

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

МР.НЗГм - 00.00.000 ПЗ

Група НЗГм – 24 - 1

Коцур Максим

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

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Тема: “Обґрунтування підрахункових параметрів та підрахунок запасів нафти і розчиненого газу Максимівського родовища”

(назва відповідно до наказу ректора)

Ступінь вищої освіти - *магістр*
Спеціальність - *103 Науки про Землю*
Освітньо-професійна програма - *Геологія нафти і газу*

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

МР. НЗГМ - 00.00.000 ПЗ

(позначення)

Студент групи <u>НЗГМ-24-1</u>	_____	<u>Коцур М. В.</u>
	(підпис)	(прізвище та ініціали)
Керівник	_____	<u>проф. Хомин В. Р.</u>
	(підпис)	(прізвище та ініціали)
Консультанти:		
	_____	<u>доц. Михайлів І. Р.</u>
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
	_____	_____
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
	_____	_____
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	_____	<u>асис. Уграк Л. В.</u>
	(підпис)	(прізвище та ініціали)
Перевірена на плагіат	_____	<u>асис. Уграк Л.В.</u>
	(підпис)	(прізвище та ініціали)
<i>Допускається до захисту</i>		
Завідувач кафедри	_____	<u>доц. Михайлів І. Р.</u>
	(підпис)	(прізвище та ініціали)
Рецензент	_____	_____
	(підпис)	(прізвище та ініціали)

2025 р.

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

(повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет Природничих наук

Кафедра Геології та розвідки нафтових і газових родовищ

освітній рівень Магістр

спеціальність 103 Науки про Землю
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

доц. Михайлів І. Р.

« » 20 року

**З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

Коцуру Максиму Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: “ Обґрунтування підрахункових параметрів та підрахунок запасів нафти і розчиненого газу Максимівського родовища”

Керівник роботи Хомин Володимир Романович, докт. геол. наук, професор
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом закладу вищої освіти від “28” 11 2025 року № 737/7

2. Строк подання студентом роботи 15 грудня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи Матеріали геофізичних досліджень свердловин Максимівського родовища. Фондові матеріали. Опублікована література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ. Загальна характеристика родовища. Геологічна будова родовища. Геологорозвідувальні роботи. Фізико-літологічна характеристика продуктивних пластів. Склад і властивості нафти, газу та конденсату. Обґрунтування підрахункових параметрів і підрахунок запасів нафти, газу, конденсату та супутніх корисних компонентів. Економічні основи проектних робіт. Висновки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Геологічні розрізи по лініях I-I та II-II. Зведений геолого-геофізичний розріз. Підрахунковий план покладу МН-1. Підрахунковий план покладу ВГ-1. Підрахунковий план покладу МЛ-2. Підрахунковий план покладу МЛ-1. Структурні карти. Карти ефективних нафтонасичених товщин

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
7	Михайлів І. Р. доцент кафедри ГРН		

7. Дата видачі завдання 15 вересня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
	Вступ	15.10.2025	Виконано
1	Загальна характеристика родовища	20.10.2025	Виконано
2	Геологічна будова родовища	15.11.2025	Виконано
3	Геологорозвідувальні роботи	20.11.2025	Виконано
4	Фізико-літологічна характеристика продуктивних пластів	01.12.2025	Виконано
5	Склад і властивості нафти, газу та конденсату	05.12.2025	Виконано
6	Обґрунтування підрахункових параметрів і підрахунок запасів газу	10.12.2025	Виконано
7	Економічні основи проектних робіт	15.12.2025	Виконано
	Висновки	20.12.2025	Виконано

Студент _____
(підпис)
Керівник роботи _____
(підпис)

Коцур М.В.
(прізвище та ініціали)
Хомин В. О.
(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота: 80 с., 16 табл., 8 рис., 6 дод., 15 джерел

У результаті аналізу геолого-геофізичних даних, результатів буріння свердловин та видобутку нафти і газу автором магістерської роботи виконано обґрунтування підрахункових параметрів та підрахунок запасів нафти і розчиненого газу на Максимівському родовищі.

Проаналізовано геологічну будову родовища, розглянуто літологічний склад порід-колекторів та порід-покришок, їх петрофізичні характеристики. Розглянуто геолого-промислові дослідження продуктивних пластів, результати лабораторних досліджень нафти, газу та пластової води. Проведено аналіз фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів та термобаричних умов покладів Максимівського родовища. За результатами буріння та експлуатації свердловин зроблено розрахунки економічної доцільності експлуатації Максимівського родовища і підраховані запаси нафти та розчиненого газу.

Ключові слова: НАФТА, РОДОВИЩЕ, ГАЗ, СТРАТИГРАФІЯ, ПІДРАХУНОК ЗАПАСІВ.

ABSTRACT

Master's thesis: 80 pp., 16 table, 8 fig., 6 add., 15 sources

As a result of analyzing geological and geophysical data, drilling results, and oil and gas production, the author of the master's thesis justified the estimated parameters and calculated the reserves of oil and dissolved gas at the Maksymivskiy field.

The geological structure of the field was analyzed, and the lithological composition of reservoir rocks and cap rocks, as well as their petrophysical characteristics, were examined. Geological and industrial studies of productive formations and the results of laboratory studies of oil, gas, and formation water were considered. An analysis of the physicochemical properties of reservoir fluids and thermobaric conditions of the Maximivskoye field deposits is presented. Based on the results of drilling and well operation, calculations were made of the economic feasibility of exploiting the Maksymivskiy field, and oil and dissolved gas reserves were estimated.

Keywords: OIL, FIELD, GAS, STRATIGRAPHY, RESERVE ESTIMATION.

ЗМІСТ

Вступ	
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ	
1.1 Географо-економічні умови	
1.2 Історія геолого-геофізичної вивченості	
2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА	
2.1 Стратиграфія.....	
2.2 Тектоніка	
3 МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ ..	
3.1 Обсяги та результати польових геофізичних досліджень.....	
3.2 Відомості про проведені пошукові та розвідувальні роботи	
3.3 Відбір керну	
3.4 Випробування і дослідження свердловин.....	
4 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЕКТОРІВ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ І ПОКРИШОК ЗА ДАНИМИ ВИВЧЕННЯ КЕРНА	
5 ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН	
6 НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ	
7 ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ.....	
8 СКЛАД І ВЛАСТИВОСТІ НАФТИ ТА РОЗЧИНЕНОГО ГАЗУ.....	
8.1 Фізико-хімічна характеристика нафти	
8.2 Фізико-хімічні властивості і склад газу, розчиненого в нафті	
8.3 Фізико-хімічні властивості і склад газу, розчиненого в воді	
9 ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ.....	
10 ПІДРАХУНОК ЗАПАСІВ НАФТИ І РОЗЧИНЕНОГО ГАЗУ	
10.1 Виділення об'єктів підрахунку	
10.2 Класифікація запасів вуглеводнів за промисловим значенням та ступенем техніко-економічного і геологічного вивчення.....	
10.3 Обґрунтування прийнятих методів підрахунку запасів	
10.4 Підрахунок початкових запасів нафти.....	

10.5 Підрахунок початкових запасів розчиненого газу.....	
10.6 Підрахунок початкових запасів корисних компонентів у нафтовому газі	
10.7 Обґрунтування підрахункових параметрів	
10.8 Підрахунок запасів нафти	
11 ЕФЕКТИВНІСТЬ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ	
ВИСНОВКИ.....	
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

АК	– акустичний каротаж
БК	– боковий каротаж
БКЗ	– бокове каротажне зондування
БМК	– боковий мікрокаротаж
ВВ	– вуглеводні
ВПТ	– випробування пластів випробувачем на бурильних трубах
ГВК	– газо-водяний контакт
ГДС	– промислово-геофізичні дослідження в свердловинах
ГК	– гамма каротаж
ГРР	– геолого-розвідувальні роботи
$K_{п}$	– коефіцієнт пористості, частка одиниці
$K_{г}$	– коефіцієнт газонасиченості, частка одиниці
$K_{в}$	– коефіцієнт водонасиченості, частка одиниці
НГВП	– нижня границя встановленої продуктивності
НГК	– нейтронний гама каротаж
НК	– нейтронний каротаж
ПС	– каротаж потенціалів самочинної (власної) поляризації
УНВК	– умовний нафто-водяний контакт

ВСТУП

Нарощення запасів нафти та газу залежить від багатьох факторів, це сейсмічні дослідження, буріння пошукових, розвідувальних, експлуатаційних свердловин, випробування продуктивних горизонтів та підрахунок запасів і оцінка економічної доцільності розробки оцінених запасів.

Актуальність теми. Нафта і газ слугують джерелом енергії, що забезпечує функціонування низки галузей економіки, а саме: теплогенеруючої, автомобільної, харчової, машинобудівної, сільськогосподарської та багато інших. У зв'язку з цим завдання, що вирішуються у магістерській роботі є важливими, що дасть змогу наростити запаси вуглеводнів на майбутнє використання різними галузями господарства нашої держави.

Мета і завдання досліджень. Метою магістерських досліджень є провести аналіз результатів геолого-геофізичних та бурових робіт в межах Максимівського родовища та оцінити запаси нафти і розчиненого газу.

Об'єкт дослідження: Нафтоносні горизонти, що знаходяться у відкладах манявського, вигодського та менілітового ярусів палеогену Максимівського родовища.

Предмет дослідження: Нафта продуктивних пластів МН-1, ВГ-1, МЛ-2 та МЛ-1 Максимівського родовища.

Методи дослідження:

1. Аналіз результатів геолого-геофізичних досліджень.
2. Аналіз результатів геолого-промислових та бурових робіт.
3. Аналіз результаів дослідження відібраного керну, фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів і термобаричних умов продуктивних горизонтів.
4. Оцінка запасів нафти та розчиненого у нафті газу.

Наукова новизна одержаних результатів. Проведено аналіз нафтових покладів Максимівського родовища.

Практичне значення одержаних результатів. Підраховані запаси нафти і розчиненого у нафті газу збільшать кількість цих вуглеводнів у загальному об'ємі нафти і газу нашої держави.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ

1.1 Географо-економічні умови

Максимівська площа знаходиться на території Рожнятівського району Івано-Франківської області України. Найближчі населені пункти - це: Перегінськ, Небилів, Слобода-Небилівська, Красне, Міжгір'я, які з'єднані між собою асфальтовими та ґрунтовими дорогами. На відстані 28 км проходить автомагістраль і залізниця Чернівці - Івано-Франківськ - Стрий - Львів. Клімат району-помірно-континентальний. Середньорічна температура коливається в межах $+5 - +7^{\circ}\text{C}$, кількість опадів - 650-750 мм, основна маса яких випадає восени і взимку. Вітри переважно західні і південно-західні, весною переважають південно-східні. В орографічному відношенні площа знаходиться в межах північно-східного схилу Карпат, який простягається з північного заходу на південний схід. Абсолютні відмітки коливаються від +420 до +620м. В орогідрологічному плані Максимівська площа знаходиться в межах річок і потоків Максимів, ріки Лімниця, Рудавець та Малахівка Дністровського водного басейну. Режим рік залежить від пори року і метеорологічних умов. За ознаками ландшафтних зон територія досліджень відноситься до лісів гірської місцевості. Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна температура $+5,6^{\circ}\text{C} - +7,6^{\circ}\text{C}$, мінімальна - $(-32^{\circ}\text{C} \div -33^{\circ}\text{C})$, максимальна - $(+30 \div +35^{\circ}\text{C})$. Середньорічна кількість атмосферних опадів 800-900 мм. Основна кількість їх випадає в травні-червні, найменше в січні-лютому. Сніговий покрив починається в листопаді, а сходить в березні-квітні. В більшості він непостійний і досягає 70 см. В районі часті помірні вітри, напрямок вітрів непостійний, переважають західні і північно-західні. Тваринний світ представлений ссавцями (заєць, лисиця, косуля та ін.), птахами (ворони, синиці, дятли, сороки та ін.), плазунами (змії, ящірки, вужі) і земноводними (різні жаби, тритони). В ріках водиться близько десяти видів риб, є форель і харіус. Основними корисними копалинами району є нафта і газ [3].

1.2 Історія геолого-геофізичної вивченості

Геолого-геофізична вивченість району має досить давню історію. Українські Карпати, їх надра з давніх давен привертала увагу до себе багатьох дослідників. Першу геологічну карту площі Майдан, куди входить Малахівське родовище, склав Є. Дуніковський в 1891р. В Карпатському нафтогазоносному регіоні працювали такі визначні дослідники, як Б.Буяльський, Є.Яблонський, С. Вайгнер, К. Толвінський, Г. Тейсейре та багато інших. Видобуток нафти в межах вказаної структури почали в 1889 році біля села Міжгір'я (колишній Майдан), а в 1938 році - на околиці села Слобода-Небилівська. Проте невеликі дебіти свердловин, збитковість, виснаженість покладів і складна геологічна будова були причиною припинення тут робіт в 1959-1961 роках. В 1948 році Г. Козіцьким і А. Зенкиною складена геологічна карта масштабу 1:25000 міжріччя Чечви і Бистриці Солотвинської. У 1961 році була проведена геологічна зйомка того ж масштабу на площі Росільна (О. Арцабка). За її результатами була побудована геологічна карта Майданської складки, на якій північно-західна перикліналь ускладнена поперечним порушенням. У 1964-65 роках була проведена комплексна геологічна зйомка масштабу 1:50 000. І. Мочалін при складанні геологічної карти повністю прийняв модель Майданської складки представлену О. Арцабкою. В 1966-1968рр. на площах Росільна, Космач, Дзвіняч, Спас-Вільхівка Б.Іванівим проведені сейсмічні дослідження, в результаті яких уточнено будову Росільнянської і Вільхівської складок, виявлені Космацька, Луквинська глибинна, Ясенська і Лугівська антикліналі. У 1970-79 роках сейсмпартія №56 ЗУГРЕ відпрацювала ряд сейсмопрофілів. На їх основі О.Ф. Симоненко побудував структурну карту покрівлі еоценових відкладів I ярусу (1974 р.) і II ярусу (1979 р.) складок. На останній Майданська складка має форму брахіантикліналі північно-західного простягання, периклінальні частини якої ускладнені поперечними порушеннями. Пізніше ці структурні побудови були уточнені сейсмічними дослідженнями 1981-1983 років [3].

У 1992 році працівниками УкрДГРІ (відповідальний виконавець М.Я. Вуль) було виконано Зональний прогноз нафтогазоносності палеогенових

утворень Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. В звіті наведені структурні карти по покрівлі еоценових відкладів п'яти ярусів масштабу 1:100 000, а також карти масштабу 1:200 000 товщин колекторів кожної світи палеогену. На карті другого структурного ярусу показана Майданська складка, ускладнена поперечними порушеннями в межах периклінальних частин. Складка має довжину біля 20 км. при ширині біля 3 км. У 1997 році при узагальненні матеріалів глибокого буріння працівниками тематичної партії ДП “Західукргеологія” була складена структурна карта покрівлі еоцену другого ярусу складок північної частини Майданського піввікна, на якій Майданська складка має північно-західне простягання. Її північно-західна перикліналь ускладнена поперечними порушеннями. Роботи які були проведені на протязі 1960-2003 р.р. в міжиріччі Чечви і Бистриці Солотвинської послужило виявленню об'єктів для пошуково - розвідувальних робіт на нафту і газ на Максимівській площі. В результаті пробурено три свердловини 1,- 1А,- 2-Максимівська. В першій випробувано шість об'єктів. Отримано незначний приплив нафти з газом та водою. Враховуючи буріння нових свердловин, а також тих які бурилися під час розвідки Росільнянського родовища, та проведену переінтерпретацію геолого-геофізичних матеріалів, слід вважати Максимівську площу, перспективним об'єктом в плані пошуку а в майбутньому і видобутку вуглеводнів, зокрема нафти та розчиненого газу [3].

2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА

Максимівська площа розташована в межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, на території якої знаходяться діючі нафтові і газоконденсатні родовища Карпатської нафтогазоносної провінції.

2.1 Стратиграфія

В геологічній будові Максимівської площі беруть участь флішові відклади верхньої крейди і палеогену, моласові осади неогену та четвертинні утворення.

Крейдова система - К

Крейдова система представлена тільки верхнім відділом - стрийською світою.

Верхній відділ - К₂ Стрийська світа - К_{2st}

Стрийська світа представлена аргілітами з прошарками пісковиків, алевролітів і в меншій кількості гравелітів, конгломератів, мергелів, вапняків. Аргіліти сірі, темно-сірі, переважно невапнисті, слабо слюдисті і слюдисті. Пісковики сірі, зеленувато- і голубувато-сірі, бурі, дуже щільні, вапнисті, місцями невапнисті, дрібнозернисті, часто середньо- і різнозернисті, тріщинуваті, до подошви інколи переходять у гравеліти або дрібногалькові конгломерати. Алевроліти аналогічні пісковикам. На нижній поверхні алевролітів і пісковиків спостерігаються біогенні та механогенні ієрогліфи. Мергелі голубувато- і зеленувато-сірі, грубошаруваті з фукоїдами. Вапняки кремово-сірі, темно-сірі, міцні, тріщинуваті з прожилками кальциту. Товщина прошарків мергелів і вапняків не перевищує 0,2-0,3 м. Всі породи стрийської світи розбиті тріщинами, які виповнені кальцитом. Товщина світи складає 100-250 м [1, 2, 3].

Палеоген - Р

Відклади палеогенової системи представлені трьома відділами: палеоценовим (ямненська світа), еоценовим (манявська, вигодська і бистрицька світи) і олігоценним (менілітова світа).

Палеоцен - P₁ Ямненська світа P_{1j}m

Палеоценові відклади узгоджено залягають на стрийській світі і починаються строкатими аргілітами, пісковиками та алевролітами іноді з біогліфами і механогліфами. Аргіліти зелені, вишнево-червоні, інколи темно-сірі, некарбонатні. Пісковики та алевроліти сіро-зелені, кварцові, вапнисті і невапнисті, міцні. На нижній частині пісковиків нерідко спостерігаються біогліфи і механогліфи. Товщина строкатого горизонту складає 30 - 50 м. Вище залягають пісковики та алевроліти з прошарками аргілітів, гравелітів і конгломератів. Пісковики сірі, світло- і зеленувато-сірі, кварцові, дрібно- і середньозернисті, невапнисті з включеннями білого кварцу, товсто- і середньошаруваті. Аргіліти сірі і зеленувато-сірі, щільні, невапнисті. Гравеліти і конгломерати складені уламками пісковиків, кварцитів, зелених філітів, зерен кварцу зцементованих піскувато-глинистим і карбонатним матеріалом. Товщина палеоценових відкладів складає 100 - 150 м [3].

