

***БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА***

*(103)НЗ ГНГ. ПЗ*

*Група НЗГ-21-1*

*Анна Роголе*

*2025*

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

УДК 553.98

**БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА**

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

(назва відповідно до наказу ректора)

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

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

Студент  
гр. НЗГ–21-1 \_\_\_\_\_ Роголе А. В.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник \_\_\_\_\_ доц. Михайлів І. Р.  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

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

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

**Допускається до захисту**

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

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

2025 р.

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_ доц. Михайлів І.Р  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2024 р.

**ЗАВДАННЯ  
НА ВИКОНАННЯ БАКАЛАВРСЬКОЇ РОБОТИ**

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

**Студент** \_\_\_\_\_ **Рогалє Анна Валеріївна**  
(прізвище, ім'я, по батькові)

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

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

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

**3. Вихідні дані до проєкту (роботи)**

1. Фондові геолого-геофізичні ПАТ “Укрнафта”

2. Опублікована література по району досліджень.

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

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

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

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

**5. Перелік графічних додатків**

1. Зведений літолого-стратиграфічний розріз.

2. Структурна карта.

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

4. Геолого-технічний наряд на типову свердловину .

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

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

**7. КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

<b>Пор. №</b>	<b>Назва етапів бакалаврської роботи</b>	<b>Термін виконання етапів проєкту (роботи)</b>	<b>Примітка</b>
<i>1.</i>	<i>Одержання завдання і складання плану виконання проєкту.</i>	<i>10.11.2024</i>	<i>Виконано</i>
<i>2.</i>	<i>Підготовка базової частини. Загальні відомості та геологічна будова району.</i>	<i>01.12.2024</i>	<i>Виконано</i>
<i>3.</i>	<i>Обґрунтування та методика прове- дення проєктних робіт</i>	<i>01.02.20235</i>	<i>Виконано</i>
<i>4.</i>	<i>Розробка технічної частини.</i>	<i>15.04.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>5.</i>	<i>Розробка економічної частини.</i>	<i>01.05.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>6.</i>	<i>Оформлення тексту і графічних додатків.</i>	<i>15.052025</i>	<i>Виконано</i>
<i>7.</i>	<i>Перевірка бакалаврської роботи на антиплагіат. Захист бакалаврської роботи.</i>	<i>13.06.2025</i>	

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

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

**доц. Михайлів І. Р.**  
(посада, прізвище та ініціали)

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

**Роголє А. В.**  
(прізвище та ініціали)

## Анотація

Бакалаврська робота містить: сторінок , таблиць , рисунків , текстових додатків , графічних додатків 4.

Приведені сучасні уявлення про геологічну будову і перспективи нафтогазоносності Ганнівської площі, розташованої в межах північно-східної частини Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

Обґрунтовано необхідність, методику і об'єми пошуково-розвідувальних робіт, виявлено першочергові об'єкти пошуку пасток, пов'язаних з олігоценовими, еоценовими та палеогеновими відкладами. Проведена оцінка перспективних ресурсів нафти і газу.

Проектується буріння двох пошукових та однієї розвідувальної свердловин глибиною 2300-3100 м. Обґрунтовується їх конструкція, умови буріння, комплекс дослідницьких робіт, а також техніко-технологічні та економічні питання.

**Ключові слова:** нафта, газ, ресурси, перспективи нафтогазоносності, прогнозування, пошук, оцінка.

## **Annotation**

The bachelor's thesis contains: pages , tables , figures , text additions , graphical additions 4.

Modern views on geological structure and prospects of oil and gaz holding capacity of Gannivska field, situated within eastern party of Boryslav-Pokutska zone of Precapethian foredeep, are given. Necessity, methods and volumes of search and prospecting works are proved, the first turn objects of trap's search, connected with paleogene deposits, are considered. Oil and gaz perspective resources valuation makes up.

Drilling of two search and one prospecting holes with the depth of 2300-3100 m is being projected. Their construction, condition of drilling, complex of research works, technical and technological points, economical points and technique secure points are being proved.

**Keywords:** oil, gas, resources, oil and gas prospects, forecasting, search, estimation.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b> .....	
<b>1 БАЗОВА ЧАСТИНА. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ТА ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РАЙОНУ</b> .....	
1.1 Географо-економічні умови .....	
1.2 Геолого-геофізична вивченість .....	
1.3 Літолого-стратиграфічний розріз .....	
1.4 Тектоніка .....	
1.5 Нафтогазоносність .....	
1.6 Водоносність .....	
<b>2 ПРОЄКТНА ЧАСТИНА. ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ПЛАН ПРОВЕДЕННЯ ПОШУКОВО- РОЗВІДУВАЛЬНОГО БУРІННЯ</b> .....	
2.1 Прогнозування нафтогазоносності .....	
2.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти і газу .....	
2.3 Мета та завдання проєктних робіт .....	
2.4 Обґрунтування розташування проєктних свердловин та їхніх глибин .....	
2.5 Вибір типової свердловини та геологічні умови її буріння .....	
2.6 Вибір об'єктів для випробування та дослідження .....	
2.7 Вибір інтервалів відбору керна та шламу .....	
2.8 Геофізичні дослідження у свердловині .....	
2.9 Проєктний комплекс лабораторних досліджень .....	
2.10 Заходи з охорони надр .....	

<b>3 ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА</b> .....	
3.1 Обґрунтування конструкції свердловини .....	
3.2 Вибір типів промивальних рідин та обґрунтування їх параметрів .....	
3.3 Вибір способу буріння свердловини. ....	
<b>4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ОЦІНКА РІВНЯ ЕКОНОМІЧНОЇ РЕНТАБЕЛЬНОСТІ ПРОВЕДЕННЯ ПОШУКОВИХ РОБІТ</b> .....	
<b>ВИСНОВКИ</b> .....	
<b>ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ</b> .....	

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Бориславський НГПР є найстарішим нафтовидобувним районом України. Він розміщений у Передкарпатському прогині і охоплює північно-західну частину Внутрішньої зони та насунуту на неї Скибову зону Карпат. Поклади нафти в районі приурочені як до палеогенових відкладів глибинних складок так і до палеогенових та стрийських відкладів складок Скибової зони Карпат. Зокрема до цього тектонічного елементу відноситься площа проєктних робіт.

Нафтогазоносність Бориславського НГПР охоплює широкий стратиграфічний діапазон – від верхньоюрських відкладів (Коханівське родовище) та крейдових відкладів Скибової зони (Міріамська, Мражницька, Старосільська ділянки) до палеоген-неогенових відкладів Бориславського родовища. Промислові скупчення вуглеводнів пов'язані з пластовими склепінними та тектонічно-екранованими пастками I, II, III ярусів Внутрішньої зони.

**Метою бакалаврської роботи** є проведення оцінки перспектив нафтогазоносності Ясеницького блоку та обґрунтування доцільності буріння пошукових і розвідувальних свердловини у межах Ганнівської площі Львівської області.

**Завдання досліджень.** Для досягнення поставленої мети у процесі роботи відповідно до обраної теми необхідно вирішити такі завдання:

- охарактеризувати географо-економічні умови території досліджень;
- навести геолого-геофізичну вивченість району досліджень;
- привести літологічний опис усіх стратиграфічних підрозділів Ганнівської площі;
- описати особливості структурно-тектонічної будову площі проєктних робіт;
- проаналізувати нафтогазоносність району досліджень;
- навести характеристику гідрогеологічної обстановки;
- спрогнозувати перспективи нафтогазоносності Владиславської площі за комплексом критерійних ознак;
- визначити мету та завдання проєктних робіт на площі;
- обґрунтувати місцезположення проєктних свердловин та їхніх глибин;
- обґрунтувати вибір типової свердловини та охарактеризувати геологічні умови її буріння;
- обґрунтувати у типовій свердловині вибір об'єктів для випробування та дослідження;
- обґрунтувати вибір інтервалів відбору керна та шламу;
- обґрунтувати вибір комплексу геофізичних досліджень у свердловині;
- обґрунтувати проєктний комплекс лабораторних досліджень у свердловині;
- навести заходи з охорони надр при реалізації комплексу проєктних робіт на площі.

**Об'єкт досліджень** – Ганнівська площа Львівської області.

**Предмет досліджень** – менілітові, вигодсько-манявські та ямненські відклади.

**Методи досліджень** – аналіз та систематизація матеріалів геолого-геофізичних досліджень, результатів лабораторних досліджень пластових флюїдів та відібраних зразків гірських порід, встановлення залежностей змін колекторських властивостей гірських порід, прогнозування нафтогазоносності надр.

**Практичне значення.** Результатом проведення пошуково-розвідувальних робіт є обґрунтування перспектив нафтогазоносності палеогенових відкладів Ганнівської структури, обґрунтування системи розташування проектних свердловин для виявлення покладів нафти і газу, підтвердження величини оцінених перспективних ресурсів нафти та вивчення характеру зміни фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів.

При написанні бакалаврської роботи використані фондові геолого-геофізичні матеріали та дані буріння, випробування та дослідження свердловин, що зібрані по району досліджень.

# 1 БАЗОВА ЧАСТИНА. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ТА ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РАЙОНУ

## 1.1 Географо-економічні умови

Ганнівська площа розташована на території Дрогобицького району Львівської області (рисунок 1.1). Дрогобицький район розташований у південно-західній частині Львівської області [5].

Територія району знаходиться в межах Дрогобицької височини та Сколівських Бескидів і має загальний нахил на південь. Середня висота над рівнем моря 300-400 м. По території району протікає 23 малих та середніх річки. Найбільші з них Стрий, Бистриця, Тисмениця. На цих річках облаштовано 7 великих поверхневих водозаборів питної та технічної води.

Клімат в регіоні помірний, з переважно м'якими зимами, середня температура зимових місяців  $+0,5^{\circ}\text{C}$ , літніх -  $+15^{\circ}\text{C}$ . В окремі дні холодних зим температура може сягати  $-35^{\circ}\text{C}$ , а літніх  $+35^{\circ}\text{C}$ . Кількість опадів зростає в напрямку від Дністра до Карпат і знаходиться в межах від 600 до 1000 мм. Щорічно на ріках регіону буває до 3-4 паводків з підтопленням населених пунктів та сільськогосподарських угідь.

Загальна площа території Дрогобицького району 1,21 тис. км<sup>2</sup>. Площа лісів становить 475,8 млн. м<sup>2</sup>, площа сільськогосподарських угідь – 641 млн. м<sup>2</sup>.

На території Дрогобицького району та в містах обласного підпорядкування Дрогобичі, Бориславі, Трускавці проживає біля 250 тис. чоловік, з них на території району – 65 тис.чол.

Кількість сіл в районі – 76. Територіальний поділ Дрогобицького району – 47 сільських рад . З них два селища міського типу – Підбуж та Меденичі.

В регіоні нараховується біля 80 великих підприємств та організацій, в тому числі одне підприємство, що входить до переліку 100 найбільш екологічно небезпечних – АТ „НПК Галичина”. Стебницьке ДГХП „Полімінерал” входить до переліку найбільш екологічно небезпечних підприємств Львівської області.

Загальна кількість підприємств, організацій та установ – більше 1000.

На території регіону є два курорти державного значення - м. Трускавець та смт. Східниця. Всього кількість санаторіїв, пансіонатів та баз відпочинку налічує більше 70 одиниць. Найбільші санаторії розташовані в м. Трускавці : „Карпати”, „Алмаз”, „Рубін”, „Кристал”, „Янтар”, „Шахтар”.

Дрогобицький регіон має потужний промисловий потенціал і займає друге місце в області після м. Львова. Господарство регіону багатогалузеве:

- видобувна промисловість - нафта, озокерит, калійна сіль, природній газ, глина, гравій, торф, мінводи, прісні підземні води, харчова сіль;
- машинобудування;
- легка промисловість;
- переробна промисловість, в т.ч. нафтохімічна;
- харчопереробна;
- деревообробна промисловість;
- лакофарбова промисловість;
- виробництво будівельних матеріалів, в т.ч. залізобетону;

- металургійна промисловість;
- транспорт та зберігання газу, нафти та нафтопродуктів;
- сільське господарство;
- індустрія відпочинку та лікування.

У Дрогобицькому регіоні налічується 23 малі річки, загальна протяжність яких в межах району становить 410 км. Природні озера на цій території відсутні. В даному районі налічується 105 ставків та водоймищ, загальною площею 2639 тис. м<sup>2</sup>. Для забезпечення об'єктів району та міст питною і технічною водою влаштовано водосховища та водозабори. Об'єм забору води з поверхневих водойм у 2002 році становив майже 6 млн. м<sup>3</sup>.

Районну карту ґрунтів складено на основі проведеного обслідування ґрунтів та природних кормових угідь. Район розташований в трьох ґрунтово-кліматичних зонах: Передкарпаття, Західного лісостепу, зона Карпат. Передкарпаття: поширені ясно-сірі, сірі, темно-сірі опідзолені та чорноземні ґрунти. Західний лісостеп: залягають дернові і лучні ґрунти, торфово-глейові ґрунти і торфовища.

Дрогобицький район займає площу 1210110 тис м<sup>2</sup>. З них :

- а) земель сільськогосподарського призначення 641040 тис м<sup>2</sup> (53 % );
- б) ріллі – 387950 тис. м<sup>2</sup> (60,52 %);
- в) багаторічних насаджень – 12530 тис. м<sup>2</sup>;
- г) сіножаті – 97530 тис. м<sup>2</sup>;
- д) ліси та інші лісовкриті площі – 475770 тис. м<sup>2</sup>;
- е) забудованої території – 44840 тис. м<sup>2</sup>;
- ж) заболочених земель – 1933 тис. м<sup>2</sup>;
- з) відкритих земель без рослинного покриву або з незначним рослинним покривом – 11280 тис. м<sup>2</sup>;
- і) інші – 32400 тис. м<sup>2</sup>.

Із загальної кількості земель 300130 тис. м<sup>2</sup> – меліорованих земель. З них: осушених гончарним дренажем – 246200 тис. м<sup>2</sup>, двобічним регулюванням – 22570 тис. м<sup>2</sup>. З них: ріллі – 203240 тис. м<sup>2</sup>; сіножатей – 39020 тис. м<sup>2</sup>, пасовищ – 49400 тис. м<sup>2</sup>, багаторічних насаджень – 110 тис. м<sup>2</sup>, інших земель – 8360 тис. м<sup>2</sup>.

У 1999 році було проведено облік малопродуктивних земель, які потребують консервації, дані направлені на розгляд обласної комісії. Роботи по переводу не проведені, в зв'язку з тим, що землі були частково розпайовані.

Земель в стадії відновлення родючості в районі – 1040 тис. м<sup>2</sup> (землі, які були затоплені внаслідок аварії на Стебницькому калійному комбінаті).

На землях сільськогосподарського призначення ведуть господарську діяльність 21 господарств-товариств з обмеженою відповідальністю.

В Дрогобицькому районі організовано 52 фермерських господарств, яким виділено в користування 8300 тис м<sup>2</sup> земель сільськогосподарського призначення (з них ріллі – 6090 тис. м<sup>2</sup>, садів – 42 тис. м<sup>2</sup>; сінокосів – 1653 тис. м<sup>2</sup>; пасовищ – 170 тис. м<sup>2</sup>).

В 21 сільськогосподарському підприємстві району знаходиться 19 складів для складування міндобрив та пестицидів.

Державною екологічною інспекцією в Дрогобицькому регіоні проводяться роботи по вибору земельних ділянок під розміщення промислових об'єктів та для приватного будівництва. Так, в 2002 році проведені роботи по вибору земельних ділянок під розміщення 179 об'єктів .

На території району зустрічаються слідувачі види фауни: заєць-русак, лисиця, куниця лісова, куниця кам'яна, козуля, кабан, олень, борсук. На території національного парку „Сколівські Бескиди” зустрічаються, крім вище перерахованих видів фауни, ведмідь бурий, зубр, рись.

На території Дрогобицького регіону розташовано 31 об'єкти державного природно-заповідного фонду. З них заказників місцевого значення – 23, заповідних урочищ – 4, пам'ятників садово-паркового мистецтва місцевого значення – 4.

