідувальних загальним метражем 8200 м.

Ключові слова: створення геологічних моделей, перспективи нафтоносності, породи-колектори, відклади вигодської світи, ресурси нафти, проектна пошукова і розвідувальна свердловини.

ANNOTATION

The bachelor's thesis has 49 pages, 6 tables, 5 figures, 2 computer printouts, 5 graphic appendices.

In the bachelor's thesis, a geological model is created and works are designed to search for and evaluate oil deposits in the Vygoda deposits of the Pivdennoarsenivska anticline fold, which is divided by tectonic faults into two blocks. The research area is located in the Nadvirna oil and gas-bearing district. The oil deposit resources are calculated and the economic feasibility of the works is substantiated. The main oil and gas prospective object of the search works is the prospective deposits of the Vygoda suite. The project aspects are based on the results of the reinterpretation of seismic surveys of 1978-1991 and a report on the topic "Analysis and improvement of the methodology for the search, exploration and accelerated development of oil and gas deposits of PJSC "Ukrnafta".

Special attention in the area being studied is paid to shallow prospective horizons. The scope of exploration and exploration work involves drilling 4 project wells: two exploration and two exploration wells with a total length of 8200 m.

Keywords: creation of geological models, oil-bearing prospects, reservoir rocks, deposits of the Vygoda formation, oil resources, project exploration wells.

ЗМІСТ

Вступ	6
1 Загальні відомості про площу робіт	8
2 Геологічна будова району досліджень	10
2.1. Літолого-стратиграфічний розріз	10
2.2 Тектоніка	13
2.3 Історія геологічного розвитку	15
2.4 Геолого-геофізична вивченість	18
2.5 Нафтогазоносність	19
2.6 Водоносність	22
3 Обґрунтування перспектив і план проведення пошуково-розвідувальних робіт	24
3.1 Прогнозування нафтогазоносності	24
3.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти	26
3.3 Мета і завдання проектних робіт	32
3.4 Обґрунтування розташування проектних свердловин та їхніх глибин	33
3.5 Вибір типової свердловини і геологічні умови її буріння ...	35
3.6 Вибір об'єктів для випробування та дослідження	37
3.7 Вибір інтервалів відбору керна і шламу	38
3.8 Вибір комплексу методів геофізичних досліджень у свердловині	39
3.9 Проектний комплекс лабораторних досліджень	43
4 Геолого-економічні аспекти проектних робіт	44
Висновки	48
Перелік використаних джерел	49

ВСТУП

Актуальність теми. У час, коли необхідні реальні дані про нафтогазоперспективні площі, які підтверджуватимуть свою промислову нафтогазоносність, а також забезпечуватимуть приріст ресурсів і запасів корисних копалин за відповідними категоріями, що сприятиме стабілізації та збільшенню видобування флюїдів, геологорозвідувальні роботи на нафту і газ є безумовно актуальним питанням.

При написанні дипломного проекту виявлялися навички, що були набуті в процесі навчання, а також були використані матеріали, зібрані під час проходження виробничої переддипломної практики. При цьому проводиться аналіз існуючого геолого-геофізичного матеріалу по площі досліджень чи родовищу, поєднання результатів буріння з літературними джерелами, а також проектування робіт з пошуків та розвідки нафти або газ, враховуючи всебічний аналіз особливостей геологічної будови, нафтогазо- та водоносності району проектних робіт, економічної ефективності проектних робіт, буріння пошукових або розвідувальних свердловин та інше.

Дана бакалаврська робота охоплює коло питань пошуків покладів нафти і газу в палеогенових відкладах антиклінальної складки, що розбита тектонічними порушеннями на два блоки, та їх попередньої оцінки на Південноарсенівській площі, яка розташована у межах Надвірнянського нафтогазопромислового району (НГПР), підрахунку ресурсів вигодського покладу нафти та обґрунтування загальної економічної доцільності. Основним нафтогазоперспективним об'єктом пошуково-розвідувальних робіт є перспективні відклади еоцену (вигодська світа).

Оскільки Південноарсенівська площа числиться як нова, то деяку інформацію взято з матеріалів та геологічної документації щодо буріння пошукових і розвідувальних свердловин на сусідніх родовищах Богрівське, Пасічнянське, Бухтівецьке. Важлива інформація була отримана за результатами переінтерпретації сейсмічних досліджень 1978-1991 рр. та звіту по темі «Аналіз та вдосконалення методики пошуків, розвідки і прискореного освоєння родовищ нафти і газу ВАТ «Укрнафта». На площі, яка досліджується, особливу увагу приділяється продуктивним горизонтам, які залягають на невеликих глибинах (до 2500 м).

Метою бакалаврської роботи є створення геологічної моделі нафтогазоперспективного вигодського об'єкта та проектування пошуково-розвідувальних робіт на Південноарсенівській площі.

Завдання досліджень:

- охарактеризувати загальні умови і геолого-геофізичну вивченість Південноарсенівської площі;
- охарактеризувати літолого-стратиграфічний розріз надр і тектонічну будову району досліджень;

- обґрунтувати перспективи нафтоносності еоценових (вигодських) відкладів Південноарсенівської площі;
- провести кількісну оцінку перспективних ресурсів нафти;
- обґрунтувати розташування проектних пошукових і розвідувальних свердловин, спроектувати їхні глибини;
- вибрати об'єкти для випробування та інтервали для відбирання керну і шламу [1].

Об'єкт досліджень – процес пошуково-розвідувальних робіт на Південноарсенівській площі.

Предмет досліджень – обґрунтування перспектив нафтоносності вигодських відкладів Південноарсенівської площі.

Методи досліджень – аналізування і зіставлення фактичних геолого-геофізичних даних, а також матеріалів промислових і лабораторних досліджень вірців керну та пластових флюїдів з родовищ-сусідів з Південноарсенівською площею, кількісна оцінка ресурсів нафти.

Дана бакалаврська робота ґрунтується на оприлюдненій літературі по регіону досліджень, на фондових геолого-промислових та геофізичних даних, також на власних узагальненнях.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПЛОЩУ РОБІТ

Скибова зона, де знаходиться Південноарсенівська площа, охоплює північно-східний схил Українських Карпат (графічний додаток 1). В адміністративному відношенні вона простягається через Львівську, Івано-Франківську та Чернівецьку області. Геоморфологічно, це частина гірської споруди, характерною особливістю якої є наявність гірських хребтів, котрі простягаються з південного сходу на північний захід. Хребти, як правило, асиметричні, з крутими північно-східними крилами. Найбільші абсолютні відмітки становлять: г. Парашка – 1268 м, г. Сивуля – 1818 м, г. Добошанка – 1754 м, г. Осередок – 1365 м. Відносні перевищення рельєфу становлять 500-1000 м. Більшість території (60-90 %) вкрита лісами і кущами. Ліси мішані, букові та ялинові [2].

Вона перетинається густою сіткою рік. Це ріки Дністер і Прут та їх праві притоки: Бистриця, Стрий, Сукіль, Свіча, Чечва, Лімниця, Бистриця Солотвинська, Бистриця Надвірнянська, Пістинка, Рибниця, Черемош та Сирет.

Десятки автодоріг покращеного типу перетинають територію Скибової зони: Самбір-Ужгород, Стрий-Мукачево, Долина-Мукачево, Надвірна-Рахів, Вижниця-Селятин. Перетинають її також три гілки залізниці: Самбір-Ужгород, Стрий-Мукачево, Івано-Франківськ-Рахів. Територія є легко доступна для освоєння, окрім окремих ділянок гористого та вкритого лісом рельєфу.

Клімат помірно-континентальний, середньорічна температура становить 7-9 °С, середньорічна кількість опадів – 700-1000 мм.

Південноарсенівська площа знаходиться у гористій місцевості Богородчанського району Івано-Франківської області в басейні р. Бистриці-Солотвинської. Найближчими населеними є села Кричка, Пороги, Гута. Висоти над рівнем моря становлять 550-900 м. Район заселений не дуже густо. Серед найбільших населених пунктів можна назвати: Східницю, Верхнє і Нижнє Синевидня, Сколе, Вигоду, Перегінськ, Путила. Поряд із площею розташовані центри з базами геологорозвідувальних і нафтопромислових робіт Долина, Калуш, Надвірна та Івано-Франківськ (рисунок 1.1).

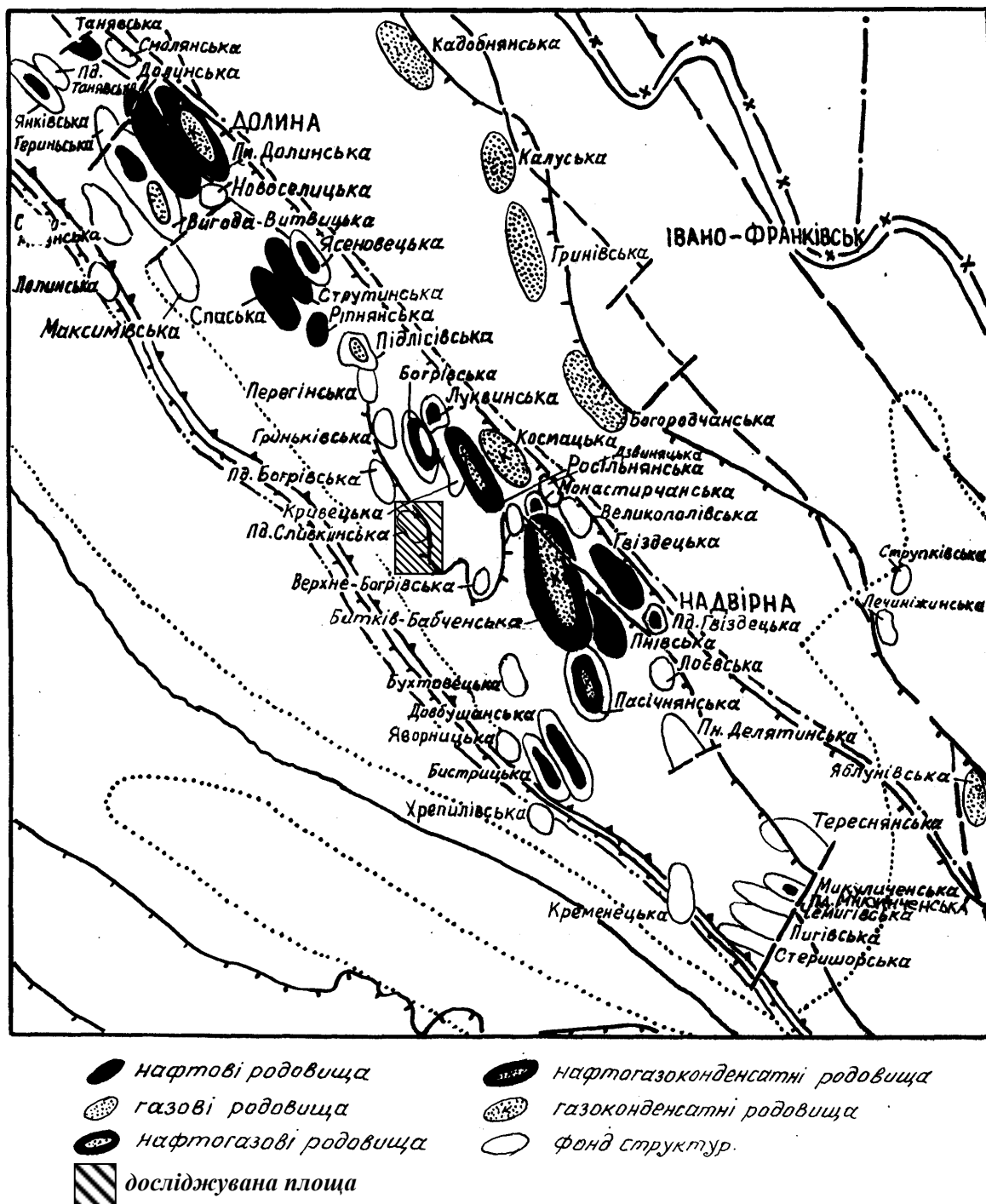


Рисунок 1.1 – Оглядова схема району робіт

2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РАЙОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ

2.1 Літолого-стратиграфічний розріз

У надрах Скибової зони (графічний додаток 2), як і на Південноарсенівській площі, достовірно встановлені породи крейдового періоду, палеогену і нижньої частини неогену [3-5].