Еоцен - P₂ Манявська світа - P_{2mn}

Представлена ритмічним і неритмічним чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків з тонкими прошарками мергелів, кремнистих вапняків, сіро-зелених кременів і де-не-де доломітів. В подошві світи залягає строкатий горизонт, складений аргілітами, зеленими, сірими, вишнево-червоними, невапнистими, слюдистими з прошарками алевролітів і пісковиків сірих, зеленувато-сірих, щільних, слюдистих, вапнистих, інколи невапнистих. Товщина горизонту складає 20-30 м. Строкатий горизонт перекривається пачкою тонко ритмічного чергування аргілітів, алевролітів і пісковиків. Аргіліти зеленувато-сірі, сірі, темно-сірі, коричнуваті, інколи чорні, невапнисті, слабослудисті, окремнілі, щільні. Пісковики та алевроліти темно-сірі, сірі, зеленуваті, кварцові, різнозернисті, тріщинуваті, міцні. Часто на поверхні нашарування пісковиків та алевролітів спостерігаються ієрогліфи. Мергелі сірі, зеленувато-сірі, коричневі, щільні, окремнілі. Товщина світи коливається в межах 200 - 300 м [3].

Вигодська світа - P₂vg

Вигодська світа, включаючи всю Майданську структуру, представлена у проміжній фації між пісковиковою (типово вигодською) і алевроліто-вапняковою (пасічнянською). Літологічно - це чергування зеленувато-сірих, невапнистих, деколи вапнистих алевролітів і пісковиків із сіро-зеленими, невапнистими аргілітами. Алевроліти і пісковики кварцові, різно- і крупнозернисті, міцні, з кремнистим і карбонатним цементом, які мають другорядне значення. Вапняки сірі, голубувато-сірі, дуже міцні, окремілі займають нижню частину світи. Товщина вигодських відкладів складає 80 - 120 м [3].

Бистрицька світа - P₂bs

Бистрицька світа складена, в основному, зеленувато-сірими, невапнистими, щільними аргілітами з прошарками зеленувато-сірих, невапнистих алевролітів. Піщанисті різновидності з коричневатим відтінком, товщина їх не перевищує 5см. В основі світи залягає строкатий горизонт, який складають вишнево- червоні та зеленувато-сірі, невапнисті аргіліти з прошарками зеленувато-сірих, вапнистих і невапнистих алевролітів, деколи вапняків і мергелів. Товщина строкатого горизонту сягає 15 м. У покрівлі світи виділяється горизонт глобігерінових мергелів, які мають зеленувато-сірий колір, щільні з включенням пісковикового матеріалу. Товщина горизонту 10 - 20 м. Загальна товщина бистрицької світи 150 - 200 м [2, 3].

Олігоцен - P₃

Менілітова світа - P₃ml

Розріз олігоцену складений менілітовою світою, яка за літологічним складом ділиться на три підсвіти: нижньо-, середньо- і верхньоменілітова підсвіти, які характерні для першого ярусу складок Передкарпатського прогину. В будові другого і третього ярусів приймають участь нижньо- і середньоменілітова підсвіти [3].

Нижньоменілітова підсвіта - P₃ml₁

Нижня частина розрізу представлена роговиковим горизонтом, складеним прошарками світло-сірих пісковиків, кременів та окремілих вапняків. На

відміну від південно-західних складок, його товщина зменшується до 10-15 м. Для даного горизонту характерна досить розвинута тріщинуватість. Над роговиковим горизонтом зустрічається пачка сірих і світло-сірих пісковиків з прошарками алевролітів і темно-сірих до чорних аргілітів. Товщина пачки не перевищує 20 м. Вище вверх по розрізу виділяється пачка темно-сірих до чорних листуватих аргілітів з лусками та залишками риб, які чергуються з сірими пісковиками. Наступним у розрізі підсвіти залягає горизонт клівських пісковиків. Пісковики кварцові, світло-сірі до білих цукровидних, середньо- і грубозернисті, рідко з прошарками темно-сірих не вапнистих аргілітів. В розрізі Майданської складки вони виражені дещо нетипово. Клівські пісковики разом з роговиковим горизонтом можуть представляти спільний поклад вуглеводнів. Товщина горизонту клівських пісковиків сягає 30-40 метрів. Вверх по розрізу нижньоменілітової підсвіти спостерігається чергування чорних, темно-сірих, високорадіоактивних аргілітів з алевролітами. Товщина аргіліто-алевролітової пачки знаходиться в межах 25-45 м. Ця пачка розділяє пісковики клівського горизонту і пісковики "п'яти пластів", які залягають вище. Наступною пачкою в розрізі є чергування пісковиків з алевролітами і де-не-де аргілітами. Пісковики сірі і світло-сірі, різно- і дрібнозернисті, часто щільні. Товщина окремих прошарків сягає 5-8 метрів. Алевроліти сірі до темно-сірих. Аргіліти темно-сірі до чорних, слюдисті, невапнисті. Пісковики цієї пачки, як всієї нижньоменілітової підсвіти, не витримані як по площі, так і по розрізу. Пачка "п'яти пластів" вперше виділена у процесі розвідки Долинського нафтового родовища. З пісковиками і алевролітами цієї пачки пов'язаний нафтовий поклад сусіднього Малахівського родовища. Товщина пачки сягає 60-70 метрів. Вище залягають темно-сірі до чорних з коричневим відтінком аргіліти. Товщина цих аргілітів складає 30-40 метрів. Вверх розріз представлений чергуванням пісковиків з алевролітами та аргілітами. Пісковики і алевроліти сірі до темно-сірих, слюдисті, невапнисті, часто дуже щільні і міцні. Аргіліти сірі і зеленувато-сірі. Ці відклади завершують розріз нижньоменілітової підсвіти. Товщина нижньоменілітової підсвіти сягає 300-400 метрів [3].

Середньоменілітова підсвіта - P_{3ml}

В нижній частині представлена аргілітами темно-сірими і сірими, невапнистими, слабослюдистими, з прошарками пісковиків та алевролітів. Вище залягає товща чорних аргілітів, невапнистих, сильно окремнілих, серед яких виділяються пропластки пісковиків. Товщина підсвіти не перевищує 100 метрів [3].

Верхньоменілітова підсвіта - P_{3ml}

Складена аргілітами з окремими пластами і пропластками пісковиків та алевролітів. Аргіліти темно-сірі до чорних, невапнисті, або слабовапнисті, інколи піщанисті. Пісковики та алевроліти сірі, темно-сірі, щільні, кварцові, тонкошаруваті. Товщина підсвіти до 200 метрів [3].

Неоген - N

Поляницька світа – N_{1pl}

Поляницька світа неузгоджено перекриває менілітові відклади і за літологією є перехідною від флішевих до моласових. Представлена світа сірими, слюдистими вапнистими аргілітами з прошарками сірих, слюдистих, вапнистих, дрібно- і середньозернистих пісковиків та алевролітів. Товщина поляницьких відкладів змінюється від 100 до 300 метрів [3, 6].

Воротищенська світа - N_{1vr}

В нижній частині воротищенська світа складена глинами темно-сірими і зеленувато-сірими, засолоненими і загіпсованими. Зустрічаються прошарки різнозернистих масивних пісковиків із включенням уламків зелених і червоних філітів. В середній частині світи появляються екзотичні конгломерати, складені з уламків строкатих філітів. Глини сірі, брекчієвидні, переважно невапнисті. У незначній кількості зустрічаються пісковики. Верхня частина світи представлена одноманітною товщею сірих, брекчієрованих, невапнистих, засолонених глин з поодинокими прошарками та уламками пісковиків. Товщина світи 200-500 метрів [6].

Четвертинні відклади - Q

Четвертинні відклади представлені суглинками, галькою, гравієм, пісками, глинами і щебенем корінних порід. Товщина від 10 до 20 метрів.

Таблиця 2.1 - Стратиграфічне розчленування розрізів свердловин [3].

1-Максимівська (557,0)			1а-Максимівська (557,0)			2-Максимівська (585,0)			20-Росільна (573,9)		
Вік	Глиб. покрів абсол. відм м	Товщ.м поправка на укорочення	Вік	Глиб. покрів абсол. відм м	Товщ.м поправка на укорочення	Вік	Глиб. покрів абсол. відм м	Товщ.м поправка на укорочення	Вік	Глиб. покрів абсол. відм м	Товщ.м поправка на укорочення
Нормальне крило			Нормальне крило			Нормальне крило			Нормальне крило		
Антропоген Q	0-5		Антропоген Q	0-2		Антропоген Q	0-5		Антропоген Q	0-5	
Вигодська світа Р _{2vg}	<u>5.0</u> +552,0	<u>144.0</u> 0,0	Вигодська світа Р _{2vg}	<u>2.0</u> +555,0	<u>144.0</u> 0,0	Бистрицька світа Р _{2bs}	<u>5.0</u> +580,0	<u>64.0</u> 0,0	Вигодська світа Р _{2vg}	<u>5.0</u> +568,9	<u>209.0</u> 0,0
Манявська світа Р _{2mn}	<u>149.0</u> +408,0	<u>166.0</u> 0,0	Манявська світа Р _{2mn}	<u>146.0</u> +411,0	<u>171.0</u> 0,0	Вигодська світа Р _{2vg}	<u>69.0</u> +516,0	<u>101.0</u> 0,0	Манявська світа Р _{2mn}	<u>214.0</u> +359,9	<u>176.0</u> 0,0
Ямненська світа Р _{1jm}	<u>320.0</u> +238,1	<u>46.0</u> 1,1	Ямненська світа Р _{1jm}	<u>317.0</u> +240,5	<u>59.0</u> 0,5	Манявська світа Р _{2mn}	<u>170.0</u> +415,1	<u>127.0</u> 0,1	Ямненська світа Р _{1jm}	<u>390.0</u> +184,1	<u>33.0</u> 0,2
Підвернуте крило			Підвернуте крило			Ямненська світа Р _{1jm}	<u>297.0</u> +289,2	<u>12.0</u> 0,2	Стрийська світа K _{2st}	<u>423.0</u> +151,2	<u>39.0</u> 0,3
Бистрицька світа Р _{2bs}	<u>366.0</u> +192,7	<u>54.0</u> 1,7	Бистрицька світа Р _{2bs}	<u>376.0</u> +181,8	<u>55.0</u> 0,8	Підвернуте крило			Підвернуте крило		
Менілітова світа Р _{3ml}	<u>420.0</u> +139,7	<u>414.0</u> 2,7	Менілітова світа Р _{3ml}	<u>431.0</u> +126,8	<u>159.0</u> 0,8	Менілітова світа Р _{3ml}	<u>309.0</u> +276,2	<u>209.0</u> 0,2	Вигодська світа Р _{2vg}	<u>462.0</u> +112,3	<u>114.0</u> 0,4
ВИБІЙ	<u>834.0</u> -271,6	= 5,4	ВИБІЙ	<u>590.0</u> -32,2	= 0,8	ВИБІЙ	<u>518.0</u> +67	= 0,3	Бистрицька світа Р _{2bs}	<u>576.0</u> -1,4	<u>169.0</u> 0,7
									Менілітова світа Р _{3ml}	<u>745.0</u> -169,6	<u>431.0</u> 1,5
									Полянська світа N _{1pl}	<u>1176.0</u> -598,8	<u>640.0</u> 3,3
									Росільнянська складка		
									ВИБІЙ	<u>3212</u> -2623,0	= 15,1

Продовження таблиці 2.1

<i>1-Н.Майдан (583,4)</i>			<i>2-Н.Майдан (588,0)</i>		
Вік	<u>Глиб. покрів</u> абсол. відм м	<u>Товщ.м</u> поправка на укорочення	Вік	<u>Глиб. покрів</u> абсол. відм м	<u>Товщ.м</u> поправка на укорочення
Нормальне крило			Нормальне крило		
Антропоген Q	0-10		Антропоген Q	0-10	
Вигодська світа Р _{2vg}	<u>10,0</u> 573,4	<u>200,0</u> 0,0	Менілітова світа Р _{3ml}	<u>10,0</u> +578,0	<u>175,0</u> 0,0
Манявська світа Р _{2mn}	<u>210,0</u> +373,4	<u>232,0</u> 0,0	Бистрицька світа Р _{2bs}	<u>185,0</u> +403,0	<u>142,0</u> 0,0
Ямненська світа Р _{1jm}	<u>442,0</u> +141,4	<u>18,0</u> 0,0	Вигодська світа Р _{2vg}	<u>327,0</u> +261,0	<u>123,0</u> 0,0
Стрийська світа K _{2st}	<u>460,0</u> +123,4	<u>43,0</u> 0,0	Манявська світа Р _{2mn}	<u>450,0</u> +138,0	<u>112,0</u> 0,0
Підвернуте крило			Ямненська світа Р _{1jm}	<u>562,0</u> +26,0	<u>43,0</u> 0,0
			Стрийська світа K _{2st}	<u>605,0</u> -17,0	<u>158,0</u> 0,0
			Підвернуте крило		
Манявська світа Р _{2mn}	<u>503,0</u> +80,4	<u>100,0</u> 0,0	Стрийська світа K _{2st}	<u>763,0</u> -175,0	<u>142,0</u> 0,0
Вигодська світа Р _{2vg}	<u>603,0</u> -19,6	<u>92,0</u> 0,0	Ямненська світа Р _{1jm}	<u>905,0</u> -317,0	<u>60,0</u> 0,0
Бистрицька світа Р _{2bs}	<u>695,0</u> -111,6	<u>175,0</u> 0,0	Манявська світа Р _{2mn}	<u>965,0</u> -377,0	<u>99,0</u> 0,0
Менілітова світа Р _{3ml}	<u>870,0</u> -286,6	<u>414,0</u> 0,0	Вигодська світа Р _{2vg}	<u>1064,0</u> -476,0	<u>97,0</u> 0,0
Полянницька світа N _{1pl}	<u>1284,0</u> -700,6	<u>317,0</u> 0,0	Бистрицька світа Р _{2bs}	<u>1161,0</u> -573,0	<u>186,0</u> 0,0
ВИБІЙ	<u>1601</u> -1017,6	<u>-</u> 15,1	Менілітова світа Р _{3ml}	<u>1347,0</u> -759,0	<u>373,0</u> 0,0
			Полянницька світа N _{1pl}	<u>1720,0</u> -1132,0	<u>285,0</u> 0,0
			Росільнянська складка		
			ВИБІЙ	<u>2082,0</u> -1494,0	<u>-</u> 0,0

Таблиця 2.2 – Глибини та абсолютні відмітки залягання продуктивних горизонтів

<i>Номер свердловин</i>	1-Мк	1А-Мк	2-Мк	20-Рос	1-Н.М	2-Н.М
<i>Альtitуда ротора, м</i>	557,0	557,0	585,0	573,9	583,4	588,0
МН-1						
<i>Глибини покрівлі колектора, м</i>	279,0	264,0	173,2	-	-	-
<i>Поправка на видовження, м</i>	0,7	0,2	0,1	-	-	-
<i>Абсолютна відмітка покрівлі</i>	+278,7	+293,2	+411,9	-	-	-
<i>Глибини підшви колектора</i>	319,0	285,2	296,2	-	-	-
<i>Поправка на видовження, м</i>	1,1	0,3	0,2	-	-	-
<i>Абсолютна відмітка підшви</i>	+239,1	+272,3	+289,0	-	-	-
ВГ-1						
<i>Глибини покрівлі колектора</i>				472,0	606,6	
<i>Поправка на видовження, м</i>				0,5	0,0	
<i>Абсолютна відмітка покрівлі</i>				+102,4	-23,2	
<i>Глибини підшви колектора</i>				478,8	690,4	
<i>Поправка на видовження, м</i>				0,5	0,0	
<i>Абсолютна відмітка підшви</i>				+95,6	-107,0	
МЛ-1						
<i>Глибини покрівлі колектора</i>	429,0	435,0	309,8	821,6	871,2	
<i>Поправка на видовження, м</i>	2,7	0,8	0,2	2,0	0,0	
<i>Абсолютна відмітка покрівлі</i>	+130,7	+122,8	+275,4	-245,7	-287,8	
<i>Глибини підшви колектора</i>	529,6	530,0	316,0	892,0	905,6	
<i>Поправка на видовження, м</i>	4,6	0,8	0,2	2,4	0,0	
<i>Абсолютна відмітка підшви</i>	+32,0	+27,8	+269,2	-315,7	-322,2	
МЛ-2						
<i>Глибини покрівлі колектора</i>	617,0		396,2			
<i>Поправка на видовження, м</i>	5,3		0,2			
<i>Абсолютна відмітка покрівлі</i>	-54,7		+189,0			
<i>Глибини підшви колектора</i>	788,6		398,2			
<i>Поправка на видовження, м</i>	5,4		0,2			
<i>Абсолютна відмітка підшви</i>	-226,2		+187,0			

2.2 Тектоніка

Бориславсько – Покутська зона Передкарпатського прогину міжріччя Чечви і Бистриці Солотвинської заслуговує уваги відносно нафтогазоносності тому, що знаходиться між одними з найбільших родовищами вуглеводнів Передкарпаття Долинським і Битків-Бабчинським, а також тому, що тут вже розвідана низка родовищ з загальними видобувними запасами біля двох десятків мільйонів тон умовного палива. Бориславсько – Покутська зона, чи як її ще називають Бориславсько – Покутський покров, характеризується складною будовою, що пов'язано з багатоярусністю складок. По уяві працівників УкрДГРІ (М.Я.Вуль, 1992), в межах цієї території характеризується 5 ярусів складок, наявність чотирьох вже доказана бурінням. Яруси відокремлені площинами насувів (граф. додаток 2). В кожному з них є декілька антиклінальних ліній карпатського простягання, які обособлені насувами. Внаслідок цього вони мають вигляд лусок насунутих одна на одну в північно – східному напрямку. Складки асиметричні з крутими, вузькими північно – східними крилами і широкими, більш пологими, південно – західними крилами. Ширина складок не перебільшує 2,5 км, а амплітуда – 1,5 км. Фронтальні складки кожного ярусу характеризуються, як правило, наявністю підвернутих і зірваних північно – східних крил. Дзеркала складчатості ярусів нахилені на південний – захід. Окрім того, необхідно додати, антиклінальні лінії пересічені великою кількістю скидо - зсувів, які поділяють їх на блоки. Іноді порушення пересікають декілька складок і навіть ярусів. Скидо – зсуви часто виконують функцію екранів для родовищ (напр. Луквинське, Рудовецьке та інші). Бориславсько – Покутський покров майже повністю знаходиться під насувом Складчатих Карпат і в свою чергу насунутий на Самбірський покров. Відмінною рисою його будови є те, що він а також Скибова зона Карпат, припідняті і між річками Ломниця і Манявка денудовані, їх значна частина і Складчаті Карпати утворюють тектонічне напіввікно. В його межах на денну поверхню виходять флішеві відклади (олігоцені і навіть еоценові) першого (Сливкинська і Нижньоострутинська складки) і другого (Майданська складка) ярусів складок. Виходи на поверхню нафтогазоносних палеогенових відкладів

обумовили чисельні поверхневі нафтогазопрояви (р-ни Рипне, Небилів, Дзвіняч та ін.), які послужили основою для закладання спочатку перших нафтовидобувних колодців, а потім свердловин. Така будова досліджуваної території, де знаходиться Максимівська площа була підтверджена ще у 1970-79 роках, коли сейсмпартією №56 ЗУГРЕ було відпрацьовано ряд сейсмопрофілів. На їх основі О.Ф. Симоненко побудував структурну карту покрівлі еоценових відкладів I ярусу (1974 р.) і II ярусу (1979 р.) складок. На останній Майданська складка має форму брахіантикліналі північно-західного простягання, периклінальні частини якої ускладнені поперечними порушеннями. Пізніше ці структурні побудови були уточнені сейсмічними дослідженнями 1981-1983 років. Дані сейсмічні дослідження а також результати промислово-геофізичних досліджень свердловин були взяті за основу при складанні геологічної будови Максимівської площі. Майданської складка представляє собою велику фронтальну брахіантиклінальну складку, яка має досить чітко виражене підвернуте північно-східне крило. В склепінній частині на поверхню виходять породи вигодської і бистрицької світ, крила складки представлені менілітовими і поляницькими породами. Складка розбита на окремі блоки розривними поперечними порушеннями, типу скидів, скидо-зсувів. По порушеннях вона в північно-західному та південно-східному напрямках у вигляді сходинок занурюється [3].