В тому числі на території Дрогобицького держлісгоспу розташований 1 ландшафтний заказник місцевого значення “Бориславський” - загальною площею 20490 тис. м<sup>2</sup>. В регіоні експлуатуються три родовища мінеральних вод – Трускавецьке, Східницьке та Бориславське. На базі цих родовищ функціонує два курорти державного значення – Трускавець та Східниця. Експлуатаційні запаси мінеральних вод Трускавецько-Східницької рекреаційної зони становлять 958.9 м<sup>3</sup>/д.

## 1.2 Геолого-геофізична вивченість

Вивчення геологічної будови і нафтогазоносності Передкарпатського прогину, зокрема Бориславського району почалося ще в минулому столітті. Систематичні геологічні дослідження почалися в другій половині XIX і на початку XX століття. На той час вивчення геологічної будови Карпат велося австрійськими, німецькими, польськими та чехословацькими геологами, такими як Р. Зубер, К. Толвінський, Г. Тейсере, Ю. Гжибовський, К. Пауль, Є. Тітце, І. Новак. В 1927 р. К. Толвінським разом з Б. Буяльським складена геологічна карта Скибових Карпат від Борислава до Прута в масштабі 1:200000. У 1881 р. Ф. Крейц і Р. Зубер вивчали геологічну будову району Мражниця-Східниця і склали його детальну геологічну карту масштабу 1:75000, а також провели стратиграфічне розчленування флішевих відкладів району Борислава, яке в основних рисах збереглося до сучасного часу [5]. Після другої світової війни почалося планомірне вивчення геологічної будови і нафтогазоносності всього Передкарпаття. В 1946-1948 р.р. вся територія Карпат була покрита геологічною зйомкою масштабу 1:200000, яка була виконана Карпатською експедицією МГРІ під керівництвом А. Богданова. У 1941 році вийшов збірник “Геологія і корисні копалини Західних областей УССР” під редакцією Н.Н. Биховера [6], де по всіх виявлених покладах дані характеристика нафтогазоносності розрізу і рекомендації з їх розвідки.

У північно-західній частині Бориславського нафтогазопромислового району у повоєнні роки проводилися геолого-пошукові і бурові роботи на площах Попелі, Ясениця-Сольна, Опаки, Нагуєвичі. На протязі 1951-1952 р. на площі Ясениця-Сольна було пробурено 12 структурно-пошукових свердловин. На основі матеріалів структурного буріння були закладені дві глибокі розвідувальні

свердловини 1-Яс та 2-Яс. Ці свердловини пройшли відклади І-ї глибинної складки і при вибої 2050 м (1-Яс) не вийшли з молас наступної глибинної складки. За результатами структурного і глибинного розвідувального буріння Ясеницький блок багатьма дослідниками розглядався як занурений порівняно з Попельським блоком і відповідно вважався малоперспективним [7]. На протязі 1960-1962 р. на площі Опаки, яка розташована на південний-схід від Ясеницької площі були пробурені свердловини 1 і 2-Оп. Свердловини розкрили обводнені, з ознаками нафти флішеві відклади глибинної складки, які були віднесені до першого ярусу структур. Проведені на протязі 1959-1966 років на площі Попелі-Ясениця-Сольна сейсмозвідувальні роботи не з'ясували геологічної будови площі у зв'язку з її складною тектонічною будовою. Завершальним етапом геологічних досліджень на площі Попелі-Ясениця перед постановкою глибокого розвідувального буріння була комплексна державна геологічна зйомка масштабу 1:50000, яка була проведена у 1962-1966 р. на базі використання матеріалів розвідувального буріння і геофізичних досліджень. По своєму просторовому положенню Ясеницький блок інтерпретувався як припіднятий по відношенню до Попельського блоку на 300-350 м, а у порівнянні з Нагуєвицьким, розташованим на північний-захід, занурений на 150-300 м.

У 2003-2004 р. Західно-Українською геофізичною розвідувальною експедицією була виявлена і підготовлена до пошукового буріння за матеріалами сейсмічних досліджень Ганнівська структура [5]. Ганнівська антиклінальна складка насувного типу по відбиваючому горизонту покрівлі еоцену першого ярусу структур Внутрішньої зони описується прикладеними до паспорту часовими розрізами 2, 4, 8 5203 та 38 5789. Усього в межах структури відроблено 61 км погонної довжини сейсмічних профілів. За паспортними даними щільність спостережень становить 4,4 км на 1 км<sup>2</sup>, однак це не відповідає висвітленню Ганнівської структури, через нераціональне розміщення сейсмічних профілів. За таких умов південно-східний блок Ганнівської структури вивчений значно слабше від північно-західного. Деяко впевненіші сейсмічні матеріали одержані на сполучному часовому розрізі 8 5203 по північно-західному блоці. Водночас часовий розріз 38 5789 впевненіше засвідчує наявність південно-східного блоку Ганнівської складки. Не виразно сприймається південно-західний контур обох блоків. На часових розрізах 2 і 4 5203 відбиваючий горизонт Р<sub>2</sub>-І впевнено простежується в межах кожного із блоків приблизно до перетину зі сполучним профілем 8 5203.

Також у 2005-2006 роках групою геолого-геохімічних досліджень геологічного відділу НДПІ була проведена геолого-геохімічна оцінка перспектив нафтогазоносності Ганнівської площі та надані рекомендації для подальших геологорозвідувальних робіт [9]. У роботі виконано комп'ютерну обробку і системний аналіз газогеохімічної інформації. Побудовано карту інформаційно-аналітичного поля перспектив нафтогазоносності. На території площею 4 км<sup>2</sup> проведено комплекс газогеохімічних досліджень. Споруджено регулярну квадратну мережу спостережень з довжиною сторін 250 м. Проводились газоаналітичні дослідження проб вуглеводневих газів: вільного і сорбованого. Як показали проведені дослідження, територію Ганнівської площі слід вважати в

цілому перспективною для пошуків покладів нафти і газу.

### 1.3 Літолого-стратиграфічний розріз

Ганнівська площа розташована в межах Внутрішньої зони Передкарпатського крайового прогину, на яку насунута Скибова зона. В будові приймають участь породи від верхньої крейди до нижнього міоцену [5].

**Крейдова система – К.** Відклади крейдової системи представлені породами *стрийської світи* (K<sub>2</sub>st). Вони мають значний розвиток в межах досліджуваної території, беруть участь в будові Берегової скиби Карпат, а також складають ядра складок Передкарпатського прогину.

В основному це товща флішу, відносно бідна фауною, монотонна за складом і важка для кореляції. Особливістю літологічного складу порід є тонко і середньоритмічне чергування пісковиків та аргілітів з прошарками вапняків та мергелів. Для порід характерна висока вапнистість, наявність розсіяної органіки і переважання сірих і темносірих кольорів.

Розчленування стрийських відкладів на три підсвіти є досить умовним. Відклади нижньострийської підсвіти в площадному плані зазнають значних змін. Типовий розріз цих відкладів описаний по р. Дністер. Цей розріз представлений чергуванням пісковиків, алевролітів і мергелів. На фоні тонкоритмічного чергування порід зустрічаються більш потужні прошарки пісковиків (до 1 м). Для пісковиків нижньострийської підсвіти і стрийської світи в цілому характерний сірий колір з голубуватим та зеленуватим відтінками. Пісковики дрібно і середньозернисті, зустрічаються грубозернисті різновиди, які переходять іноді у підшві в гравеліти і деколи мікроконгломерати. Товщина підсвіти в середньому 300-400 м.

Середньострийська підсвіта розділяється на дві товщі. Нижня представлена груборитмічним чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів. Вони бувають двох різновидів: сірі, світлосірі, щільні з прожилками кальциту (товщина прошарків 1-2 м) і жовто-сірі, кварцеві, масивні. Товщина світи змінюється в межах від 300 до 600 м. Верхня частина середньострийської підсвіти складена ритмічним чергуванням піщано-глинистого флішу з прошарками мергелів і вапняків. Загальна товщина середньострийської підсвіти 1000-1100 м.

Верхньострийська підсвіта складена перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів і глин. Пісковики сірі та зеленувато-сірі, тріщинуваті, кварцеві. Алевроліти темносірого кольору, кварцеві, різнозернисті. Характерною особливістю підсвіти є наявність окремих пачок, які відрізняються за літологічними ознаками. Верхня аргілітова пачка складається тільки з темносірих аргілітів, щільних, слабовапнистих, товщиною від 30 до 80 м. Нижче залягає I-й піщано-алевролітовий горизонт товщиною від 100 до 250 м. Зустрічаються пісковики товщиною від одного до трьох метрів, наступною йде аргілітова пачка товщиною 25-50 м і знову II-й піщано-аргілітовий горизонт товщиною до 200 м.

**Палеогенова система – Р.** Ділиться на три відділи: палеоцен, еоцен і олігоцен. Палеогенові відклади беруть участь в будові Скибових Карпат і Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

**Палеоцен.** *Ямненська світа* –  $P_{1j}$ m. Палеоценові відклади представлені ямненською світою, в розрізі якої виділяються дві літологічні пачки порід: горизонт ямненських пісковиків і яремчанський горизонт. Яремчанський горизонт, який залягає безпосередньо на крейдових відкладах, складається зі строкатих зеленувато-сірих і вишнево-червоних аргілітів, зеленувато-сірих алевролітів і сірих дрібнозернистих пісковиків, що перешаровуються. Товщина горизонту 10-40 м.

Ямненські пісковики, які узгоджено залягають на яремчанському горизонті, - товстошаруваті, масивні, різнозернисті, світлосірі до жовто-бурих, іноді слабо вапняковисті, з прошарками і лінзами гравелітів і дрібнопіщаних конгломератів. Пісковики часто розділені тонкими прошарками (10-30 см) сірих і зеленувато-сірих аргілітів. Товщина окремих прошарків пісковиків 0,5-2 м, зрідка до 3-4 м. Горизонт ямненських пісковиків є опорним і використовується як репер при кореляції всього розрізу палеогенових відкладів. Крім того, цей горизонт вміщує промислові скупчення нафти (Стрільбицьке родовище і поклад МЕР в Береговій скибі, Східницьке родовище в Орівській скибі).

**Еоцен.** Для Скибової зони Карпат прийнята схема ділення еоценових відкладів, яка передбачає три світи: манявську, вигодську і бистрицьку. В межах досліджуваної території еоценові відклади мають широке розповсюдження по площі і розкриті глибокими пошуково-розвідувальними свердловинами.

*Манявська світа* –  $P_{2m}$ p. Представлена тонкоритмічним чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків. Аргіліти зелені, від зеленувато-сірих до темних. Пісковики тонкозернисті, щільні, сірі і зеленувато-сірі з прошарками алевролітів. В підосві манявської світи залягає строкатий горизонт, який складається з зеленувато-сірих і вишнево-червоних аргілітів і тонких пошарків пісковиків. Товщина світи в Бориславському районі коливається в межах 75-300 м.

*Вигодська світа* -  $P_{2vg}$ . Представлена жовтуватого або буруватого-сіримі масивними різнозернистими пісковиками, які іноді вміщують прошарки і лінзи гравелітів. Пласти пісковиків (3-10 м) розділяються тонкими прошарками аргілітів. Масивні пісковики не завжди витримані по площі. В районі м. Борислав світа представлена чергуванням зеленуватих аргілітів, алевролітів, темносірих з окремими прошарками світлосірих пісковиків. Товщина вигодської світи в Бориславському районі змінюється від 75 до 320 м.

*Бистрицька світа* –  $P_{2bs}$ . В типовому розрізі представлена двома фаціями: попельською і бистрицькою, границя між якими не є постійною. Попельська фація характеризується карбонатними піщано-мергелевими, темносіримі, при вивітрюванні голубуватими алевролітами. Бистрицька фація – це некарбонатні зелені аргіліти з малопотужними прошарками пісковиків. В Орівській скибі товщини відкладів даної фації змінюються від 110 до 220 м.

**Олігоцен.** Олігоцені відклади представлені *менілітовою світою*  $P_{3ml}$ . По поверхневій геології і за промислово-геофізичними матеріалами в розрізі менілітової світи виділяють три підсвіти: нижньоменілітову, яка вміщує шість горизонтів (підроговиковий, роговиковий, аргілітовий, клівських пісковиків, других зеленувато-сірих аргілітів і піщано-аргілітовий), середньоменілітову і верхньоменілітову. Нижньоменілітова підсвіта починається пачкою (5-10 м)

темносірих і чорних аргілітів, іноді з прошарками сірих пісковиків, на якій залягає витриманий і розвинутий по площі роговикий горизонт, який є дуже гарним репером. Роговиковий горизонт складений тонкошаруватими темно-коричневими і чорними кремнями з прошарками окремілих аргілітів, мергелів і світлих вапняків. Серед порід аргілітового горизонту переважають чорні аргіліти, які перешаровуються з дрібнозернистими пісковиками, алевролітами і мергелями. Горизонт клівських пісковиків представлений сірими пісковиками з прошарками темносірих аргілітів і алевролітів. Горизонт других зеленувато-сірих аргілітів складений невапняковистими аргілітами з прошарками алевролітів. В піщано-аргілітовому горизонті найбільше пісковиків. Середньоменілітова підсвіта складається з темносірих сильно вапняковистих аргілітів, які при вивітрюванні світліють і отримують світлосірий колір. Аргіліти перешаровуються з голубувато-сірими вапняковистими пісковиками, як правило, зверху косошаруватими. Верхньоменілітова підсвіта подібна до нижньоменілітової і складена чорними і коричневими аргілітами, з прошарками світлих пісковиків. В повному розрізі підсвіти виділяють наступні горизонти: піщано-аргілітовий підвищеного опору, туфітовий, надтуфітовий і аргіліто-алевролітовий. Піщано-аргілітовий горизонт підвищеного опору представлений чергуванням аргілітів з малопотужними прошарками алевролітів і пісковиків. Туфітовий горизонт, який залягає вище, представлений товщею туфітів і аргілітів з прошарками алевролітів і пісковиків. Туфіти темносірі, щільні, не карбонатні і слабокарбонатні. Надтуфітовий горизонт складений аргілітами з домішками туфогенного матеріалу. Аргіліто-алевролітовий горизонт завершує розріз верхньоменілітової підсвіти і складений аргілітами, які чергуються з прошарками алевролітів і пісковиків.

**Неогенова система** – *N*. У межах Скибової зони неогенові відклади мають обмежене розповсюдження. В межах досліджуваної території неогенова система представлена *поляницькою світою* ( $N_{1pl}$ ), яка літологічно складена темно-сірими аргілітами з прошарками голубувато-сірих пісковиків і алевролітів. Як аргіліти, так і алевроліти та пісковики – вапняковисті. Полянницькі відклади в межах скиб розкриті свердловинами Бориславського родовища.

## 1.4 Тектоніка

Ганнівська структура належить до Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Роташована у Ясеницькому блоці у північно-західній частині Бориславського нафтогазопромислового району і безпосередньо прилягає до Попельського блоку. Виявлена і підготовлена до пошукового буріння за матеріалами сейсмічних досліджень 2003-2004 р. геофізичної партії 52/03 ЗУГРЕ [5].

Карпати і Передкарпаття згідно існуючих схем тектонічного районування розділяються на окремі зони. Зверху об'єкт пошуків перекривається Скибовою зоною Карпат, яка являє собою полосу крейдових та палеогенових відкладів, які утворюють ряд крупних структур. Скиби витягнуті вздовж Карпат і простягаються на сотні кілометрів. З північного сходу на південний захід виділяється шість великих лусок (скиб): Берегова, Орівська, Сколівська, Парашки,

Зелем'янки і Рожанки. Як Скибова зона в цілому, так і окремі луски ускладнені поперечними і повздовжніми порушеннями, які можуть затухати, зникати або зростати з глибиною. Амплітуди поперечних порушень різноманітні. Часто спостерігаються значні зсуви як по вертикалі, так і по горизонталі.