Нижня крейда (K_1) у Скибовій зоні представлена в основному спаською світою (K_{1sp}). Породи цієї світи відомі тільки в північно-західній частині Скибової зони, де вони в басейні рік Вирви, Дністра і Стрия виходять на денну поверхню, а також в центральній частині, де вони розкриті свердловинами Луги-1, Шевченково-1, Мізунь-1 на великих глибинах.

Нижньоспаська підсвіта(K_{1sp1}) – це чорні бітумінозні аргіліти з прошарками переважно сірих алевролітів та пісковиків. Товщина підсвіти перевищує 100 м.

Верхньоспаська підсвіта(K_{1sp2}) – це переважно пісковики у перешаруванні з чорними кремнистими аргілітами. Серед них зустрічаються масивні жовто-сірі "тершовські" пісковики, що відомі у розрізах по р. Дністер. Окремі пачки пісковиків досягають 15-20 м.

Товщина спаської світи досягає 800 м (свердловина Шевченково-1).

Над чорною спаською світою у свердловині Луги-1 зустрінуто досить потужна (400 м) товща строкатих порід, яка названа ілемківською світою. Виражена вона чергуванням прошарків пісковиків, аргілітів, алевролітів, мергелів та вапняків. Забарвлення порід від сірих, зеленуватих до вишневих та вишнево-бурих тонів. За даними фауністичних досліджень вона відноситься до границі між нижньою та верхньою крейдою, як і головнинська світа, що розвинута на північному заході Скибової зони. Її частіше відносять до верхньої крейди.

Головнинська світа (K_{1gl}) складена чергуванням кремнистих мергелів і вапняків з тонкими прошарками аргілітів. Товщина світи досягає 200 м.

Верхня крейда (K_2) охоплює значну частину вже описаної головнинської світи та стрийську світу.

Відклади стрийської світи (K_{2st}) повсюдно присутні у Скибовій зоні. Їх іноді поділяють на три підсвіти (нижню, середню, верхню) або на окремі пачки (аргілітові та аргіліто-піщані). Останні в окремих районах виражені потужними масивними пісковиками. В основному стрийська світа складена ритмічним піщано-глинистим мергельним флішем переважно сірого забарвлення. Рідко можна зустріти і строкатобарвисті горизонти товщиною до 5 м. Це чергування зелених та вишневих аргілітів, зеленувато-сірих пісковиків і алевролітів. Іноді у розрізах можна зустріти

також окремі прошарки вапняків. Загальна товщина стрийської світи від 1000 до 2000 м і більше [6].

Палеоген ($\mathbb{P}$). Відклади палеогенового віку повсюдно поширені на території Скибової зони і досить чітко розділяються на палеоценові, еоценові та олігоценові.

Палеоцен ($\mathbb{P}_1$) представлений ямненською світою, яка починається строкатобарвистим (яремчанським) горизонтом, над яким і залягає основна товща масивних ямненських пісковиків. Яремчанський горизонт – це чергування зелено-сірих, вишнево-червоних аргілітів та зеленуватих алевролітів і сірих пісковиків. Товщина 10-30 м.

Ямненські пісковики ($\mathbb{P}_{1jm}$) сірого і світло-сірого кольору добре відсортовані. Пласти пісковиків перешаровуються малопотужними прошарками зеленувато-сірих аргілітів. Загальна товщина в Скибовій зоні складає від 50 до 350 м. В басейні р. Дністер та в районі Биткова ямненські відклади досить важко фаціально відрізнити від еоценових (манявських) відкладів. Тут практично відсутні пісковики.

Відклади еоцену ($\mathbb{P}_2$) представлені трьома світами: манявською, вигодською і бистрицькою.

Манявська світа ($\mathbb{P}_{2mn}$) – це ритмічне чергування прошарків (10-40 м) кремнистих аргілітів і алевролітів зеленувато-сірого та зеленого кольору. Зустрічаються також і прошарки мергелів. Місцями в манявських відкладах зустрічаються і піщані пласти товщиною до 5-10 м. Загальна товщина манявської світи коливається в межах 200-300 м.

Вигодська світа ($\mathbb{P}_{2vg}$) складена переважно грубошаруватими різнозернистими пісковиками, а іноді (басейн рр. Свіча і Чечва) навіть гравелітами і конгломератами, що чергуються з прошарками зеленувато-сірих аргілітів. Замість пісковиків зустрічаються піщані вапняки або вапнисті пісковики в басейні р. Бистриці Надвірнянської. В районі Борислава і на північному заході вигодські пісковики часто заміщені аргілітами і створюють єдину аргілітову товщу з манявською світою. Товщина вигодської світи складає 150-300 м [6].

Бистрицька світа ($\mathbb{P}_{2bs}$) представлена переважно тонко ритмічним чергуванням зеленувато-сірих і сірих алевролітів і дрібнозернистих пісковиків. В розрізах явно переважають аргіліти. В південно-східній частині Скибової зони в підшві зустрічається строкатобарвистий горизонт товщиною 20-40 м. Загальна товщина бистрицької світи становить 100-350 м [6].

Олігоцен ($\mathbb{P}_3$) у Скибовій зоні зустрічається у двох фаціях: менілітові і кроснянські.

Менілітові відклади ($\mathbb{P}_{3ml}$) максимально розвинуті у передових скибах (Береговій, Орівській і частково Сколівській). У інших скибах відбувається поступова заміна від верхніх частин розрізів до низу на породи кросненської фації. Менілітова світа поділяється на три підсвіти:

нижньоменілітову, середньоменілітову (лоп'янецьку) і верхньоменілітову [7].

Нижньоменілітова ($\mathbb{P}_3ml_1$) починається переважно малопотужною (10-15 м) пачкою чорних аргілітів, що залягає під кремнистим горизонтом (роговиками). Місцями серед аргілітів розвинутий потужний масивний пісковик (бориславський "підроговиковий"). Вище залягає нижньокремнистий ("нижньороговиковий") горизонт, що повсюдно розповсюджений і є реперним. Ця пачка тонких чорних або коричневих силіцитів з прошарками чорних аргілітів або мергелів. Товщина горизонту 5-30 м.

Типова для менілітових відкладів товща чорних або темно-коричневих невапнистих аргілітів з прошарками пісковиків і алевролітів залягає над ним. Місцями пісковик стають домінуючими в розрізі, створюючи окремі піщані горизонти товщиною 30-150 м. Найбільш поширеним піщаним горизонтом є клівський. Завершує розріз нижньоменілітової підсвіти головецький (ясельський) горизонт (0,4-1,5 м), що складається з смугастих вапняків з прошарками чорних або світлих силіцитів та чорних аргілітів. Товщина нижньоменілітової підсвіти в Береговій та Орівській скибах коливається в межах 220-350 м [7].

Середньоменілітова (лоп'янецька) підсвіта ($\mathbb{P}_3ml_2$) значно відрізняється від інших частин. Вона складається з сірих і рідше темно-сірих вапнистих аргілітів та сірих дрібнозернистих вапнистих пісковиків. Рідко у розрізі зустрічаються пачки чорних (менілітових, збагачених органікою) невапнистих аргілітів. Товщина лоп'янецької підсвіти становить 180-250 м.

Верхньоменілітова підсвіта ($\mathbb{P}_3ml_3$) починається малопотужною пачкою 1-10 м смугастих силіцитів і темно-коричневих часто кремнистих аргілітів ("верхньороговиковий" горизонт). Основна частина верхньоменілітових відкладів складена чорними і темно коричневим аргілітами з малопотужними прошарками пісковиків і аргілітів. Місцями у верхній частині підсвіти зустрічаються прошарки світлих голубувато-зелених туфів і туфітів. Піщані пласти товщиною більше 1-2 м зустрічаються рідко і не мають значного поширення. Загальна товщина верхньоменілітової підсвіти коливається в дуже великих межах – від 50-100 до 1300 м [7].

Кросненський тип розрізу олігоцену охоплює не тільки південні скиби, але і центральну частину складчастих Карпат. За літологічними ознаками кросненські відклади також поділяються на три частини: нижньокросненську товщу – масивні пісковики з прошарками аргілітів; середньокросненську товщу – ритмічне перешарування пісковиків і аргілітів; верхньокросненську – переважно аргіліти з тонкими прошарками пісковиків і алевролітів. У забарвленні порід кросненської світи явно

переважають сірі та світло-сірі кольори. Загальна товщина кросненських відкладів перевищує 1000 м [7].

Відклади неогену (N) в межах Скибової зони достовірно не доведені. Справа в тому, що породи поляницької світи залягають узгоджено з поступовими переходами на верхньоменілітові і границю між ними досить важко встановити. Тому їх часто відносять до олігоцену. Представлена світа сірими і темно-сірими вапнистими аргілітами, глинами, алевролітами. В нижній частині зустрічаються пачки менілітоподібних порід, а у верхній – спостерігається засолення і загіпсованість. Загальна товщина поляницької світи досягає 500-900 м.

2.2 Тектоніка

Скибова зона є північно-східною частиною Складчастих Карпат (графічний додаток 1), де на денну поверхню виходять крейдові та палеогенові відклади (графічний додаток 2), що зібрані у великі структури, які насунені одна на одну і простягаються на сотні кілометрів не тільки в межах Українських Карпат, але заходять далеко у Польщу та Румунію [3].

У загальному Скибова зона – це покрив, що був зірваний зі своєї основи та переміщений у північно-східному напрямку на значну відстань, через що більша частина Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину була перекрита Скибовою зоною. Максимальна відстань переміщення не встановлена. Але за різними даними може перевищувати 15-35 км [6].

У плані конфігурація лінії насуву Скибової зони має складний рисунок, що зумовлено різними причинами, серед яких найбільше значення мали геологічні тіла, які чинили відповідний опір цьому переміщенню.

У Скибовій зоні ще з часів К. Толвінського виділяють з північного сходу на південний схід шість великих скиб (лусок): Берегову, Орівську, Сколівську, Парашки, Зелем'янки і Рожанки.

Усі скиби в свою чергу можуть складатись з декількох складок, теж часто насунених одна на одну. Характер скиб (складок) залежить від товщини порід, що їх складають. У центральній частині розвинуті великі антиклінальні та синклінальні складки. Південно-західні крила більш пологі (15-35°). Розриви між окремими скибами мають невеликі амплітуди вертикальних та горизонтальних переміщень. Ширина скиб (складок) досягає 5-6 км. Ширина Скибового покриву досягає 45-50 км. На південному сході, у Покутсько-Буковинській частині, товщина крейдових відкладів знову зменшується і характер структур теж. Знову складки стають вузькими (2,5-3,0 км), а південно-західні крила крутими (біля 45°)

та занурюються на глибину понад 4 км. Загальна товщина Скибового покриву Карпат зростає від зовнішнього краю на південний захід досить швидко і перевищує в центральній частині 7500 м [6].

Уся Скибова зона розсічена, крім повздовжніх насувів, цілою серією поперечних тектонічних порушень, які розсікають окремі або одночасно декілька скиб. За своїм характером ці порушення є скидо-зсувами. Поєднання лінійних антиклінальних складок та поперечних тектонічних порушень може приводити до виникнення великої кількості пасток для нафти і газу, що є сприятливим фактором при загальній оцінці перспектив нафтогазоносності.

Південноарсенівську структуру було виявлено сейсмічними дослідженнями і видано паспорт на структуру в 1985 році. Південноарсенівська площа в структурному відношенні займає Південноарсенівську складку у першому ярусі структур, та розбита на два блоки: Північно-Західний (Порогський) і Південно-Східний (Кричківський) [2].

Південноарсенівська складка за своїми морфологічними особливостями є типовою для складок Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. Складка насунута в північно-східному напрямку і є можливо останньою складкою першого ярусу Бориславсько-Покутської зони.

Порогський блок високо припіднятий і склепіння його оконтурюється ізогіпсою 0 м по покрівлі еоценових відкладів. Кричківський блок опущений і склепіння оконтурюється ізогіпсою – 1000 м [2].

Структурні форми цих блоків, з врахуванням можливої екранізації поперечними розломами є сприятливими для можливості існування покладів нафти і газу.

Загалом породами-колекторами є піщано-алевритові різновиди відклади з дещо низькими колекторськими властивостями.

З аналізу піщанистості розрізу палеогенових порід в ямненських відкладах можна очікувати пласти і пропластки пісковиків загальною потужністю 10-15 м, в манявській – 30-40 м, в вигодській – 20-35 м і в менілітовій – 100-150 м.

Породами-покришками можуть виступати породи поляницької та бистрицької світи.