В першому напрямку в зоні Ломницьких порушень структура заходить під насув Нижньострутинської складки, а другому - під насув Берегової скиби Карпат. Тут виділяються з південного сходу на північний захід такі блоки як: Майданський, Південний Малахівський, Північний Малахівський, Слобода-Небилівський та Небилівський. В залежності від взаєморозташування Майданської складки з іншими структурами, як другого так і третього ярусів, її конфігурація та розміри міняються. Так, в межах Майданського блоку вона найбільш широка, а підвернуте її крило є висячим. В Південному Малахівському блоці спостерігається дещо звуження складки та північно-східне крило стає лежачим і припіднятим. Замітні зміни спостерігаються і в Північному Малахівському блоці. Тут складка, в результаті переміщення

Луквинської та Богровської складок в північно-східному напрямку, стає більш стиснутою і вузькою, а також дещо висунутою по відношенню південного блоку вперед і зануреною біля 200 м. Підвернуте крило залягає майже горизонтально. Слобода-Небилівський і Небилівський блоки по своїй формі нагадують Північний Малахівський блок. Довжина Майданської складки складає більше 20 і ширина 4 км. Розміри Південного Малахівського блоку дорівнюють 2,2 x 3,0 і Північного Малахівського - 2,3 x 2,0 км. Нафтоносність на Максимівській площі встановлена у відкладах манявської світи нормального крила, та вигодських і менілітових відкладів підвернутого крила Майданської складки (Південний Малахівський блок). По покрівлі покладу МН-1, який приурочений до манявських відкладів нормального крила, Майданська складка представлена у вигляді брахіантикліналі з крутим південно-західним крилом. Довжина складки 2200 м, ширина 750 м, висота складає біля 100 м. По покрівлі покладу ВГ-1, який приурочений до вигодських відкладів підвернутого крила, Майданська складка являє собою брахіантикліналь з припіднятим північно-східним крилом. Довжина складки 2200 м, ширина 350 м, висота біля 100 м. До менілітових відкладів підвернутого крила Майданської складки на Максимівській площі приурочені два поклади нафти МЛ-1 та МЛ-2. Розмір покладу МЛ-1 – 2200x950x150 м та МЛ-2 відповідно 2200x700x150м [3].

3 МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

3.1 Обсяги та результати польових геофізичних досліджень

В межах Максимівської площі проводились площадні сейсмічні дослідження. Ці роботи проведені у 1970-79 роках, сейсморпартією №56 ЗУГРЕ відпрацьовано ряд сейсмопрофілів. На їх основі О.Ф. Симоненко побудував структурну карту покрівлі еоценових відкладів I ярусу (1974 р.) і II ярусу (1979 р.) складок. На останній Майданська складка має форму брахіантикліналі північно-західного простягання, периклінальні частини якої ускладнені поперечними порушеннями. Пізніше ці структурні побудови були уточнені сейсмічними дослідженнями 1981-1983 років [6].

3.2 Відомості про проведені пошукові та розвідувальні роботи

Роботи, з метою пошуків вуглеводнів, в межах, де зараз знаходиться Максимівська площа, проводилися давно. В процесі пошуково-розвідувального буріння на площах Росільна і Космач, де були відкриті одноіменні газоконденсатні родовища, отримана нова інформація про геологічну будову і перспективи нафтогазоносності Майданської складки. В ході буріння виявлено, що Майданська складка має досить добре виражене підвернуте крило, з яким були пов'язані нафтогазопрояви при бурінні свердловин. Так при бурінні свердловини 20-Росільна газонафтопрояви почались з глибини 400 м при бурінні манявських і палеоценових відкладів Південного Малахівського блоку склепінної частини Майданської складки. Пізніше при проходці еоценових і менілітових утворень підвернутого крила структури нафтогазопрояви набрали характеру викидів. Для їх ліквідації густину глинистого розчину було доведено до 1,50-1,60 г/см³. По даних буріння та геофізичних досліджень як еоценові, так і менілітові колектори до глибини 930 м оцінювалися як нафтогазоносні. Окрім пісковиків менілітової світи і еоцену, колекторами також вважаються алевроліти та інші породи внаслідок їх роздробленості і тріщинуватості. Таким чином екраном для покладу вуглеводнів підвернутого крила можна вважати розривне порушення, яке відділяє його від останньої, тобто склепінної частини структури. Таким чином, поклад характеризується як тектонічно екранований і масивний. Пористість пісковиків менілітової світи складає 8-18 %,

алевролітів 8 - 10 %. Загальна товщина колекторів складає більше 60 м. В процесі випробування свердловини 1-Новий Майдан з інтервалу 864 - 888 м (менілітова світа) приплив води з нафтою складав 80 м³/добу, вміст нафти оцінювався в 2 %. Причиною появи води, по даних досліджень, була негерметичність цементного кільця за колоною. Пластовий тиск на глибині 800 м складав 128 атм. Приплив нафти було отримано з інтервалу 620 – 660 м дебітом 0,8 м³/добу. Слабо нафтоносними виявилися еоценові відклади. На Максимівській площі (в межах перспективного блоку) пробурено шість свердловин. Сумарна фактична глибина яких становить 8837 м. Пошукова свердловина 1-Максимівська пробурена в присклепінній частині Майданської структури Малахівського блоку на віддалі 250 м на північний схід від пробуреної свердловини 20-Росільнянська. Основна мета – пошук нафтогазових покладів у манявських відкладах склепінної частини нормального крила та палеоцен-еоценових і менілітових відкладах підвернутого крила. В свердловині випробувано шість об'єктів. Отримано приплив газу з плівкою нафти. Дебіт порохований об'ємним методом становив 5,7 тис.м³/д. Свердловина 1А - Максимівська пробурена на віддалі 22 м на південний захід від свердловини 1-Максимівська. Фактична глибина свердловини – 590 м. В експлуатаційній 146 мм колоні випробуваний об'єкт в інтервалі 264-283м. Отримано приплив води з нафтою дебітом 0,73 м³/добу при динамічному рівні 135 м. Кількість нафти не перевищує 10-15 %. Густина води - 1.010 г/см³. Пошукова свердловина 2 - Максимівська пробурена у склепінній частині Майданської структури Малахівського блоку на віддалі 200 м на північний схід від пробуреної свердловини 1-Максимівська з метою пошуків нафтогазових покладів у манявських відкладах склепінної частини нормального крила та палеоцен-еоценових і менілітових відкладах підвернутого крила. Фактична глибина свердловини – 518 м. При бурінні даної свердловини на глибині 118 м було відмічено поглинання глинистого розчину. З глибини 202 м в глинистому розчині відмічені слабкі нафтоподібні плями, а з глибини 265 м в глинистому розчині відмічено бульбашки розфіскування нафтових плям. У шламі з глибини 274 м, 282 м відібрані нафтоносні та з жирним блиском пісковики. Пісковиків у

шламі до 60 % з жирним блиском. В інтервалі буріння 314-380,6 м відбувалось загустівання глинистого розчину до в'язкості н/т. обробка його КМЦ з водою. При подальшому бурінні глинистий розчин загустівав до в'язкості 50-70 сек. Після спуску 146 мм експлуатаційної колони на глибину 341,5 м, випробуваний об'єкт в інтервалі фільтра 106,6-316,3 м. Пониження рівня води з допомогою компресора методом аерації. При віддувці виходила вода із сульфанолам, 20 сек. - газ і трошки (≈ 1 л) нафти. Повторні віддувки свердловини через 1 год. (2 рази), але газу, нафти більше не було, виходила тільки брудна і пізніше чиста прісна вода. Повторні віддувки свердловини компресором на протязі дня по 3 рази по 22-25 і до 30 хв. при тиску від 31,5 до 20 атм., всього було 9 віддувок. При кожній віддувці із свердловини виходило 2,5-2м³ прісної води. З початку виходила вода світло-коричневого кольору ($\approx 20-30$ л), потім вода брудна з розчином, далі вода світліша і зовсім чиста. Дебіт припливу води становив 169 м³/добу при динамічному рівні 178 м [4, 5, 6].

3.3 Відбір керну

Відбір керну на Максимівській площі проводився під час пошуково-розвідувального буріння на площі Росільна В процесі пошуково-розвідувального буріння з свердловин (20-, 27-Росільна, 1-, 2-Н.Майдан) в межах спеціального дозволу на користування надрами на Максимівській площі. Винос керну склав 42,4 м. Дуже мала кількість кернового матеріалу була відібрана при бурінні свердловин 1,- 1А,- 2-Максимівська. Близько 22 м склало буріння з відбором керну, а його винос склав 10,8 м що становить 0,5% від загального метражу [7, 8].

3.4 Випробування і дослідження свердловин

Випробування свердловин проводилось в процесі буріння з допомогою ВПТ, а також стаціонарно в експлуатаційних колонах знизу вверх по розрізу. Об'єкти випробування виділялись на основі інтерпретації матеріалів ГДС, вивчення керну і спостережень за нафтопроявами в свердловинах. Після перфорації насосно-компресорні труби спускались в свердловини до глибин на 5-10-20 м вище покрівлі інтервалу перфорації. На гирлі свердловин

встановлювалась фонтанна апаратура, опресована відповідним тиском. Виклик припливу флюїду з пласта проводився заміною в свердловині бурового розчину на воду і пониженням рівня води методом аерації. Випробування наступних об'єктів, як правило, проводилось після ізоляції нижніх цементними мостами. Цементні мости випробувались на герметичність. В тих випадках, коли припливу флюїдів не отримували, переходили до випробування вищезалягаючих пластів без встановлення ізоляційних мостів. При дострілах продуктивних пластів об'єкти досліджувались сумісно. В свердловині 1-Н.Майдан випробувано 8 об'єктів. З інтервалу 620-690м отримано приплив нафти дебітом – 0,2-0,8м/д. В свердловині 1-Максимівська випробувано випробувано 6 об'єктів. Майже з усіх отримано незначний приплив нафти та газу. При сумісному випробуванні перших трьох об'єктів, які знаходяться в інтервалі глибин 617-834м, отримано приплив газу з плівкою нафти. Дебіт порохований об'ємним методом становив 5,7тис.м³/д (табл. 3.1, 3.2, 3.3) [6].

Таблиця 3.1 – Загальні обсяги буріння за категоріями свердловин на площі та їх вартість на дату підрахунку [3].

Категорія і стан свердловин	Сумарний метраж, м	Сумарна вартість тис. грн.	Кількість та номери свердловин <u>продуктивних</u> <u>непродуктивних</u>
Пошукові	5625	140625	<u>3 св.: 1-, 1А-Мк, 1-НМ</u> 2 св.: 2-Мк, 2-НМ
Розвідувальні	3212	80300	<u>1 св.: 20-Рс</u> -
Експлуатаційні	-	-	-
Структурно-пошукові	-	-	-
Разом	8837	220925	<u>4 св.: 1-, 1А-Мк, 1-НМ, 20-Рс</u> 2 св.: 2-Мк, 2-НМ
В тому числі:			
в контурі нафтоносності	6755	168875	5 св.: 1-, 1А-, 2-Мк, 1-НМ, 20-Рс
в консервації	1352	33800	<u>2 св.: 1-, 2-Мк</u> -
ліквідовані з геологічних причин	7485	187125	<u>3 св.: 1А-Мк, 1-НМ, 20-Рс</u> 1 св.: 2-НМ

Таблиця 3.2 – Відбір керну в свердловинах пробурених на Максимівській площі [3].

№ св.	Інтервал відбору, м	Винос керну, м	Винос керну, %	Літологічний опис
1	2	3	4	5
1-Мк	576,0-581,0	0,4	8,0	Аргіліти (80%) сірі, темно-сірі Пісковики сірі, світло-сірі
	710,0-715,0	2,4	48,0	Аргіліти (90%) сірі Пісковики сірі
1А-Мк	513,39-513,8	0,17	41,5	Аргіліти сірі, сіро-зелені. Пісковики рихлі і розмиті
	523,6-523,86	0,10	38,5	Аргіліти сірі Пісковики рихлі і розмиті
	556,06-557,59	0,07	4,6	Аргіліти сірі, темно-сірі
2-Мк	380,6 - 386,7	4,7	84,4	Аргіліти сірі
	472,7 - 476,3	3,0	83,3	Алевроліт, сірий кварцові пісковики шаруваті із алевролітом

1	2	3	4	5
1- Н.М	865,0- 871,0	Керн не піднятий	Керн не піднятий	Керн не піднятий
	890,0- 894,0	0,1	2,5	Алевроліт зеленувато- сірий
	894,0- 898,0	0,5	12,5	Аргіліти темно- коричневі
	920,0- 922,0	Керн не піднятий	Керн не піднятий	Керн не піднятий
	927,0- 930,0	0,5	16,6	Пісковики з коричневим відтінком
	947,0- 949,0	Керн не піднятий	Керн не піднятий	Керн не піднятий
	1043,0- 1047,0	Керн не піднятий	Керн не піднятий	Керн не піднятий
	1047,0- 1050,0	0,50	16,6	Аргіліти темно-сірі
	1188,0- 1190,0	1,5	74,5	Аргіліти прожилками алевролітів
1-НМ	1290,0- 1298,0	1,6	20,0	Аргіліти прожилками алевролітів
	1313,0- 1320,0	1,0	14,3	Алевроліти зеленувато- сірі Пісковики тонкозернисті
	1330,0- 1333,0	Керн не піднятий	Керн не піднятий	Керн не піднятий
	1399,0- 1403,0	0,3	7,5	Аргіліти зеленувато – сірі
	1403,0- 1409,0	0,15	2,5	Аргіліти зеленувато – сірі
	1455,0- 1462,0	5,60	80,0	Пісковик сірого кольору, дрібнозернистий
	1477,0- 1486,0	0,8	8,8	Пісковики сірі, дрібнозернисті Аргіліти темно-сірі,

1	2	3	4	5
2-НМ	1031,0-1035,0	0,06	1,5	Аргіліти зеленувато – сірі
	1139,0-1143,0	0,35	9,0	Аргіліти зеленувато – сірі
	1214,0-1220,0	Керн не піднятий	Керн не піднятий	Керн не піднятий
	1586,0-1589,0	Керн не піднятий	Керн не піднятий	Керн не піднятий
	1638,0-1642,0	1,6	40,0	Аргіліти с прожилками пісковиків
	1651,0-1657,0	Керн не піднятий	Керн не піднятий	Керн не піднятий
	1657,0-1662,0	1,0	20,0	Аргіліти с прожилками пісковиків
	1662,0-1666,0	1,0	25,0	Аргіліти, Пісковики, Аргіліти
	1712,0-1715,0	0,8	26,6	Аргіліти темно –сірі
	1742,0-1745,0	1,1	36,6	Аргіліти темно –сірі
	1773,0-1777,0	1,1	27,5	. Алевроліти сірі Аргіліти темно –сірі
	1838,0-1844,0	2,7	45,0	Аргіліти темно –сірі
	1900,0-1905,0	2,0	40,0	Аргіліти з прошарками пісковиків
	1946,0-1952,0	0,9	15,0	Пісковики сірі Аргіліти темно – сірі
	1992,0-2002,0	1,2	12,0	Аргіліти з прожилками пісковиків та аргілітів
20-Рс	2176,0-2183,0	0,17	2,4,0	Пісковик світло – сірий Аргіліт темно-сірий
27-Рс	1283,0-1288,0	2,0	40,0	Аргіліти зеленувато – сірі
	1330,0-1335,0	2,2	44,0	Аргіліти зеленувато – сірі
	1360,0-1365,0	0,1	2,0	Аргіліти зеленувато – сірі
	1396,0-1401,0	1,3	26,0	Аргіліти з прошарками пісковика
	1401,0-1406,0	0,1	2,0	Аргіліти темно -коричневі

Таблиця 3.3 – Результати випробування і дослідження свердловин [3].