В будові Внутрішньої зони приймають участь верхньокрейдові, палеогенові та міоценові відклади. Промислово нафтоносними є палеогенові відклади, в яких зосереджені основні запаси нафти і газу Внутрішньої зони і з якими пов'язують подальші перспективи приросту вуглеводнів. В особливості тектонічної будови Внутрішньої зони слід відмітити різні типи складчастості. В центральній частині переважає плікративна дислокація з утворенням ланцюга антикліналей з запрокинутим характером складок [6]. Також встановлений поступовий перехід Внутрішньої зони в Берегову скибу без великої амплітуди зміщення. На північному заході і південному сході Внутрішньої зони більш широке розповсюдження отримали диз'юнктивні дислокації, а насуви отримують лускоподібний характер. В Бориславському районі луски групуються в окремі яруси структур, насунуті один на одній. Складки, які входять в склад Внутрішньої зони, являються переважно лінійними антикліналями, насунутими одна на одну у північно-східному напрямку. Як правило, їх південно-західні крила більш пологі, ніж північно-східні. Північно-східні крила круті, підвернуті або зрізані насувами. У випадку великої амплітуди насувів, складки групуються в два-три яруси. Внутрішня зона перетинається поперечними порушеннями, які розташовані одне від одного на відстані від сотень метрів до 12-15 км. Поперечні порушення можуть бути, як загальними для всіх ярусів, так і прослідковуватися тільки в межах окремого ярусу структур. Саме ці порушення обумовили блокову будову Внутрішньої зони. Амплітуда вертикального зміщення блоків коливається від декількох десятків метрів до 700 м, а горизонтального – сягає 5 км. Товщина Внутрішньої зони змінюється в межах 3-8 км, в залежності від кількості ярусів структур. За даними глибокого буріння і сейсморозвідки встановлено скорочення об'єму Внутрішньої зони в північно-західному напрямку, в першу чергу, за рахунок випадання III ярусу складок, а також зменшення ширини другого і першого структурних ярусів.

Перший ярус складок, до якого відоситься за сейсмічними дослідженнями Ганнівська структура, по простяганню поширюється на всю Внутрішню зону, а по ширині змінюється від 2 до 14 км. Виклинювання ярусу відбувається в північно-західному напрямку, а найбільша ширина зафіксована в Орів-Уличнянському блоці. Геологічна будова площі проєктних робіт аналізувалася на підставі матеріалів сейсмічного паспорту та пробурених свердловин.

Підготовлений до пошукового буріння об'єкт представлений у вигляді склепінної частини Ганнівської антиклінальної складки насувного типу, яка поперечними порушеннями з вертикальною амплітудою 500 м розбита на два блоки (дві ділянки Ясеницького блоку). Загальна ширина обох ділянок 2,7 км. На підставі аналізу матеріалів сейсмічного паспорту, авторами вищенаведеного документу були зроблені наступні висновки: показана на часовому розрізі 4<sub>24</sub>5203 кореляція відбиваючих границь Ясеницької складки між свердловинами 11-Попелі і 2-Опака візуально виглядає дуже переконливо. Але ж, якщо в розрізі

свердловини 11-Попелі ця границя дійсно відповідає покрівлі еоцену, то в розрізі свердловини 2-Опака вона проходить на глибині 2140 м, що відповідає відкладам поляницької світи, інтервал залягання яких 1745-2358 м. Це протиріччя може пояснюватися тим, що авторами сейсмічних побудов для району свердловини 2-Опака використані занижені швидкості поширення сейсмічних хвиль. Якщо їх збільшити, то обидва елементи Ганнівської складки, існування якої трудно заперечувати, на сейсмогеологічному розрізі опустяться щонайменше на 400-500 м, а можливо і більше. В такому випадку вони будуть відповідати складці другого, а не першого ярусу структур [5].

Структурні побудови геологічної моделі в даному проекті виконувалися за даними сейсмічних матеріалів і корегувалися за даними пробурених свердловин. Пошукова структура являє собою антиклінальну складку в межах Ясеницького блоку, розділеного на північно-західну і південно-східну ділянки. Північно-східною межею об'єкту є площина насуву, яка зрізає північно-східне крило складки. Склепінна частина північно-західної ділянки оконтурюється ізогіпсою з відміткою мінус 1600 м, а південно-східної мінус 2000 м. Складка у північно-східній ділянці має досить протяжне і пологіе південно-західне крило. Від сусідніх блоків відокремлюється поперечними порушеннями. За даними сейсмічних досліджень Ганнівська структура – це типова складка карпатського типу, яка складена повним комплексом палеогенових і крейдових відкладів.

## 1.5 Нафтогазоносність

Внутрішня зона Передкарпатського прогину, у якій сконцентровані основні запаси вуглеводнів, є перспективною у нафтогазоносному відношенні. Цьому сприяють відповідні структурно-тектонічні умови, розвиток порід колекторів і екрануючих товщ-покришок. Площа проектних робіт межує з Попельським родовищем. За даними промислово-геофізичних досліджень колектори Берегової і Орівської скиб в Ясеницькому і Попельському блоках обводнені. Відклади цих скиб, а також воротищенські відклади Внутрішньої зони Передкарпатського прогину в межах Попельського родовища у відношенні нафтогазоносності інтересу не представляють.

За даними промислово-геофізичних досліджень [5] поляницькі відклади першого ярусу структур в межах Попельського і Ясеницького блоків в основному обводнені (свердловини 5-П, 20-П, 2-П.Яс, 9-П, 11-П, 1-Оп, 1-Яс, 2-Яс). В деяких свердловинах, таких як 6 і 7-П, колектори відсутні. Поляницькі відклади першого ярусу структур випробовувалися в свердловинах 4-П.Яс, 1-Оп і 2-Оп. В свердловині 4-П.Яс з цих відкладів отримано приплив нафти дебітом 5 тон на добу при періодичному фонтануванні без штуцера. В свердловині 1-Оп з двох об'єктів поляницької світи, охоплених випробуванням, припливу не отримано, а в свердловині 2-Оп дістали приплив пластової води. Дані експлуатації свердловини 4-П.Яс свідчать, що поклад нафти в поляницьких відкладах першого ярусу структур має незначні запаси і цікавості не представляє.

Менілітові відклади першого ярусу структур в межах Попельського блоку розкриті свердловинами 5-П, 7-П, 8-П, 10-П, 13-П. За даними промислово-

геофізичних досліджень ці відклади в свердловинах 8 і 10-П є нафтоносними, а в свердловинах 5 і 7-П – обводненими. При випробуванні свердловин 5 і 8-П у свердловині 5-П отримали приплив пластової води, а у свердловині 8-П – промисловий приплив нафти дебітом 20 т/д на 8 мм штуцері. Таким чином, випробуванням цієї свердловини доведена промислова нафтоносність менілітових відкладів першого ярусу структур в межах Попельського блоку (таблиця 1.1).

Менілітові відклади першого ярусу структур Ясеницького блоку розкриті свердловинами 1-Яс, 2-Яс, 1-Оп, 2-Оп, 3-Оп та 11-П. За даними промислово-геофізичних досліджень ці відклади в свердловинах 1-Яс, 2-Яс, 1-Оп, 2-Оп і 11-П обводнені, а відносно підвищений опір пластів в інтервалі 3186-3190 м свердловини 1-Оп пояснюється погіршенням колекторських властивостей за рахунок глинистості і незначної остаточної нафтонасиченості. В Ясеницькому блоці менілітові відклади першого ярусу структур випробовувалися в свердловинах 1-Оп і 2-Оп. В свердловині 2-Оп в менілітових відкладах було випробувано чотири об'єкти, з яких отриманий приплив пластової води. Необхідно відмітити, що при випробуванні інтервалу 2475-2482 м, крім припливу пластової води, була отримана плівка нафти. Нафта – важка, окислена. В свердловинах 11-П, 1-Яс, 2-Яс менілітові відклади не випробовувалися. При бурінні свердловини 1-Яс і 2-Яс в менілітових відкладах спостерігалися значні водопрояви [5, 6].

В свердловині 1-Оп в менілітових відкладах було випробувано чотири об'єкти, з одного (в інтервалі 3162-3225 м) отримано приплив нафти дебітом 0,6 м<sup>3</sup>/д, а з інших припливу не отримано.

Еоценові відклади першого ярусу структур в Попельському блоці розкриті свердловинами 5-П, 7-П, 8-П, 10-П та 2-П.Яс. За даними промислово-геофізичних досліджень ці відклади обводнені у свердловинах 5-П, 7-П, 8-П і 10-П. В свердловині 2-П.Яс вони є продуктивними. В свердловині 8-П верхня частина еоценових відкладів є нафтоносною, а нижня обводненою. Ці відклади були випробувані у свердловинах 5 і 8-П. У свердловині 5-П з цих відкладів отримали приплив пластової води. У свердловині 8-П еоценові відклади випробовувалися сумісно з менілітовими. Після дострілу еоценових відкладів в інтервалі 2442-2445 м та 2462-2496 м приплив нафти збільшився до 62 т на добу. Випробуванням свердловини 8-П доведена промислова нафтоносність еоценових відкладів першого ярусу структур Попельського блоку [8].

Еоценові відклади першого ярусу структур Ясеницького блоку були розкриті свердловинами 1-Яс, 3-П, 11-П, 1-Оп і 2-Оп. За даними промислово-геофізичних досліджень еоценові відклади у свердловинах 1-Яс, 3-П, 11-П, 1-Оп і 2-Оп обводнені. Випробування цих відкладів в межах Ясеницького блоку проводилися в свердловинах 1 і 2-Оп. В першій припливу не отримали, в другій – з нижнього об'єкту отриманий приплив пластової води, а з двох верхніх об'єктів припливу не отримано.

Ямненські відклади першого ярусу структур були розкриті свердловинами 2-П.Яс і 8-П в межах Попельського блоку і свердловиною 11-П в Ясеницькому блоці. За даними промислово-геофізичних досліджень ці відклади обводнені у свердловинах 8 і 11-П. У свердловині 2-П.Яс верхня частина розрізу продуктивна,

а нижня обводнена. Випробовувалися ямненські відклади тільки в свердловині 2-П.Яс, в якій з інтервалу 2542-2553 м був отриманий приплив газу дебітом 35 тис.м<sup>3</sup>/д на 6,84 мм діафрагмі і води дебітом 18 м<sup>3</sup>/д. Після проведення ізоляційних робіт з даного інтервалу отриманий приплив газу дебітом 13,35 тис.м<sup>3</sup>/д на 6,1 мм діафрагмі. Даною свердловиною була доведена промислова газоносність ямненських відкладів в Попельському блоці.

Стрийські відклади першого ярусу структур розкриті свердловинами 8-П в межах Попельського блоку і 11-П в межах Ясеницького блоку, однак колектори в них відсутні [5, 6].

Таким чином, на підставі вищенаведених даних стосовно нафтогазоносності першого ярусу структур в межах Ясеницького і Попельського блоків можна припустити, що нафтогазоносність палеогенових відкладів носить площадний характер і поширеність. Тому це дозволяє віднести площу проектних робіт до перспективних у нафтоносному відношенні і дає підстави для проведення в її межах пошукового буріння з метою відкриття покладів нафти і газу. Дані стосовно фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів наведені у таблицях 1.2 та 1.3.

## 1.6 Водоносність

На площі проектних робіт прогнозування гідрогеологічних умов здійснювалося на основі даних про хімічний склад і фізичні властивості пластових вод, отриманих із свердловин пробурених на сусідніх площах (таблиця 1.4) [5, 8].

При нормальній гідрохімічній зональності, яка спостерігається на даній території, відбувається збільшення мінералізації, степені метаморфізації вод і зміна гідрокарбонатнатрієвого типу вод на хлоркальцієвий з глибиною. На фізико-хімічні властивості пластових вод впливає глибина залягання водоносного горизонту і структурно-тектонічна будова району. При застосуванні гідродинамічних показників, при прогнозуванні нафтогазоносності основну увагу слід приділяти гідрогеологічній закритості локальних структур, яка визначає сприятливі умови збереження в надрах нафтових і газових покладів. При вивченні ступеня гідрогеологічної закритості надр враховують, головним чином, сучасні гідрогеологічні умови, але збереження нафтових покладів у Передкарпатському прогині залежить не тільки від сучасної, а й від палеогідрогеологічної закритості локальних структур. Тобто необхідно проаналізувати як сучасну, так і палеогідрогеологічну обстановку, що виключала в певну геологічну епоху проникнення і активний рух інфільтраційних вод в породі. При дослідженні сучасної гідрогеологічної закритості локальних піднять Передкарпатського прогину виходять з розрахунку швидкостей руху підземних вод, враховуючи існуючу вертикальну і горизонтальну гідрохімічну зональність. Потужність зони активного водообміну становить у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину 300-600 м. Нижче цих глибин поширені зони утрудненого водообміну, де рух вод відбувається лише в геологічному масштабі часу. Це означає, що для локальних

піднять, які залягають нижче місцевого базису ерозії, характерний високий ступінь сучасної гідрогеологічної закритості. Але сприятливі гідрогеологічні умови для збереження нафтових покладів існують тільки для тих структур, в яких сучасна гідрогеологічна зональність поєднується з високою палеогідрогеологічною закритістю (таблиця 1.5)

Однак на загальному фоні нормальної гідрогеологічної зональності зустрічаються і гідрохімічні аномальні ділянки.

Гідрогеологічні показники нафтоносності палеогенових відкладів Скибової зони Карпат, у зв'язку з недостатньою кількістю даних, вивчені не в повній мірі. Як відомо, показником нафтоносності може служити мінералізація пластових вод і їх метаморфізація. Води з мінералізацією більше 20 г/л і вище та хлоркальцієвого або гідрокарбонатного типів можуть вважатися як супутні промисловим скупченням нафти.

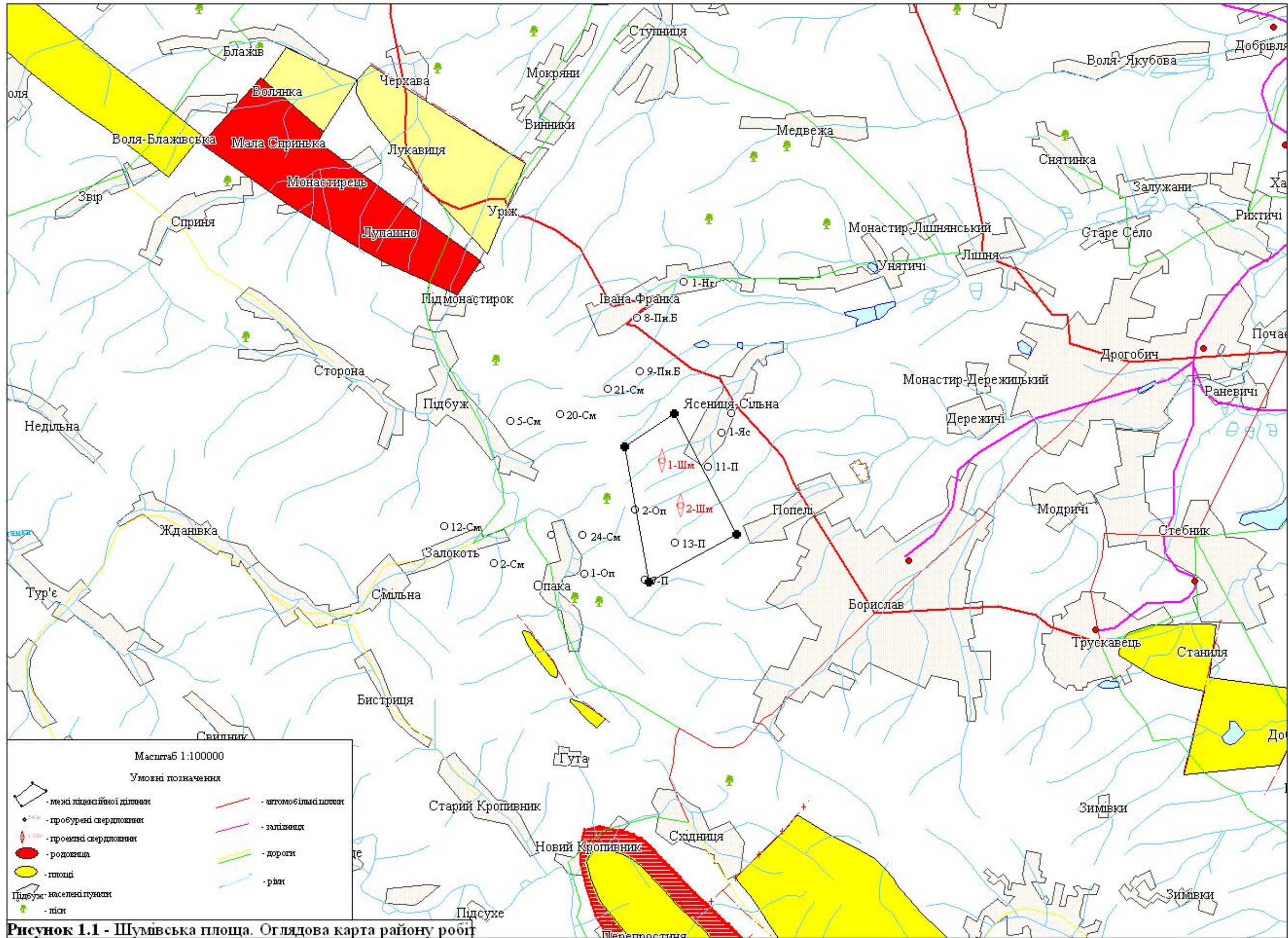


Рисунок 1.1 - Шумівська площа. Оглядова карта району робіт

Таблиця 1.1 - Відомості про хімічний склад і фізичні властивості пластових вод в районі пошукових робіт