2.3 Історія геологічного розвитку

Історія геологічного розвитку Скибової зони є частиною загальної історії розвитку Карпат. Вона починається з того періоду часу, коли внаслідок прояву однієї із основних фаз альпійського тектонічного циклу, який мав місце на границі палеогену і неогену, відбулось підняття внутрішніх зон Карпатської флішової геосинкліналі і занурення її крайової частини. Це є період зародження передгірського прогину Карпат, а саме його внутрішньої зони [3].

У геологічній історії Карпат виділяється декілька великих етапів, які розшифровуються з різною ступеню повноти і вірогідності.

Так деякі геологи виділяють в історії геологічного розвитку Скибової зони Карпат і Передкарпатського прогину такі чотири основних етапи: ранньопалеозойський, юрський, крейдіяно-палеогеновий і міоценовий. Кожний із наведених етапів характеризується своєрідністю палеогеографічних умов, і певними фазами тектогенезу.

Існуючі в даний час факти дозволяють вважати, що на місті Карпат в рифейі, нижньому і середньому палеозойі розміщувалась геосинклінальна область, час замикання і перетворення якої в складчасту область поки, що може бути встановлено тільки наближено. Важливе значення для вирішення цього питання має вік геосинклінальних складчастих споруд Добруджі і Свентокшиських гір, занурення з півдня і півночі під міоценові осади Передкарпатського прогину, а вік цих споруд, як відмічалось вище, ранньогерцинський. Продовження Келецько-Сандомирської системи ранньогерцинських складок під Карпатами може зумовлювати при спостереженнях по лінії Перемишль – Сколе – Ворохта чіткі смуга відносних максимумів сили тяжіння; північно-східніше фіксується ще одна смуга подібних аномалій сили тяжіння, яка дозволяє думати про наявність під центральною частиною Скибової зони і Передкарпатського прогину другого антиклінального підняття. Дані буріння і склад гальки міоценових конгломератів підтверджується, що в складі фундаменту на значній частині Карпат приймають участь рифейські, нижньопалеозойські і середньопалеозойські відклади, які були зім'яті в складну систему складок не пізніше кінця нижнього карбону, а може і раніше. На протязі верхньопалеозойського періоду часу вся територія Східних Карпат і облямовуючих їх прогинів була припіднята [3].

Історія геологічного розвитку Карпат в другому, нижньомезозойському етапі, що включає тріас і юру, виявлена в загальних рисах. На протязі цього часу неодноразові прогинання, які змінювались підняттями, проходили на південно-західній окраїні сформованій складчастій системи герцинід, в результаті чого тут відклались досить малої товщини осади відповідного віку. Утворення осадів проходило в крайовій частині Панонської геосинкліналі. Границя розповсюдження

відкладів тріасу і юри співпадає з північно-східною границею системи глибинних розломів зони бескидів, існування яких, таким чином, в цьому періоді фіксується досить чітко. Проміжок часу від початку крейди до кінця палеогену представляє собою один із важливих етапів в історії геологічного розвитку Карпат. З цього етапу починається формування флішового трогу, що охоплює майже всю територію складчастих Карпат. Крайня південно-західна частина складчастих Карпат на початку даного етапу також опускалась, але тут відкладався не фліш, а малопотужні вапняки, тобто продовжувалось осадкоутворення пізньоюрського типу. Режим дрібних пульсуючих тектонічних рухів, які проходили, в ранньокрейді на фоні загального опускання області, часом переривався підняттями, завдяки чому в розрізах спостерігають перерви. Найбільш великі підняття спостерігаються на утвореній складчастості, що охоплює південну внутрішню частину складчастої області Карпат, яка за віком відповідає нижньому альба [3].

Нові загальні опускання супроводжувались значною трансгресією, починаючи з верхньої половини альба і приводять на протязі верхньої крейди і палеогену до накопичення флішових товщ великої товщини в усьому Східнокарпатському геосинклінальному прогині. В пізній крейді цей прогин на північному сході відмежовується від платформи смугою піднять, що давали теригенний матеріал головним чином в флішовий прогин, а також і на платформу. На південному заході границя флішового прогину, ймовірно, визначається глибинним розломом, завдяки якому в зоні бескидів відкладались осади, різко відмінні по фаціях і товщинах. На протязі пізньої крейди і палеогену інтенсивне осадконакопичення переривалось лише місцями і на короткий час внаслідок локальних піднять, головним чином в області Магурської анклінальної зони.

Заповнення осадами флішового прогину мало місце на протязі всього етапу, де розглядається чітко виражений міogeосинклінальний характер, що відбувалось за рахунок розмиву як обмежених піднять, так і кордільєр, періодично виникаючих всередині самої геосинкліналі.

На границі палеогену і неогену (після нижньоворотисненського часу) проходить дуже важливий етап в геологічній історії розвитку Карпат. В цей час здійснюється процес загального підняття Карпат і утворення Передкарпатського прогину. Відносно єдина флішова поверхня, яка існувала перед початком формування прогину розділяє грубо на дві нерівні частини. Одна із них (велика) Карпатська – піднялась на декілька кілометрів, друга – сучасна передгірська – опустилась на сотні метрів. Такий різкий рух в протилежних напрямках супроводжувався, О.В. Вялов (1953), утворенням великого глибинного розриву, що служив в подальшому границею між Скибовими Карпатами і Передкарпатським прогином. В процесі загального підняття в області Карпат і опускання в внутрішній зоні Передкарпатського прогину і проходило

складкоутворення. Складки, що виникли носили в основному лінійний характер і розміщувались, узгоджено законам розвитку складок в геосинклінальних областях (В.В. Белоусов, 1954), паралельно до ізоліній товщин порід, піддалися складчастості.

Тектонічна активність зони, яку розглядаємо за доби олігоцену, відповідала, мабуть, останнім виявам піренейської фази тектогенезу.

На початку поляницької доби відбуваються висхідні рухи у крайовій частині Східноєвропейської платформи. Про це свідчить велика кількість у полиницькій світі конгломератів, уламковий склад яких формується переважно сіро-зеленими метаморфічними сланцями і ясно-сірими вапняками платформного походження.

На початку воротищенської доби величезна територія Карпат зазнала загального підняття. Морем була вкрита тільки зона Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Вздовж Крайової частини Карпат постають регіональні розломи. Починається формування насуву Скибової зони Карпат на Передкарпаття. Основний розвиток насувних дислокацій відбувається, проте, пізніше, бо на багатьох площах насиви флішових утворень перекривають не тільки воротищенські відклади, але й пізніші утворення [3].

На початку слобідської доби виявляється давньостирійська фаза тектогенезу. Карпати ще більше піднімаються. Зазнала, мабуть, різкого піднімання і складчаста споруда, яка простягається вздовж південно-західного краю Східноєвропейської платформи, за рахунок руйнування якої у південно-західній частині Передкарпатського прогину відкладається товща слобідських конгломератів, потужність яких у районі Слободи-Рунгурської перевищує 3000 м.

На початку нижньотортонської доби, через виявлення новоштирійської фази складчастості відбувається підняття відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Цей процес супроводжується початком зародження майже усіх антиклінальних структур, які є тепер у крейдяному і палеогеновому фліші і у міоцені.

До кінця нижнього тортону проходить деяке обміління басейну. В цей час нагромаджуються осади малопотужного ервілієвого горизонту, вираженого вапняками і пісковиками.

На початку верхнього тортону знову почалось прогинання і відновлення крупної трансгресії. Найбільш інтенсивне занурення мало місце на ділянках Болоховської і Отинської древніх поперечних депресій.

У кінці нижньосарматського часу починають проявлятися тектонічні рухи заключної фази альпійського тектогенічного циклу (2-й карпатської фази складчастості, по О.С. Вялову). Складчастими процесами охоплюється весь комплекс порід флішу і молас. Формуються всі основні тектонічні елементи сучасної Карпатської області: скибова структура флішових Карпат, насув Скибової зони Карпат на передгірський

Передкарпатський прогин (Береговий насув), насув порід Внутрішньої зони прогину на Зовнішню (Стебницький насув) і інші структурні елементи.

При підйманні, яке тривало, відбувається розмивання склепінь складчастих структур і відслонення їх ядер. Розмиваються і моласові утворення, у Передкарпатському прогині. Процес формування сучасного складу і типів покладів вуглеводнів, наприклад, у Бориславсько-Покутській підзоні (де зосереджена більшість нафтових покладів), згідно з висновками дослідження І. Висоцького, розпочався з сармату і триває досі. Максимально процес формування нафтогазових покладів, згідно з І. Висоцьким, треба пов'язувати з добою пізнього пліоцену, коли розпочалося формування структурних форм, з якими пов'язані родовища. Зазначені висновки І. Висоцького цілком відповідають виведеним залежностям коефіцієнтів аномальності пластових тисків від коефіцієнтів інтенсивностей антиклінальних структур [3].

У межах Скибової зони Карпат і на прилеглих площах геосинклінального схилу Передкарпатського прогину, де відбувалося інтенсивне утворення складок і стиснення природних резервуарів, виникли підвищені пластові тиски, причому їх збереженню сприяють тектонічні рухи, які тривають у цій зоні.

2.4 Геолого-геофізична вивченість

Вивчення геологічної будови Скибової зони Карпат розпочалось у першій половині XIX ст. До цього часу були поодинокі згадки, пов'язані з видобутком окремих корисних копалин, в тому числі і нафти. Були видані перші геологічні карти, які зараз мають тільки чисто історичний інтерес.

У другій половині XIX ст. були виконані більш систематичні геологічні дослідження. Вперше розробляються стратиграфічні схеми і наводяться загальні уявлення про тектонічну будову Карпат.

Більш широкий розмах геологічних досліджень припадає на кінець XIX і початок XX ст., які пов'язані з відкриттям Східницького і Бориславського нафтових родовищ. Були розгорнуті роботи з геологічного картування. З метою пошуків та видобутку нафти було пробурено велику кількість свердловин. Як підсумок цих робіт був складений атлас геологічних карт усієї Галичини.

За останні десятиріччя у Скибовій зоні було виконано великий об'єм сейсмічних досліджень. Правда на верхні горизонти Скибової зони в той час мало зверталось уваги при інтерпретації цих матеріалів, бо основна увага приділялась глибинним складкам Бориславсько-Покутської зони, що знаходяться під насувом Скибових Карпат. Відстані між сейсмічними профілями коливаються від 0,5 до 1,2 км. Ці дані придатні для

інтерпретації та переінтерпретації за сучасними методиками, що вже розпочато за останні роки. За цими даними виділяються окремі ділянки, що можуть бути нафтогазопошуковими об'єктами. [2]

Дуже важлива інформація була одержана внаслідок буріння опорних, параметричних, пошуково-розвідувальних свердловин, що в основному бурились на глибинні складки Бориславсько-Покутської зони і особливо на Ново-Східницькій, Танявській, Вигода-Витвицькій, Максимівській та інших площах. Свердловинами Луги-1 та Шевченково-1 було доведено розповсюдження в центральній частині Скибової зони нижньокрейдових відкладів з потужними пісковиками, які можуть бути колекторами нафти і газу.

Серед найстаріших у Скибовій зоні родовищ у Бориславському нафтогазоносному районі є ділянки МЕР, Міріам, Темізи, Мражницька, які пов'язані з Бориславським родовищем і відомі з 1833 р.; Східницько-Урицьке (1859 р.), Стрільбицьке (1881 р.) з Старосільською ділянкою. Відкрито нові поклади нафти на Мражницькій ділянці пов'язаних з стрийськими відкладами Орівської скиби та на Старосільській ділянці в ямненських відкладах Берегової скиби. Свердловиною 7-Добримиль-Стрільбичі розкрито продуктивні нафтоносні відклади Сколівської скиби [4, 5].

У Долинському нафтогазоносному районі найдавнішим родовищем виявленим у Скибовій зоні є Ріпнянське, де буріння велось з 1887 р. З нових вкажемо Підсухівське, яке знаходиться тепер у розвідці.

У Надвірнянському нафтогазоносному районі ще в середині минулого століття нафту стали видобувати з крейдових відкладів Берегової скиби на Битківському родовищі.

Таким чином у всіх нафтогазоносних районах були виявлені нафтові родовища промислового значення.