Свердловина	Інтервал колектора, м <u>глибина</u> абс. відмітка	<u>Об'єкт</u> Вік	Інтервал випробування, м <u>глибина</u> абс. відмітка	Спосіб розкр. пласта к-сть отворів на 1 пог. м	Діаметр, мм глибина спуску фонт. труб. м покрівля цементного мосту (вибій)	Спосіб виклику припливу. Діаметр штуцера, мм	Дебіт нафти, м ³ /добу Ндин., м	Газо-вий фактор, м ³ / м ³	Відбір в процесі дослідження		Дата випробування (дослідження)
									нафта, м ³	газ, тис. м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1-Мк	<u>420,0-834,0</u> +139,7- - 271,6	<u>I об.</u> Р ₃ ml	<u>834,0-791,3</u> -271,6 - - 228,9	Відкритий стовбур	<u>73</u> 823						Акт від 11.09.06р.
	<u>617,0 – 788,6</u> -54,7 - - 226,2	<u>Поб.+I об.</u> МЛ-2	<u>789,0-701,0</u> -226,6 - - 138,6 + <u>834,0-791,3</u> -271,6 - - 228,9	<u>ПКС-80</u> 528	<u>73</u> 818	заміна гл. р-ну на воду, аерація	Отримано приплив газу. Дебіт порахований об'ємним методом становив 0,7тис.м ³ /д				Акт від 11.09.06р.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1- Мк	<u>617,0 –</u> <u>788,6</u> –54,7 – – 226,2	<u>III об+II об.+I</u> <u>об.</u> МЛ-2	<u>656,0-617,0</u> -93,7 – - 54,8 + <u>789,0-701,0</u> -226,6 – - 138,6 + <u>834,0-791,3</u> -271,6 – - 228,9	<u>ПКС-80</u> 396	<u>73</u> 656,1	заміна гл. р-ну на воду, аерація	Отримано приплив газу з плівкою нафти. Дебіт порахований об'ємним методом становив 5,7тис.м ³ /д				Акт від 14.09.06р.
	<u>429,0 –</u> <u>529,6</u> +130,7 - +32,0	<u>IV об.</u> МЛ-1	<u>552,0-517,0</u> +9,5 – +44,5	<u>ПКС-80</u> 396	<u>73</u> 656,1	заміна гл. р-ну на воду, аерація	Отримано приплив нафти. Дебіт порахований об'ємним методом становив 0,25м ³ /д				Акт від 19.09.06р.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1- Мк	$\frac{429,0 - 529,6}{+130,7 - 32,0}$	$\frac{V_{об.} + IV}{об.}$ МЛ-1	$\frac{516,0-475,0}{+45,7 - +85,7}$ + $\frac{552,0-517,0}{+9,5 - +44,5}$	$\frac{ПКС-80}{492}$	$\frac{73}{540}$	заміна гл. р-ну на воду, аерація	Отримано приплив газу з нафтою. Дебіт газу порахований об'ємним методом становив 0,48тис.м ³ /д, а нафти 0,63м ³ /д				Акт від 09.10.06р
	$\frac{279,0 - 3190}{+278,7 - +239,1 - 429,0 - 529,6 +130,7 - 32,0}$	$\frac{V_{об.} + IV}{об}$ МН-1+МЛ-1	$\frac{320,0-279,0}{+238,2 - +278,7}$ + $\frac{516,0-475,0}{+45,7 - +85,7}$ + $\frac{552,0-517,0}{+9,5 - +44,5}$	$\frac{ПКС-80}{396}$	$\frac{73}{302,4}$	заміна гл. р-ну на воду, аерація	Отримано приплив газу з нафтою. Дебіт газу порахований об'ємним методом становив 0,350тис.м ³ /д, а нафти 0,110м ³ /д				Акт від 19.10.06р.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1А- Мк	<u>264,0</u> – <u>285,2</u> +293,2 - +272,3	I об. МН-1	<u>264,0-283,0</u> +293,3 – +274,4	<u>13G</u> <u>strip DN</u> 228	<u>73</u> 276,8	заміна гл. р-ну на воду із ПАР					Акт від 16.04.09р
	<u>435,0</u> – <u>530,0</u> +122,8 - +28,0	II об. МЛ-1	<u>590,0-435,0</u> -32,2 – +122,8		<u>73</u> 567						Акт від 29.01.10р
2- Мк	<u>173,2</u> – <u>316,0</u> +411,9 - +270,0	I об. МН-1 – МЛ-1	<u>342,5-106,6</u> +242,7 – +478,6			заміна гл. р-ну на воду із ПАР	Вода				Акт від 03.06.10р
1- Н.М	<u>1284,0</u> – <u>1601,0</u> –700,6- – 1017,6	I об. N _{1pl}	<u>1456,0-</u> <u>1440,0</u> -872,6 – – 856,6 <u>1380,0-</u> <u>1362,0</u> -796,6 – – 778,6	<u>ПВН-90</u> 272	<u>73</u> 1362	заміна гл. р-ну на воду, аерація	факел газу 0,7м				Акт від 27.11.74р
	<u>1284,0</u> – <u>1601,0</u> –700,6- – 1017,6	II об. N _{1pl}	<u>1292,0-</u> <u>1283,0</u> -708,6 – – 699,6	<u>ПВТ-73</u> 54	<u>73</u> 1280	заміна гл. р-ну на воду, аерація					Акт від 05.12.74р

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1- Н.М	$\frac{870,0 - 1284,0}{-286,6 - 700,6}$	III об. ϱ _{3ml}	$\frac{1005,0-950,0}{-421,6 - 366,6}$	ПКС-80 770	$\frac{73}{950}$	заміна гл. р-ну на воду, аерація					Акт від 08.01.75р
	$\frac{870,0 - 1284,0}{-286,6 - 700,6}$	IV об. ϱ _{3ml}	$\frac{930,0-910,0}{-346,6 - 326,6}$	ПКС-80 280	$\frac{73}{912}$	заміна гл. р-ну на воду, аерація					Акт від 26.02.75р
	$\frac{871,2 - 905,6}{-287,8 - 323,0}$	V об. МЛ-1	$\frac{888,0-864,0}{-304,6 - 280,6}$	ПВТ-73 176 ПКС-80 140	$\frac{73}{864}$	заміна гл. р-ну на воду, аерація					Акт від 20.07.75р
	$\frac{606,6 - 690,4}{-23,2 - -107,0}$	VI об. ВГ-1	$\frac{660,0-620,0}{-76,6 - -36,6}$	ПКС-80 326	$\frac{73}{620}$	заміна гл. р-ну на воду, аерація	0,8				Акт від 30.07.75р
	$\frac{606,6 - 690,4}{-23,2 - -107,0}$	VII об.+ VI об. ВГ-1	$\frac{690,0-670,0}{-106,6 - -86,6}$ $\frac{660,0-620,0}{-76,6 - -36,6}$ $\frac{620,0-600,0}{-36,6 - -16,6}$	ПКС-80 340	$\frac{73}{600}$	заміна гл. р-ну на воду, аерація	0,2				Акт від 21.08.75р
	$\frac{460,0 - 603,0}{+123,4 - -19,6}$	VIII об. K _{2st} + ϱ _{2mn}	$\frac{540,0-427,0}{+43,4 - +156,4}$	ПКС-80 КПРУ- 65	$\frac{73}{435}$	заміна гл. р-ну на воду, аерація	0,02				Акт від 28.10.75р

4 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЕКТОРІВ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ І ПОКРИШОК ЗА ДАНИМИ ВИВЧЕННЯ КЕРНА

Основна промислова нафтоносність Максимівської площі пов'язана з теригенними відкладами манявської, вигодської та менілітової світ, які характеризуються значною літологічною неоднорідністю по площі і розрізу. Висвітленість керновим матеріалом таких розрізів низька, що пов'язано з труднощами його відбору. Як правило, виносяться щільні різновидності (пористість до 7% і проникність $<0,01 \times 10^{-3} \text{мкм}^3$), які не можна використати при вивченні петрофізичних залежностей. Необхідно відмітити, що керн, який був піднятий, дуже зцементований і щільний. Відбір керна проводився керновідбірним пристроєм "Недра". Відомості про товщину, висвітленість керном із свердловин Максимівської площі наведені в таблиці 3.3. Всього з продуктивної товщі винесено 2,67 м керна. Прив'язка відібраного керна до розрізу здійснювалася з використанням результатів інтерпретації комплексу ГДС і з врахуванням кореляції розрізів та їх особливостей за характерними літологічними ознаками. Як в прямому так і підвернутому крилі присутні породи-колектори, представлені пісковиками, алевролітами та туфітами еоценового і олігоценного віку. В прямому крилі практичний інтерес з точки зору нафтогазоносності представляють еоценові утворення. Вони детально вивчені в межах Майданського напіввікна на Струтинському, Луквинському, Росільнянському, Космачському родовищах вуглеводнів. Пористість пісковиків вигодської та манявської світ досягає 15 %, проникливість – $420 \times 10^{-3} \text{мкм}^2$, що відмічено на Космацькому та Росільнянському газоконденсатних родовищах третього ярусу складок. Нижня межа пористості для даних відкладів в середньому складає 8 %. Пісковики кварцові, в манявській світі в окремих випадках зустрічається поліміктові різновидності з кремнистим цементом. Для них характерна тріщинна пористість, яка відіграє основну роль при фільтрації флюїдів. Менілітові пісковики і алевроліти кварцеві дрібно- і середньозернисті. Найбільша пористість характерна для пісковиків «клівського» типу в нижній частині світи. Тут вона часто перевищує 20 %. У верхній частині менілітової товщі колекторські властивості пісковиків і алевролітів значно понижені. Їхня

пористість в окремих випадках досягає 15%, що характерно для малопотужних пропластків пісковиків продуктивного горизонту МЛ-2 (на Луквинському та Росільнянському родовищах). Нижня межа пористості для менілітових колекторів на родовища Майданського напіввікна складає від 7,5 % до 9 % [8].

В зв'язку з тим, що пісковики з хорошими колекторськими властивостями при бурінні легко руйнуються, досліджувані зразки представляють прошарки більш міцних різновидностей. Отже, опис пісковиків Максимівської площі було взято з сусідніх родовищ. Пісковики світло-сірі, кварцові, різнозернисті, міцні, слабовапнисті, масивні з глинисто-карбонатним цементом порово-базального, іноді контактово-порового типу. Карбонат представлений дрібнозернистим кальцитом. Міжзернові простори становлять 8-10, іноді 15% породи і заповнені бурою і темно-бурою бітумінозною органікою. Структура породи дрібнозерниста псамітова, розміри уламків коливаються в межах 0,1-0,3 мм. Текстура породи, в більшості, тонкогоризонтальношарувата, підкреслена частково орієнтацією фауністичного детриту, а також прошарків бітумінозної органіки. 90-95% уламкового матеріалу складають кутувато-обкатані зерна кварцу, зрідка трапляються уламки мікрозернистих кварцово-глинистих порід і сірих змінених польових шпатів. Зустрічаються також поодинокі луски мусковіту. Глауконіт (1-2%, рідше 3-4%) досить рівномірно розподілений в породі, зерна його мають неправильно-округлу форму, часто з включеннями піриту. Дрібнозернисті скупчення піриту приурочені, як правило, до виділень органіки. Акцесорні – поодинокі зерна циркону і турмаліну. Алевролітові прошарки глинисті, іноді кварцові, темно-сірого до чорного кольору. Цемент глинисто-карбонатний, контактово-порового або базального типу, просякнутий темно-бурою органікою з дрібними вкрапленнями піриту. Структура породи псамітово-алевритова, крупнозерниста, розміри уламків коливаються в межах 0,05-0,15 мм. Текстура тонкошаруватохвиляста, обумовлена прошарками і лінзами із збільшеною кількістю уламків та орієнтацією слюдистого матеріалу і незначної кількості вуглистої органіки. Уламковий матеріал на 85-90% складається з кутувато-обкатаних зерен кварцу. Решта припадає на уламки дрібнозернистих слюдисто-кварцових і кварцових порід. Трапляються

поодинокі зерна польових шпатів, біля 1% лусок мусковіту та 1-2% глауконіту, досить рівномірно розподіленого в породі у вигляді неправильних зерен. Часто зустрічаються дрібні черепашки форамініфер. Порода розбита пошаровими прожилками тонкозернистого кальциту. Акцесорні - поодинокі зерна циркону. Підстилаючі породи менілітових покладів представлені тонкоритмічним чергуванням пісковиків і алевролітів (опис, в більшості, відповідає вищеописаним), а також аргілітів, що переважають. Зустрінутий також прошарок вапняку, який характерний для верхньої частини нижньороговикового горизонту. Це – темно-сірий, зкременілий, масивний, прихованокристалічний вапняк з незначними домішками кварцового алевриту. Аргіліти, в основному, темно-сірі, майже чорні, невапнисті, міцні, щільні, масивні, деколи окремнілі, слюдисті з зеркалами ковзання і включеннями піриту. Іноді вони алевритисті на 20-40%. Текстура тонкогоризонтальношарувата. обумовлена пошаровим накопиченням алевриту і вуглистої органіки. Роль покришок для еоценової частини розрізу відіграють в регіональному плані аргіліти бистрицької світи; для менілітової товщі регіональна покришка – це поляницька глиниста товща міоцену. Крім того, роль місцевої покришки в межах Максимівської площі, відіграють непроникливі пачки аргілітів як в манявській і вигодській світах еоцену, так і в менілітовій товщі олігоцену [6].

Регіональною покришкою для менілітової товщі підвернутого крила служать аргіліти бистрицької світи. Недостатня кількість фактичних даних, а подекуди повна їх відсутність на Максимівській площі не дає можливості однозначно визначити граничні параметри порід з метою віднесення їх до продуктивних. Нижні границі колекторів окремими дослідниками визначались різними шляхами. Проведені комплексні дослідження Івано-Франківською ЦНДЛ (Василечко В.П. та інші, 1960 р.) показали, що для менілітових відкладів Долинського і Північно-Долинського родовища фазова проникність для нафти щезає при значенні абсолютної проникності біля $0,025 \times 10^{-3}$ мкм². Це абсолютне граничне значення проникності, нижче якого колектор для нафти стає непроникливим. За кондиційне нижнє значення проникності приймається

$0,1 \times 10^{-3}$ мкм², а величина пористості для менілітових відкладів складає 6%. Абсолютна фазова проникність, як визначальний критерій, використана для визначення граничних величин параметрів колекторів сусіднього Заводівського родовища II ярусу складок, де проведений значно більший об'єм досліджень. Дослідження проводились на апаратурі УПК-7 при двох режимах перепаду тиску (10 і 20 МПа) і гідрообміну (30 і 60 МПа) при середній температурі 98⁰С. Рух рідинної фази (гасу) починався у взірцях з абсолютною проникністю більше $0,016 \times 10^{-3}$ мкм². Між фазовою і абсолютною проникністю існує кореляційний зв'язок з коефіцієнтом кореляції 0,93. Менш тісна кореляційна залежність (з коефіцієнтом кореляції 0,74) між абсолютною проникністю і відкритою пористістю для колекторів палеогену вище згаданого Заводівського і Мельничинського родовищ. Між величинами залишкової водонасиченості і абсолютної проникності для порід сусіднього Заводівського родовища існує також тісна залежність. Коефіцієнт кореляції складає 0,89. Інші дослідники Івано-Франківської ЦНДЛ (Ляшевич З.В., Кузьмик Л.М.) визначають кондиційні границі колекторів виходячи з мінімальних значень приведених коефіцієнтів продуктивності свердловин, коли експлуатація ще економічно вигідна ($0,011-0,025$ т/добу х МПа). Цим коефіцієнтом продуктивності відповідають значення абсолютної проникності від 0,26 до $0,60 \times 10^{-3}$ мкм². Для ряду родовищ (Битківське, Луквинське, Гвіздецьке та інші) за кондиційну межу проникності приймається нижня величина – $0,26 \times 10^{-3}$ мкм² для колекторів менілітової світи олігоцену. З врахуванням викладеного, при підрахунку запасів нафти Максимівської площі нами прийняті такі кондиції для всіх колекторів: мінімальна відкрита пористість – 7 %, мінімальна проникність – $0,5 \times 10^{-3}$ мкм², мінімальна нафтонасиченість – 50 % [6].

5 ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

На Максимівській площі пробурено наступні свердловин: 1-Максимівська, 1а-Максимівська, 2-Максимівська, 20-Росільна, 1-Н.Майдан, 2-Н.Майдан. Геофізичні дослідження виконано Івано-Франківською експедицією геофізичних досліджень свердловин згідно з керівними документами і методичними вказівками, в залежності від призначення кожної зі свердловин та геолого-геофізичної характеристики розрізу. Ефективність геофізичних досліджень залежить від технології буріння свердловин та складності будови родовища [9, 10, 11].

Конструкція свердловин:

- 324 мм направлення до 18 м;
- 245×219 мм кондуктор на глибину 99-232 м;
- 146 мм експлуатаційна колона на глибину 341-791 м.

Параметри бурового розчину при бурінні свердловин: питома вага 1,08-1,20 г/см³, в'язкість – 40-70 сек. З огляду на те, що на даній площі відсутня інформація по лабораторному вивченню пластової води та термоградієнту, були залучені дані по сусідньому Луквинському родовищу. Мінералізація і питомий опір пластових вод Луквинського родовища вивчались шляхом хімічного аналізу проб пластової води, відібраних при випробуванні водоносних об'єктів. За даними лабораторних досліджень мінералізація пластової води коливається в межах: для менілітових відкладів 36 – 175,6 г/л, для еоценових – 118 – 138,4 г/л. З метою літологічного і стратиграфічного розчленування розрізу свердловин, виділення колекторів, визначення ємкісних властивостей порід, характеру насичення колекторів родовища виконувався такий комплекс промислово-геофізичних досліджень [9]:

- а) загальні дослідження в масштабі глибин 1:500 у стовбурі свердловини:
 - стандартний електрокаротаж;
 - радіоактивний каротаж;
 - кавернометрія;

- б) деталізаційні дослідження в масштабі глибин 1:200 в інтервалах перспективних на нафту та газ:

- бокове каротажне зондування (БКЗ);
- боковий каротаж (БК);
- мікробоковий каротаж (МБК);
- мікрокаротаж (МК);
- індукційний каротаж (ІК);
- акустичний каротаж (АК);
- радіоактивний каротаж (ГК, НГК).

Об'єм наявного комплексу дослідження розрізів свердловин геофізичними методами наведено в таблиці 5.1. Для виділення пластів-колекторів, визначення характеру їх насичення, ПЕО та ефективної товщини використані електричні методи (БКЗ, ІК, МК, МБК, БК), методи радіометрії (ГК, НГК), кавернометрія, акустичний каротаж. Пористість визначалась за даними акустичного каротажу, при його наявності, та за методом ПС. Кількісна оцінка насиченості пластів-колекторів виконувалась за методом опорів. Методика проведення ГДС і якість первинного матеріалу відповідали вимогам "Технічної інструкції по проведенню геофізичних досліджень в свердловинах". Стандартний каротаж, БКЗ. Реєстрація діаграм цих методів виконувалась апаратурою АБКТ, Е-1. Для запису кривих стандартного каротажу використовувались потенціал-зонд N6,0(11,0)M0,5A і градієнт-зонт A2,0M0,5N; кривих БКЗ – серія підшвенних градієнт-зондів A0,4M0,1N; A1,0M0,1N; A2,0M0,5N; A4,0M0,5N; A8,0M1,0N і покрівельний N0,5M2,0A. Масштаби питомих опорів склали: основний – 2,5 Ом·м/см; допоміжні – 12,5 і 62,5 Ом·м/см. Масштаб кривої самочинної поляризації (ПС) – 10,0-12,5 мВ/см. За діаграмами стандартного каротажу проводилось розчленування та кореляція розрізу по площі, уточнювались стратиграфічні границі та стратиграфічні неузгодження [10].