Номер свердловини	Дата відбору проб	Інтервал випробування, м		Глибина відбору проб, м	Вік	Форма виразу	Катіони			Аніони						Густина, кг/м <sup>3</sup>	Мінералізація, г/л	Коефіцієнти						Тип води по Суліну	Примітка								
		верх	низ				Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	Cl <sup>'</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>''</sup>	Br <sup>'</sup>	J <sup>'</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>''</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>'</sup>			Na/Cl	Ca/Mg	Cl/SO <sub>4</sub>	SO <sub>4</sub> /Cl*100	Cl/Br	Cl-Na Mg			Na-Cl SO <sub>4</sub>							
																											17	18	19	20	21	22	23
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27							
5-См	07.10.1969	-	-	800	К <sub>2</sub> st Оривська скиба	мг/л	9080,4	100,3	115,8	14200,0	60,0	67,0	5,1	48,1	305,0	1012,0	24,0	0,98	-	407,7	-	-	-	-	-	-	Хлормагнієвий	-					
						ммоль/л	394,9	5,0	9,5	400,5	2,0	0,8	0,0	1,0	5,0			-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-		
						мол. частка, %	48,2	0,6	1,2	48,9	0,2	0,1	-	0,1	0,6			-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-	-
2-П	25.09.1967	-	-	-	-	мг/л	96937,0	17644,0	2850,1	188150,0	-	1120,2	24,1	258,4	244,0	1202,0	106,6	0,8	-	996,0	-	168,0	-	-	-	Хлоркальцієвий	d шт=8 мм з видидної лінії						
						ммоль/л	4215,3	880,4	234,3	5306,4	-	14,0	0,2	5,4	4,0			-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-	-	-
						мол. частка, %	39,6	8,3	2,2	49,8	-	0,1	-	0,1	0,0			-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-	-	-
	25.04.1968	-	-	2556	P <sub>1jm</sub>	мг/л	-	10025,0	1118,2	102950,0	-	501,2	7,4	279,8	122,0	1115,0	-	0,8	-	497,5	-	-	-	-	-	-	Хлоркальцієвий	-					
						ммоль/л	2325,5	500,3	91,9	2903,5	-	6,3	0,1	5,8	2,0			-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-		
						мол. частка, %	39,9	8,6	1,6	49,8	-	0,1	-	0,1	0,0			-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-	-
3-П	26.06.1970	2830	2843	-	P <sub>3ml1</sub>	мг/л	46592,5	6676,6	832,1	85200,0	-	290,8	11,1	383,5	793,0	1093,0	-	0,8	-	-	-	-	5,5	-	-	Хлоркальцієвий	-						
						ммоль/л	2026,0	333,2	68,4	2402,9	-	3,6	0,1	8,0	13,0			-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-		
						мол. частка, %	41,7	6,9	1,4	49,5	-	0,1	-	0,2	0,3			-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-	-	-
	14.04.1970	3309	3356	-	P <sub>2</sub>	мг/л	46633,0	6676,6	810,3	85200,0	-	290,8	11,1	381,8	793,0	1092,0	141,6	0,8	-	309,3	-	-	-	-	-	-	Хлоркальцієвий	-					
						ммоль/л	2027,8	333,2	66,6	2402,9	-	3,6	0,1	8,0	13,0			-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-		
						мол. частка, %	41,8	6,9	1,4	49,5	-	0,1	-	0,2	0,3			-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-	
	03.03.1970	3943	4093	-	P <sub>3ml1</sub>	мг/л	82668,3	15037,5	910,7	159750,0	-	592,9	27,8	92,2	305,0	1166,0	261,6	0,8	-	2492,0	-	-	8,9	-	-	-	Хлоркальцієвий	-					
						ммоль/л	3694,8	730,4	74,9	4505,4	-	7,4	0,2	1,9	5,0			-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-			
						мол. частка, %	40,9	8,3	0,8	49,8	-	0,1	-	0,0	0,1			-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-	
5-П	11.06.1968	2960 2895	2995 2940	2970	P <sub>3ml</sub>	мг/л	45158,9	9022,5	1218,7	88750,0	-	447,6	12,7	114,4	183,0	1094,0	145,1	0,8	-	995,6	-	-	-	-	-	Хлоркальцієвий	-						
						ммоль/л	1963,7	450,2	100,2	2503,0	-	5,6	0,1	2,4	3,0			-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-			
						мол. частка, %	39,1	9,0	2,0	49,8	-	0,1	-	0,1	0,1			-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-		
	24.05.1968	3100	3150	3130	P <sub>2</sub>	мг/л	67938,3	14837,0	1455,5	134900,0	-	576,2	18,0	111,5	122,0	1148,0	220,1	0,8	-	1661,0	-	-	-	-	-	-	Хлоркальцієвий	-					
						ммоль/л	2956,2	740,4	119,6	3804,6	-	7,2	0,2	2,3	2,0			-	-	-	-	-	-	-	-	-			-				
						мол. частка, %	38,7	9,7	1,6	49,8	-	0,1	-	0,0	0,0			-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-			
6-П	01.03.1968	1026	1060	1043	К <sub>2</sub> st	мг/л	45803,2	5213,0	137,6	78100,0	90,0	124,1	15,9	2297,7	549,0	1094,0	132,5	0,9	-	45,9	-	-	-	-	-	Хлоркальцієвий	-						
						ммоль/л	1992,7	260,1	11,3	2202,7	3,0	1,6	0,1	47,8	9,0			-	-	-	-	-	-	-	-			-	-				
						мол. частка, %	44,0	5,8	0,3	48,7	0,1	0,0	-	1,1	0,2			-	-	-	-	-	-	-	-			-	-				
	12.03.1968	910	938	900	К <sub>2</sub> st	мг/л	38570,0	4872,2	264,3	64450,0	60,0	174,2	20,3	1315,4	427,0	1073,0	113,3	0,9	-	70,0	-	-	-	-	-	Хлоркальцієвий	-						
						ммоль/л	1677,2	243,1	21,7	1902,3	3,0	2,2	0,2	27,4	7,0			-	-	-	-	-	-	-	-								
						мол. частка, %	43,2	6,3	0,6	49,0	0,1	0,1	-	0,7	0,2			-	-	-	-	-	-	-	-								
	19.03.1968	460	500	580	К <sub>2</sub> st	мг/л	49233,7	2947,4	104,8	78100,0	30,0	171,5	15,9	3734,3	793,0	1092,0	135,5	1,0	-	28,4	-	-	-	-	-	Хлоркальцієвий	-						
						ммоль/л	2141,0	147,1	8,6	2202,7	1,0	2,1	0,1	77,8	13,0			-	-	-	-	-	-	-									
						мол. частка, %	46,6	3,2	0,2	48,0	0,0	0,1	-	1,7	0,3			-	-	-	-	-	-	-	-								
8-П	21.04.1968	-	-	2658	P <sub>1jm</sub>	мг/л	41457,3	10827,0	10,9	81650,0	15,0	13,4	3,2	1467,5	610,0	1096,0	136,7	0,8	-	75,6	-	-	-	-	-	Хлоркальцієвий	-						
						ммоль/л	1802,7	540,3	0,9	2302,8	0,5	0,2	0,0	30,6	10,0			-	-	-	-	-	-	-									
						мол. частка, %	38,5	11,5	0,0	49,1	0,0	-	-	0,7	0,2			-	-	-	-	-	-	-									
	08.05.1968	2345 2784	2425 2925	-	P <sub>3ml</sub> N <sub>1pl</sub> + P <sub>3ml</sub>	мг/л	81807,6	15438,5	2328,1	159750,0	-	554,8	8,5	152,6	244,0	1173,0	260,0	0,8	-	-	-	-	-	-	-	Хлоркальцієвий	-						
						ммоль/л	3556,9	770,4	191,4	4504,4	-	6,9	0,1	3,2	4,0			-	-	-	-	-	-										
						мол. частка, %	39,4	8,5	2,1	49,8	-	0,1	-	0,0	0,0			-	-	-	-	-	-										
	22.06.1968	2346 2784	2426 2925	-	P <sub>3ml</sub> N <sub>1pl</sub> + P <sub>3ml</sub>	мг/л	81925,5	15438,5	2273,5	159750,0	-	576,2	11,8	169,1	244,0	1171,0	260,0	0,8	-	-	-	-	-	-	-	Хлоркальцієвий	-						
						ммоль/л	3562,0	770,4	186,9	4504,4	-	7,2	0,1	3,5	4,0			-	-	-	-	-	-										
						мол. частка, %	39,4	8,5	2,1	49,8	-	0,1	-	0,0	0,0			-	-	-	-	-	-										
12.07.1968	2345	2425	-	P <sub>3ml</sub>	мг/л	56919,5	14837,0	2422,1	120700,0	-	281,4	4,4	267,0	61,0	1131,0	195,0	0,7	-	-	-	-	-	-	-	Хлоркальцієвий	-							
					ммоль/л	2474,8	740,4	199,1	3404,1	-	3,5	0,0	5,6	1,0			-	-	-	-													
					мол. частка, %	36,2	10,8	2,9	49,9	-	0,1	-	0,1	0,0			-	-	-														
25-П	13.02.1974	2450	2467	-	P <sub>3ml1</sub>	мг/л	42939,5	4909,8	1276,8	78100,0	-	439,5	1,1	47,3	488,0	1086,0	128,3	0,8	-	2483,5	-	-	-	-	Хлоркальцієвий	-							
						ммоль/л	1867,2	245,0	105,0	2202,7	-	5,5	1,0	1,0	8,0			-	-	-	-												
						мол. частка, %	42,1	5,5	2,4	49,7	-	0,1	-	0,0	0,2			-	-	-													
	28.01.1974	2414	2467	2445	P <sub>3ml1</sub>	мг/л	59269,2	5611,2	1884,8	106500,0	-	589,6	3,0	52,2	488,0	1111,0	174,7	0,9	-	2466,5	-	-	-	-	Хлоркальцієвий	-							
						ммоль/л	2587,3	278,9	154,9	3004,6	-	7,4	0,0	1,1	8,0			-	-	-	-												
						мол. частка, %	42,8	4,6	2,6	49,7	-	0,1	-	0,0	0,1			-	-	-													
	16.01.1974	-	-	2445	P <sub>3ml1</sub>	мг/л	46515,3	5210,4	1641,6	85200,0	-	498,1	40,5	59,2	426,0	1095,0	139,9	0,8	-	2485,0	-	-	-	-	Хлоркальцієвий	-							
						ммоль/л	2022,7	260,0	134,9	2402,9	-	6,2	0,3	1,2	7,0			-	-	-	-												
						мол. частка, %	41,9	5,4	2,8	49,7	-	0,1	-	0,0	0,1			-	-	-													
	09.12.1973	2414	2474	1965	P <sub>1jm</sub>	мг/л	36313,8	3507,0	1337,6	65675,0	-	72,4	4,4	132,9	488,0	1066,0	107,7	0,9	-	709,9	-	-	-	-	Хлоркальцієвий	-							
						ммоль/л	1579,1	175,0	110,0	18																							



**Таблиця 1.2** - Показники палеогідрогеологічної закритості (розкритості) локальних структур

Структура	Коефіцієнт гідрогеологічної закритості надр Гатальського	Na / Cl	Ca ++, мол. частка, %	SO <sub>4</sub> , мг/л	HCO <sub>3</sub> , мг/л	Тип води за класифікацією В.А.Суліна
Закрита	60-150	0,85-0,65	4-12	0-300	60-400	Хлоркальцієвий
Розкрита	11232	0,96-1,50	0,2-2,0	500-5000	500-8000	Гідрокарбонатнатрієвий, сульфатнатрієвий, інколи хлормагнієвий



**Таблиця 1.3 - Результати випробовування свердловин, що пробурені в районі пошукових робіт**

Номер свердловини	Дата випробування		Вік - світа, підсвіта	Інтервал випробування,м				Спосіб розкриття	Дебіт			Динамічний рівень,м	Пластовий тиск, МПа	Глибина заміру, м	Примітка
	початок	кінець		глибина		абс.відмітка			нафти, т/д	газу, тис.м <sup>3</sup> /д	води, м <sup>3</sup> /д				
				низ	верх	низ	верх								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2-См	07.09.1970	09.09.1970	P <sub>3ml</sub>	3465	3310	-2912,3	-2757,7	фільтр	-	-	-	-	-	-	припливу флюїдів не отримано ц.м. 3412-3512
5-См	13.09.1970	14.09.1970	P <sub>3ml1</sub>	3357	3353	-2823,9	-2820,1	ОПТ-7-10	-	-	-	-	-	-	припливу флюїдів не отримано, свердловина заповнена глинистим розчином
13-См	27.06.1975	29.06.1972	P <sub>3ml1</sub>	3370	3222	-2935,7	-2788,3	КИИ-146	-	-	-	-	-	-	припливу флюїдів не отримано ц.м. 4300-4100 і 3450-3370
	23.06.1972	24.06.1972	P <sub>3ml1</sub>	3370	3300	-2935,7	-2935,7	КИИ-146	-	-	-	-	-	-	приток глинистого розгазованого розчину з плівкою нафти ц.м. 4300-4100 і 3450-3370
	21.06.1972	22.06.1972	P <sub>3ml1</sub>	3370	3322	-1839,2	-2887,9	КИИ-146	-	-	-	-	-	-	приток в'язкого глинистого розчину з плівкою нафти
	03.06.1972	04.06.1972	P <sub>3ml1</sub>	4168	4153	-3730,8	-3715,8	КИИ-146	-	-	-	-	-	-	припливу флюїдів не отримано ц.м. 4300-4100 і 3450-3370
	01.06.1972	02.06.1972	P <sub>3ml1</sub>	4187	4172	-3749,8	-3734,8	КИИ-146	-	-	-	-	-	-	припливу флюїдів не отримано ц.м. 4300-4100 і 3450-3370
	02.06.1972	03.06.1972	P <sub>ijm</sub>	4174	4155	-3736,8	-3717,8	ОПД-7-10	-	-	-	-	-	-	приплив глинистого розчину, газоповітряної суміші
15-См	-	-	P <sub>2</sub>	3172	3169	-2809,3	-2806,3	ОПД-7-10	-	-	-	-	-	-	інтервал сухий
	-	-	P <sub>2</sub>	3153	3151	-2790,3	-2788,3	ОПД-7-10	-	-	-	-	-	-	приплив глинистого розчину
	-	-	P <sub>2</sub>	3107	3104	-2744,3	-2741,3	ОПД-7-10	-	-	-	-	-	-	інтервал сухий
	-	-	P <sub>2</sub>	3021	3019	-2658,4	-2656,4	ОПД-7-10	-	-	-	-	-	-	інтервал сухий
	-	-	P <sub>2</sub>	2956	2954	-2593,4	-2591,4	ОПД-7-10	-	-	-	-	-	-	інтервал сухий
	-	-	P <sub>3ml</sub>	3215	3213	-2852,3	-2850,3	ОПД-7-10	-	-	-	-	-	-	отримано газоповітряну суміш і воду з глинистим розчином
20-См	-	-	не випробовувалась	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21-См	1973		P <sub>2</sub>	3818	3511	-3306,0	-3081,0	КИИ-146	-	-	-	-	-	-	-
				3818	3724	-3306,0	-3212,0	КИИ-146	-	-	-	-	-	-	приплив глинистого розчину з плівкою нафти
22-См	04.07.1975	05.07.1975	P <sub>2</sub>	3945	3730	-3536,8	-3324,3	КИИ-95	-	-	-	-	-	-	приплив глинистого розчину
	12.06.1975	14.06.1975	P <sub>2</sub>	3836	3696	-3429,6	-3290,3	КИИ-95	-	-	-	-	-	-	приплив глинистого розчину
24-См	-	-	P <sub>ijm</sub>	3515	3425	-2948,7	-2858,9	КИИ-146	-	-	-	-	-	-	приплив глинистого розчину перемішаного з пластовою водою
	-	-	K <sub>st</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58,0	4482,0	-
2-П	17.04.1968	08.05.1968	P <sub>ijm</sub>	2553	2542	-1938,3	-1927,3	ПК-103	-	13,35	-	-	23,5	2535,0	дебіт на 6,1 мм діафрагмі
	27.12.1967	21.02.1968	P <sub>2</sub> , P <sub>ijm</sub>	2547	2539	-1932,3	-1924,3	ПКС-80	-	5,1	-	-	20,8	-	дебіт на 10,05 мм діафрагмі
	22.02.1968	13.03.1968	P <sub>2</sub>	2539	2520	-1924,3	-1905,3	ПКС-80	-	4,15	-	-	24,6	2535,0	дебіт на 5,84 мм діафрагмі
	31.03.1968	16.04.1968	P <sub>ijm</sub>	2550	2547	-1935,3	-1932,3	ПК-103	-	6,60	-	-	24,8	2535,0	дебіт на 2,98 мм діафрагмі
	-	-	тектон.зона+P <sub>2</sub> + P <sub>ijm</sub>	2457	2550	-1842,3	-1935,3	ПК-103	-	6,6	-	-	24,8	2535,0	дебіт на 2,98 мм діафрагмі, періодичний викид води і конденсату
	14.03.1968	30.03.1968	тектон.зона+P <sub>2</sub> + P <sub>ijm</sub>	2553 2498	2520 2457	-1938,3 -1883,3	-1905,3 -1842,3	ПКС-105	-	5,1	-	-	22,1 23,5	2535,0	дебіт на 6,1 мм діафрагмі
	01.09.1967	27.09.1967	P <sub>ijm</sub>	2553	2542	-1938,3	-1927,3	ПКС-80	-	35	18	-	27,9	2535,0	приток газу з пластовою водою