2.5 Нафтогазоносність

Для нафтогазоносності Скибової зони характерно, що з неглибоко залягаючих горизонтів Східницького родовища видобуто біля 4 млн.т. нафти, з Стрільбицького – понад 180 тис. т. нафти, ділянки МЕР – біля 320 тис. т. нафти, ділянки Міріам – більше 220 тис. т нафти і т.д. Таким чином ми маємо справу з вже підтвердженою промисловою нафтогазоносністю Скибової зони. Найбільше виявлених родовищ пов'язано з Береговою і Орівською скибами. З іншими скибами пов'язані нафтогазопрояви і напівпромислові притоки нафти і газу по всій території Скибової зони та з усіма стратиграфічними підрозділами [6].

Нафтогазопрояви у свердловинах Луги-1 і Шевченково-1 пов'язані з нижньокрейдовими відкладами. Породами-колекторами тут виступають

потужні пласти пісковиків. Розвинуті вони і на північному заході. Перекриті товщами аргілітів, що веде до виникнення природних резервуарів, які зім'яті у складки і ускладнені тектонічними порушеннями. Це все є сприятливими факторами для виникнення пасток і покладів нафти і газу.

З верхньокрейдовими відкладами (стрийська світа) майже повсюдно пов'язані нафтогазопрояви і окремі поклади. На Волі-Блажевській з пісковиків стрийської світи добували нафту густиною 845 кг/м^3 , з вмістом сірки 0,18 % парафіну – 8,3 %, смол і асфальтенів – 6,2 %. Дещо важчу нафту (879 кг/м^3) добували з тих же відкладів на ділянці Міріам. Газ одержано з стрийських відкладів з свердловини 27-Орів, газопрояви зафіксовані у свердловині Сколе-1. На площі Вигодо-Витвиця з окремих свердловин одержано припливи газу до 50 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$. Дещо менші дебіти встановлені у свердловинах Максимівської площі та свердловині 1-Тарасівка. Газоносність пов'язана з піщано-аргілітовими пачками, що перекриті аргілітовими пачками [6].

На Стрільбицькому родовищі, ділянці МЕР, Східницькому і Уричському родовищах, де нафта має густину від 820 до 860 кг/м^3 нафтоносні ямненські пісковики палеоцену, а на Битківському родовищі нафти палеоцену дуже легкі в межах $728\text{-}820 \text{ кг/м}^3$ і характеризуються високим виходом бензину (навіть до 94).

Еоценові відклади нафтоносні на помислі біля с.Розсохи і на площі Гронзева. На площі Гронзева невеликі поклади пов'язані з вузькою антиклінальною складкою слабонахиленої на північний схід. Нафта малосірчиста, вміст сірки в ній 11 %, густина 846 кг/м^3 . Нафтогазопрояви зустрінуті у багатьох свердловинах на площах Сергії, Дихтинець, Мала Волосянка та інших.

Найчастіше нафтогазопрояви по всій території Скибової зони пов'язані з породами олігоцену (менілітова світа). Вони зустрічаються як поверхневі, так і в багатьох свердловинах, починаючи від північного заходу і закінчуючи Покутсько-Буковинськими Карпатами на південному сході. З відкладами олігоцену поклади пов'язані на Східницькому, Лоп'янецькому, Підсухівському, Козева, Конятинському та Довшинському (біля Ясені, Закарпатська обл.) родовищах. Напівпромислові притоки газу одержано з олігоценових відкладів з свердловин 1-Гринява, нафти з свердловин 2, 7, 9-Космач-Покутські, 4-Східнолуквинська. Інтенсивні нафтогазопрояви мали місце з свердловин 1-Лолинська, 1-Новошинська, 1, 2-Лужанська та багато інших. Колекторами є пласти пісковиків в окремих випадках і туфіти з верхньоменілітової підсвіти [7].

Породи-колектори у Скибовій зоні зазнають значних змін. Окремі пласти та цілі пачки часто виклинюються. Лабораторні дослідження вказують, що пористість пісковиків коливається від 5-7 до 17-20 %, а проникність від 0,001 до $0,3 \text{ мкм}^2$. Про існування добрих колекторів

свідчать і високі дебіти водоносних горизонтів, які нерідко перевищують 50-200 м³/добу.

У верхній зоні пластові тиски близькі до нормально гідростатичних, що пов'язано з певною розкритістю частин розрізу. Глибоко залягаючі горизонти мають добру гідрогеологічну закритість і пластові тиски значно перевищують гідростатичні у 1,5-1,7 рази.

Обробка всього геолого-геофізичного матеріалу, що мається на сьогодні з будови Скибової зони, а зокрема і Південноарсенівської площі, та її нафтогазоносності дає підстави однозначно стверджувати, що ця зона є високоперспективна в нафтогазоносному відношенні, але недостатньо вивчена. Відомо, що у Складчастих Карпатах величина нерозвіданих ресурсів становить 160,9 млн.т умовного палива. Більшість з них припадає на Скибову зону. Прогнозовані ресурси пов'язані, з однієї сторони, з глибоко залягаючими горизонтами, а з другої з горизонтами, що залягають неглибоко (до 2-3 км).

Для виявлення неглибоко залягаючих покладів нафти і газу необхідно вести досить значні об'єми пошуково-розвідувального, а в деяких випадках і структурно-пошукового буріння на площах, що найбільш підготовлені для цього на базі геологічного картування, сейсмічних робіт, геологічних побудов за результатами вже пробурених свердловин. Для зменшення пошукового ризику необхідно проводити і певні об'єми газогеохімічних досліджень, які є малозатратні, але несуть значну інформацію. Досвід таких робіт є вже напрацьований.

Взагалі затрати на пошуки таких родовищ можуть бути дуже швидко повернути з високими прибутками. Окупність буріння свердловин становитиме до 1-3 років, що є вигідним для вкладання інвестицій.

За останні роки дослідженнями було встановлено наявність таких пошукових об'єктів в межах Скибових зони, які вже можуть бути введені у пошукове буріння, або після невеликих об'ємів деталізаційної сейсміки та газогеохімічних досліджень. Сейсмічні дослідження повинні виконуватись з використанням новітніх технологій та сучасних способів комп'ютерної обробки одержаних даних.

Практика показала, що затрати на пошуки таких родовищ можуть бути дуже швидко повернути з високими прибутками. Окупність буріння свердловин становитиме до 1-3 років, що є вигідним для вкладання інвестицій.

На площі в обмеженому об'ємі були виконані польові і лабораторні геохімічні дослідження. Пробурено 7 геохімічних свердловин глибиною до 3,2 м. Свердловини розташовані на двох профілях.

Аналіз результатів польових геохімічних досліджень показує, що у всіх пробах відібраних з пробурених спеціальних геохімічних свердловин містяться аномальні концентрації вуглеводневих газів, які перевищують фонові значення в 2 і більше разів.

Особливо це помітно по важких вуглеводневих газах. Таким чином за результатами польових геохімічних досліджень Південноарсенівська площа повинна бути віднесена до перспективних.

Як видно з наведених даних Південноарсенівська площа є високоперспективною в нафтогазоносному відношенні. Перспективи слід пов'язувати з еоценовими відкладами обох блоків Південноарсенівської складки, а також в менілітових відкладах опущеного Кричківського блоку.

Додатковими свідченнями є одержання напівпромислових притоків нафти з менілітових відкладів на сусідній Східнолуквінській площі.

Загалом породами-колекторами є піщано-алевритові різновиди відклади з дещо низькими колекторськими властивостями.

З аналізу піщанистості розрізу палеогенових порід в ямненських відкладах можна очікувати пласти і пропластки пісковиків загальною потужністю 10-15м, в манявській – 30-40м, в вигодській – 20-35м і в менілітовій – 100-150м.

Породами-покришками можуть виступати породи поляницької та бистрицької світи.

Комплекс одержаних даних засвідчує, що в палеогенових відкладах присутні породи-колектори промислового значення, встановлено сприятливі структурні форми, де можуть мати місце тектонічно екрановані пастки ВВ. Це дає підстави віднести площу в ранг першочергових стосовно пошуків вуглеводнів. Комплекс одержаних даних засвідчує, що в палеогенових відкладах присутні породи-колектори промислового значення, встановлено сприятливі структурні форми, де можуть мати місце тектонічно екрановані пастки вуглеводнів. Це дає підстави віднести площу в ранг першочергових стосовно пошуків вуглеводнів.

2.6 Водонасність

Умови гідрогеології північно-західної частини Надвірнянського нафтогазоносного району, в межах якого знаходиться Південноарсенівська площа, зумовлюються особливостями тектонічної будови та колекторськими властивостями водовміщуючих порід. Загалом складна насувна тектоніка з антиклінальними складками і багаточисленними тектонічними порушеннями сприяли формуванню окремих ізольованих гідродинамічних систем, які приурочені до окремих складок чи їх частин.

У породах Скибової зони, що перекривають Бориславсько-Покутську зону, підземні води зустрінуті у відкладах олігоцену, еоцену, палеоцену і крейди. Припливи вод з них невеликі, напори вод нестійкі та швидко падають. Верхній частині порід Скибової зони притаманний розвиток прісних вод. Загалом з глибиною мінералізація вод достатньо швидко зростає, що значною мірою зумовлено наявністю під Береговим

насувом соленосних воротищенських товщ. Так само швидко гідрокарбонатний тип вод змінюється хлор-кальцієвим. У породах насуву мінералізація пластових вод стаєновить 180-272 г/л [7, 8].

У Битківській глибинній складці, що знаходиться під насувом Берегової скиби, водоносні горизонти серед палеогенових і крейдових відкладів зустрінуті на глибинах 1000-3000 м.

Мінералізація пластових вод в цій складці змінюється від 123-182 г/л до 256,4-290,3 г/л. Фактично густина пластових вод відповідає їх хімічному складу і кількості солей та коливається від 1070,6 до 1187,0 кг/м³. Коефіцієнт відношення Na/Cl зменшується з глибиною. У відкладах насуву він знаходиться в межах 0,90-0,94, у відкладах Битківської глибинної складки переважно коливається в межах 0,74-0,84.

У Пасічнянській складці пластові води пов'язані з олігоценними, еоценовими і палеоценовими відкладами. Це високонапірні води. Їх статичні рівні встановлюються вище поверхні землі. Дебіти коливаються від 0,6 до 8,6 т/добу при вільному переливі. Вони відносяться до хлоркальцієвого типу. Мінералізація коливається від 194 до 228 г/л, густина складає від 1110,5 до 1177,7 кг/м³. Коефіцієнт метаморфізації (Na/Cl) еоценових пластових вод дорівнює 0,78-0,80, менілітових – 0,82-0,83. Пластові води вміщують розчинений газ метанового складу. Газовміст коливається від 0,48 до 2,24 см³/см³ [5, 8].

Південноарсенівська складка, яка є об'єктом досліджень, знаходиться у районі з складними гідродинамічними умовами, які практично не вивчені. В межах цієї складки прогнозується нафтогазове родовище, на початковій стадії розробки якого, аналогічно з іншими родовищами цього району, слід очікувати режим розчиненого газу.

3 ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВ І ПЛАН ПРОВЕДЕННЯ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

3.1 Прогнозування нафтогазоносності

Перспективи нафтогазоносності надр на площі проектних пошуково-розвідувальних робіт оцінюються на основі аналізу комплексу структурно-тектонічних, літолого-фаціальних, стратиграфічних, геохімічних, гідрогеологічних і техніко-економічних передумов (критеріїв).

Аналіз всього геолого-геофізичного матеріалу, що мається на сьогодні з будови Скибової зони, а зокрема і Південноарсенівської площі, та її нафтогазоносності дає підстави однозначно стверджувати, що ця зона є високоперспективна в нафтогазоносному відношенні, але недостатньо вивчена. Відомо, що у Складчастих Карпатах величина нерозвіданих ресурсів становить 160,9 млн.т умовного палива. Більшість з них припадає на Скибову зону. Прогнозовані ресурси пов'язані, з однієї сторони, з глибокозалягаючими горизонтами, а з другої з горизонтами, що залягають відносно неглибоко (до 2-3 км).

Для виявлення неглибокозалягаючих покладів нафти і газу необхідно вести досить значні об'єми пошуково-розвідувального, а в деяких випадках і структурно-пошукового буріння на площах, що найбільш підготовлені для цього на базі геологічного картування, сейсмічних робіт, геологічних побудов за результатами вже пробурених свердловин. Для зменшення пошукового ризику необхідно проводити і певні об'єми газогеохімічних досліджень, які є малозатратні, але несуть значну інформацію. Досвід таких робіт є вже напрацьований.