Таблиця 5.1 – Наявний комплекс геофізичних досліджень свердловин на Максимівській площі

Номер свердловини	Методи та масштаби запису діаграм											
	дослідження в масштабі 1:500			дослідження в масштабі 1:200							Інклінометрія	
	станд. елект. каротаж, ПС	каверн. профіл.	ГК	БКЗ	МК	БК	БМК	ІК	АК	РК		
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	
1-Мк	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	+
1А-Мк	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2-Мк	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	+
20-Рс	+	+	-	+	-	-	+	-	-	-	+	+
1-Н.М.	+	-	-	+	-	+	-	+	+	+	+	+
2-Н.М.	+	-	-	+	-	+	-	-	+	+	+	+

Метод БКЗ використовувався для визначення питомого опору досліджених пластів ($\rho_{\text{п}}$), а в комплексі з іншими методами – для виділення колекторів і оцінки їх насиченості. Мікрокаротаж виконувався апаратурою МДО-3 зі швидкістю 1000 м/год – зондами А0,025М і А0,05М. Масштаб опорів складав 0,5 – 1,0 Ом·м/см. Запис виконувався в перспективних товщах з метою виділення колекторів по наявності додатніх прирощень і встановлення ефективної товщини насичених флюїдом порід. Індукційний каротаж виконувався приладом АК-3. Масштаб провідності 10 мСм/см. Налаштування зонда ІК виконувалась перед початком і після вимірювання, для чого використовувались градувальні кільця відомого опору. По діаграмах індукційного каротажу визначались опори пластів з підвищеною електропровідністю і окремих прошарків, які на діаграмах БКЗ сильно спотворені екрануючим впливом вміщуючих порід. Мікробоковий каротаж. Запис діаграм МБК здійснювався апаратурою МБКУ. Швидкість запису не перевищувала 800 – 1000 м/год, масштаб опорів складав 2,5 Ом·м/см. Апаратура налаштовувалась у відповідності до інструкції і градуувалась в баку з водою. Криві МБК використовувалися для уточнення границь і товщини пластів, виділення тонких прошарків з низькою пористістю. Боковий каротаж виконувався апаратурою ТБК. Діаграми БК реєструвались зі швидкістю 2000 м/год. Масштаб опорів – лінійний. Діаграми БК в комплексі із іншими методами використовувалися для літологічного розчленування розрізів свердловин, уточнення границь пластів та визначення питомого опору порід. Кавернограми записувались приладами СКО-11, СКПД зі швидкістю 1500 – 2000 м/год і горизонтальним масштабом 2,5-5,0 см/см. Кавернограма використовувалась для контролю технічного стану стовбуру свердловини в процесі буріння, кількісної інтерпретації методів ГДС (БКЗ, НГК), виділення колекторів та уточнення ефективної товщини, розрахунку об'єму затрубного простору при цементуванні обсадних колон. Радіоактивний каротаж записувався свердловинними приладами ДРСТ, СРК в модифікаціях ГК та НГК. Довжина зонда каналу НГК – 60 см. Значення сталої часу інтегруючої комірки $\tau = 1,3-3,0$ с. При записі кривих вторинного гамма-випромінювання використовувались полонієво-

берилієві джерела потужністю $6,0 \times 10^6$ н/с. Швидкість реєстрації діаграми РК і постійна часу вибирались у відповідності з вимогами "Технічної інструкції по проведенню геофізичних досліджень в свердловинах". Криві природньої радіоактивності записувались в масштабі 1 ум.од./см, а вторинного гамма-випромінювання – 0,1 ум.од./см [9].

Дані цих методів використовувалися для розв'язання різноманітних задач при комплексній інтерпретації геофізичних матеріалів: літологічного розчленування розрізів, кореляції, виділення ефективних товщин, визначення колекторських властивостей (глинистості). Акустичний каротаж виконувався апаратурою СПАК-2 з одночасною реєстрацією інтервального часу ΔT , часу розповсюдження пружних хвиль (T_1 і T_2), амплітуди пружних хвиль (A_1 і A_2) і логарифму відношень цих амплітуд (крива затухання α). Швидкість запису кривих складала 800 – 1000 м/год, масштаб запису $\Delta T = 25$ мс/см/м. Дані методу АК використовувалися для літологічного розчленування розрізу, кореляції та визначення коефіцієнтів пористості пластів. Отриманий геофізичний матеріал відповідає вимогам "Технічної інструкції по проведенню геофізичних досліджень в свердловинах" і забезпечує отримання інформації, необхідної для визначення типу пласта-колектора, характеру його насичення і основних підрахункових параметрів (ефективних товщин, пористості, насиченості, глинистості і залишкової водонасиченості). Ефективність методів різна в залежності від впливу геологічних і технічних умов їх проведення і конструктивних недоліків застосованих приладів [10].

6 НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

Максимівська площа розташована в центральній частині Внутрішньої зони Передкарпатського прогину Карпатської нафтогазоносною провінції України. В районі Максимівської площі відомі родовища: Майданське, Малахівське, Ріпнянське, Космацьке, Росільнянське, Спаське, Струтинське, Верхньо-Луквинське і інші. Першими родовищами були Майданське, Небилівське, Ріпнянське. Майданське нафтове родовище приурочено до Майданського блоку одноіменної складки. Нафту тут видобували ще в 1889 році. Нафтоносними є стрийські, палеоценові і манявські відклади, а колекторами - пісковики і тріщинуваті алевроліти, які залягають в інтервалі глибин 350-500 м. Початкові дебіти нафти склали від 1,0 до 6,0 т/добу. Нафта легка, питомої ваги 0,837-0,85 г/см³. На Майданському родовищі пробурено понад 120 мілких свердловин. Родовище виведено з розробки в 1959 році, як неперспективне і нерентабельне в експлуатації. За період з 1889 по 1960 рік видобуто біля 70 тис. тонн нафти. Сьогодні там ведуться роботи по відновленню та експлуатації старих свердловин. Нафтоносність в районі сіл Небилів і Слобода-Небилівська почали вивчати в 1883 році /Р.Зубер/. До 1939 року біля с. Небилів пробурено понад 20 свердловин глибиною до 200 м. Нафтоносність приурочена до пісковиків верхньоменілітової підсвіти. В районі с. Слобода Небилівська пробурено більше 35 свердловин глибиною 450 - 800 м. Нафтоносними виявилися пісковики і алевроліти верхньої частини нижньоменілітової підсвіти. Пісковики клівського горизонту водоносні. В кінці сорокових років Ріпнянським нафтопромислом тут було пробурено декілька свердловин: 53-, 54-, 56-, 60-Н. і інші. Найбільш результативною була 53- Н. Вона розкрила нафтоносні пісковики роговикового горизонту /780 - 830 м/, які експлуатувалися до 1961 року. Загальна товщина пісковиків біля 15 м, пористість 10 - 12%. Свердловина при дебіті 0,5 т/добу ліквідована разом з ліквідацією Небилівського промислу, як нерентабельна. З менілітових відкладів на Небилівському промислі видобуто більше 25 000 т нафти. Нафта легка, густина 0,830 - 0,835 г/см³. По груповому складу вона характеризується

значним вмістом метанових вуглеводнів - 75%, нафтових-10% і ароматичних - 15%. В 1994 - 2005 роках підприємство „Рожнятівнафта” проводить пошуково-розвідувальні роботи в межах Слобода-Небилівського блоку, тобто старого Небилівського родовища. Дане родовище, яке увійшло в Малахівську площу, де пробурено свердловини №1 і №2, проведено капітальні ремонти по відновленню свердловин 53, 28, 17 і 26. В результаті бурових робіт, капітальних ремонтів та геолого-геофізичних досліджень виявлено два нові поклади нафти, які приурочені до бистрицької світи еоцену і роговикового горизонту менілітової світи олігоцену. Вивчено нафтоносність „п'яти пластів” нижньоменілітової підсвіти. В результаті вказаних робіт та дослідно-промислової розробки, окрім видобутку, була набута потрібна інформація для підрахунку запасів Малахівського родовища, видобуто понад 17 тисяч тонн нафти та визначені подальші роботи. В процесі пошуково-розвідувального буріння на площах Росільна і Космач, де були відкриті одноіменні газоконденсатні родовища, отримана нова інформація про геологічну будову і перспективи нафтогазоносності Майданської складки. В ході буріння виявлено, що Майданська складка має досить добре виражене підвернуте крило, з яким були пов'язані нафтогазопрояви при бурінні свердловин. Так при бурінні свердловини 14-Росільна при глибині 1033 м виходила розгазована промивна рідина з плівкою нафти. Глинистий розчин свердловина викидала до рівня стола ротора. Нафтогазопрояви спостерігались також при бурінні інтервалу 1040-1174 м (манявські і вигодські відклади). В свердловині 20-Росільна газонафтопрояви почались з глибини 400 м при бурінні манявських і палеоценових відкладів Південного Малахівського блоку склепінної частини Майданської складки. Пізніше при проходці еоценових і менілітових утворень підвернутого крила структури нафтогазопрояви набрали характеру викидів. Для їх ліквідації густину глинистого розчину було доведено до 1,50-1,60 г/см³. По даних буріння та геофізичних досліджень як еоценові, так і менілітові колектори до глибини 930 м оцінюються як нафтогазоносні. Окрім пісковиків менілітової світи і еоцену, колекторами також вважаються алевроліти та інші породи внаслідок їх роздробленості і тріщинуватості. Таким чином екраном для

покладу вуглеводнів підвернутого крила можна вважати розривне порушення, яке відділяє його від останньої, тобто склепінної частини структури. Таким чином, поклад характеризується як тектонічно екранований і масивний. Пористість пісковиків менілітової світи складає 8-18 %, алевролітів 8 - 10 %. Загальна товщина колекторів складає більше 60 м. В процесі випробування свердловини 1-Новий Майдан з інтервалу 864 - 888 м (менілітова світа) приплив води з нафтою складав 80 м³/добу, вміст нафти оцінювався в 2 %. Причиною появи води, по даних досліджень, була негерметичність цементного кільця за колоною. Пластовий тиск на глибині 800 м складав 128 атм. Приплив нафти було отримано з інтервалу 620 – 660 м дебітом 0,8 м³ /добу. Слабо нафтоносними виявилися еоценові відклади. В свердловині 1-Максимівська випробувано 6 об'єктів. Майже з усіх отримано незначний приплив нафти та газу. При сумісному випробуванні перших трьох об'єктів, які знаходяться в інтервалі глибин 617-834 м, отримано приплив газу з плівкою нафти. Дебіт порашований об'ємним методом становив 5,7тис.м³/д [3].

I об'єкт підрахунку (нафтовий поклад МН-1)

Нафтовий поклад МН-1 приурочений до манявських відкладів еоцену, нормального крила Майданської складки. Нафтоносність покладу встановлена за даними промислово-геофізичних досліджень. В свердловинах 1-Мк, 1А-Мк, 2-Мк, виділено ряд нафтоносних пластів, які охарактеризовані хорошими колекторськими властивостями. А також при випробуванні в свердловині 1А-Максимівська отримано приплив води з нафтою, дебіт нафти становив 0,73м³/д. В інших свердловинах Максимівської площі нафтоносність даного покладу не встановлена. Поклад склепінний, тектонічно екранований, обмежений НГВП, який проведений по підшві останнього нафтонасиченого пласта у свердловині 1-Максимівська за даними ГДС на глибині 319 м (абсолютна відмітка – +239,1 м). Ефективна нафтонасичена товщина змінюється від 6,8 м в свердловині 1А-Мк до 38,4 м в свердловині 2-Мк. Довжина покладу становить 2200 м, його ширина 750 м, висота 172,8 м [3]. Коротка характеристика нафтових покладів Максимівської площі наведена в таблиці 6.1.

II об'єкт підрахунку (нафтовий поклад ВГ-1)

Нафтовий поклад ВГ-1 приурочений до вигодських відкладів еоцену, підвернутого крила Майданської складки. Нафтоносність покладу встановлена за даними промислово-геофізичних досліджень в свердловинах 1-Н.М, 20-Рс. Також при випробуванні свердловин 1-Новий Майдан отримано приплив нафти дебітом 0,2 м³/д. В інших свердловинах нафтоносність покладу не встановлена. Поклад склепінний, тектонічно екранований, обмежений НГВП, який проведений по підшві останнього нафтонасиченого пласта у свердловині 1-Новий Майдан, що визначена за даними ГДС на глибині 690,4 м (абсолютна відмітка -170,0 м). Ефективна нафтонасичена товщина покладу ВГ-1 змінюється від 1,2 м в свердловині 20-Рс до 5,0 м в свердловині 1-Н.М. Довжина покладу становить 2250 м, його ширина 350 м, висота 209,4 м [3].

III об'єкт підрахунку (нафтовий поклад МЛ-1)

Нафтовий поклад МЛ-1 приурочений до менілітових відкладів олігоцену, підвернутого крила Майданської складки. Нафтоносність покладу встановлена за даними промислово-геофізичних досліджень, та результатів які були отримані при випробуванні свердловин 1-Мк, та 1-Н.М.. В свердловинах 1-Мк, 1А-Мк, 2-Мк, 1-Н.М, 20-Рс за даними ГДС виділено пачка нафтоносних пісковиків та алевролітів. В результаті випробування в свердловині 1-Максимівська декількох об'єктів, отримано незначний приплив газу з нафтою. Дебіт газу порохований об'ємним методом становив 0,3-0,5 тис.м³/д, дебіт нафти - 0,1-0,6 м³/д. При випробуванні інтервалу глибин 888-864 м (МЛ-1) в свердловині 1-Новий Майдан, отримано приплив води з нафтою, дебіт нафти - 0,6 м³/д. Поклад склепінний, тектонічно екранований, обмежений НГВП, який проведений по підшві останнього нафтонасиченого пласта у свердловині 1-Новий Майдан за даними ГДС на глибині 905,6 м (абсолютна відмітка - 322,2 м). Ефективна нафтонасичена товщина змінюється по площі від 2,0 м в свердловині 2-Мк до 19,4 м в свердловині 20-Рс. Розміри нафтового покладу МЛ-1 – 2250 мх950 мх597,6 м [3].

IV об'єкт підрахунку (нафтовий поклад МЛ-2)

Як і попередній, нафтовий поклад МЛ-2 приурочений до менілітових відкладів олігоцену, підвернутого крила Майданської складки. За даними ГДС,

в свердловині 2-Максимівська, виділений один нафтонасичений піскових, ефективною товщиною 1,2м, тоді як в свердловині 1-Максимівська прослідковується товща з дев'яти нафтонасичених пісковиків. При випробуванні спільно трьох об'єктів в свердловині 1-Максимівська отримано приплив газу з плівкою нафти. Дебіт газу порахований об'ємним методом становив 5,7 тис.м³/д. Поклад склепінний, тектонічно екранований, обмежений НГВП, який проведений по підшві останнього нафтонасиченого пласта у свердловині 1-Максимівська за даними ГДС на глибині 788,6 м (абсолютна відмітка – 226,2 м). Ефективна нафтонасичена товщина змінюється по площі від 1,2м в свердловині 2-Мк до 18,2м в свердловині 1-Мк. Здовжина покладу становить 2250 м, його ширина 670 м, висота 415,2 м [3].

Таблиця 6.1 Визначення положення НГВП та коротка характеристика нафтових покладів Максимівської площі [3].

Блок свердл. альтитуда	Характеристика нафтового покладу за даними промислової геофізики				Характеристика покладу за даними випробування		Прийняте положення НГВП (абсолютна відмітка, м)	Розміри покладу, м		
	покрівля першого нафтонасиченого пласта, м		підосва останнього нафтонасиченого пласта, м		інтервал <u>випробування</u> , м	отриманий флюїд		висота	ширина	довжина
	глибина	абс. відмітка	глибина	абс. відмітка						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
МН-1										
<u>1-Мк</u> 557,0	279,0	+278,7	319,0	+239,1			+239,1	172,8	750	2200
<u>1А-Мк</u> 557,0	264,0	+293,2	285,2	+272,3	<u>264,0 – 285,2</u> +293,2 - +272,3	Нафта з водою				
<u>2-Мк</u> 585,0	173,2	+411,9	296,2	+289,0						
ВГ-1										
<u>20-Рс</u> 573,9	472,0	+102,4	478,8	+95,6			-107,0	209,4	350	2250
<u>1-Н.М</u> 583,4	606,6	-23,2	690,4	-107,0	<u>600,0 – 690,0</u> -16,6 - -106,6	Нафта				
МЛ-1										
<u>1-Мк</u> 557,0	429,0	+130,7	529,6	+32,0			-322,2	597,6	670	2250
<u>1А-Мк</u> 557,0	435,0	+122,8	530,0	+27,8	<u>590,0-435,0</u> -32,2 – +122,8	Вода з плівкою нафти				

<u>1</u>	2	3	4	5	<u>6</u>	7	8	9	10	11
<u>2-Мк</u> 585,0	309,8	+275,4	316,0	+269,2						
<u>20-Рс</u> 573,9	821,6	-245,7	892,0	-315,7						
<u>1-Н.М</u> 583,4	871,2	-287,8	905,6	-322,2	<u>888,0-864,0</u> -304,6 -- 280,6	Нафта з ВОДОЮ				
МЛ-2										
<u>1-Мк</u> 557,0	617,0	-54,7	788,6	-226,2	<u>834,0-617,0</u> -271,6 -- 54,8	Газ з плівкою нафти	-226,2	415,2	670	2250
<u>2-Мк</u> 585,0	396,2	+189,0	398,2	+187,0						

7 ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ

Спеціальних гідрогеологічних досліджень на Максимівській площі не проводилось, тому об'єм їх незначний і залежить від результатів випробувань, які проводились на площі. В межах площі робіт було відібрано 11 проб води. Зроблений аналіз цих вод в лабораторії Тематичної партії ДП "Західукргеологія" (таблиця 7.1). Для гідрогеологічної характеристики Максимівської площі авторами було використано узагальнені гідродинамічні характеристики водносних горизонтів Росільнянського, Космачського та Луквинського родовищ, які залягають в аналогічних умовах і розміщені поруч з площею. Гідрохімічна характеристика вод флішових відкладів Максимівської площі відзначається тим, що вони за хімічним складом подібні до вод Луквинської складки, це хлор-кальцієвий тип з мінералізацією до 119-129 г/л з коефіцієнтом $\frac{Na}{Cl}=0,81\div 0,85$. Вміст мікрокомпонентів йоду і бромю коливається відповідно: J – 4,64-23,0 мг/л; Br – 27,0-186,0 мг/л. Аналіз цих вод свідчить про те, що навіть на розкритій структурі де немає нижньоменілітової покришки, порівняно з сусідніми структурами, відсутній активний водообмін глибинних горизонтів з денною поверхнею. Відмічається ріст мінералізації з глибиною і збільшення ступеню їх гідрогеологічної закритості. Гідрогеологічні умови флішових відкладів досліджені під час розвідки Луквинського родовища. Водоносні горизонти характеризуються невисокими дебітами, які як правило коливаються в межах декількох кубічних метрів на добу. Взагалі водоносні горизонти флішового комплексу не витримані по площі, що пов'язано із незначною літологічною мінливістю цих відкладів. Іноді, можливо за рахунок підвищеної тріщинуватості порід, дебіти значно збільшуються. Так, наприклад, в креліусній свердловині 3-Луква з верхів менілітової світи був водопрояр з дебітом 30 л/хв. Водоносні горизонти Луквинської складки характеризуються пластовими тисками, які в незначній мірі (до 1,09) перевищують гідростатичний тиск. Води за хімічним складом відносяться до хлор-кальцієвого типу. Їх мінералізація понад 100 г/л і коливається у діапазоні 115-128 г/л. Вони характеризуються наступними коефіцієнтами $\frac{Na}{Cl}=0,78\div 0,84$,

$\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl} = 0,003 \div 0,3$. Вміст мікрокомпонентів бромю і йоду коливається відповідно 150÷200 мг/л і 10÷23 мг/л. В свердловині 9-ВЛ досліджені водоносні горизонти в інтервалі 187-1150 м, які проявляли під час буріння. Води еоценових відкладів в інтервалі глибин 710-880 м за хімічним складом свідчать про гідрогеологічну закритість надр. Їх мінералізація до 160 г/л з коефіцієнтами $\frac{Na}{Cl} = 0,79$ і $\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl} = 0,3$. Вміст мікроелементів бромю і йоду 176-192 мг/л і 14,8-17 мг/л, а також NH_4 -150 мг/л. У відкладах олігоцену (інтервал 187-410 м) мінералізація суттєво понижена (16-20 г/л). Пластові тиски трохи перевищують гідростатичні. Так на глибині 360 м тиск складає 3,76 МПа. Водорозчинні гази вуглеводневого складу (CH_4 -86,9%). Пластові води досліджені в свердловині 3-Луква хлоркальцієвого типу з мінералізацією 129-153 г/л $\frac{Na}{Cl} = 0,81-0,92$, $\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl} = 0,30$. Відмічено великий вміст йоду 64-80 мг/л. Аналіз гідрохімічних особливостей складки Луква свідчить, про відсутність активного водообміну між глибинними горизонтами і денною поверхнею. Збільшення мінералізації вод з глибиною вказує на збільшення ступені закритості надр і існування умов сприятливих для збереження скупчень нафти. В процесі проведення розвідки Росільнянського родовища виділено два поверхи складок: верхній – Майданський і Луквинський і нижній – Росільнянський. У вивченому комплексі відкладів крейди, палеогену і міоцену цих складок повсемірно розвинуті пластові води. Водоносні відклади крейди і палеогену Майданської складки були випробувані у свердловинах 5-, 10-Рс та ін., а Луквинської – в свердловині 3 –Луква. Глибини залягання водоносних горизонтів у цих відкладах коливаються від перших сотень до 2000 м і більше (3-Луква). Пластові води палеогенових відкладів хлоркальцієвого типу з мінералізацією 100-156 г/л, невисоким вмістом сульфатів ($\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl} = 0,2-0,38$) і коефіцієнт метаморфації $\frac{Na}{Cl} = 0,84-0,95$. Води крейдяних відкладів Майданської складки в свердловині 5-Росільна (1432-1433 м) відрізняються високим метаморфізмом

(коефіцієнт $\frac{Na}{Cl}$ -0,46-0,72) і високим вмістом бромю і йоду. Геологічний і гідрогеологічний матеріал по Росільнянському родовищу підтверджують розділення флішевих відкладів на природні резервуари. Пласти-колектори еоцену (вигодська і манявська світи) пов'язані між собою, про що свідчить схожість пластових вод [7, 8].