## Продовження таблиці 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
3-П	-	23.06.1970	P <sub>3ml1</sub>	2843	2830	-2251,7	-2238,9	ПК-103	-	-	2,7	1558	26,3	2836,5	приток пластової води з півкою нафти ц.м. 3120-2937
	-	27.05.1970	P <sub>3ml1</sub>	2917	2913	-2324,4	-2320,5	ПК-105	-	-	-	-	-	-	інтервал сухий ц.м. 3120-2937
	-	27.05.1970	P <sub>2</sub>	3110 3014	3078	-2511,7 -2418,9	-2480,9 -2371,2	ПК-105	-	-	-	-	-	-	інтервал сухий ц.м. 3340-3205 об'єкт випробовувався два рази
	-	21.04.1970	P <sub>3jm</sub>	3356	3309	-2749,7	-2704,1	ПК-105 ПК-103	-	-	9,9	380	39,0	3332,5	ц.м. 3990-3860
	15.01.1970	06.03.1970	P <sub>3ml1</sub>	4093	3943	-3471,2	-3323,6	фільтр	-	-	1,1	774	42,5	4016,5	ц.м. 3990-3860
4-П	06.04.1967	07.04.1967	N <sub>1pl</sub>	2157 2180 2205	2136 2174 2200	-1529,2 -1551,8 -1576,5	-1508,5 -1545,9 -1571,5	ПК-105	-	-	-	-	-	-	свердловина стояла на притоці 4 години в результаті чого відбулося скупчення 13 м <sup>3</sup> нафти
	27.05.1967	25.06.1967	N <sub>1pl</sub>	2210	2109	-1581,4	-1481,8	-	5	-	-	-	-	-	приток з періодичним фонтануванням без штуцера
	27.05.1967	25.06.1967	P <sub>3ml</sub>	2210	2117	-1581,5	-1489,8	фільтр	10	-	-	-	24,5	2200,0	без штуцера
5-П	24.05.1968	13.06.1968	P <sub>3ml</sub>	2995 2940	2960 2895	-2288,5 -2234,9	-2254,3 -2191,2	ПК-103	-	-	7,5	672	27,1	2945,0	приток пластової води з незначною кількістю газу
	19.05.1968	23.05.1968	P <sub>2</sub>	3150,2	3100	-2440,6	-2391,4	фільтр	-	-	1,5	663	30,2	3125,0	ц.м. 3133-3092
7-П	27.06.1969	30.06.1969	P <sub>3ml1</sub> + P <sub>2</sub>	2850	2660	-2249,0	-2061,8	-	-	-	36,6	996	-	-	-
	22.06.1969	26.06.1969	P <sub>3ml1</sub> + P <sub>2</sub>	3235	2970	-2631,8	-2367,7	-	-	-	43,0	1056	-	-	ц.м. 2850-2950
	15.06.1969	21.06.1969	P <sub>2</sub> + P <sub>3ml1</sub>	3548	3270	-2944,1	-2666,7	-	-	-	0,2	505	-	-	ц.м. 3235-3330
8-П	12.04.1968	21.04.1968	N <sub>1pl</sub> + P <sub>3ml</sub>	2925	2784	-2387,1	-2247,0	фільтр	30	-	-	-	31,2	2850,0	приток нафти з водою
	22.04.1968	30.04.1968	P <sub>3ml</sub>	2425	2410	-1889,3	-1874,3	ПК-103	40	-	-	-	23,9	2400,0	дебіт на 14 мм штуцері
				2398	2388	-1862,4	-1852,4								
				2370	2360	-1834,4	-1824,5								
	01.07.1968		P <sub>3ml</sub>	2425	2345	-1889,3	-1809,5	ПК-103	20	-	-	-	-	-	дебіт на 8 мм штуцері
07.08.1968	13.08.1968	P <sub>2</sub>	2445 2496	2442 2462	-1909,2 -1960,1	-1906,2 -1926,2	ПК-103	62	-	-	-	-	-	дебіт на 14 мм штуцері	
01.09.1968		P <sub>3ml</sub>	2425	2345	-1889,3	-1809,5	ПК-103	20	-	-	-	-	-	дебіт на 14 мм штуцері	
9-П	-	-	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11-П	-	-	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-П	-	-	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25-П	25.11.1973	30.11.1973	P <sub>3ml1</sub>	2474	2414	-1915,1	-1855,2	ПК-80	1,5	-	4,0	405	21,8	2450,0	приток нафти з водою ц.м. 2508-2437
29-П	13.09.1991	25.11.1991	P <sub>2</sub>	2478	2460	-1888,5	-1870,9	ПК-103	1,1	-	1,3	2000	20,4 19,7	2500,0	-
	18.07.1991	18.08.1991	P <sub>3ml1</sub>	2805	2770	-2205,6	-2171,6	ПК-105	-	-	0,9	1195	33,2	2800,0	слабке виділення газу непромислового значення
1-Н.П.	07.09.1991		P <sub>3ml1</sub>	2540	2491	-2013,3	-1964,6	КВІ-2М-146	-	-	40,8	-	24,1	2491,0	приток пластової води з слабкорозгазованим розчином
	15.12.1991		P <sub>3ml1</sub>	2934	2913	-2405,3	-2384,5	КВІ-2М-146	-	-	-	-	-	-	приплив глинистого розчину
	05.01.1992		P <sub>3ml1</sub> + P <sub>2</sub>	3023	2982	-2493,8	-2453,0	МІГ-146	-	-	33,6	-	36,0	2982,0	ц.м. 3520-3415
	01.06.1992	27.06.1992	P <sub>3ml</sub>	3415	3372	-2884,3	-2841,4	МІГ-146	-	-	23,0	-	44,6	3372,0	-
	03.07.1992	04.07.1992	P <sub>3ml</sub>	3402	3375	-2871,3	-2844,4	МІГ-146	-	-	12,8	-	44,5	3365,0	-

### Кінець таблиці 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
8-Пн.Б	01.04.1967	30.06.1967	P <sub>2</sub>	2268	2260	-1901,6	-1893,6	ПК-103	-	-	15,5	858	29,2	2264,0	-
	13.07.1967	19.07.1967	P <sub>3ml</sub>	2000	1992	-1633,7	-1625,7	ПКС-80	-	-	57,0	-	29,4	-	ц.м. 2225-2270
9-Пн.Б	-	-	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1-Нагуєвичі	-	-	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2-Нагуєвичі	-	-	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1-Ясн	-	-	не випробувалась	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2-Ясн	-	-	не випробувалась	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1-Оп	27.09.1962	07.10.1962	P <sub>2</sub>	3361	3335	-2885,5	-2859,5	-	-	-	-	-	-	-	-
	07.10.1962	20.10.1962	P <sub>2</sub>	3328	3268	-2852,5	-2792,5	-	-	-	-	-	-	-	-
	21.10.1962	18.11.1962	P <sub>3ml</sub>	3254	3237	-2778,5	-2761,5	-	-	-	-	-	-	-	-
	19.11.1962	30.11.1962	P <sub>3ml</sub>	3260	3249	-2784,5	-2773,5	-	-	-	-	-	-	-	-
	16.12.1962	26.01.1963	P <sub>3ml</sub>	3225	3162	-2749,5	-2686,5	-	0,6	-	-	-	-	-	-
	27.01.1963	22.02.1963	P <sub>3ml</sub>	3144	3036	-2668,5	-2560,5	-	-	-	-	-	-	-	-
	06.03.1963	18.03.1963	N <sub>1pl</sub>	2963	2955	-2487,5	-2479,5	-	-	-	-	-	-	-	ц.м. 3040-2982
	04.04.1963	18.04.1963	P <sub>ijm</sub>	1623	1618	-1147,5	-1142,5	-	-	-	2,6	-	-	-	-
19.03.1963	03.04.1963	N <sub>1pl</sub>	1605	1604	-1605,0	-1604,0	-	-	-	-	-	-	-	-	
2-Оп	12.01.1962	05.02.1962	P <sub>ijm</sub>	2912	2894	-2436,5	-2418,5	-	-	-	-	-	-	-	-
	12.01.1962	05.02.1962	P <sub>ijm</sub>	2772	2764	-2097,4	-2089,4	-	-	-	13,0	478 потенц.	32,0	2768,0	ц.м. 2713
	05.02.1962	16.04.1962	P <sub>2</sub>	2654	2649	-1979,4	-1974,4	-	-	-	-	-	-	-	-
	16.04.1962	23.04.1962	P <sub>2</sub>	2552	2540	-1877,4	-1865,4	-	-	-	-	-	-	-	-
	24.04.1962	03.05.1962	P <sub>2</sub>	2498	2490	-1823,4	-1815,4	-	-	-	11,3	995 потенц.	24,6	2496,0	ц.м. 2713-2482
	03.05.1962	12.06.1962	P <sub>3ml</sub>	2482	2475	-1807,4	-1800,4	-	-	-	2,5	-	24,4	2478,0	приток води з плівкою нафти ц.м. 2466
	13.06.1962	27.06.1962	P <sub>3ml</sub>	2466	2390	-1791,4	-1715,4	-	-	-	32,0	-	-	-	-
27.06.1962	04.07.1962	N <sub>1pl</sub>	2371	2047	-1696,4	-1372,4	-	-	-	55,6	-	-	-	ц.м. 1950-1899	

**Таблиця 1.4 - Основні фізико-хімічні властивості нафт в поверхневих умовах**

Номер свердловини	Інтервал випробування, м		Глибина відбору, м	Вік	Дата відбору проб	Густина нафти, кг/м <sup>3</sup>	Кінематичний коефіцієнт в'язкості при 50 °С, мм <sup>2</sup> /с	Температура застигання, °С	Початок кипіння, °С	Об'ємна частка світлих фракцій при температурі °С					Вміст, масова частка, %			
	верх	низ								100	150	200	250	300	асфальгенів	смол селікагелевих	сірки	парафіну
4-П	-	-	-	N <sub>1</sub> pl	07.04.1967	871	9,2	+14	96	1	6	13	20	34	0,5	22	-	6,6
	-	-	2100		16.06.1967	874	8,1	+15	99	-	8	14	23	33	0,7	24	-	6,8
	-	-	-		27.06.1967	862	7,3	-	82	2	8	15	23	32	-	20	-	-
	-	-	-		03.08.1967	873	11,3	+22	83	2	8	15	23	33	-	24	-	13,4
	-	-	-		11.03.1968	855	7,7	+20	85	2	8	14	21	34	-	22	-	5,9
8-П	-	-	-	N <sub>1</sub> pl + P <sub>3</sub> ml	29.04.1968	861	21,8	+24	105	-	8	18	28	42	-	36	-	7,8
25-П	2414	2474	-	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	10.12.1973	870	13,4	+24	-	-	12	20	-	42	1,8	28	-	8,8
29-П	2460	2478	1500	K <sub>2</sub> st	14.10.1991	883	-	-	67	8	10	16	25	39	-	-	-	-
	2460	2478	-	P <sub>2</sub>	16.10.1991	870	12,4	+26	153	-	-	10	-	26	-	38	-	7,4
1-Оп	-	-	-	P <sub>3</sub> ml	02.01.1963	903	27,6	+16	122	-	6	12	17	28	-	46	-	4,4
2-Оп	-	-	-	P <sub>3</sub> ml	20.09.1962	837	3,5	+14	65	6	18	30	40	55	7,2	37,4	-	5,2
	-	-	-		30.05.1962	918	54,4	+15	101	-	5	10	14	27	-	80	-	-
2-П	-	-	-	P <sub>1</sub> jm	25.04.1968	762	1,2	-	66	-	-	-	-	98	-	2,4	-	-

**Таблиця 1.5 - Склад газу свердловин, що пробурені в районі пошукових робіт**

Номер свердловини	Умови відбору проб		Інтервал, м	Вік	Густина, кг/м <sup>3</sup>	Відносна густина газу по повітрю	Мольна частка, %								Примітка
	дата	тиск, МПа					CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> +вищі	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	інших компонентів	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2-П	25.09.1967	-	-	-	-	0,6055	93,1	3,5	1,8	0,9	-	0,3	0,4	-	d шт=4 мм газ відібраний з видидної лінії
	26.09.1967	-	-	-	-	0,6102	92,0	4,4	1,7	0,9	-	0,3	0,7	-	d шт=6 мм газ відібраний з видидної лінії
	25.09.1967	-	-	-	-	0,6120	91,7	4,7	1,7	0,9	-	0,4	0,7	-	d шт=8 мм газ відібраний з видидної лінії
	26.09.1967	-	-	-	-	0,6143	91,7	4,7	1,6	1,2	-	0,3	0,5	-	d шт=10 мм газ відібраний з видидної лінії
	26.09.1967	-	-	-	-	0,6204	91,3	4,1	2,1	0,8	0,4	0,3	1,02	-	d шт=12 мм газ відібраний з видидної лінії
	25.09.1967	-	-	-	-	0,6312	90,8	4,1	2,3	1,4	0,5	0,4	0,57	-	d шт=16 мм газ відібраний з видидної лінії
	28.04.1968	-	-	-	-	0,6121	91,2	5,5	2,3	0,5	-	0,1	0,0	Повітря за O <sub>2</sub> - 0,95	d шт=2,98 мм газ відібраний перед шайбою
	27.04.1968	-	-	-	-	0,6066	93,1	4,6	1,4	0,5	0,5	0,1	0,0	-	d шт=4 мм
	25.04.1968	-	-	-	-	0,6104	91,7	4,9	1,9	0,5	0,5	0,1	0,0	Повітря за O <sub>2</sub> - 0,48	d шт=5,14 мм
	26.04.1968	-	-	-	-	0,6228	91,3	5,0	2,3	0,9	0,5	0,1	0,0	-	d шт=6,1 мм газ відібраний перед шайбою