Практика показала, що затрати на пошуки таких родовищ можуть бути дуже швидко повернути з високими прибутками. Окупність буріння свердловин становитиме до 3-5 років, що є вигідним для вкладання інвестицій.

Дослідженнями, що виконані за останні роки встановлено наявність таких пошукових об'єктів в межах Скибових зони, які вже можуть бути введені у пошукове буріння, або після невеликих об'ємів деталізаційної сейсміки та газогеохімічних досліджень. Сейсмічні дослідження повинні виконуватись з використанням новітніх технологій та сучасних способів комп'ютерної обробки одержаних даних.

На площі в обмеженому об'ємі були виконані польові і лабораторні геохімічні дослідження. Пробурено 7 геохімічних свердловин глибиною до 2-3 м. Свердловини розташовані на двох профілях.

Аналіз результатів польових геохімічних досліджень показує, що у всіх пробах відібраних з пробурених спеціальних геохімічних свердловин містяться аномальні концентрації вуглеводневих газів, які перевищують фонові значення в 2 і більше разів.

Особливо це помітно по важких вуглеводневих газах. Таким чином за результатами польових геохімічних досліджень Південноарсенівська площа повинна бути віднесена до перспективних.

Як видно з наведених даних Південноарсенівська площа є високоперспективною в нафтогазоносному відношенні. Перспективи слід пов'язувати з еоценовими відкладами обох блоків Південноарсенівської складки, а також в менілітових відкладах опущеного Кричківського блоку (графічні додатки 3 та 4).

Додатковими свідченнями є одержання напівпромислових притоків нафти з менілітових відкладів на сусідній Східнолуквінській площі.

Породами-колекторами є піщано-алевритові різновиди порід з низькими колекторськими властивостями.

З аналізу піщанистості розрізу палеогенових порід в ямненських відкладах можна очікувати пласти і пропластки пісковиків загальною потужністю 10-15 м, в манявській – 30-40 м, в вигодській – 40-65 м і в менілітовій – 100-150 м.

Продуктивними на Південноарсенівській площі за аналогією сусідніх родовищ (Пасічнянське, Битків-Бабченське, Богрівське і інші) можуть бути менілітові і еоценові відклади.

Характеристика очікуваних продуктивних горизонтів на Південноарсенівській площі є наступною [2]:

- середньоменілітовий нафтогазоперспективний горизонт представлений пісковиками і алевролітами. Очікувана товщина 140 м, ефективна 8-10 м. Пористість колекторів змінюється від 7,5 до 11,0 % при середньому значенні 9%, нафтонасиченість – до 87% при середньому значенні 68%. Коефіцієнт нафтовіддачі приймається рівним 0,113 за аналогією з Богрівським родовищем;

- нижньоменілітовий нафтоперспективний горизонт представлений пісковиками і алевролітами. Очікувана його товщина 210 м, ефективна товщина – 9-12 м. Пористість колекторів в середньому 10%, нафтонасиченість 71%. Коефіцієнт нафтовіддачі приймається 0,113;

- вигодський нафтоперспективний горизонт включає в себе пачку піщано-алевролітових порід з підвищеною пористістю. Загальна його товщина 170 м, очікувана ефективна товщина 50 м. Пористість колекторів 9-14%, середня – 12%. Водонафтовий контакт очікується на відмітці мінус 850 м. Коефіцієнт нафтовіддачі приймається рівним 0,1, проникність порід складає $22,3 \times 10^{-12} \text{ м}^2$;

- манявсько-ямненський нафтоперспективний горизонт представлений пісковиками і алевролітами. Загальна товщина 360 м, ефективна 35 м. Пористість колекторів змінюється від 7 до 12 %, нафтонасиченість – 60-80% при середньому значенні 68%. Коефіцієнт нафтовіддачі приймається рівним 0,113, проникність порід складає $25,7 \times 10^{-12} \text{ м}^2$.

Особливої уваги заслуговує вигодський нафтоперспективний горизонт, який характеризується значною нафтонасиченою товщиною та кращими гідрогеологічними та літолого-фаціальними умовами.

Породами-покришками можуть виступати породи поляницької та бистрицької світи.

Комплекс одержаних даних засвідчує, що в палеогенових відкладах присутні породи-колектори промислового значення, встановлено сприятливі структурні форми, де можуть мати місце тектонічно екрановані пастки вуглеводнів (графічні додатки 3 та 4). Це дає підстави віднести площу в ранг першочергових стосовно пошуків вуглеводнів.

3.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти

На Південноарсенівській площі (графічний додаток 3) з врахуванням геологічної вивченості та розвіданості території ресурси нафти віднесені до категорії С₃. Для підрахунку цих ресурсів нафти застосуємо об'ємний метод, який заснований на визначенні маси нафти в основному нафтонасиченому пустотному об'ємі породи-колектора, яка приведена до стандартних умов (тобто, тиск 0,1 МПа, температура 20 °С). Метод вважається універсальним, оскільки може застосовуватися для покладів з будь-якими режимами роботи пластів та на усіх стадіях пошуково-розвідувальних робіт.

Підрахунок ресурсів нафти ведеться 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 ресурси нафти;

F – нафтонасичена площа, м²;

h – середня ефективна нафтонасичена товщина пласта, м;

m – середній коефіцієнт відкритої пористості колектора, частки одиниці;

$\beta_{\text{н}}$ – середній коефіцієнт нафтонасичення породи, частки одиниці;

$\eta_{\text{н}}$ – коефіцієнт нафтовіддачі, частки одиниці;

θ – перерахунковий коефіцієнт, який враховує усадку нафти на поверхні після її дегазациї, частки одиниці;

$\rho_{\text{н}}$ – густина нафти на поверхні при стандартних умовах, кг/м³.

Серед виділених імовірно продуктивних горизонтів оцінюються будуть перспективні ресурси нафти категорії С₃ у вигодських відкладах, так як вони є найвагомішими і мають основне значення для Південноарсенівської площі. За даними сейсморозвідки та враховуючи регіональний для Скибової зони коефіцієнт заповнення пастки, який складає 0,4-0,5, водонафтовий контакт очікується в блоці 1 проходить по ізогіпсі –1100 м, а в блоці 2 – –250 м (графічний додаток 3). Площу

нафтоносності визначатимемо на основі структурної карти по покрівлі еоценових відкладів за допомогою ЕОМ для кожного блоку (викопіровки подано на рисунках 3.1, 3.2). За обрахунками на ЕОМ площа нафтоносності вигодських відкладів становить: для блоку 1 становить 4 млн. 035 тис. м², для блоку 2 – 3 млн. 785 тис. м².

Середня ефективна нафтонасичена товщина вигодських відкладів прийнята за даними промислово-геофізичних досліджень свердловин відповідних продуктивних горизонтів сусідніх родовищ, а також за даними інтерпретації БКЗ промислово-геофізичних досліджень у свердловинах 1-Лути, 1-Лолинська. Середні ефективні нафтонасичені товщини вигодських відкладів приймаємо рівними 50 м [2].

Усі інші підрахункові параметри (відкрита пористість, нафтонасиченість, усадка нафти, густина нафти) прийняті з врахуванням даних по сусідніх площах і родовищах, які аналогічні за умовами до Південноарсенівської площі, та за даними статистичної обробки матеріалів по палеогенових відкладах Скибової зони Карпат. Коефіцієнт нафтовилучення за умови розробки покладів нафти на природних режимах прийнятий рівним 0,1.

Підрахунок перспективних ресурсів нафти проводимо за допомогою комп'ютерної програми <https://petrolres.nung.edu.ua/>. Результати розрахунків подано на машинних розрахунках (рисунки 3.3 та 3.4) і зведені у таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Зведена таблиця підрахунку ресурсів нафти

Площа нафтоносності, тис.кв.м	Ефективна нафтонасичена товщина, м	Коефіцієнти				Густина сепарованої нафти, кг/м ³	Початкові ресурси нафти, тис.т	
		відкритої пористості	нафтонасиченості	перерахунковий	вилучення нафти		загальні	добувні
4035	50,0	0,12	0,67	0,75	0,10	880	10732	1073
3785	50,0	0,12	0,67	0,75	0,10	880	10068	1007
8819	50	0,12	0,67	0,75	0,10	880	20800	2080

Масштаб 1:25000

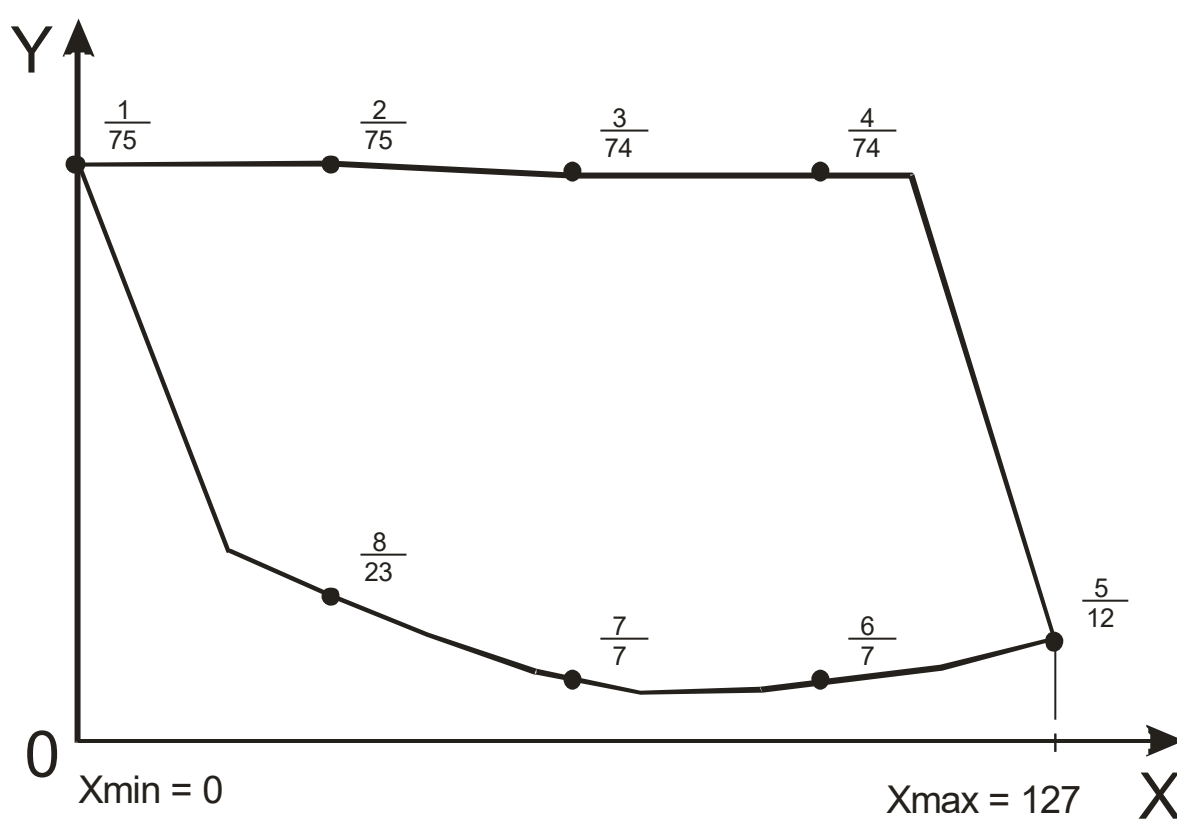


Рисунок 3.1 – Викопіровка з підрахункового плану
площі підрахунку (блок 1)