Відклади палеоцену в границях родовища представлені товщею аргілітів з малопотужними прошарками пісковиків і алевролітів, погані колекторські властивості яких обумовили низьку їх провідність. При випробуванні цих горизонтів дебіти води склали 0,96-1,47 м³. Найбільшою водонасиченістю характеризуються колектори середньої частини манявських відкладів. Товща аргілітів бистрицької світи потужністю 100-250 м є хорошою ізолюючою покришкою, яка відділяє еоцен-палеоценовий комплекс відкладів від відкладів олігоцену. Гідрогеологічні дані також підтверджують ізолюваність цих комплексів. Колекторські властивості пісковиків менілітової світи і горизонту манявських пісковиків в цілому близькі, хоча по ефективній потужності (35,4-100,8 м) і витриманості по площі перші значно переважають. При проходженні бурінням менілітових відкладів свердловинами 3-, 6-, 7-, 11-, 23-Росільна спостерігалися значні водопрояви. Про значну водоносність цих горизонтів в присклепінній частині складки свідчить фонтанування водою свердловин 3 і 6 під час буріння. Дебіти при цьому досягали 1000-2000 м³/д. В свердловині 13-Росільна, яка розміщена на південно-західному крилі складки, при випробуванні водонасичених об'єктів олігоцену (2560-2574 м; 2445-2515 м) дебіти при переливі були значно меншими (58-86,4 м³/д). Хімічний склад вод менілітових відкладів по всьому родовищі дуже подібний. Це високомінералізовані хлоркальцієві росоли з мінералізацією 221-264 г/л, коефіцієнт метаморфізації $\frac{Na}{Cl}$ =-0,80-0,86; вміст сульфатів незначний – 90-179 мг/л (коефіцієнт $\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl}$ -0,01-0,16). Дані про водонасиченість поляницьких відкладів по свердловині 2-Росільна (інт. 2785-3108 м) підтверджують висновки про низькі колекторські властивості водоносних горизонтів за промислово-

геофізичними даними: дебіт свердловини становив $1,2 \text{ м}^3/\text{д}$ при динамічному рівні 2175 м. Пластові води поляницьких відкладів–росоли хлоркальцієвого типу з мінералізацією $254,4 \text{ г/л}$, коефіцієнт метаморфізації $\frac{Na}{Cl}=0,87$. Різняться ці води від менілітових–підвищеним вмістом сульфатів – 1240 мг/л , тоді як в перших він не перевищує $200\text{-}300 \text{ мг/л}$. В поляницькій і менілітовій світах вміст бром у пластових водах Росільнянської площі складає $319\text{-}383 \text{ мг/л}$, в менш мінералізованих водах еоцену і палеоцену – концентрація бром у складає $187\text{-}270 \text{ мг/л}$. Найвищі вмісти бром у встановлені водах крейдових відкладів Майданської складки – $468\text{-}508 \text{ мг/л}$ (свердловина 5-Рс інт. $1402\text{-}1433 \text{ м}$; $1320\text{-}1350 \text{ м}$). Аналогічна ситуація з вмістом йоду, якого в водах відкладів Росільнянської складки встановлено в кількості $10\text{-}26 \text{ мг/л}$. Значно вищі концентрації йоду зустрінуті в водах палеоцену Майданської складки – $42\text{-}64 \text{ мг/л}$. Для отримання повної картини щодо гідрогеологічної характеристики Максимівської площі, коротенько розглянемо також гідрогеологічну характеристику Космачського родовища. На Космачському родовищі випробувано 10 свердловин. Всього на площі випробувано 39 об'єктів. По продуктивних товщах випробування об'єктів розподілилося наступним чином: в олігоцені (менілітова товща) випробувано 7 свердловин із яких 5 дали воду. Дебіт становив $0,26\text{-}58,0 \text{ м}^3/\text{д}$. Еоценові відклади (вигодсько-манявська товща) випробувані і досліджені у 4 свердловинах у двох з яких був отриманий газ з водою. Дебіт води становив $1,1\text{-}200,0 \text{ м}^3/\text{д}$. Манявські пісковики випробувані у 5 свердловинах. із яких в 4 отримано воду з дебітом $14,4\text{-}200 \text{ м}^3/\text{д}$. В більшості випадків вода поступала на поверхню самовиливом. Палеоцен досліджувався разом з манявськими пісковиками із яких було отримано приплив у кількості $18,0\text{-}200,0 \text{ л/д}$. В розрізі Космачського родовища виділяються два гідрогеологічних комплекси порід: моласовий (міоцен) і флішевий (палеоцен). Міоценові відклади досліджувались недостатньо і тому детальної характеристики водам дати важко. Вони відбиралися в свердловині 2 ($2690\text{-}2785 \text{ м}$) де було отримано незначний приплив води ($Q_v -0,34 \text{ м}^3/\text{д}$) при динамічному рівні 1680 м. Основними водовміщуючими породами палеоцену є пласти пісковиків і алевролітів, потужність яких коливається від перших

сантиметрів до 12-17 м. Звертає на себе увагу відмінність у дебітах води і менілітових і еоценових відкладів. Так з менілітових відкладів вони коливаються від 0,26 до 23,0 м³/д, а еоценових відкладів 172,0-200,0 м³/д при самовиливі. Основну роль тут відіграють тільки відмінності колекторських властивостей олігоцену і еоцену. Заміряні тиски водоносних горизонтів олігоцену і еоцену перевищують гідростатичні, обумовлюючи перелив води із свердловин з дебітами до 200 м³/д. З точки зору динаміки, підземні води Космачського родовища характеризуються відсутністю чітко встановлених джерел поступлення і розгрузки, що створює умови для гідрогеологічної закритості структури і пружно-замкнутого режиму в природних умовах. Термодинамічний коефіцієнт складає в середньому 2,2-2,3°. Пластові води – високомінералізовані розсоли, які мають високу ступінь метаморфізації і низьку сульфатність, яка вказує на те, що склад вод формувався в умовах відновлюваної обстановки і гідрогеологічній закритості, що сприяє збереженню вуглеводневих покладів [8].

Таблиця 7.1 – Відомості про хімічний склад і фізичні властивості пластових вод [7].

Номер свердловини	Інтервал випробування, глибина, м	Умови відбору проби	Дата відбору проби дослідження	Густина води, кг/м ³	Загальна мінералізація г/л	Вміст іонів (мг/л, мг/екв, %-екв)										Нафтені кислоти, мг/л	Тип води
				в пластових умовах		Na ⁺⁺ +K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	NH ₄ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ⁻⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ⁻	Br ⁻	I ⁻		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1-Мк	552 – 521, 516 – 475	з глибини 500 м	19.09.2006. 27.09.2006	1.007	16,82	5173,64 235,94 40,41	1082,16 54,0 9,25	21,89 1,8 0,31	3,0 0,166 0,03	10767,31 284,16 48,67	48,55 1,01	390,53 6,4 0,17	н.в.	26,72 0,33 0,06	0,84 0,007 1,10	26,8	ХК
	279-320	з глибини 550 м	09.10.2006 6.11.2006	1.010	10,954	3398,71 147,77 40,69	578,09 25,85 7,12	76,49 6,29 1,73	30,00 1,66 0,46	5429,81 153,13 42,17	865,80 18,02 4,96	634,40 10,40 2,86	н.в.	1,60 0,02 0,01	н.в.	0,85	ХК
2-Мк	=	—	27.06.2008 —	-	48,9	94,1 3,92 -	40,08 2,0 -	94,1 3,92 -	-	14,18 0,4 -	20,16 0,42 -	305 5,0 -	12,0 0,4	—	—	—	-
1-НМ	1456-1440, 1380-1360	з глибини 987 м	—	1.045	65,98	23194,8 1008,47 44,85	1842,0 91,92 4,05	405,33 33,70 1,48	50 2,77 0,12	40058,5 1130,00 49,70	56,4 1,17 0,06	274,5 4,50 0,19	н.в.	86,8 1,09 0,05	12,6 0,10 0,00	3,6	ХК
	1292-1283	з глибини 1220 м	14.12.74 —	1.070	99,3	34417,2 1496,4 43,58	2833,9 141,4 4,12	921,2 75,76 2,20	65 3,60 0,10	60619,5 1710,00 49,79	21,40 0,44 0,15	292,8 0,44 0,01	н.в.	142,9 1,80 0,05	14,8 0,12 0,00	2,82	ХК
	1005-950	з глибини 925 м	31.12.74 16.01.75	1.072	107,90	39776,5 1730,09 46,74	1376,55 68,69 1,86	589,52 48,48 1,31	60 3,33 0,09	64886,31 1830 49,45	345,66 7,20 0,19	671,2 11 0,30	н.в.	187,04 2,34 0,06	6,35 0,05 -	2,07	ХК

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1- НМ	930- 910	з глибини 900 м	<u>15.11.75</u>	1.089	125,60	46415,6 2018,07 46,93	1478,6 73,79 1,72	661,1 54,36 1,26	75,0 4,15 0,09	75154 2120,00 49,29	349,4 7,27 0,18	1220 20,00 0,46	Н.В.	220 2,75 0,06	31,7 0,25 0,01	-	ХК
	888- 864	з глибини 850 м	<u>12.03.75</u>	1.076	115,43	42838,6 1862,55 47,13	1264,6 63,11 1,59	566,7 46,60 1,18	70 3,88 0,10	69127,5 1950,00 49,34	361,3 7,52 0,19	976 16,00 0,40	Н.В.	189,7 2,37 0,06	31,7 0,25 0,01	1,87	ХК
2- НМ	1392- 1375	на усті	<u>22.01.75</u>	1.072	112,51	41712,1 1813,57 47,34	1361,9 67,96 1,78	330,5 27,18 0,71	120 67,96 0,17	66291,5 1870,0 48,82	485,3 10,10 0,26	2013 33,00 0,86	Н.В.	160,3 2,01 0,05	31,17 0,25 0,01	2,08	ХК
	1351- 1335	з глибини 1300 м	<u>25.02.75</u>	1.079	119,25	43855,9 1905,78 46,70	1575,9 78,64 1,93	613,9 50,48 1,23	100 5,54 0,14	71254,0 2010,00 49,22	449,0 9,35 0,23	1220 20,00 0,49	Н.В.	146,9 1,84 0,05	31,7 0,25 0,01	2,05	ХК
	1015- 998	з глибини 980 м	<u>21.03.75</u> 05.75	1.055	85,943	30341,14 1319,18 44,81	1945,68 1,11 0,04	661,14 54,37 1,85	20,00 1,11 0,04	51062,4 1440,00 48,93	247,72 5,15 0,17	1512,80 24,80 0,84	Н.В.	129,59 1,62 0,06	23,28 0,18 0,00	0,92	ХК

8 СКЛАД І ВЛАСТИВОСТІ НАФТИ ТА РОЗЧИНЕНОГО ГАЗУ

8.1 Фізико-хімічна характеристика нафти

Відбір проб нафти було проведено із свердловини 1-Мк в період розвідки площі. Всього відібрано і вивчено 2 проби. Фізико-хімічні властивості сепарованої нафти наведені в таблиці 8.1. За фізико-хімічними властивостями і груповим складом нафти на площі подібні між собою. Нафти всі відносяться до середніх (по густині). Густина коливається від 847,4 до 858 кг/м³. Вміст води від 0,4 до 1,0 %. Нафти – малосірчисті, смолисті, високопарафіністі. По технічній класифікації ОСТ-38-011-97-81 нафти Максимівської площі відносяться до класу І за вмістом сірки, до типу Т₁ за виходом легких фракцій до 350⁰С і до виду П₃ за вмістом парафіну в нафті [9].

8.2 Фізико-хімічні властивості і склад газу, розчиненого в нафті

Всього при випробуванні відібрано і вивчено в лабораторії газового аналізу Тематичної партії ДП "Західукргеологія" 5 проб газу, розчиненого в нафті (таблиця 8.2), з двох свердловин Максимівської площі. Якість аналізів задовільна. Це вуглеводневі гази, в основному, жирні, в складі яких переважає метан від 74,03 до 81,16 % об'ємних. Сумарний вміст важких вуглеводнів коливається від 14,243 до 16,380 % об'ємних, що вказує на нафтове походження газу. З негорючих компонентів присутній азот від 0,84 до 14,01 % об'ємних. Слід відмітити, що всі 5 проби газу вміщують незначну кількість вуглекислого газу від 0,526 до 4,298 % об'ємних. Гелій, аргон і водень не визначались. Газ придатний як цінна сировина для нафтохімічної промисловості і як ефективне енергетичне паливо [10].

8.3 Фізико-хімічні властивості і склад газу, розчиненого в воді

Проби водорозчинного газу були відібрані в свердловинах: 1-НМ та 1-Мк, з різних глибин (таблиця 8.3). Аналізи проводились в лабораторії газового аналізу Тематичної партії ДП "Західукргеологія", якість яких задовільна. Газ, в основному, метановий (метану від 82,387 до 97,919 % об'ємних). Кількість азоту коливається від 0,635 до 10,707 % об'ємних, а вуглекислого газу - від 0,869 до 1,536 % об'ємних. Гелій, аргон і водень не визначались [10].

Таблиця 8.1 – Фізико-хімічні властивості нафти по поверхневих пробах [10].

Свердловина Бік	Інтервал випробування, м Умови відбору проб	Густина нафти в стандартних умовах, кг/м ³	Моле- кулярна вага, у. о.	Кінемат. в'язкість, мкм ² /с при 20 ⁰ С 50 ⁰ С	Температура застигання, ⁰ С початку кипіння, ⁰ С	Вміст світлих фракцій, об. % при температурі, ⁰ С								Компонентний вміст, мас. %					Клас, тип, вид
						100 110	120 140	160 180	200 220	240 250	260 280	300 320	350	смола бензоліних спиртобен- золіних	асфальтенив асфальтогенових кислот	парафіну	сірки	води	
1-Мк Р ₃ мл	656-617 на усті	847,4	240	<u>30,1</u> 5,28	8 64	<u>3,0</u> 4,3	<u>5,8</u> 11,0	<u>15,0</u> 18,5	<u>22,0</u> 24,0	<u>29,0</u> 30,0	<u>33,0</u> 38,0	<u>43,0</u> -	57,0	<u>6,37</u> 1,73	<u>0,18</u> 0,12	8,7	0,20	1,0	Кл. I, Т ₁ , П ₃
1-Мк Р ₃ мл	552-475 на усті	858,0	232	<u>8,719</u> 5,033	- 82	<u>2,0</u> 12,0	<u>16,0</u> 17,0	<u>22,0</u> 24,0	<u>30,0</u> 34,0	<u>38,0</u> 42,0	<u>46,0</u> 48,0	<u>50</u> -	-	<u>18,0</u> -	<u>0,09</u> -	5,8	0,28	0,4	Кл. I, Т ₁ , П ₃

Таблиця 8.2 – Склад газу, розчиненого в нафті [10].

Свердловина Поклад	Інтервал випробування, м	Дата відбору проби Умови відбору проб	Густина газу, кг/м ³ абсолютна відносна	Вміст, % об'ємні								Теплотворна здатність, ккал/м ³ кДж/м ³
				метан	етан	пропан	n-бутан	i-бутан	пентани + вищі	азот	вуглекислий газ	
1-Мк Р ₃ мл	789-701	<u>04.09.2006</u> на усті	<u>0,8084</u> 0,6709	82,023	10,997	3,051	0,526	0,339	0,134	1,502	1,428	-
1-Мк Р ₃ мл	656-617	<u>09.09.2006</u> на усті	<u>0,8507</u> 0,7060	82,341	3,538	6,342	1,909	0,873	1,581	2,389	1,027	-
1-Мк Р ₃ мл	552-475	<u>19.09.2006</u> на гирлі	<u>1,0212</u> 0,9083	74,920	7,280	6,940	4,240	1,700	4,080	0,840	-	-
1-Мк Р ₂ мл	320-279	<u>08.10.2006</u> на усті	<u>0,8476</u> 0,7034	74,461	4,679	1,821	0,291	0,314	0,129	14,007	4,298	-
1-НМ Р ₃ мл	888-864	<u>12.03.1975</u> на гл. 850м	-	80,950	11,157	4,567	0,326	0,330	сліди	2,144	0,526	-

Таблиця 8.3 – Склад газу, розчиненого у воді [9].