### Кінець таблиці 1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
4-П	07.04.1967	-	-	-	-	0,5692	97,4	1,0	0,8	-	-	0,1	0,7	-	-	
		-	-	-	-	0,6005	94,5	1,0	1,0	1,0	-	0,3	1,17	Повітря за O <sub>2</sub> - 1,43	-	
	07.08.1967	19,6	-	-	-	0,7238	80,0	10,1	4,4	0,9	0,7	0,3	1,2	-	-	
	08.08.1967	11,8	-	-	-	0,7507	77,5	9,7	5,1	1,0	0,8	0,8	2,2	1,26	-	-
		16,3	-	-	-	0,7488	77,6	11,1	4,9	1,1	0,9	0,9	1,2	0,66	-	-
		6,7	-	-	-	0,7982	72,4	13,0	7,2	1,4	1,0	0,4	1,05	-	-	
		2,9	-	-	-	0,8606	64,7	16,6	9,9	1,6	1,1	1,0	1,15	-	-	
		від 16,3 до 11,8	-	-	-	0,6195	89,3	5,8	1,2	0,2	0,2	0,2	0,2	2,91	-	-
		від 19,2	-	-	-	0,7176	80,4	8,9	4,3	0,8	0,7	0,7	0,2	2,36	-	-
		від 11,8 до 6,7	-	-	-	0,6119	91,1	4,6	1,0	0,2	0,2	0,2	0,3	2,35	-	-
		від 6,7 до 2,9	-	-	-	0,6165	90,1	6,0	1,4	0,2	0,1	0,2	0,2	1,85	-	-
	від 2,9 до 0	-	-	-	0,7141	79,6	10,8	4,4	0,7	0,5	0,5	0,4	1,92	-	-	

## 2 ПРОЄКТНА ЧАСТИНА. ОБҐРУНТУВАННЯ ТА МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ ПОШУКОВО- РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

### 2.1 Прогнозування нафтогазоносності

Виявлені закономірності просторового розміщення родовищ нафти і газу та зв'язок їх з основними критеріями, що визначають умови генерації, міграції та збереження вуглеводнів, а також встановлені на цій підставі правила прогнозу, дозволяють стверджувати, що основними об'єктами нових відкриттів у Бориславсько-Покутській зоні залишаються старі нафтогазоносні райони. Ці райони займають центральну частину зони, яка характеризувалась найбільш сприятливими умовами осадоагромадження, що встановлені за матеріалами вже відкритих родовищ [4].

Бориславський НГПР є найстарішим нафтовидобувним районом України. Він розміщений в Передкапаському прогині і охоплює північно-західну частину Внутрішньої зони та насунуто на неї Скибову зону Карпат. Поклади нафти в районі приурочені як до палеогенових відкладів глибинних складок так і до палеогенових та стрийських відкладів складок Скибової зони Карпат. Зокрема до цього тектонічного елементу відноситься площа проєктних робіт.

Видобуток нафти в Бориславському НГПР займає широкий стратиграфічний діапазон – від верхньоюрських відкладів (Коханівське родовище) та крейдових відкладів Скибової зони (Міріамська, Мражницька, Старосільська ділянки) до палеоген-неогенових відкладів Бориславського родовища. Промислові скупчення вуглеводнів пов'язані з пластовими склепінними та тектонічно-екранованими покладами I, II, III ярусів Внутрішньої зони [5].

У 2004 році Західно-Українською геофізичною розвідувальною експедицією (ЗУГРЕ) був розроблений паспорт на Ганнівську структуру, підготовлену до глибокого буріння на нафту і газ [5]. Дана структура розташована у Ясеницькому блоці в північно-західній частині Бориславського НГПР і безпосередньо прилягає до Попельського блоку Бориславського нафтогазового родовища на території Дрогобицького району Львівської області. В геологічному відношенні дана структура належить до Внутрішньої зони Передкарпатського крайового прогину. Вона була виявлена і деталізована в 2003-2004 р. тематичною партією ЗУГРЕ, для чого було відроблено погонної довжини 61 км профілів. У визначенні геологічної будови найважливішу роль відіграли профілі 8 5203 і 38 5789, які засвідчують наявність північно-західного, відповідно південно-східного блоку Ганнівської складки, а також профілі 2,4 і 5203, по яких впевнено простежується відбиваючий горизонт покрівлі еоцену першого ярусу структури в межах кожного із блоків приблизно до перетину з профілем 8 5203. Згідно прогнозів і висновків спеціалістів ЗУГРЕ основний поклад буде пов'язаний з відкладами менілітової світи олігоцену і бориславського пісковика.

Форма покладів, в основному, визначається формою, морфологією і геометрією структур, які вміщують ці поклади вуглеводнів. Крім структурно-

тектонічного фактору, який впливає на форму покладу, певний вплив має літолого-фаціальна характеристика продуктивних горизонтів у розрізі та на площі [5].

Виходячи з геологічних та тектонічних умов площі проєктних робіт передбачається, що промислові поклади нафти і газу будуть приурочені до палеогенових відкладів Ганнівської складки Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. По аналогії з сусідніми площами вони можуть відрізнятися по площі нафтогазоносності, ресурсах і запасах, параметрах пластів і властивостях флюїдів, але повині бути подібними по формі і типу, що обумовлюється подібними структурними і термодинамічними умовами формування і зберігання покладів. Поклади нафти в піщаних горизонтах олігоцену, еоцену і палеоцену є пластовими, склепінними, тектонічно екранованими, ймовірно, з режимом розчиненого газу. Складки, які вміщують поклади, розбиті поперечними і поздовжніми тектонічними порушеннями на тектонічні блоки, які зміщені один відносно одного. Блоки мають достатню амплітуду для утворення в них гідродинамічно-ізолюваних покладів, але це буде доведено або спростовано після отримання результатів в пробурених свердловинах. Ймовірніше за все, враховуючи створену геологічну модель площі на підставі сейсмічних даних та даних буріння свердловин, амплітуда між ділянками Ясеницького блоку є достатньою для існування гідродинамічно-ізолюваного покладу [5, 9].

В плані поклади нафти будуть повторювати форму складок і блоків. Водонафтові контакти, які прийняті за результатами промислово-геофізичних матеріалів, передбачаються в суміжних блоках на різних абсолютній відмітках, що обумовлюється різною гіпсометрією блоків і розмірами покладів. Родовища Передкарпаття часто характеризуються неоднорідністю колекторських властивостей, тому, можливо на площі в процесі проведення пошукових робіт будуть виявлені літологічно-екрановані поклади нафти.

Покришками для покладів нафти, які вміщуються в складках Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, служать потужні товщі піщано-глинистих утворень воротищенської світи міоцена та алевроліто-аргілітові відклади поляницької світи. У відповідності до структурних побудов, над Ганнівською складкою залягають недостатньо потужні товщі воротищенських відкладів, які б могли послужити добрим екраном для збереження покладів вуглеводнів у відкладах складки. Це пояснюється тим, що верх складки зрізаний насумом, так названого, проміжного ярусу структур [5, 9].

На рисунку 2.1 відображена прогнозна зміна пластового тиску з глибиною у стрийських, менілітових, еоценових і яменських відкладах, а на рисунку 2.2 наведено графік зміни пластової температури з глибиною. Ці дані використовувалися для прогнозування гідродинамічних режимів покладів і розробки типових технологічних рекомендацій на буріння проєктних свердловин (таблиці 2.1 і 2.2). Прогнозується, що виходячи з типу передбачуваних покладів вуглеводнів і з гідродинамічної характеристики, розробка покладу буде відбуватися на пружньому режимі з послідуочим переходом на режим розчиненого газу.

Ганнівська структура розташована у Ясеницькому блоці в північно-західній частині Бориславського НГПР і безпосередньо прилягає до Попельського родовища. Склепінна частина залягає у північно-західній ділянці Ясеницького блоку на відмітці мінус 1500 м, південно-східної частини – мінус 2000 м. Являє собою антиклінальну складку насувного типу і складена комплексом палеогенових та крейдових відкладів. Північно-східною границею є площина насуву. Південно-східна ділянка Ясеницького блоку Ганнівської структури вивчена значно слабше північно-західної. Деяко впевненіші сейсмічні матеріали одержані на сполучному часовому розрізі 8 5203 по північно-західній ділянці. Водночас часовий розріз 38 5789 впевненіше засвідчує наявність південно-східної ділянки Ганнівської складки. Не виразно сприймається південно-західний контур обох ділянок. На часових розрізах 2 і 4 5203 відбиваючий горизонт  $P_2-I$  впевнено простежується в межах кожної із ділянок приблизно до перетину з сполучним профілем 8 5203 [5].

У 2005-2006 роках групою геолого-геохімічних досліджень геологічного відділу НДПІ була проведена геолого-геохімічна оцінка перспектив нафтогазоносності Ганнівської площі та надані рекомендації для подальших геологорозвідувальних робіт. Метою виконаної роботи була оцінка перспектив нафтогазоносності Ганнівської площі на підставі системного аналізу вуглеводнево-газогеохімічних ознак і показників та видача рекомендацій для подальших геологорозвідувальних робіт [7].

На території досліджень площею 4 км<sup>2</sup> реалізована регулярна квадратна мережа спостережень із довжиною сторони 250 м. Визначався вміст вуглеводневих газів вільного і сорбованого стану.

Із аналізу викладених даних і результатів комплексу геолого-геохімічних нафтогазопошукових досліджень випливають наступні висновки: глибина випробування вуглеводневих газів сорбованого стану за технологічних і ландшафтних умов досягає 1 м, а вуглеводневих газів вільного стану - 0,8 м. Газоаналітичним дослідженням піддано 300 проб.

За газогеохімічними параметрами Ганнівську площу в цілому слід вважати перспективною, що витікає з аналізу характеру розподілу якісного складу і кількісного вмісту індивідуальних компонентів розсіяних вуглеводневих газів в різнокомпонентних сумішах [7].

## **2.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти і газу з використанням ПЕОМ**

Оцінка ресурсів та запасів нафти виконана відповідно до інструкції, із застосуванням класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр [13].

За ступенем геологічного вивчення на даній площі виділяються для підрахунку перспективні ресурси нафти, які кількісно оцінені за результатами геологічного та сейсмічного вивчення ділянок надр в межах продуктивних товщ. Перспективні ресурси враховують можливість відкриття нових родовищ (покладів) нафти і газу та є підставою для геолого-економічної оцінки доцільності проведення пошукових робіт. Продуктивні ресурси позначаються кодом класу

333 і відносяться до групи, промислове значення якої не визначено. Для визначення економічної доцільності подальших пошукових робіт та розрахунку їх промислового значення при складанні початкової геолого-економічної оцінки в загальних ресурсах виділяється їх видобувна частина [3, 16].

У геологічному розрізі Ганнівської складки очікується наявність покладів нафти у палеогенових відкладах, за якими проводиться оцінка ресурсів. Ресурси підраховані по кожному об'єкту окремо.

Площа нафтоносності очікуваних покладів визначалася шляхом визначення положення водонафтового контакту. Положення умовного водонафтового контакту (УВНК) встановлювалося на основі даних випробування свердловин 2-Оп та 13-Попелі, які розкривають верхню частину складки і інтєрпретації промислово-геофізичних матеріалів [5]. УВНК по північно-західній ділянці Ясеницького блоку проведено: для менілітових відкладів – на відмітці мінус 1480 м, для еоценових відкладів – на відмітці мінус 1660 м і для ямненських відкладів на відмітці мінус 1880 м; для південно-східної ділянки УВНК проведено: для менілітових відкладів – на відмітці мінус 2180 м, для еоценових відкладів – на відмітці мінус 2320 м і для ямненських відкладів на відмітці мінус 2520 м. Площа нафтоносності всіх відкладів для оцінки їх ресурсів вуглеводнів, приймалася як проекція визначеного УВНК на структурну карту.

Заміри площ здійснювалися за допомогою ПЕОМ на структурній карті масштабу 1:25000 (додатки А.1-А.2).

Ефективні нафтонасичені товщини для менілітових, еоценових та ямненських відкладів, коефіцієнти відкритої пористості, нафтонасиченості, об'ємний коефіцієнт, який враховує усадку нафти, питома вага, коефіцієнт нафтовіддачі прийняті по аналогії з такими ж параметрами для Попельського родовища.

Оцінка видобувної частини ресурсів проведена об'ємним методом за формулою М.А. Жданова [2]:

$$Q_n = F \cdot h \cdot K_p \cdot K_n \cdot \rho_n \cdot \theta \cdot \eta_n, \quad (2.1)$$

де:

$Q_n$  - видобувні ресурси нафти, т;

$F$  - площа нафтоносності, м<sup>2</sup>;

$h$  - нафтонасичена товщина, м;

$K_p$  - коефіцієнт відкритої пористості;

$K_n$  - коефіцієнт нафтонасиченості;

$\rho_n$  - густина нафти в поверхневих умовах, кг/м<sup>3</sup>;

$\theta$  - перерахунковий коефіцієнт, який враховує усадку нафти;

$\eta_n$  - коефіцієнт вилучення нафти.

Підрахунок перспективних ресурсів нафти проводився за допомогою програми Resnaf1 і предствлений на комп'ютерних роздруківках (додатки Б.1-Б.6).

Відомості про підрахункові параметри, перспективні ресурси вуглеводнів

по об'єктах, блоках і по площі в цілому наведені в таблиці 2.3.

Відповідно при таких прийнятих параметрах, перспективні ресурси вуглеводнів складають по північно-західній ділянці Ямненського блоку для менілітових відкладів 1217 тис.т початкових загальних і 219 тис.т видобувних ресурсів нафти, еоценових – 930 тис.т початкових загальних, 167 тис.т видобувних і для ямненських відкладів – 1789 тис.т початкових загальних, 322 тис.т видобувних. Для південно-східної ділянки Ясеницького блоку для менілітових відкладів підраховано початкових загальних ресурсів – 1471 тис.т, видобувних 265 тис.т, еоценовий поклад – 1307 тис.т початкових, 235 тис.т видобувних і по ямненських відкладах початкові загальні ресурси склали 1730 тис.т, а видобувні – 311 тис.т.

### **2.3 Мета та завдання проєктних робіт**

У районах зі складною геологічною будовою вибір раціональної методики проведення пошуково-розвідувальних робіт, визначення необхідної кількості проєктних свердловин та черговість їх буріння має особливо важливе значення. Основними чинниками, що впливають на вибір тієї чи іншої методики проведення геологорозвідувальних робіт, є глибина залягання об'єкту, що вивчається, морфологія, розміри і тип пастки, а також уявлення, що склались про ступінь заповнення і розповсюдження в них вуглеводнів [4].

На сьогодні існує цілий ряд систем і методів закладання перших пошукових свердловин. Як визначено в [4] закладання однієї пошукової свердловини проводиться на підвищених ділянках блоків (склепінній частині) перспективної площі, розбитої тектонічними порушеннями.

Метою пошукових робіт є відкриття родовища нафти і газу або нових покладів на раніше відкритих родовищах з підрахунком ресурсів вуглеводнів і вибір серед них першочергових для подальшої розвідки. Стадія пошуків родовищ (покладів) завершується після одержання в пошуковій свердловині хоча б одного промислового припливу нафти чи газу, або обґрунтування безперспективності проведення подальших пошукових робіт. За негативних геологічних або економічних результатів приймається рішення про припинення пошукових робіт і складається звіт з обґрунтуванням їх подальшої безперспективності [4].

Об'єкт, підготовлений до пошукового буріння, виявлений у 2003-2004 р. Західно-Українською геофізичною розвідувальною експедицією.

За основу вибору оптимальних місць закладання запроєктованих пошукових свердловин береться, в першу чергу, структурно-тектонічний критерій на основі проведених на площі сейсмічних досліджень та даних буріння свердловин.