Масштаб 1:25000

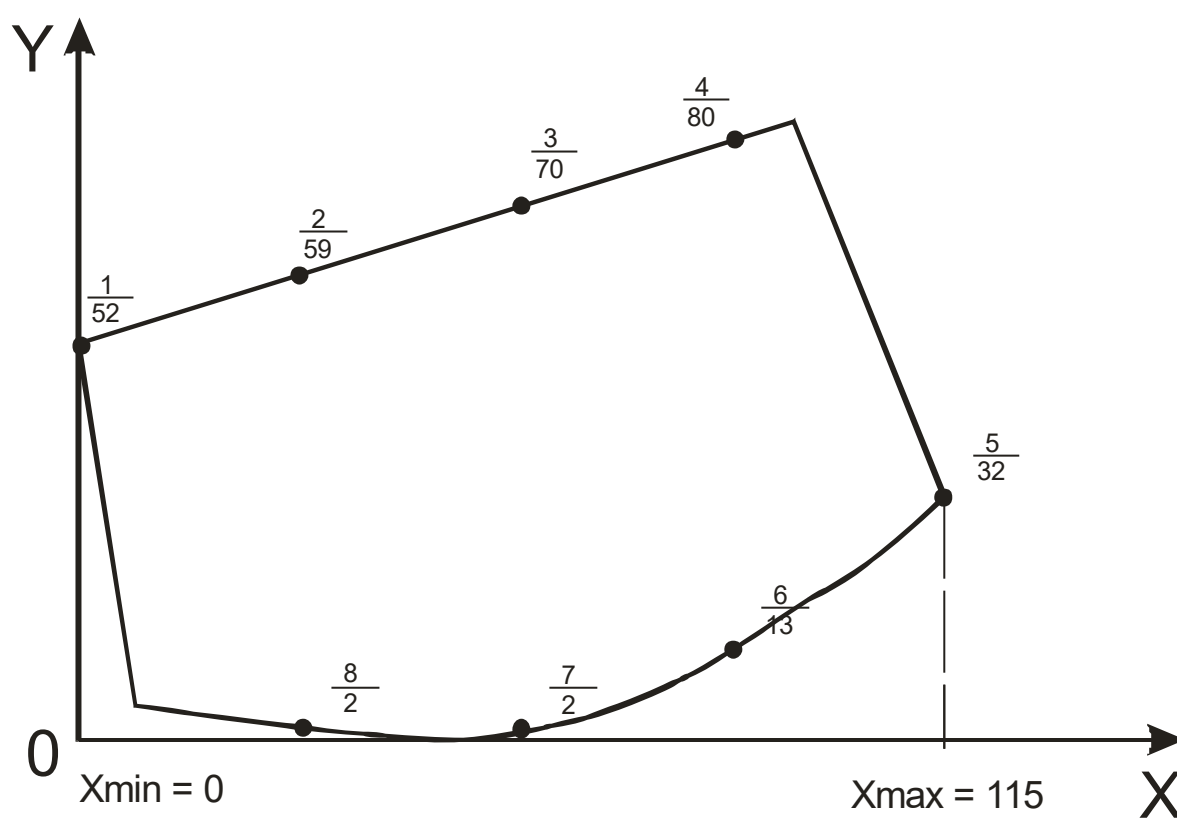


Рисунок 3.2 – Викопіровка з підрахункового плану
площі підрахунку (блок 2)

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

Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

Настанова

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

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

Виконавець: Стрихард А.В.

Родовище / площа: Південноарсенівська

Поклад / горизонт / пласт: Вигодський, блок 1

Категорія запасів / ресурсів : $\bigcirc A$ $\bigcirc B$ $\bigcirc A+B$ $\bigcirc A+B+C_1$ $\bigcirc A+B+C_1+C_2$ $\bigcirc B+C_1$ $\bigcirc B+C_1+C_2$

○C₁ ○C₂ ○C₁+C₂ ○C₁(зона дренажу)+C₂ ●C₃

☐ Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 25 000

Абсциса лівої точки, мм: 0

Кількість точок контуру: 8

Абсциса правої точки, мм: 127

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

[illegible]

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: 50

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,12

Коефіцієнт нафтонасиченості: 0,67

Об'ємний коефіцієнт нафти: 1,33

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м³: 880

Коефіцієнт вилучення нафти: 0,1

Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 4035 тис. м²

Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії C_3 - 10732 тис. т

Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії С₃ - 1073 тис. т

Рисунок 3.3 – Роздруківка результатів підрахунку
ресурсів нафти (блок 1)

3.3 Мета і завдання проектних робіт

Виконання проектних робіт відбувається на двох етапах – пошуковому і розвідувальному.

Головними завданнями пошукового етапу є:

- буріння, випробування, а також дослідження пошукових свердловин, відповідно як у процесі буріння, так і після закінчення буріння;
- першочергове виявлення покладів нафти і газу;
- уточнення та узагальнення геологічної будови району дослідних робіт;
- вивчення літолого-стратиграфічних, а також геофізичних особливостей розрізу надр, порід-колекторів та характеру їхнього насичення;
- відбирання керну, шламу, проб води і газу, нафти, а також їхнє лабораторне вивчення;
- спеціальне визначення швидкісних ознак сейсмічних хвиль для прив'язки по відбиваючих горизонтах;
- визначення фільтраційно-ємнісних характеристик порід-колекторів за допомогою геологічних і геофізичних методів;
- гідродинамічні та гідрогеологічні дослідження у процесі буріння і випробування свердловин.

Результатом виконання зазначених вище завдань буде одержання вихідних даних для оцінки ресурсів відкритих покладів нафти, а також їхня попередня геолого-економічна оцінка. Отриманням промислового припливу нафти або газу конкретно у межах блоку 1 не завершується стадія пошукових робіт на Південноарсенівській структурі, оскільки пошукові роботи на вуглеводні будуть продовжуватись на сусідньому блоці 2. Тільки після закінчення буріння пошукових свердловин у межах обидвох перспективних блоків Південноарсенівської структури закінчується пошуковий етап геологорозвідувальних робіт.

У залежності від результатів, що отримали, проектується стадія попередньої оцінки структури на розвідувальному етапі. Основною метою проектних робіт на зазначеній стадії є визначення основних характеристик родовища для встановлення його промислового значення.

Для досягнення цієї мети в процесі проведення робіт вирішуються такі питання [8]:

- встановлюється фазовий стан вуглеводнів у покладі;
- вивчається фізико-хімічний склад і властивості нафти в пластових і поверхневих умовах;
- встановлюються фільтраційно-ємнісні характеристики колекторів;

- встановлюється тип покладу та визначаються ефективні товщини пластів;
- проводиться попередня геометризація покладів;
- дається оцінка запасів за категоріями C_1 (25-40 %) і C_2 (60-75 %);
- виділяються базові поклади і поверхи розробки, а також можливі об'єкти для проведення дослідно-промислової експлуатації;
- встановлюється промислова значущість відкритих покладів і проводять їх поділ на промислові і непромислові.

Типовим комплексом робіт є буріння, випробування та спеціальне дослідження розвідувальних свердловин з застосуванням методів інтенсифікації припливу; геофізичні дослідження свердловин; геологічні, геохімічні, гідрогеологічні, гідродинамічні та інші види дослідження свердловин у процесі буріння і випробування; деталізаційна свердловина і наземна сейсморозвідка; дослідно-промислова експлуатація свердловин.

Обсяг робіт і види досліджень, а також їх методика визначаються проектом, а для кожної свердловини – геолого-технічним нарядом.

По результатах робіт цієї стадії оцінки проводиться диференціація родовищ на промислові (кондиційні) або непромислові (некондиційні), проводять виділення об'єктів і поверхів розвідки для подальшого проектування уже детальних розвідувальних робіт, а також обґрунтовується оптимальна методика цих робіт.

Загалом вибір системи розміщення, а також кількості пошукових свердловин, оптимальні віддалі між ними, черговість буріння свердловин зумовлюється конкретними геологічними умовами і ступенем перспективності об'єктів. А саме: геологічна будова досліджуваних пасток, витриманість порід-колекторів продуктивних горизонтів, зокрема по площі, типи пасток, ймовірний ступінь заповнення пасток флюїдами, генетичні умови та ймовірність і можливості накопичення, а також збереження покладів вуглеводнів.

3.4 Обґрунтування розташування проектних свердловин та їхніх глибин

Головними об'єктами проведення пошуково-розвідувальних робіт на Південноарсенівській площі є піщані пласти вигодських відкладів, які досить витримані по площі. При проектуванні глибин свердловин виходили з наявності самостійного еоценового природного резервуару, який прослідковується у багатьох родовищах.

Оскільки об'єктом досліджень є антиклінальна структура, що розбита на окремі блоки, а місцезнаходження поперечних тектонічних порушень достовірно не встановлено через відсутність детальних сейсмічних досліджень цієї території, пошуки і розвідку покладів нафти найбільш доцільно проводити в два етапи : пошуки – двома незалежними пошуковими свердловинами, які закладаються у склепінні структури на найбільш піднятих ділянках; розвідку (оцінку) – для кожного блоку по одній залежній розвідувальній свердловині, які розміщуються на крилах або перикліналях структури. Корегування положення свердловин буде проводитись згідно природних відхилень стовбура свердловин у процесі буріння. Проектним горизонтом для всіх свердловин є відклади стрийської світи верхньої крейди. Розташування свердловин буде проводитись поблочно: для блоку 1 – пропонується профіль впоперек простягання структури, на якому розміщується пошукова і розвідувальна свердловина; для блоку 2 – також профіль впоперек простягання структури, на якому розміщується пошукова і розвідувальна свердловина (графічний додаток 3).

Загалом задачі пошукового етапу вирішено проектуванням буріння двох пошукових незалежних свердловин (графічний додаток 4):

- свердловину 1-Південноарсенівська проектується закласти як незалежну пошукову у склепінній частині блоку 1 (Кричкінський блок). Нею передбачається розкриття всього комплексу палеогенових відкладів з виходом у проектний горизонт (стрийські відклади). Проектна глибина свердловини 2200 м. Мета буріння – встановлення промислової нафтогазоносності в ямненсько-манявських, вигодських і менілітових відкладах Південноарсенівської складки;

- свердловину 2-Південноарсенівська проектується закласти як незалежну пошукову у блоці 2 (Порогський блок), у його склепінній частині, (на відстані 5000 м на північний захід від свердловини 1-Південноарсенівська), якою передбачається розкриття всього комплексу палеогенових відкладів з виходом у проектний горизонт (стрийські відклади). Проектна глибина свердловини 1500 м. Мета буріння – встановлення промислової нафтогазоносності в ямненсько-манявських, вигодських і менілітових відкладах Південноарсенівської складки.

Для вирішення задач розвідувального етапу пропонується буріння двох залежних розвідувальних свердловин:

- свердловина 3-Південноарсенівська, яка є розвідувальною залежною і передбачається її буріння для оцінки блоку 1 (Кричкінський блок) в залежності від результатів буріння свердловини 1-Південноарсенівська. Її закладання проектується в межах південно-західного крила складки на

відстані 850 м на південний захід від свердловини 1-Південноарсенівська. Проектна глибина свердловини 3-Південноарсенівська 2650 м, проектний горизонт – стрийські відклади верхньої крейди. Мета буріння – встановлення характеру нафтонасиченості конкретно південно-західного крила структури у блоці 1 та встановлення ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів, їхніх змін по площі та фізико-хімічних характеристик флюїдів. Даною свердловиною передбачається пройти на південно-західному крилі перспективні менілітові, вигодські і ямненсько-манявські відклади Південноарсенівської складки з виходом у проектний горизонт;

– розвідувальна свердловина 4-Південноарсенівська, яка є залежною і буритиметься в залежності від результатів буріння свердловини 2-Південноарсенівська проектується для оцінки блоку 2. Її закладання проектується в межах південно-західного крила складки на відстані 750 м на північний захід від свердловини 2-Південноарсенівська. Проектна глибина свердловини 4-Південноарсенівська 1850 м, проектний горизонт – стрийські відклади верхньої крейди. Мета буріння – встановлення характеру нафтонасиченості окремо південно-західного крила структури у блоці 2 та встановлення ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів, їхніх змін по площі та фізико-хімічних характеристик флюїдів. Даною свердловиною передбачається пройти на південно-західному крилі перспективні менілітові, вигодські і ямненсько-манявські відклади Південноарсенівської складки з виходом у проектний горизонт.

Таким чином на площі проектується буріння чотирьох свердловин загальним метражем 8200 м.

3.5 Вибір типової свердловини і геологічні умови її буріння

Типовою приймаємо свердловину 1-Південноарсенівська, яка запроектована в склепінні Кричкінського блоку складки (блок 1).

Ця незалежна пошукова свердловина забезпечить найповніше цілісне розкриття розрізу нафтогазоперспективних відкладів, а також інших порід, які запроектовано розкрити і дослідити нею.

Важливою передумовою успішної проводки будь-якої свердловини (особливо пошукової) є ефективність від заходів попередження, в першу чергу, і усунення можливих ускладнень і аварій у процесі буріння.

Враховуючи досвід буріння свердловин на сусідніх площах і родовищах в таблиці 3.2 наведено відомості про можливі ускладнення в процесі буріння свердловин (графічний додаток 5).