Свердловина Вік	Інтервал випробування, м	Глибина відбору проб	Густина газу, кг/м ³	Вміст, % об'ємні								Теплотворна здатність, ккал/м ³ кДж/м ³
			абсолютна відносна	метан	етан	пропан	п- бутан	і- бутан	пентани + вищі	азот	вуглекислий газ	
<u>1-НМ</u> P _{2mn+vg}	1456-1440, 1380-1360	937м	-	85,520	5,686	1,976	0,387	0,233	0,168	5,084	0,946	-
<u>1-НМ</u> P _{2vg}	1292-1283	1220м	-	82,468	4,145	0,886	0,173	0,085	-	10,707	1,536	-
<u>1-НМ</u> P _{3ml}	1005-950	925м	-	97,919	0,441	0,058	0,003	0,005	-	0,635	0,939	-
<u>1-НМ</u> P _{3ml}	930-910	900м	-	82,387	6,263	2,728	1,432	0,677	0,544	5,100	0,869	-
<u>1-Мк</u> P _{3ml}	834-791,3	На усті	<u>0,7993</u> <u>0,6692</u>	85,520	5,686	1,976	0,387	0,233	0,168	5,084	0,916	-

9 ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ

За результатами виконаної економічної оцінки, виходячи з рівня технологічних і економічних показників встановлено, що подальше освоєння об'єктів Максимівської площі є рентабельною виробничою діяльністю і дозволить отримати позитивний економічний ефект як видобувному підприємству, так і державі (табл. 9.1). Необхідні обсяги капіталовкладень на реалізацію оптимального варіанта, в тому числі на буріння 26 проектних свердловин є економічно виправданими, термін окупності інвестицій очікується за 3,9 роки [12].

Таблиця 9.1 – Техніко-економічні показники розробки Максимівського родовища в цілому

Показники	В цілому по родовищу
Кількість діючих / проектних свердловин	0 / 26
Залишкова вартість основних фондів, тис. грн	0,00
Проектний період розробки, років	2026-2071
Рентабельний період розробки, років	2026-2066
Видобуток нафти, тис т	712,637
Видобуток нафтового газу, млн м ³	295,753
Ціна реалізації нафти (з ПДВ), грн	16043,650
Ціна реалізації газу, грн./тис. м ³ (з ПДВ)	8886,000
Обсяг реалізації (з ПДВ), тис. грн	13919087,36
Податок на додану вартість, тис. грн	2319847,93
Обсяг реалізації (без ПДВ), тис. грн	11599239,43
Витрати на видобування вуглеводнів, тис. грн:	6 257 668,97
у т.ч. – поточні витрати	2 158 558,47
– амортизація	644 770,29
– рентна плата	3 454 340,21
Собівартість нафти, грн/т	6911,72
Собівартість видобутку газу, грн/тис. м ³	4724,84
Прибуток до оподаткування, тис. грн	5 341 570,46
Податок на прибуток, тис. грн	961 482,65
Чистий прибуток, тис. грн	4 380 087,81
Поточні капітальні вкладення, тис. грн	667 208,00
Накопичений вільний грошовий потік, тис. грн	4 357 650,10
Накопичений приведений грошовий потік, тис. грн	546 653,60
Внутрішня норма прибутковості, %	51,60
Коефіцієнт рентабельності промислу, част. од.	0,80
Індекс прибутковості капіталовкладень, част. од.	2,09
Рентабельність виробничої діяльності:	
– до виробничих фондів (ОФ та КВ), %;	656,48
– до експлуатаційних витрат, %.	70,00
Термін окупності капіталовкладень, роки	3,9
Надходження до бюджетів, тис. грн	6 735 670,79

10 ПІДРАХУНОК ЗАПАСІВ НАФТИ І РОЗЧИНЕНОГО ГАЗУ

10.1 Виділення об'єктів підрахунку

Припливи нафти на Максимівській площі були отримані при випробуванні відкладів менілітової світи. В межах Максимівської площі за матеріалами ГДС та результатами випробування виділено 4 об'єкти підрахунку, а саме горизонти: МН-1, ВГ-1, МЛ-1 та МЛ-2, які зосереджені у відкладах манявської, вигодської та менілітової світ [13, 14, 15].

10.2 Класифікація запасів вуглеводнів за промисловим значенням та ступенем техніко-економічного і геологічного вивчення

За ступенем геологічного вивчення запаси вуглеводнів Максимівського родовища віднесені до групи попередньо розвіданих з невизначеним промисловим значенням категорії С₂ (код класу 332). Площа характеризується наявністю тектонічних порушень (насувів і скидів), невитриманістю ефективних товщин і колекторських властивостей продуктивної товщі і відносяться до площ дуже складної будови. На родовищі проведена початкова геолого-економічна оцінка ефективності геологорозвідувальних робіт та техніко-економічне обґрунтування коефіцієнтів нафтогазовилучення [12].

10.3 Обґрунтування прийнятих методів підрахунку запасів

Отримана інформація в результаті пошуково-розвідувального буріння, проведених промислово-геофізичних досліджень та результатів випробування в свердловинах на Максимівській площі дає можливість провести підрахунок запасів нафти і розчиненого газу об'ємним методом. Деякі вихідні параметри для підрахунку запасів вуглеводнів Максимівської площі були взяті по аналогії із сусіднього родовища [12].

10.4 Підрахунок початкових запасів нафти

Підрахунок запасів нафти об'ємним методом проводиться за формулою:

$$Q_3 = F \times h \times K_{II} \times K_H \times \rho_H \times \theta,$$

де Q_3 – початкові загальні запаси нафти, тис. т;

F – площа в межах контуру нафтоносності, тис. м²;

h – середня ефективна нафтонасичена товщина, м;

Кп – коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці;

Кн – коефіцієнт нафтонасиченості, частка одиниці;

ρ_n – густина сепарованої нафти, т/м³;

θ – перерахунковий коефіцієнт, частка одиниці.

10.5 Підрахунок запасів розчиненого газу

Запаси розчиненого у нафті газу підраховуються за його вмістом від величини загальних запасів нафти.

10.6 Підрахунок запасів корисних компонентів у нафтовому газі

Початкові запаси корисних компонентів у нафтовому газі розраховуються за їх потенційним вмістом в газі та величини початкових запасів самого розчиненого газу. З компонентів, які вміщує розчинений газ, промислову концентрацію мають етан, пропан і бутани. Компонентний склад розчиненої газової фази визначено з двох проб нафти при дослідженні об'єктів свердловин 1-Мк і 1-НМ. Для розрахунку потенційного вмісту етану, пропану і бутанів нами використана усереднена величина молярної частки згаданих компонентів. Потенційний вміст корисних компонентів у ваговій частці визначено по їх молярному складу в об'ємній одиниці газу. Розрахунок потенційного вмісту етану, пропану і бутанів наводиться в табл. 10.1.

Таблиця 10.1 - Розрахунок потенційного вмісту корисних компонентів у розчиненому газі

Компоненти	Молярна маса	Компонентний склад, молярна частка, % мол.		Потенційний вміст, вагова частка, г/м ³ газу
		граничні величини з проб	усереднена величина	
етан	30	4,679-11,157	7,92	0,99
пропан	44	1,821-6,940	4,38	0,80
бутани	58	0,605-5,940	3,27	0,79

Отримані величини потенційного вмісту в розчиненому газі етану, пропану і бутанів будуть використані для підрахунку їх запасів на площі.

10.7 Обґрунтування підрахункових параметрів

Підрахунок запасів нафти буде проведено об'ємним методом за формулою, параметри підрахунку розглянемо нижче.

Ефективні товщини пластів колекторів прийняті за результатами проведення ГДС по свердловинах Максимівського родовища. Свердловинами родовища розкриті продуктивні поклади МН-1, ВГ-1, МЛ-1 та МЛ-2 в інтервалах глибин 173,2-905,6 м. За даними ГДС в цих інтервалах виділено пласти-колектори з ефективними товщинами 0,6 м і 10,6 м, пористість яких змінюється від 9,1% до 15,9%, а середнє значення нафтонасиченості пластів – 50-92%.

Прийняті середні ефективні нафтонасичені товщини покладів розраховані за допомогою карт ізопакіт. Для підрахунку запасів нафти приймалися величини відкритої пористості та нафтонасиченості середньозважені по покладу.

Для визначення густини сепарованої нафти використані результати зі сусіднього родовища.

Для підрахунку запасів нафти Максимівського родовища приймаються значення густини нафти, які дорівнюють 0,827 т/м³ для покладу МН-1 та 0,824 т/м³ для покладів ВГ-1, МЛ-1 та МЛ-2.

Перерахунковий коефіцієнт для нафтових покладів визначався з величини об'ємного коефіцієнту нафти або усадки її по сусідньому родовищу. Так перерахунковий коефіцієнт для покладу МН-1 рійний 0,857, а для покладів ВГ-1, МЛ-1 та МЛ-2 – 0,800.

Величина газовмісту для покладів МН-1, ВГ-1, МЛ-1 та МЛ-2 приймається за результатами глибинних проб на сусідньому родовищу. Отже, газовміст прийнятий до оцінки складає 63 м³/т, 86 м³/т, 108 м³/т та 100 м³/т відповідно.

10.8 Підрахунок запасів нафти

Для підрахунку запасів нафти використовуємо програму «petrolres.nung.edu.ua», яка створена працівниками кафедри, та використовуємо вкопіровки із підрахункових планів (Масштабу 1:25 000) за об'єктами підрахунку (рис. 10.1 – 10.4) та роздруківки, що відображено на рисунках 10.5-10.8.

У таблиці 10.2 наводимо зведені дані підрахункових параметрів та запасів нафти і розчиненого Максимівського родовища.