Метою проведення пошукових робіт на Ганнівській площі в межах Ясеницького блоку є пошуки нафти і газу у палеогенових відкладах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. В результаті проведення пошукових робіт повинні вирішитись наступні завдання:

- відкрити поклади нафти і газу;

- встановити перспективні об'єкти для подальшого проведення розвідувальних робіт у випадку отримання позитивного результату по пробурених свердловинах;
- встановити і підрахувати попередньо розвідані запаси нафти і газу;
- визначити параметри, необхідні для складання проєкту розробки родовища.

Для вирішення поставлених завдань, проєктується буріння, випробування пошукових свердловин, промислово-геофізичні дослідження, відбір керну, шламу, проб води, нафти, газу та їх лабораторне вивчення.

## **2.4 Обґрунтування розташування проєктних свердловин та їхніх глибин**

В якості основних факторів, які визначають вибір раціональної методики робіт, системи розміщення свердловин і послідовність їх буріння, прийняті геолого-геофізичні дані про тип пасток, розповсюдження в них флюїдів, ступінь заповнення пастки [4, 10].

Основними об'єктами пошуково-розвідувальних робіт є антиклінальні складки, які відносяться до першого структурного ярусу Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Вибір системи розміщення пошукових свердловин, їх кількість, відстань між ними, черговість введення в буріння визначається конкретними геологічними умовами і ступінню перспективності пошукових об'єктів.

Методика пошукових робіт і розміщення пошукових свердловин на площі є загальноприйнятною для Прикарпаття, тобто проєктні свердловини утворюють лінії поперечних профілів. Свердловини розміщуються на лінії поперечного профілю по одній свердловині в кожному локальному структурному елементі (блоці), в присклепінній частині. Профільна система добре зарекомендувала себе в умовах Карпат і Передкарпатського прогину і є прийнятнішою для площі проєктних робіт. Прийнята система буде забезпечувати детальну розвіданість всіх блоків.

Стадія пошуків завершується після одержання в пошуковій свердловині хоча би одного промислового припливу нафти чи газу, або обґрунтування безперспективності проведення подальших пошукових робіт [10].

Типовий комплекс робіт на стадії пошуків родовищ включає:

- буріння і випробування пошукових свердловин;
- геохімічні, гідрогеологічні, гідродинамічні та інші види досліджень перспективних пластів в процесі буріння та випробування свердловин;
- відбір керну, шламу, проб води, нафти, газу та їх лабораторне вивчення;

Спочатку закладаються пошукові свердловини з метою розкриття повного стратиграфічного розрізу до яменських відкладів включно.

Основними задачами запроєктованих свердловин будуть:

- уточнення морфології пастки;
- виявлення в розрізі нафтогазоносних комплексів, визначення їх параметрів;

- виявлення нафтонасичених пластів і горизонтів, їх випробування і освоєння, отримання промислових припливів нафти, встановлення властивостей флюїдів, пластових тисків, фільтраційно-ємнісних характеристик пластів;
- оцінка запасів відкритих покладів;

Витримати розташування проєктних свердловин не завжди можливо, у зв'язку зі складним гірським рельєфом місцевості.

Всього проєктом передбачено буріння двох незалежних пошукових свердловини глибиною 2300 м та 2950 м і однієї розвідувальної свердловини глибиною 3100 м.

Для розкриття всього стратиграфічного розрізу Ганнівської складки проєктується одна пошукова свердловина 1-Ганнівська у склепінній частині північно-західної ділянки Ясеницького блоку на північний схід від свердловини 2-Оп на відстані 1500 м від неї. Проєктна глибина свердловини 2400 м, проєктний горизонт –  $K_2st$ .

Другу пошукову свердловину 2-Ганнівська рекомендується закласти у південно-східній ділянці Ясеницького блоку на північ від свердловини 13-Попелі на відстані 960 м. Проєктна глибина свердловини 2950 м, проєктний горизонт –  $K_2st$ . Дані свердловини будуть вирішувати поставлені задачі стосовно проведення етапу пошукових робіт на площі.

У випадку одержання промислового припливу нафти зі свердловини 2-Гн необхідно пробурити розвідувальну свердловину, з метою вивчення геологічної будови продуктивних горизонтів, уточнення стратиграфічного розчленування розрізу, вивчення колекторських властивостей порід (пористості, проникності, тріщинуватості), визначення їх параметрів та вивчення закономірностей їх розповсюдження, дослідження гідрогеологічних умов розрізу, хімічного складу вод, температури, розчинених у воді газів.

Розвідувальна свердловина (залежна) 3-Гн закладається у південно-східній ділянці Ясеницького блоку на відстані 450 м від проєктної св. 2-Вл по лінії геологічного профілю. Метою буріння проєктної свердловини є уточнення положення водонафтових контактів для нафтових покладів в палеогенових відкладах Ганнівської складки. Проєктна глибина свердловини 3100 м, проєктний горизонт –  $K_2st$ .

У північно-західній ділянці не проєктується буріння розвідувальної свердловини зважаючи на малі розміри ділянки.

Відомості, щодо проєктних розрізів пошукових свердловин, та проєктні інтервали можливо продуктивних горизонтів наведені в таблиці 2.4.

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

Для успішного вирішення геологічних завдань, які ставляться перед проєктними свердловинами і найбільш повного вивчення розкритих ними відкладів щодо нафтогазоносності, передбачається оптимальний комплекс геологічних і геофізичних досліджень та визначені геологічні дані для буріння типової проєктної свердловини на Ганнівській площі [4, 10].

Для успішного виконання поставлених перед пошуковою свердловиною завдань необхідно:

- в процесі буріння свердловини обов'язково застосовувати станції геолого-геохімічного і технічного контролю;
- при розкритті потенційно продуктивного інтервалу не відхилятися від рекомендованих параметрів промивної рідини і забезпечити виконання повного комплексу промислово-геофізичних досліджень;
- проводити поінтервальне випробування виділених за результатами промислово-геофізичних досліджень нафтонасичених пластів, не об'єднуючи їх при випробуванні з іншими пластами, відмінними за характером насичення;
- при випробуванні перспективних пластів в процесі буріння, оцінених як нафтогазоносні, передбачити досліду експлуатацію з визначенням фільтраційних параметрів пласта.

Під час буріння свердловин основними ускладненнями є обвали і осипи порід, звуження стовбура свердловини, каверно- і жолобоутворення, поглинання бурового розчину, прихоплення бурильного інструменту, нафтогазоводопрояви [5].

Обвали стінок свердловини, каверно- і жолобоутворення спостерігаються по всьому розрізу, що викликано вимиванням солей та наявністю в розрізі здатних до висипань глинисто-аргілітових відкладів.

Розбурювання воротищенських і поляницьких відкладів супроводжується засолоненням та загущенням бурового розчину внаслідок диспергації глинистих порід і їх переходу в буровий розчин.

Поглинання бурового розчину спостерігається в еоценових та ямненських відкладах Берегової скиби при збільшенні густини бурового розчину вище  $1260 \text{ кг/м}^3$  в менілітових, еоценових та ямненських відкладах, проміжного ярусу Внутрішньої зони та I-го ярусу структур при збільшенні густини бурового розчину вище  $1500 \text{ кг/м}^3$ .

Прихоплення бурильного інструменту внаслідок осипів та обвалів стінок свердловини, звуження стовбура свердловини, невідповідності параметрів розчину можливе по всьому розрізу. Прихоплення внаслідок перепаду тиску можливе під час буріння під експлуатаційну колону.

Нафтогазопрояви можливі під час розбурювання менілітових ( 1780-1880 м), еоценових ( 1960-2010 м) та манявських відкладів (2210-2260 м).

## **2.6 Вибір об'єктів для випробування та дослідження**

Для отримання найбільш якісної і кількісної характеристики насичення пластів, передбачається випробування в процесі буріння свердловин, а також розкриття і випробування продуктивних горизонтів після спуску колони [4, 10].

Необхідною умовою для отримання промислового припливу нафти є застосування таких розчинів, які б не погіршували колекторські властивості пластів, а з іншого боку – не можна допустити викиду промивної рідини. Оптимальними умовами, слід вважати буріння при рівновазі тисків: пластовий –

гідростатичний, або з незначним (від 3 % до 5 %) перевищенням тиску стовбура рідини.

З метою комплексного вивчення геологічного розрізу, випробуванню підлягають всі можливі продуктивні пласти в процесі проводки свердловини і вибірково – в колоні.

Уточнення кількості об'єктів випробування проводиться тільки на основі ретельного вивчення керну, шламу і матеріалів промислово-геофізичних досліджень [4, 10].

Продуктивні горизонти необхідно випробувати в процесі проводки свердловини. Випробування виділених об'єктів передбачається проводити з допомогою пластових випробувачів на трубах.

Вибір об'єктів для випробування проводиться на основі геологічних спостережень і результатів промислово-геофізичних робіт. Випробування слід проводити не пізніше, ніж через 72 год. після розкриття пластів.

Організація робіт, технологія випробування та дослідження, оцінка якості та оформлення результатів робіт, а також їх інтерпретація проводиться при виконанні відповідних технічних та технологічних вказівок, згідно інструкції і стандартів ПАТ "Укрнафта". Випробування вважається закінченим, якщо отримані наступні дані:

- приплив пластового флюїду;
- середній дебіт і коефіцієнти продуктивності;
- фільтраційні властивості пласта;
- пластові тиск і температура.

У випадку припливу глинистого розчину необхідно провести повторне випробування на іншому режимі. При випробуванні в процесі буріння рекомендується із кожного об'єкту відібрати проби пластових флюїдів і проводити заміри пластових тисків.

Вибір об'єктів для випробування в експлуатаційній колоні буде проведений після закінчення буріння, на основі всіх отриманих геологічних матеріалів і даних обробки промислово-геофізичних досліджень в свердловині.

В експлуатаційній колоні випробовуються пласти, які оцінені позитивно за матеріалами промислової геофізики, а також ті, в яких при випробуванні в процесі буріння отримані припливи вуглеводнів.

Місцеположення об'єктів у розрізі, їх кількість і товщина будуть уточнюватись після закінчення буріння, в залежності від результатів промислово-геофізичних досліджень і випробування в процесі буріння свердловини.

Об'єкти випробування пропонується розкривати корпусними перфораторами із зарядами SCHLUMBERGER, NOBEL DYNAMIT із щільністю перфорації 16-18 отворів на погонний метр, або спуском фільтра в перспективному інтервалі [5].

Світова практика вторинного розкриття пластів довела неефективність і навіть збитковість виконання перфораційних робіт в середовищі бурового розчину, що застосовувався при первинному розкритті пластів. Така технологія призводить до незворотної кольматації привибійної зони. Світова технологія давно вже не передбачає виконання перфораційних робіт в середовищі бурового

розчину і використовують для цих цілей спеціальні рідини без твердої фази або рідини, що містять кислоторозчинні наповнювачі.

Для вторинного розкриття пластів пропонується сучасна технологія третього етапу. Вона передбачає заміну бурового розчину в свердловині в кілька етапів [15]:

- заміна бурового розчину в експлуатаційній колоні на воду;
- відмивання стовбура свердловини від залишків бурового розчину шляхом циркуляції води з добавками спиртів і ПАР по закритому циклу: ємність – насос – фільтр; для видалення вимитих твердих частин: свердловина – ємність;
- заміщення води відфільтрованою перфораційною рідиною.

Виклик припливу нафти буде проводитись шляхом заміни (при потребі) перфораційної рідини на воду оброблену ПАР; зниженням рівня рідини у свердловинах. У випадку отримання непромислових припливів нафти, у проєктах на будівництво окремих свердловин рекомендується передбачити інтенсифікацію припливу шляхом проведення соляно- і глинокислотних обробок і гідророзривів пласта.

Основним завданням, при дослідженні свердловин є встановлення властивостей пластових флюїдів, фільтраційних властивостей колекторів, оцінка термодинамічних і гідродинамічних умов покладу.

Промислові дослідження при випробуванні (замір пластових тисків, дебітів, відбір проб флюїдів) проводити на всіх об'єктах, випробуваних в процесі буріння та в колоні.

Комплекс досліджень для кожного об'єкту передбачає [15]:

- ретельну очистку стовбура свердловини, дослідження її технічного стану і перевірку роботи гирлового обладнання;
- заміри пластових тисків з обов'язковим зняттям кривої відновлення та вибієйних тисків глибинними манометрами і заміри гирлових тисків;
- заміри пластової температури, а також температур по стовбуру закритої та працюючої свердловини;
- дослідження свердловин на різних режимах роботи методом усталених відборів, а також методом відновлення пластового тиску на режимі з максимальними відборами;
- відбір глибинних проб флюїдів за допомогою пробовідбірника в середньому по одна-дві проби на об'єкт і дві-три поверхневі проби;
- відбір проб пластових вод для досліджень хімічного складу і гідрогеологічної характеристики (дві-три проби із об'єкту випробування).

Крім названих вище видів і об'ємів досліджень пропонується: передбачити додаткові роботи, необхідність яких може виникнути у процесі ведення пошукових робіт, зважаючи на досвід у першій свердловині.

Об'єкти намічені до випробування в експлуатаційній колоні св.1-Ганнівська представлені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 - Об'єкти випробування в експлуатаційні колоні

№ об'єкту	Горизонт	Інтервал перфорації, (м)	Об'єм вибіркової перфорації	Щільність перфорації, (м)	Очікувана продукція
1	P <sub>1jm</sub>	2300-2340	50	16 - 18	нафта
2	P <sub>2</sub>	2000-2200	50	16 - 18	нафта
3	P <sub>3ml</sub>	1850-1925	50	16 - 18	нафта

## 2.7 Вибір інтервалів відбору керн і шламу

Важливим завданням буріння пошукової свердловини є одержання керна матеріалу, за яким вивчають стратиграфічний розріз, літологічний склад, фауністичну характеристику, товщини окремих стратиграфічних комплексів. Керн потрібний для виявлення прямих і побічних ознак нафтогазоносності порід, виділення можливих продуктивних горизонтів, а також вивчення колекторських властивостей піщано-алевролітових пластів [4].

Відповідно до інструкції [12] відбір керну в пошуковій свердловині проводиться в перспективній частині розрізу в об'ємі 20 % від загальної глибини свердловини, а в наступних свердловинах відбір керну обмежується від 6 % до 8 %.

На Ганнівській площі буріння з відбором керну доцільно проводити в перспективних інтервалах менілітових, еоценових та палеоценових відкладів.

У процесі буріння ці інтервали повинні уточнюватися геологічною службою УБР із узгодженням з геологічною службою НДПІ, у залежності від розкритого розрізу свердловини. Винос керну повинен складати не менше 60 % від проходки колонковим долотом. При досягненні проєктної глибини, в свердловині обов'язково треба підняти вибітний керн.

Для забезпечення збору повних і достовірних геологічних даних, в процесі проходки пошукових свердловин, рекомендується геологічній службі УБР організувати відбір шламу з дотриманням технології і методики його відбору. В інтервалах залягання палеогенових відкладів через кожні 5 м проходки, а при нафтогазопроявах – 2-3 м проходки. Відібрані взірці шламу документуються, упаковуються, забезпечуються етикетками і є додатковим фактичним матеріалом до відібраного керну.

Для забезпечення збору повних і достовірних геологічних даних, в процесі проходки пошукових свердловин, рекомендується геологічній службі УБР організувати відбір шламу з дотриманням технології і методики його відбору. В неогенових відкладах шлам доцільно відбирати через кожні 10-15 м проходки; в інтервалах залягання палеогенових відкладів через кожні 5 м проходки, а при нафтогазопроявах – 2-3 м проходки. Відібрані взірці шламу документуються, упаковуються, забезпечуються етикетками і є додатковим фактичним матеріалом до відібраного керну [12].