Таблиця 3.2 – Можливі ускладнення в процесі буріння типової свердловини

Інтервал, м	Літолого-стратиграфічна характеристика	Можливі ускладнення
1	2	3
0-200	Еоцен-палеоценовий відділ палеогенової системи. Породи: пісковики (30%), алевроліти (30%), глини (40%).	Осипання стінок свердловини.
200-775	Верхній відділ крейдової системи, стрийська світа. Породи: пісковики (25%), алевроліти (30%), глини (45%).	Осипання стінок свердловини.
775-1550	Олігоценний відділ палеогенової системи, менілітова світа. Породи: пісковики (40%), алевроліти (40%), глини (20%).	Поглинання бурового розчину, можливі нафтогазопрояви.
1550-1800	Еоценовий відділ палеогенової системи, бистрицька світа. Породи: алевроліти (30%), глини (70%).	Осипання стінок свердловини.
1800-1900	Еоценовий відділ палеогенової системи, вигодська світа. Породи: пісковики (60%), алевроліти (30%), глини (10%).	Поглинання бурового розчину, нафтогазопрояви.
1900-2000	Еоценовий відділ палеогенової системи, манявська світа. Породи: пісковики (25%), алевроліти (30%), глини (45%).	Поглинання бурового розчину, можливе осипання стінок свердловини.
2000-2125	Палеоценовий відділ палеогенової системи, ямненська світа. Породи: пісковики (45%), алевроліти (30%), глини (25%).	Поглинання бурового розчину, можливі нафтогазопрояви.
2125-2200	Верхній відділ крейдової системи, стрийська світа. Породи: пісковики (15%), алевроліти (20%), глини (65%).	Осипання стінок свердловини.

3.6 Вибір об'єктів для випробування та дослідження

З метою одержання якісної та кількісної спеціальних характеристик насиченості пластів проектується їхнє випробування у процесі буріння і після спуску експлуатаційної колони. Випробування обов'язково проводиться в усіх можливо продуктивних пластах у процесі проводки свердловини та вибірково в колоні. Цільове уточнення інтервалів об'єктів випробування необхідно здійснювати на основі детального вивчення керну, матеріалів промислових та геофізичних досліджень і геолого-технічного контролю, що здійснюється у процесі буріння свердловини.

Об'єкти, перспективність яких відзначається за даними промислово-геофізичних досліджень або при розкритті яких спостерігались нафтогазопрояви, або з аномально високими вмістом газу при газовому каротажі, спочатку пропонується випробовувати пластовипробувачем на каротажному кабелі і бурових трубах, що проводиться для уточнення інтервалів об'єктів, котрі підлягають подальшому випробуванню та для одержання експрес-оцінки характеру насиченості колекторів [2, 6, 9].

Випробування випробувачем на бурових трубах слід проводити в перспективному розрізі погоризонтно з розрахунку не більше 50 метрів на один об'єкт. Випробування вважається завершеним, якщо одержані наступні дані [9, 10]:

- приплив пластового флюїду;
- середній дебіт і коефіцієнт продуктивності;
- фільтраційні параметри пласта;
- пластовий тиск і температура.

У випадку одержання припливу глинистого розчину, слід провести повторне випробування з максимально допустимою депресією на пласт та продовжити час очікування для отримання припливу.

Вибір об'єктів випробування в експлуатаційній колоні слід здійснювати після закінчення буріння свердловини на основі аналізу отриманих геологічних матеріалів, даних обробки ГДС, а також результатів випробування пластів в процесі буріння. В обсадженій свердловині випробовуються пласти, які позитивно оцінені згідно матеріалів ГДС, а також та, при випробуванні яких у процесі буріння були отримані припливи вуглеводнів та ті об'єкти, випробування яких не проводилось через геологічні причини (ускладнення) [8, 10].

Проектом передбачається в свердловині 1-Південноарсенівська випробувати в колоні (графічний додаток 5):

III об'єкт в інтервалі 1280-1400м, менілітові відклади;

II об'єкт в інтервалі 1800-1900м, вигодські відклади;

I об'єкт в інтервалі 1945-2120м, манявсько-ямненські відклади.

Перфорацію колони напроти нафтогазоносних пластів передбачається робити кумулятивним перфоратором ПКОТ-89, ПКО-73, ПКС-89 або ПКС-105 по 24 отвори на один погонний метр. Виклик припливу пластового флюїду необхідно здійснювати зменшенням тиску на пласт шляхом заміни глинистого розчину на воду і надалі методом аерації. При отриманні припливів пластових флюїдів необхідно відібрати проби на аналізи, а у випадку отримання промислового припливу вуглеводнів – провести у свердловині повний комплекс гідродинамічних досліджень. Якщо у перспективних оцінених пластах припливу не отримано, то необхідно провести повторну перфорацію (гідроабразивну, торпедування). Крім того у проектах на будівництво свердловин необхідно передбачити роботи щодо інтенсифікації припливу пластового флюїду і кислотної обробки, гідророзриву пласта (ГРП), дію на пласт порохом генератором типу ПГД-БК, методи створення багаторазових депресій на пласт [10].

3.7 Вибір інтервалів для відбору керну і шламу

Згідно з діючими положеннями та інструкціями, відповідно до геологічної вивченості району проектних робіт, буріння пошукових свердловин потрібно проводити з відбором керну в об'ємі більше 8% від загальних їх глибин.

Основний відбір керну передбачається провести у продуктивній частині розрізу, починаючи з покрівлі менілітових відкладів, а також у продуктивних горизонтах – менілітовий, вигодський, манявсько-ямненський (графічний додаток 5).

Для одержання якісної та цілісної інформації винесення шламу у проектних свердловинах має становити не менше 60% від загальної проходки з його відбиранням. Відбір шламу виконувати через 5 метрів проходки в інтервалі 750-2200 м та через 10 м проходки в інтервалі 0-750 м (таблиця 3.3).

Таблиця 3.3 – Роботи по відборі керну і шламу

	Параметри відбору керну	Інтервал, м	Метраж	
--	-------------------------	-------------	--------	--

Індекс	min d, мм	max про- ходка за рейс, м	від	до	відбору керну	Примітки
P_1+P_2	80	10	195	205	10	Відбір шла- му: в ін- тервалі 0-750 м через 10 м проходки, в інтервалі 750-2200 м через 5 м проходки
K_{1sp}	80	10	770	780	10	
P_{3ml}	80	10	1000	1100	10	
	80	10	1275	1285	10	
	80	10	1300	1310	10	
	80	10	1330	1340	10	
	80	10	1360	1370	10	
	80	10	1395	1405	10	
	80	10	1545	1555	10	
P_{2bs}	80	10	1795	1805	10	
P_{2vg}	80	10	1830	1840	10	
	80	10	1870	1880	10	
	80	10	1895	1905	10	
P_{2mn}	80	10	1945	1955	10	
	80	10	1970	1980	10	
	80	10	1995	2005	10	
P_{1jm}	80	10	2050	2060	10	
	80	10	2070	2080	10	
K_{1sp}	80	10	2190	2200	10	
Всього 190 м відбору керну – 8,6% від глибини проектної пошукової свердловини						

3.8 Вибір комплексу методів геофізичних досліджень у свердловині

У процесі проводки і випробування пошукових і розвідувальних свердловин проводиться комплекс геологічних, геофізичних, геохімічних і гідродинамічних досліджень, що забезпечують одержання вихідних даних, які необхідні для оцінки нафтогазоносності розрізу, підрахунку запасів нафти і газу та проектуванні розробки покладів (родовищ).

Геолого-геофізичні дослідження в свердловинах (ГДС) проводяться для рішення цілого ряду геологічних (кореляція розрізів, визначення літологічного складу порід, виділення в розрізі колекторів і оцінка характеру їх насичення, уточнення глибин залягання геофізичних реперів, визначення параметрів пластів для підрахунку запасів нафти і газу) та

технологічних (контроль за технічним станом стовбура свердловини, виявлення дефектів обсадних колон і якості цементування їх та інше) завдань [10].

Геофізичні методи, які використовуються для вивчення геологічних розрізів свердловин, поділяються на електричні, магнітні, радіоактивні, акустичні, термічні та геохімічні. Найпоширенішими є електричні та радіоактивні методи.

Комплекс методів геофізичних досліджень передбачається на підставі обов'язкових геолого-промислових досліджень [10]. Обов'язковим комплексом передбачено проведення досліджень по всьому розрізу (масштаб 1:500) і в перспективному інтервалі (масштаб 1:200). Для Південноарсенівської площі перспективним є інтервал, починаючи з покрівлі менілітових відкладів.

I. Дослідження всього розрізу в відкритому стовбурі свердловини (масштаб 1:500) включають [10]:

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

Крім цього, для вивчення технічного стану свердловини вздовж всього стовбура в масштабі 1:500 виконуються профілеметрія (ДС) та інклінометрія (ІС). В обсаджених свердловинах для контролю цементажу виконується акустична цементометрія, а для контролю стану обсадних колон – локатор муфт (ЛМ) [10].

II. Детальні дослідження в перспективних інтервалах і в продуктивних горизонтах (масштаб 1:200) включають [10]:

1. Геолого-технологічні дослідження (ГТД)
2. Акустичний каротаж (АК)
3. Радіоактивний каротаж (ГК, ГГК, НГК)
4. Боковий мікрокаротаж (БМК)
5. Мікрокаротаж (МК)
6. Бокове каротажне зондування (БКЗ)
7. Боковий каротаж (БК)
8. Індукційний каротаж (ІК)
9. Резистивіметрію

10. Випробування пластів за допомогою випробувачів на бурових трубах (ВПТ) і випробовування приладами на каротажному кабелі (ПК)

11. Відбір візців порід боковим ґрунтоносом.

Для контролю за станом технічної колони після цементажу необхідно виконати крім АКЦ заміри за допомогою свердловинного трубного профілеміра (ПТС), дефектоскопію (ДСІ). Заміри за допомогою ДСІ і ПТС крім цього необхідно проводити через кожні 50 спуско-підйомів. Прив'язка інтервалів перфорації експлуатаційної колони здійснюється за допомогою радіоактивного каротажу, а якість розкриття - магнітним локатором [10].

Геофізичні дослідження в інтервалах залягання нафтогазоносних комплексів пошукових і розвідувальних свердловин проводяться в мінімальний термін після їх розкриття (не пізніше 5 діб), при цьому інтервали розкриття і досліджень не повинні перевищувати 200 м. Перекриття інтервалів при проведенні досліджень повинні складати не менше 50 метрів. З метою одержання якісного геофізичного матеріалу реєстрацію діаграм АК необхідно проводити з швидкістю не більше 100 м/годину, а радіоактивних методів (ГК, ГГК, НГК) із швидкістю до 500 м/годину [10].

Геофізичні дослідження по інтервалах для свердловини 1-Південноарсенівська наведено в таблиці 3.4.

Проектний комплекс ГДС у типовій свердловині 1-Південноарсенівська (графічний додаток 5) вирішуватиме відповідно і конкретні геологічні завдання, наприклад, з дослідження гірських порід щодо оцінки перспектив їхньої нафтоносності, колекторських властивостей відповідних відкладів, загальних властивостей порід-покришок, визначення абсолютної відмітки залягання водонафтових контактів, і цілий ряд інших завдань при проведенні пошуково-розвідувальних робіт. Також за допомогою геолого-промислових та промислово-геофізичних досліджень контролюватиметься процес буріння свердловини, проводитиметься випробування як під час буріння та проведення перфораційних робіт, так і після обсадки свердловини, здійснюватиметься контроль за іншими технологічними операціями, що виконуватимуться у процесі проводки свердловини.