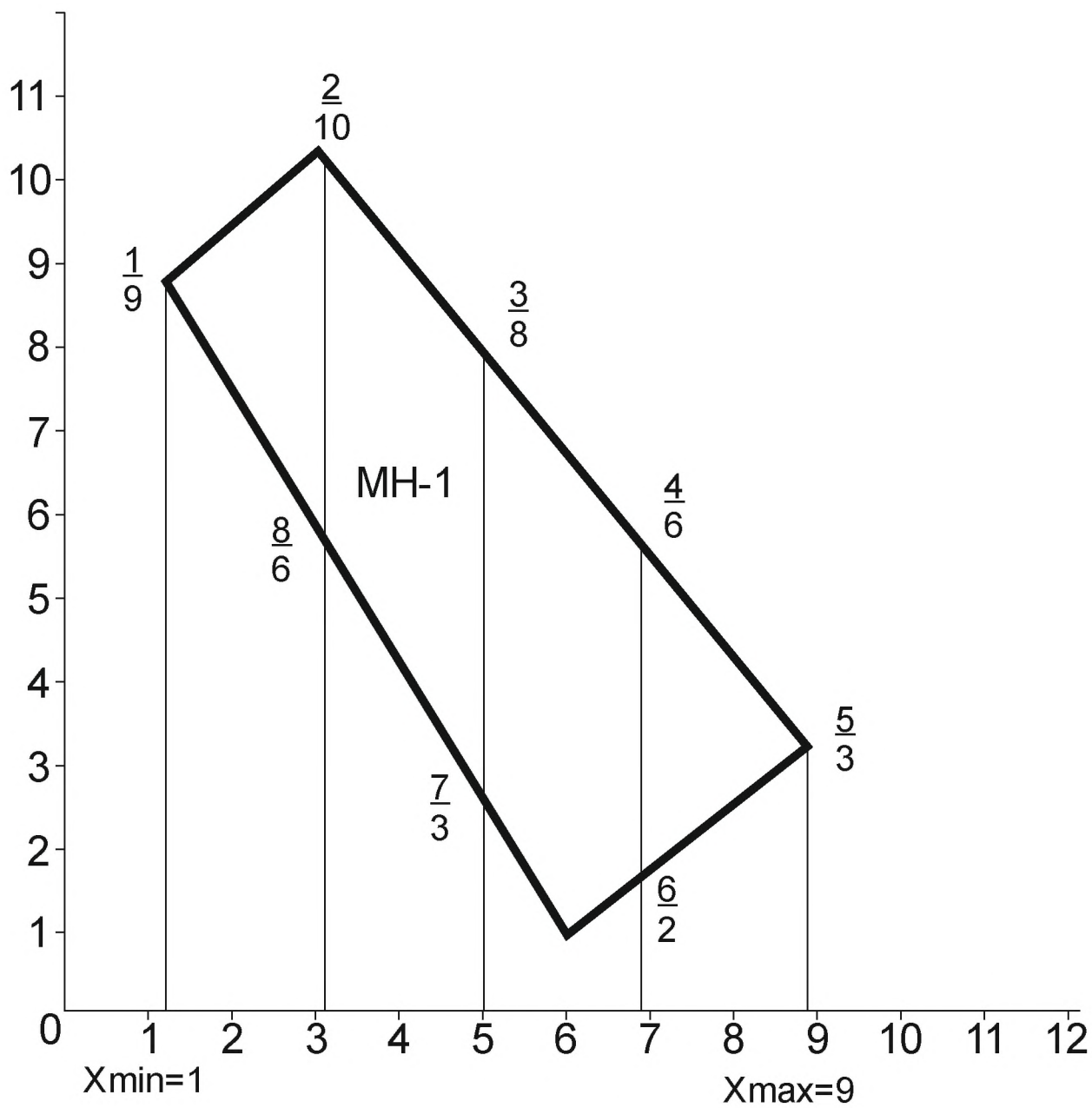


Рисунок 10.1 - Викопрівка із підрахункового плану продуктивного пласта МН-1

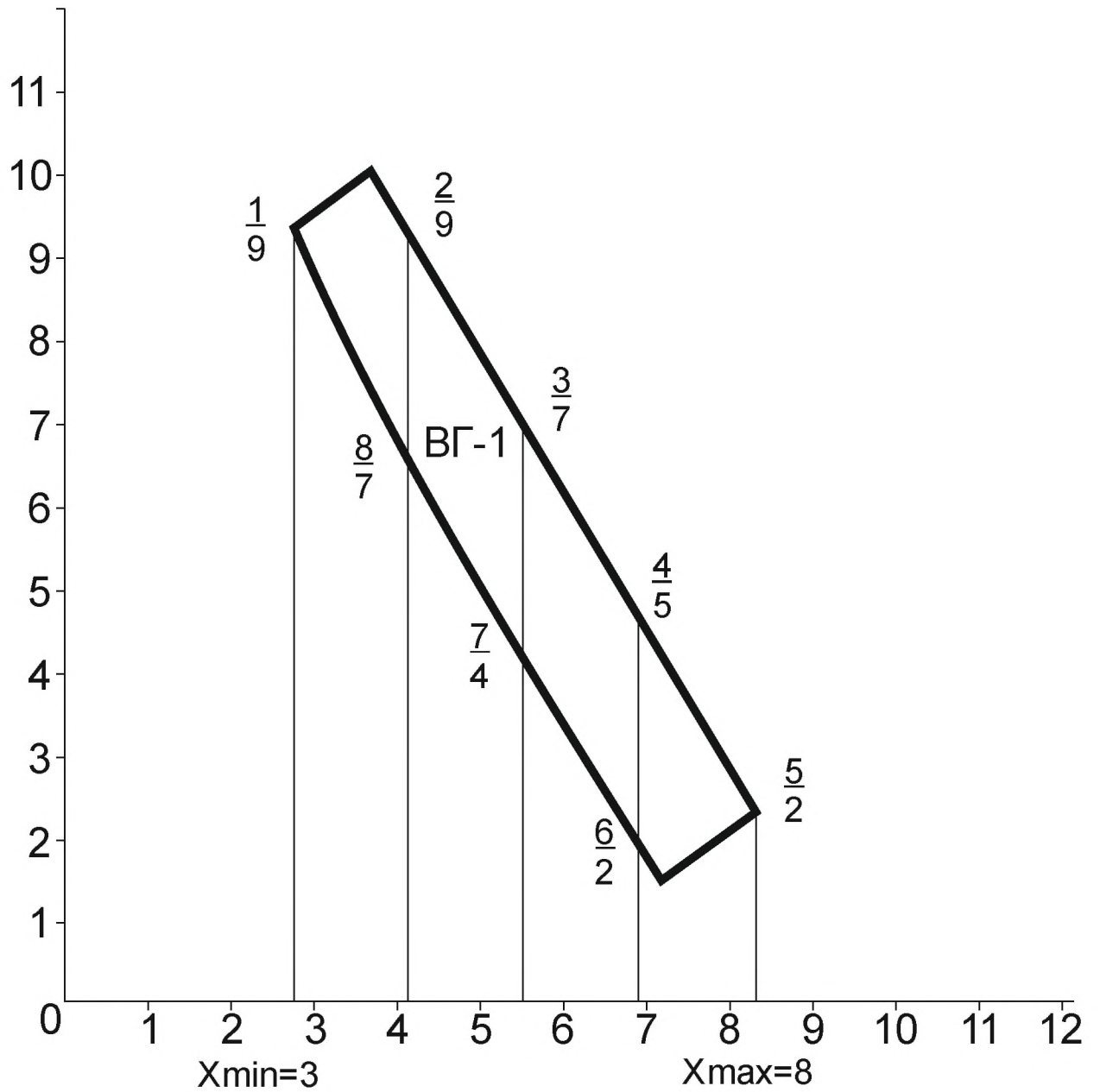


Рисунок 10.2 - Викопрвка із підрахункового плану
продуктивного пласта ВГ-1

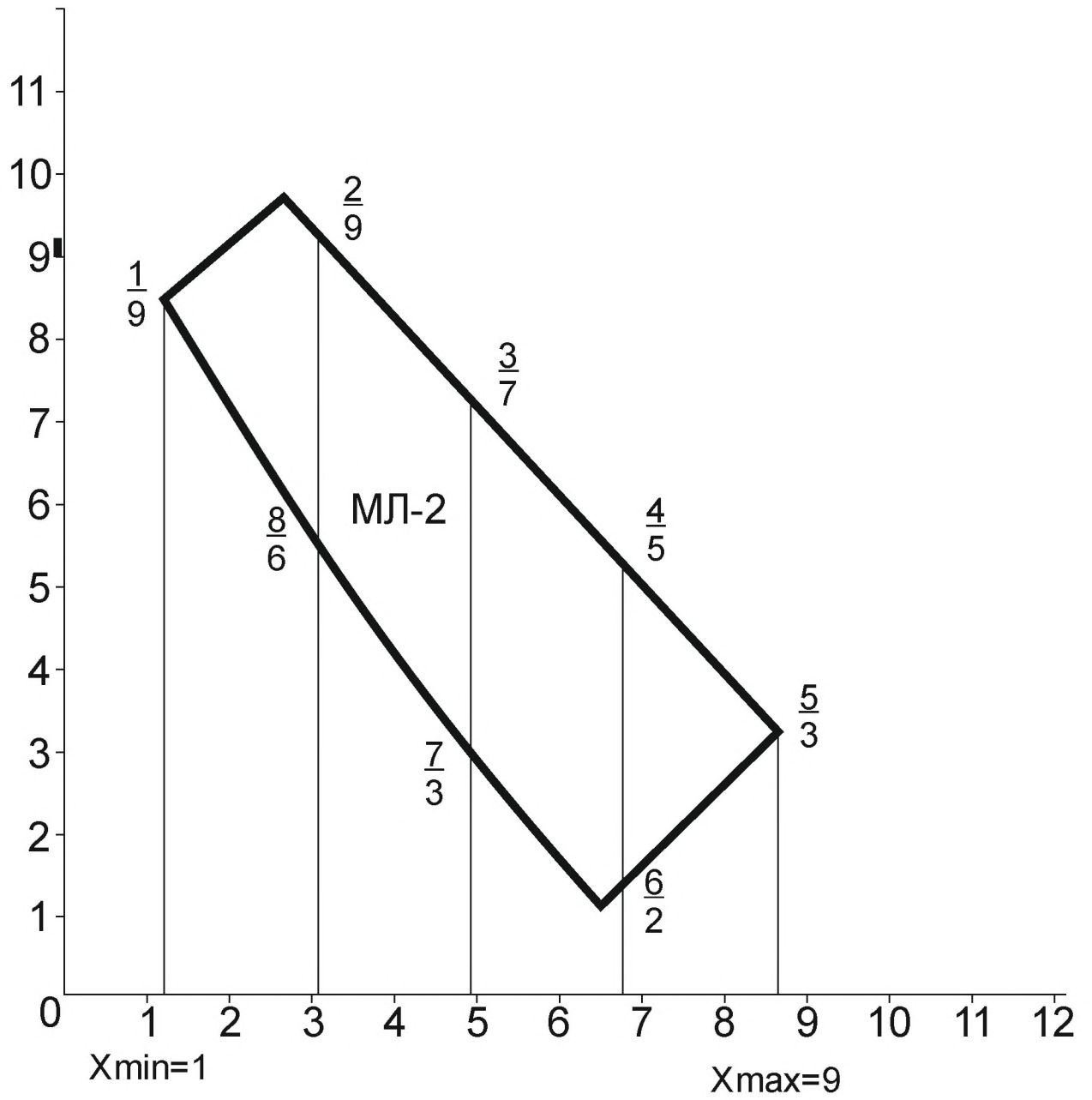


Рисунок 10.3 - Викопрвка із підрахункового плану
продуктивного пласта МЛ-2

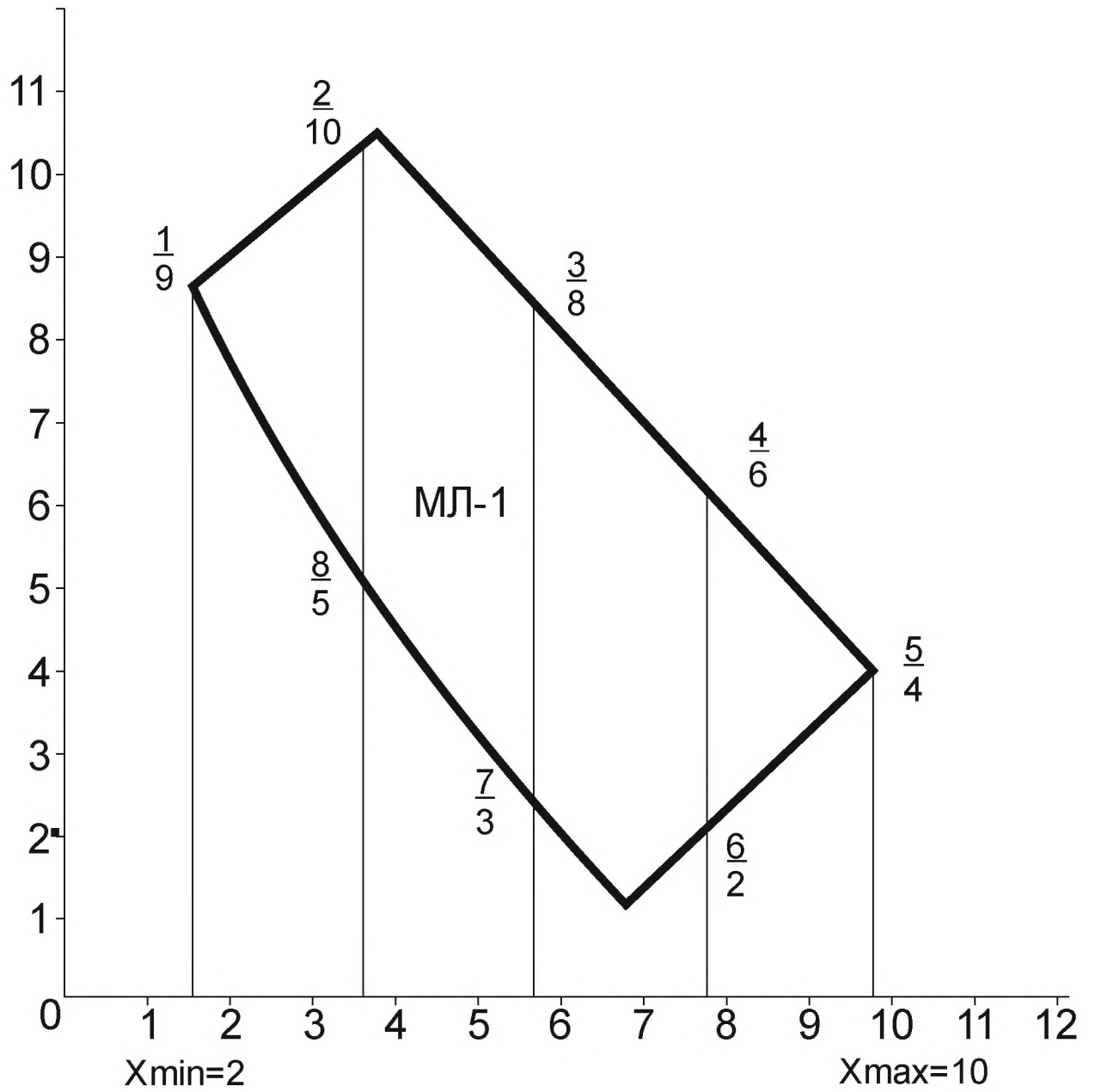


Рисунок 10.4 - Викопрвка із підрахункового плану
продуктивного пласта МЛ-1

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 (підземні запаси вільного газу)

Запаси / ресурси нафти

Запаси / ресурси вільного газу

Запаси нафти і розчиненого газу

Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець: Коцур Максим

Родовище / площа: Максимівське

Поклад / горизонт / пласт: МН-1

Категорія запасів: А В А+В А+В+С₁ А+В+С₁+С₂ В+С₁ В+С₁+С₂
 С₁ С₂ С₁+С₂

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 25 000

Абсциса лівої точки, мм: 10

Кількість точок контуру: 8

Абсциса правої точки, мм: 90

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

90 100 80 60 30 20 30 60

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: 8,3

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,172

Коефіцієнт нафтонасиченості: 0,74

Об'ємний коефіцієнт нафти: 1,17

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м³: 827

Коефіцієнт вилучення нафти: 0,163

Початковий газовміст нафти, м³/т: 86

Режим покладу: розчиненого газу

Кінцевий газовміст нафти, м³/т: 83

Кінцевий пластовий тиск, МПа: 4

Кінцевий коеф. надстигливості: 0,89

Обчислити

Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 1750 тис. м²

Початкові загальні попередньо розвідані запаси нафти категорії С₂ - 1307 тис. т

Початкові загальні попередньо розвідані запаси розчиненого газу категорії С₂ - 86 млн. м³

Початкові добувні попередньо розвідані запаси нафти категорії С₂ - 213 тис. т

Початкові добувні попередньо розвідані запаси розчиненого газу категорії С₂ - 17 млн. м³

Рисунок 10.5 – Роздруківка результатів підрахунку запасів нафти та розчиненого газу по продуктивному пласту МН-1

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: Коцур Максим

Родовище / площа: Максимівське

Поклад / горизонт / пласт: МЛ-2

Категорія запасів: А В А+В А+В+С₁ А+В+С₁+С₂ В+С₁ В+С₁+С₂
 С₁ С₂ С₁+С₂

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 25 000

Абсциса лівої точки, мм: 10

Кількість точок контуру: 8

Абсциса правої точки, мм: 90

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

90 90 70 50 30 20 30 60

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: 23

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,142

Коефіцієнт нафтонасиченості: 0,64

Об'ємний коефіцієнт нафти: 1,23

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м³: 824

Коефіцієнт вилучення нафти: 0,183

Початковий газовміст нафти, м³/т: 103

Режим покладу: розчиненого газу

Кінцевий газовміст нафти, м³/т: 100

Кінцевий пластовий тиск, МПа: 7,7

Кінцевий коеф. надстигливості: 0,84

Обчислити

Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 1333 тис. м²

Початкові загальні попередньо розвідані запаси нафти категорії С₂ - 1867 тис. т

Початкові загальні попередньо розвідані запаси розчиненого газу категорії С₂ - 192 млн. м³

Початкові добувні попередньо розвідані запаси нафти категорії С₂ - 342 тис. т

Початкові добувні попередньо розвідані запаси розчиненого газу категорії С₂ - 40 млн. м³

Рисунок 10.7 – Роздруківка результатів підрахунку запасів нафти та розчиненого газу по продуктивному пласту МЛ-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: Коцур Максим

Родовище / площа: Максимівське

Поклад / горизонт / пласт: МЛ-1

Категорія запасів: А В А+В А+В+С₁ А+В+С₁+С₂ В+С₁ В+С₁+С₂
 С₁ С₂ С₁+С₂

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 25 000

Абсциса лівої точки, мм: 20

Кількість точок контуру: 8

Абсциса правої точки, мм: 100

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

90 100 80 60 40 20 30 50

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: 14,1

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,159

Коефіцієнт нафтонасиченості: 0,74

Об'ємний коефіцієнт нафти: 1,25

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м³: 824

Коефіцієнт вилучення нафти: 0,181

Початковий газовміст нафти, м³/т: 110

Режим покладу: розчиненого газу

Кінцевий газовміст нафти, м³/т: 108

Кінцевий пластовий тиск, МПа: 8,7

Кінцевий коеф. надстисливості: 0,83

Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 1917 тис. м²

Початкові загальні попередньо розвідані запаси нафти категорії С₂ - 2096 тис. т

Початкові загальні попередньо розвідані запаси розчиненого газу категорії С₂ - 231 млн. м³

Початкові добувні попередньо розвідані запаси нафти категорії С₂ - 379 тис. т

Початкові добувні попередньо розвідані запаси розчиненого газу категорії С₂ - 45 млн. м³

Рисунок 10.8 – Роздруківка результатів підрахунку запасів нафти та розчиненого газу по продуктивному пласту МЛ-1

Початкові запаси нафти і розчиненого газу та супутніх корисних компонентів у розчиненому газі наведені в таблиця 10.2 та 10.3. Запаси нафти по категорії С₂ (код класу 332) складають 5508 тис. т. Запаси розчиненого газу по категорії С₂ (код класу 332) складають 530 млн. м³.

Таблиця 10.2 - Підрахункові параметри та запаси нафти і розчиненого газу Максимівського родовища

Об'єкт підрахунку, поклад	Клас запасів (категорія)	Площа нафтоносності, тис.м ²	Ефективна нафтонасичена товщина, м	Об'єм нафтонасичених порід, тис.м ³	Густина нафти, кг/м ³	Коефіцієнти, частка одиниці				Початкові загальні попередньо розвідані запаси нафти, тис.т	Газовміст пластової нафти, м ³ /т	Початкові загальні попередньо розвідані запаси розчиненого газу, млн. м ³
						Відкритої пористості	Нафтонасиченості	Об'ємній нафти	Вилучення нафти			
МН-1	332 (C ₂)	1750	8,3	14525	827	0,172	0,74	1,17	0,163	1307	63	86
ВГ-1	332 (C ₂)	677	5,7	3859	824	0,146	0,62	1,21	0,171	238	86	21
МЛ-2	332 (C ₂)	1333	23	30659	824	0,142	0,64	1,23	0,183	1867	100	192
МЛ-1	332 (C ₂)	1917	14,1	27030	824	0,159	0,74	1,25	0,181	2096	108	231
Всього	332 (C₂)									5508		530

Таблиця 10.3 - Зведена таблиця супутніх корисних компонентів у розчиненому газі Максимівського родовища

Об'єкт підрахунку, поклад	Етан					Пропан					Бутани				
	потенцій- ний вміст у газі, т/млн. м ³	запаси, тис.т				потенцій- ний вміст у газі, т/млн. м ³	запаси, тис. т				потенцій- ний вміст у газі, т/млн. м ³	запаси, тис. т			
		початкові		поточні			початкові		поточні			початкові		поточні	
		загальні	за кодами класів	загальні	за кодами класів		загальні	за кодами класів	загальні	за кодами класів		загальні	за кодами класів	загальні	за кодами класів
МН-1	99	7		7		80	6		6		79	6		6	
ВГ-1	99	1		1		80	1		1		79	1		1	
МЛ-1	99	15		15		80	12		12		79	12		12	
МЛ-2	99	15		15		80	12		12		79	12		12	
Всього		38		38			31		31			31		31	

11 ЕФЕКТИВНІСТЬ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

На Максимівському родовищі пробурені 6 свердловин. Загальний метраж буріння складає 8837 погонних метрів.

Ефективність робіт на площі і по розвідці родовища визначається величинами витрат на проведення польових сейсмічних досліджень, пошуково-розвідувального буріння та камеральної обробки отриманих результатів.

Вартість геофізичних робіт, проведених на Максимівській площі, становить 2 000 тис. грн.

Вартість глибокого буріння та випробування свердловин на Максимівській площі складає 220 925 тис. грн.

Оцінка ефективності геологорозвідувальних робіт на родовищі за основними натуральними і вартісними показниками наведена в таблиці 11.1.

Таблиця 11.1 - Показники ефективності геологорозвідувальних робіт

№ № з/п	Найменування показників	Одиниці виміру	Показник ефективності
1	Сумарний метраж пошуково-розвідувального буріння на площі робіт	пог. м	8837
2	Витрати на геологорозвідувальні роботи	тис. грн.	223 275
3	Підраховано початкових загальних запасів нафти	тис. т	5508
4	Ефективність пошуково-розвідувального буріння	<u>тис. т</u> свердл.	918
5	Приріст початкових загальних запасів нафти на 1 м проходки	<u>т</u> м	623
6	Приріст початкових загальних запасів нафти на 1 тис. грн витрат	<u>тис. т</u> тис. грн	0,025
7	Собівартість підготовки одиниці початкових загальних запасів нафти	<u>грн.</u> т	41

ВИСНОВКИ

Виходячи із результатів пошуково-розвідувального буріння, структурних побудов, виконаних на основі сейсмічних досліджень та результатів випробування у свердловинах на Максимівському родовищі прогнозується чотири нафтових поклади (горизонти МН-1, ВГ-1, МЛ-1, МЛ-2), які приурочені до манявських, вигодських та менілітових відкладів. Нафтові поклади прогноуються на глибинах 170-900 м.

Нафта покладів Максимівського родовища прогнозується як малосірчиста, смолиста, високопарафініста.

На родовищі оцінені попередньо розвідані запаси нафти та розчиненого газу категорії С₂ (код класу 332), які становлять 5508 тис. т і 530 млн. м³ відповідно.

За результатами виконаної економічної оцінки, виходячи з рівня технологічних і економічних показників та базуючись на основних критеріях ефективності розробки можна зробити наступні висновки:

1. Розробка запасів нафти є рентабельною виробничою діяльністю і дозволить отримати економічний ефект.
2. До впровадження рекомендується подальша розробка покладів Максимівського родовища за існуючим фондом свердловин.
3. За економічними критеріями та рівнем ефективності підраховані запаси нафти та розчиненого газу покладів МН-1, ВГ-1, МЛ-2 та МЛ-1 Максимівського родовища відносяться до попередньо розвіданих.

За результатами виконаної економічної оцінки, виходячи з рівня технологічних і економічних показників встановлено, що подальше освоєння об'єктів Максимівської площі є рентабельною виробничою діяльністю і дозволить отримати позитивний економічний ефект як видобувному підприємству, так і державі.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ГСТУ 41-00032626-00-022-2000 Визначення коефіцієнтів вилучення нафти для геолого-економічної оцінки ресурсів і запасів прогнозних і вивчених покладів. Мінекоресурсів, Київ, 2000.
2. Іванишин В.С. Нафтогазопромислова геологія. Львів, 2003, 648 с.
3. Курілець Й. Геологічний проект пошуково-розвідувального буріння на нафту і газ на Максимівській площі. Івано-Франківськ, 2006 р.
4. Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України
5. Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу, Київ, ДКЗ України, 1998 р.
6. Атлас родовищ нафти і газу України в 6-ти томах. Том ІУ. Західний нафтогазоносний регіон. УНГА. Львів, 1998, 328 с.
7. Штогрин О.Д. Підземні води четвертинних відкладів Передкарпаття. Вид-во АН УРСР, Київ, 1963. 138 с.
8. Вуль М.А., Вишняков І.Б та ін. «Геолого-економічна оцінка ресурсів вуглеводнів Західного і Південного нафтогазоносних регіонів України станом на 01.01.2007 р. Та визначення обсягів і напрямків геологорозвідувальних робіт». ЛВ УкрДГРІ,м. Львів, 2007 р.
9. Грицишин В.І. Петрофізична характеристика колекторів нафтових і газових родовищ Карпатського регіону і Дніпровсько-Донецької западини: монографія. – Івано-Франківськ: НТШ Івано-Франківський осередок, 2012. 272с.
10. Грицишин В.І., Гранін О.А. та ін. Комплексне визначення колекторів нафтових і газових родовищ Передкарпаття. Фонди ІФНТУНГ, 1987, 123 с.
11. Галузевий стандарт України. Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах. Основні вимоги. Київ, 2000, 40 с.
12. Рудько Г.І., Ляху М.В., Ловинюков В.І., та ін. Підрахунок запасів нафти і газу» Київ-Чернівці, 2016 р., 592 с.
13. Нафтогазопромислова геологія: Підручник / О.О. Орлов, М.І. Євдо-

щук, В.Г. Омельченко та ін.; За ред. О.О. Орлова. — К.: Наук. думка, 2006. — 432 с.

14. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. "Спорудження свердловин на газ і нафту. Основні положення".

15. ДСТУ 7705:2015. Захист довкілля. Рекультивація земель. Терміни та визначення понять. ДП "УкрНДНЦ" від 28.05.2015 № 45.

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема магістерської роботи: “Обґрунтування підрахункових параметрів та підрахунок запасів нафти і розчиненого газу Максимівського родовища”.

Пояснювальна записка до магістерської роботи містить 80 сторінок.

Графічний матеріал:

1. Геологічні розрізи по лініях I-I, II-II.
2. Зведений геолого-геофізичний розріз
3. Підрахунковий план та карта ефективних товщин покладу МН-1
4. Підрахунковий план та карта ефективних товщин покладу ВГ-1
5. Підрахунковий та карта ефективних товщин план покладу МЛ-2
6. Підрахунковий та карта ефективних товщин план покладу МЛ-1