**Таблиця 3.4 – Комплекс геофізичних методів досліджень
свердловини 1-Південноарсенівська**

Види досліджень	Масштаб	Інтервал, м	
		від	до
1. Ст.каротаж, профілометрія, Кавернометрія	1:500	0	250
		200	700
		650	900
		850	1000
		950	1100
		1050	1200
		1150	1300
		1250	1400
		1350	1500
		1450	1600
		1550	1700
		1650	1800
		1750	1900
		1850	2000
		1950	2100
		2050	2200
2. БКЗ, БК, МК, МБК, ІК, кавернометрія в інтервалі стандартного каротажу з глибини 750 м	1:200		
3. ГК, НГК	1:500	0	250
		200	1200
		1100	1800
		1700	2200
4. ГК, НГК, ГГК, НТ-Т, МНК, АК з глибини 1200 м в інтервалах ГК і НГК	1:200		
5. ІННК до і після спуску колони в перспективній частині розрізу	1:200	1220	2200
6. Пластовий нахиломір		1200	2200
7. Геотермічний градієнт – 3 заміри (1-ий – через 10 діб стояння свердловини, 2-ий і 3-ій – через 16 годин кожен)		0	2200
8. Газовий каротаж (з глибини 1200 м через 100 м проходки відбір проб)	1:500	0	2200
9. ОЦК і АКЦ		0	2200
10. ОПН – 110 проб		1200	2200
11. Заміри ГК і ЛМ інтервалів перфорації(до і після)			

3.9 Проектний комплекс лабораторних

досліджень

Проектний комплекс подано у вигляді таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Проектовані лабораторні дослідження

№ з/п	Найменування досліджень	Одиниці виміру	Кількість
1	Визначення фізичних властивостей порід	взірці	300
2	Літолого-петрографічні дослідження	взірці	100
3	Макро- і мікропалеонтологічні дослідження	взірці	100
4	Визначення газонасичення порід	взірці	50
5	Споро-пилцевий аналіз	взірці	50
6	Геохімічні дослідження	проби	50

Відправлення відібраних взірців і проб на незалежний зовнішній контроль здійснюватиметься в об'ємах, що відповідають діючим нормативним документам.

4 ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ПРОЕКТНИХ РОБІТ

У процесі створення і розвитку незалежної держави України особлива увага приділяється матеріально-сировинній базі.

Одне з провідних місць в цьому займає паливно-енергетичний комплекс, в якому процес пошуків і видобутку нафти і газу та його результати відіграють чи не найважливішу роль.

Необхідною умовою для виконання плану видобутку вуглеводнів є підтримання на відповідному рівні видобутку у вже раніше відкритих родовищах, а також промислове освоєння нових структур і площ. Підвищення точності закладання розвідувальних свердловин на родовищах потребує все більших витрат і засобів. Пошуково-розвідувальні роботи є одним з головних факторів продуктивної роботи нафтогазової промисловості.

Проблема пошуків нафти і газу в Карпатському регіоні полягає в постановці пошукового буріння на великі глибини. В даному регіоні відкриті ряд родовищ, поклади яких зосереджені в другому ярусі Битківської Глибинної та Південнобитківської складок. Значно збільшився метраж буріння, що ускладнило роботи і призвело до зростання собівартості геологорозвідувальних робіт. Тому по цих причинах, а також при умовах переходу до ринкових відносин особливо важливим рішенням стало зміна методів господарювання. Актуальним є зростання ефективності геологорозвідувальних робіт, що призведе до здешевлення робіт по пошуках та розвідці, тобто до зниження собівартості, а відповідно до зростання прибутків підприємства. Це все позитивно вплине на діяльність підприємства, дасть змогу реалізувати роботи по освоєнню нових площ [2].

У Скибовій зоні за останні десятиріччя було виконано великий об'єм сейсмічних досліджень. Зважаючи на вище викладене, на верхні горизонти Скибової зони в той час мало зверталось уваги при інтерпретації цих матеріалів, бо основна увага приділялась глибинним складкам Бориславсько-Покутської зони, що знаходяться під насувом Скибових Карпат. Частина з виконаних сейсмічних досліджень придатна для інтерпретації та переінтерпретації за сучасними методиками, що вже розпочато в останні роки. За цими даними виділяються окремі ділянки, що можуть бути нафтогазопошуковими об'єктами. До числа таких відноситься і Південноарсенівська площа, яка знаходиться в межах Богородчанського району Івано-Франківської області поруч із таким же перспективним об'єктом – Малиновецькою площею, а в геологічному представляє собою типову структуру складок Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. У структурному відношенні площа охоплює однойменну Південноарсенівську складку першого ярусу структур, що розбита на два блоки: Північно-Західний (Порогський) і Південно-Східний (Кричкінський). Структурні форми цих блоків, з врахуванням можливої

екранізації поперечними розломами є сприятливими для існування покладів нафти і газу [2, 6].

Як і по Скибовій зоні взагалі, на даній площі особливої уваги починає заслуговувати випробування продуктивних горизонтів на малих глибинах. Важливу роль відіграє підвищення точності інтерпретації сейсмогеологічних матеріалів на основі результатів дорозвідки та використання сучасної техніки та технології. Все це дає змогу досягти економії за рахунок зменшення метражу пошукового буріння і швидкої окупності кошторисної вартості свердловини.

У нових умовах господарювання комплексне поєднання буріння з сучасними геофізичними методами та комп'ютеризація розвідки дозволяють зменшити кількість свердловин, які буряться при підготовці нових родовищ нафти і газу до розробки. Це дає велику річну економію капітальних вкладень, а також загалом матеріальних ресурсів.

Основною вихідною інформацією для доведення економічної доцільності запроектованих робіт є кошторис на свердловину 5-Бх, величини ресурсів нафти, підрахованих об'ємним методом за категорією С₃ використовуючи програму <https://petrolres.nung.edu.ua/> (машинні роздруківки приведені на рисунках 3.3 та 3.4). При цьому керувалися тим, що геологічні умови буріння свердловин, геологічна будова Південноарсенівської та сусідньої Бухтівецької складок є подібна, а також те, що на Бухтівецькій площі проведені пошукові роботи та отримано припливи нафти з вигодських і менілітових відкладів, а на площі проектних робіт буріння пошукових чи розвідувальних свердловин не проводилось [2].

Перспективність Південноарсенівської площі обґрунтована результатами сейсмічних робіт, геолого-геофізичним матеріалом буріння свердловин на сусідніх площах і родовищах з аналогічними геологічними умовами та результатами випробування можливо перспективних горизонтів в свердловинах, що знаходяться в безпосередній близькості до досліджуваної ділянки.

З метою пошуків покладів нафти і газу на даній площі запроектовано закладання 4-х свердловин (2-х пошукових і 2-х розвідувальних). Для повного розкриття проектного розрізу і ймовірно продуктивних пластів глибини свердловин передбачені наступні: 1-Південноарсенівська – 2200 м, 2-Південноарсенівська – 1500 м, 3-Південноарсенівська – 2650 м та 4-Південноарсенівська – 1850 м.

Типовою прийнято свердловину 1-Південноарсенівська проектною глибиною 2200 м.

Отже, проводимо геолого-економічну оцінку проектних робіт на Південноарсенівській площі (таблиця 4.1).

Таблиця 4.1 – Основні геолого-економічні показники проектних робіт

№ з/п	Показники	Одиниці виміру	Проектний варіант	Фактичні дані по св. 5-Бх
1	2	3	4	5
1	Кількість свердловин	шт.	4	1
2	Глибина типової свердловини	м	2200	3050
3	Розвідувальний проектний метраж по усіх свердловинах	м	8200	3050
4	Кошторисна вартість будівництва та облаштування типової свердловини	грн.	131839400	210151100
5	Кошторисна вартість 1 м проходки	грн.	52927	68902
6	Кошторисна вартість всього обсягу робіт	грн.	434001400	210151100
7	Сумарна величина під-рахованих на площі ресурсів за категорією Сз	млн.т	2,08	0,79
8	Кількість пробурених на площі свердловин	шт.	0	-
9	Метраж по пробурених свердловинах	м	0	-
10	Кошторисна вартість виконаних раніше робіт	грн.	0	-
11	Загальна кількість пробурених і проектних свердловин	шт.	4	-
12	Загальний метраж з врахуванням пробурених свердловин	м	8200	-
13	Повна кошторисна вартість робіт на площі з врахуванням раніше виконаних робіт	грн.	434001400	210151100
14	Вартість одиниці прирощених ресурсів	грн.	208,66	266,01
15	Приріст ресурсів: - на 1 м проходки	т	253,7	259,1
16	- на 1 свердловину	тис.т	520,0	790,0
17	- на 1 тис. грн.	т	4,79	3,76
18	Тривалість циклу пошуково-розвідувальних робіт	років	4,1	2,9
19	Економія часу на: - проводку свердловини	діб	0	0
20	- на виконання всього обсягу робіт	діб	0	0
21	Величина економічного ефекту від застосованого заходу	грн.	0	0
22	Зниження собівартості робіт	%	0	0
23	Кількість одночасно працюючих станків	од.	2,1,1	1

Отже, провівши порівняння отриманих геолого-економічних показників проектних робіт на Південноарсенівській площі з показниками по сусідніх площах і родовищах з аналогічною геологічною будовою, а саме з даними проводки свердловини 5-Бх Бухтівецької площі, яка за

геологічними умовами та фізико-літологічними особливостями схожа з досліджуваною ділянкою, можна бачити, що показники проектних робіт кращі.

Узагальнюючи результати проведених розрахунків економічної ефективності пошуково-розвідувальних робіт на даній площі необхідно відзначити наступне: при прогнозованому річному видобутку нафти з вигодських відкладів величиною близько 35,6 тис.т при діючих цінах на нафтовому ринку України, капіталовкладення на роботи з пошуків та розвідки на Південноарсенівській площі при бурінні чотирьох свердловин, становитиме менше 5 років, що є значним позитивним показником для обігу капіталовкладень. З цього маємо, що з економічної точки зору запроектовані роботи на Південноарсенівській площі повинні мати значну ефективність і бути швидкоокупними та доцільними.

Тобто доцільність проведення пошуково-розвідувальних робіт на Південноарсенівській площі з економічної точки зору не викликає сумніву.

ВИСНОВКИ

У даній бакалаврській роботі приведені спроектовану модель геологічної будови та представлено усі необхідні обґрунтування для проведення проектного пошукового та розвідувального буріння на перспективній Південноарсенівській площі.

Основними завданнями проектних робіт є пошуки та оцінка нафтогазових покладів у палеогенових (головно вигодських) відкладах, розкриття геологічного розрізу усього комплексу палеогенових і крейдових відкладів, дослідження характеру нафтогазоносності перспективних горизонтів, отримання потрібних відомостей про геолого-геофізичний опис розрізу палеогенових відкладів для уточнення результатів проведених сейсмічних та інших геофізичних робіт.

Оскільки у межах Південноарсенівської площі є антиклінальна складка, піщані породи-колектори, умови для збереження покладів вуглеводнів, а також підтверджена нафтогазонасиченість подібних порід-колекторів на сусідніх площах, то вона є безумовно високоперспективною.

Для оцінки площі досліджень проектується буріння окремо в кожному з двох блоків однієї незалежної пошукової і однієї залежної розвідувальної свердловини. Тому проектується буріння чотирьох свердловин загальним метражем 8200 м.

У бакалаврській роботі також обґрунтовано економічну доцільність проведення проектних робіт: очікуваний приріст видобувних ресурсів нафти, при коефіцієнті нафтовилучення 0,11, у межах проектної площі становитиме 2,08 млн.т, приріст оцінених ресурсів нафти на 1 м проходки складає 253,7 т, вартість одиниці прирощених ресурсів складатиме 208,66 грн, приріст ресурсів нафти на 1000 грн. витрат становить 4,79 т. Термін окупності капіталовкладень на будівництво усіх свердловин складатиме близько 5 років.

На основі проведеного аналізу можна розглядати Південноарсенівську площу як першочерговий об'єкт для нафтогазопошукових робіт. Проведення цих робіт є ефективним та доцільним, що доведено як з геологічної точки зору, так і з економічної.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Михайлів І.Р., Лозинський О.Є. Дипломування здобувача ступеня бакалавра. Методичні поради. – Мережеве електронне навчальне видання. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 33 с.
2. Фондові матеріали Львівського відділення УкрДГРІ, ПАТ «Укрнафта».
3. Історія геологічного розвитку Українських Карпат / О.С. Вялов, С.П. Гавура, В.В. Даниш та ін. – Київ: Наук. думка, 1981. – 180 с.
4. Tolwinski K. Kopalnie nafty i gazow ziemnych w Polsce. – Т.2. – Karpacki inst. Geol. – Warszawa-Boryslaw-Lwow, 1929. – 256 s.
5. Атлас родовищ нафти і газу України в 6 т. / Українська нафтогазова академія. – Львів, 1998.
6. Доленко Г.Н. Геологія нафти і газу Карпат. – Київ, 1962. – 365 с.
7. Менілітові сланці Карпат / В.Б. Порфір'єв, Й.В. Грінберг, М.Р. Ладигенський [та ін.]. – К., 1963. – 205 с.
8. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. В.С. Бойко, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Львів, 1996. – 620 с.
9. Нафтогазопромислова геологія та підрахунок запасів нафти і газу. – М.: Надра, 1981. – 453 с.
10. Правила розробки нафтових і газових родовищ – <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0692-17#n13>.