Інтервали відбору керна та шламу у свердловині 1-Ганнівська наведені в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 - Відбір керна, шламу та ґрунтів

Індекс	Інтервал відбору, м	Метраж відбору керна	Примітки
P <sub>3ml2</sub>	1800-1810	10	Сумарний відбір керна 180 м, що складає 7,5% від глибини свердловини. В неогенових відкладах шлам доцільно відбирати через кожні 10-15 м проходки; в інтервалах залягання палеогенових відкладів через кожні 5 м проходки, а при нафтогазопроявах – 2-3 м проходки. Відбір зразків боковим ґрунтоносом не проєктується.
	1850-1860	10	
	1880-1890	10	
	1900-1910	10	
	1930-1940	10	
	1950-960	10	
	1980-1990	10	
	2000-2010	10	
	2050-2060	10	
P <sub>2</sub>	2190-2200	10	
	2220-2230	10	
P <sub>1jm</sub>	2250-2260	10	
	2270-2280	10	
	2290-2300	10	
K <sub>2st</sub>	2390-2400	10	

## 2.8 Геофізичні дослідження у свердловині

У процесі проводки свердловини, промислово-геофізичні дослідження проводяться з метою вивчення геологічного розрізу та нафтогазонасиченості (кореляція розрізів, визначення літологічного складу порід, виділення в розрізі колекторів, типів пластових флюїдів, оцінки характеру їх насичення, уточнення глибини залягання геофізичних реперів, визначення характеру пластів, тощо), контролю за технічним станом стовбура свердловини і обсадної колони [4]. Передбачається проведення обов'язкового комплексу геофізичних досліджень, згідно галузевого стандарту [11].

В обов'язковий комплекс промислово-геофізичних робіт, по всьому розрізу свердловини та в перспективних інтервалах входять наступні види досліджень:

- а) дослідження по всьому розрізу:
  - 1) каротаж опору потенціал-зондом, градієнт-зондом (КО,ПС);
  - 2) гама-каротаж (ГК);
  - 3) нейтронний гама-каротаж (НГК);
  - 4) нейтронний каротаж (НК);
  - 5) акустичний каротаж (АК);
  - 6) кавернометрія (ДС);
  - 7) акустичний цементомір (АКЦ);
  - 8) термометрія; термометрія ВЦК;
  - 9) магнітний локаатор муфт (МЛМ);
  - 10) інклінометрія, профілетрія;

11) вертикальне сейсмопрофілювання (ВСП)

б) детальні дослідження в інтервалах залягання продуктивних горизонтів при їх розкритті у масштабі 1:200:

- 1) бокове каротажне зондування (БКЗ);
- 2) боковий каротаж (БК);
- 3) боковий мікрокаротаж (БМК);
- 4) щільнісний гама-гама каротаж (ГГК-Щ)
- 5) мікрокавернометрія (МК);
- 6) гама-каротаж (ГК);
- 7) нейтронний гама-каротаж (НГК);
- 8) індукційний каротаж (ІК);
- 9) акустичний каротаж (АК);
- 10) геолого-технічні дослідження (ГТД)

Геофізичні дослідження у свердловинах слід проводити перед спуском кондуктора, технічної колони і після закінчення їх бурінням [11]. Дослідження слід проводити через кожні 500 м проходки, а у розрізі продуктивних горизонтів – через 200 м і при необхідності через менший інтервал. З метою вивчення неоднорідності колекторів і виділення працюючих інтервалів, при випробуванні користуватися методом каротаж-випробування-каротаж (КВК).

Стандартний каротаж і БКЗ – є основними для розподілу пластів-колекторів на продуктивні та водоносні і визначення їх нафтонасичення [2].

Діаграми ПС можуть бути використані для кількісної оцінки пористості глинистих пісковиків.

Мікрокаротаж виконується апаратурою МДО-3. Необхідно сказати, що якість діаграм мікрометодів залежить від параметрів промивальної рідини, ступені прижиму башмака приладу. Так використання висококальцієвих розчинів обмежує можливість виділення колекторів на кривих мікрокаротажу.

Мікробоковий каротаж – виконується апаратурою МБКУ, МБК, АГАТ

Індукційний каротаж – виконується приладами АІК – 3-4, АІК-М з зондами 6Ф1; 8И1,4; 7И1,6. Налаштування зондів виконувалась перед та після вимірів в градуювальних кільцях відомого опору.

Кавернометрія свердловин виконується приладом СКП-1. Кавернограми та профілеми використовуються для вивчення технічного стану свердловин, виділення пластів-колекторів і уточнення ефективних товщин.

Радіоактивний каротаж (ГК, НГК) виконується апаратурою ДРСТ-13, СРК з індикаторами NaJ (ТІ), кристалами розміром 40×80, 30×70 (для ГК) і 40×40, 30×20 (для НГК), фотопомножувачем ФЕП-74А, зондом довжиною 60 см. Стала часу інтегруючого вічка  $\tau=0,8-3$  сек., швидкість запису кривих РК та величини  $\tau$  вибиралась відповідно до „Технічної інструкції з проведенням геофізичних досліджень в свердловинах” і складає 600, 800, 1000 м/год.

Згідно діючої інструкції раз в три місяці перевіряється стандартизація зондів для приведення параметрів зонда робочого приладу до параметрів зонда еталонного приладу, проводилась калібровка апаратури перед проведенням вимірів та після них з метою встановлення масштабу запису діаграм НГК в

умовних одиницях. Діаграми РК використовують для виділення колекторів, визначення їх ефективних товщин, оцінки глинистості [2].

У гамма-методі (ГК) і гамма-гамма-методі (ГГК) вивчають природну радіоактивність гірських порід за даними вимірів інтенсивності природного гамма-випромінювання вздовж стовбура свердловини. Ефективність застосування гамма-гамма-методу для літологічного розчленування розрізів свердловин визначається тим, наскільки розрізняються між собою породи різних літологічних типів за об'ємною щільністю, від якої покази ГГК знаходяться в зворотній залежності [11].

Акустичний каротаж виконується апаратурою СПАК-2-М-4-6-8. За даними АК визначаємо параметри пористості та нафтонасиченості.

Термометрію свердловин проводять для вивчення природного теплового поля, визначення температури промивальної рідини по стовбуру свердловин і висоти підйому цементу при кріпленні свердловин.

Відбір проб виконується випробувачами пластів на кабелі типу ОПН-5-7, ОПН-140, ОПН-112 з метою визначення характеру насичення пластів рідиною. Глибина відбору проб визначалась за прив'язками до діаграм ПС, ГК, кавернометрії. До прямих методів дослідження розрізу свердловин віднесені випробування пластів на каротажному кабелі та випробувачами на трубах КІІ-2М-146, КІІ-2М-98.

Перфорація продуктивних горизонтів проводиться переважно перфораторами ПКС-89 – по 12 отворів на метр [11]. Прив'язку інтервалів перфорації виконували по кривим ГК. Контроль якості та правильність інтервалів перфорації проводились за допомогою запису локатора перфораційних отворів (ЛПО, ЛМ).

Аналізуючи результати виконаного комплексу ГДС на родовищі слід відмітити, що якість геофізичних матеріалів має відповідати вимогам „Технічної інструкції по проведенню геофізичних досліджень в свердловинах” і забезпечують отримання параметрів, які необхідні для визначення типу колекторів, характеру їх насичення та основних підрахункових даних (товщини, пористості, насичення, проникності).

Таблиця 2.7 - Геофізичні дослідження в свердловині 1-Вл

№	Назва робіт	Заміри виконуються по осі свердловини		
		Масштаб запису	в інтервалі, м	
			від	до
1	2	3	4	5
1	Стандартний каротаж, кавернометрія, профілеметрія	1:500	0 100 650 1100 210 2000	100 700 1150 1600 2000 2400
2	БК, АК, ІК, КНК, термокаротаж	1:500	0	1800

	Інклінометрія в інтервалах стандартного каротажу	через 50 м проходки з точками заміру через 10 м в інт 0-1500; через 25 м в інт. 1800-2400 м.
--	--	---

## Продовження табл. 2.7

№	Назва робіт	Заміри виконуються по осі свердловини		
		Масштаб запису	в інтервалі, м	
			від	до
1	2	3	4	5
3	Чергування загону		100	2400
4	БКЗ, БК, МБК, ІК, АК,ГК, КНК, ІННК, похилометрія	1:500	0 100 650 1100 210 2000	100 700 1150 1600 2000 2400
5.	БКЗ, БК, МБК, ІК, АК,ГК, КНК, ІННК, похилометрія	1:200	1500 1800	1800 2400
6	АКЦ, ГГЦ, локатор муфт, термометрія	1:500	0 0 0	100 1800 2400
7	ГК, НК, ГГК, ІНК	1:200	1500 1800	1800 2400
8	Прогноз якості випробування: ГК, ЛМ, термокаротаж, профілометрія	1:200	0	2400
9	Геологічний контроль процесу випробування: ГГК, ІНК, дебітометрія	1:200	1800	2400
10	Контроль ГКО: термокаротаж, дебітометрія, резистивиметрія	1:200	0	2400
11	СГТК (чергування)		1800	2400
12	ВСП	Після спуску експлуатаційної колони		

## 2.9 Проектний комплекс лабораторних досліджень

Проби нафти і газу передбачається відбирати в процесі буріння при нафтогазопроявах, а також при випробуванні свердловини, як в процесі буріння, так і в колоні. При одержанні припливу нафти або газу необхідно відібрати проби для проведення групового і фракційного аналізів нафти та детального аналізу газу з розрахунку одна-дві проби на інтервал випробування [2, 4]. Якщо є водопрояви у процесі буріння, необхідно відбирати на аналіз фільтрат бурового розчину, а при припливах пластової води в процесі випробування – проби води, а також проби води для визначення наявності у воді розчиненого газу.

Необхідно постійно здійснювати ретельний контроль за промивною рідиною та за нафтогазопроявами, який повністю покладається на геологічну та технологічну служби УБР.

Метою лабораторних досліджень є вивчення кернавого матеріалу і пластових флюїдів. Вони проводяться для визначення літолого-мінералогічного складу порід, визначення їх геологічного віку і інших характеристик. Взірці порід

вивчаються також на предмет пористості, проникності, тріщинуватості, нафтонасиченості [2, 4].

Взірці керну і шламу, які відбирають у процесі буріння свердловини, описуються в геологічному журналі. Нафтонасичений kern парафінується для збереження в ньому флюїдів. Керновий матеріал зберігається на буровій або в керноскховищі УБР.

Проектується наступний комплекс лабораторних досліджень керну, шламу і флюїду, отриманого в процесі випробування свердловини:

- мікропалеонтологічні дослідження з метою визначення стратиграфічного розрізу – 25 проб;
- літолого-петрографічні дослідження – 25 проб;
- визначення фізико-механічних і колекторських властивостей – 60 проб;
- хімічний аналіз – 10 проб;
- визначення нафтоводонасиченості – 30 проб;
- аналізи нафти в поверхневих умовах – 10 проб;
- аналізи нафти в пластових умовах – 10 проб;
- аналізи води в поверхневих умовах – 10 проб;
- аналізи газу – 5 проб.

## **2.10 Заходи з охорони надр**

При бурінні свердловин забруднення навколишнього середовища може бути пов'язане з монтажем та демонтажем бурової установки, з бурінням та освоєнням свердловин [14, 18]. При бурінні свердловин забруднення можна розділити на експлуатаційне, технологічне, аварійне та природне.

До експлуатаційних видів відноситься відпрацьована вода для миття обладнання, підлоги, вібросит, охолодження штоків насосів.

До технологічних видів відносяться переливи бурового розчину, очищення жолобів, ємностей, розливи цементного розчину під час цементажу.

Аварійні - це нафтогазопрояви, порив трубопроводів, неполадки в арматурі.

До природних відноситься дія талих і дощових вод. Основні місця забруднення: майданчик під підлогою бурової вежі, агрегати і насосне приміщення, дільниця приготування бурового розчину. Хімреагенти для приготування бурового розчину, ємності для хімреагентів, паливно-мастильних матеріалів, води.

Джерелами забруднення довкілля є відпрацьований буровий розчин, тампонажний розчин, вибурена порода, стічні бурові води, нафтопродукти, паливно-мастильні матеріали, господарсько-побутові стічні води і тверді відходи [14, 18].

Бурові відходи містять у собі хімреагенти I, III, IV класу небезпечності і попадання їх у водойму, ґрунт, ґрунтові води у великих кількостях є екологічно небезпечним.

Бурові стічні води, забруднені глинистим розчином, маслами, вибуреною породою, хімреагентами при одноразовому попаданні на ландшафт негативних наслідків довготривалого характеру не викликають. Екологічна небезпека виникає

при періодично повторюваних процесах. З практик буріння відомо, що ґрунт, який зазнає дії бурового розчину, втрачає рослинність на декілька років. На нього впливають механічні пошкодження і забруднення, які пов'язані з необхідністю виконання земляних робіт, транспорту і т.д.

Вибурена порода за складом нетоксична, але в середовищі бурового розчину її частинки адсорбують на своїй поверхні складові частини бурового розчину, що може негативно впливати на рослинний світ, наземні і ґрунтові води.

З метою охорони навколишнього середовища при будівництві свердловин необхідно керуватись нормативним документом ГСТУ 41-00032626-00-007-97 [18].

При виборі місця розташування майданчика під бурову треба користуватися вимогами діючих будівельних норм і правил, згідно з якими санітарно-захисна зона бурового майданчика дорівнює 300 м. Перед початком будівництва бурової необхідно зняти родючий шар землі товщиною 0,6 м, скласти його в бурти, висотою 3-4 м із кутом нахилу не більше 25-30° на межі будівельної площадки. З метою попередження розливу, кагати закріпити шляхом висіву трав. Гідроізоляційні матеріали під технологічні площадки під буровою вишкою, циркуляційною системою, приміщенням насосної, блоком приготування розчину, складом ПММ і хімреагентів повинні бути винесені під кутом 8-10° від центру до периферії, де встановлюються зливні жолоби для транспортування стоків до вузлів збору. Усі жолоби мають бути обв'язані в єдиний дренажний колектор. Площадку під склад ПММ слід викласти плитами і обвалувати на висоту півметра. Хімреагенти і сипучі глинисті матеріали потрібно зберігати в критих приміщеннях з бетонною підлогою. Після закінчення будівництва свердловин природний ландшафт виділеної земельної ділянки повинен бути максимально відновлений. Роботи по рекультивациі зрушених земель виконуються протягом року за виключенням зимового періоду і розділяються на технічну і біологічну рекультивацию [14, 18].

У випадку забруднення ґрунтів нафтою і нафтопродуктами вище граничнодопустимої концентрації (ГДК) на поверхню забруднених місць, додатково перед нанесенням родючого шару, наносять адсорбент (наприклад гідрофобізований перліт, вермикуліт) з розрахунку 0,3 кг/м<sup>2</sup>. Далі після очищення і утилізації бурових відходів їх захоронюють в шламовому амбарі. Після вирівнювання території бурового майданчика на нього наносять родючий шар ґрунту. Одночасно здійснюється рекультивация земель на площі, зайнятій під'їзними тимчасовими дорогами. Після закінчення робіт по технічній рекультивациі, земельна ділянка повертається колишньому власникові у стані, придатному для біологічної рекультивациі [14, 18].

Охорону підземних вод, джерел, річок, струмків і поверхневих водоймищ необхідно здійснювати на всіх етапах будівництва свердловин. Обов'язково слід врахувати наближеність зон санітарної охорони і розвинутість на площі гідрологічної сітки, в тому числі наявність мінеральних джерел. Тому при розміщенні свердловини на місцевості необхідно приймати ці фактори до уваги. Передбачити проведення бурових робіт по безамбарному методу буріння з метою запобігання негативного впливу на навколишнє середовище. Робочі схеми

розміщення бурового устаткування для спорудження свердловини розробляти з урахуванням призначення свердловини, типу бурової установки, гірничих та геоморфологічних умов [14, 18]. При уточненні положення місця розташування проєктної свердловини провести дослідження гідрогеологічних умов в районі спорудження. З метою охорони підземних питних вод, передбачений спуск кондуктора діаметром 426 мм на глибину 100 м.

Для попередження перетоків флюїдів і пластових вод в за колонному просторі цементний розчин за всіма обсадними колонами необхідно піднімати до гирла.

Для технічного водопостачання може використовуватись річкова вода в кількості 2-3 м<sup>3</sup>/д.

Крім того в проєктах на буріння кожної запроєктованої пошукової свердловини будуть враховані і дотримані всі необхідні вимоги і нюанси щодо безпечного проведення бурових робіт. Також всі проєкти обов'язково пройдуть екологічну і інші передбачені законодавством експертизи.



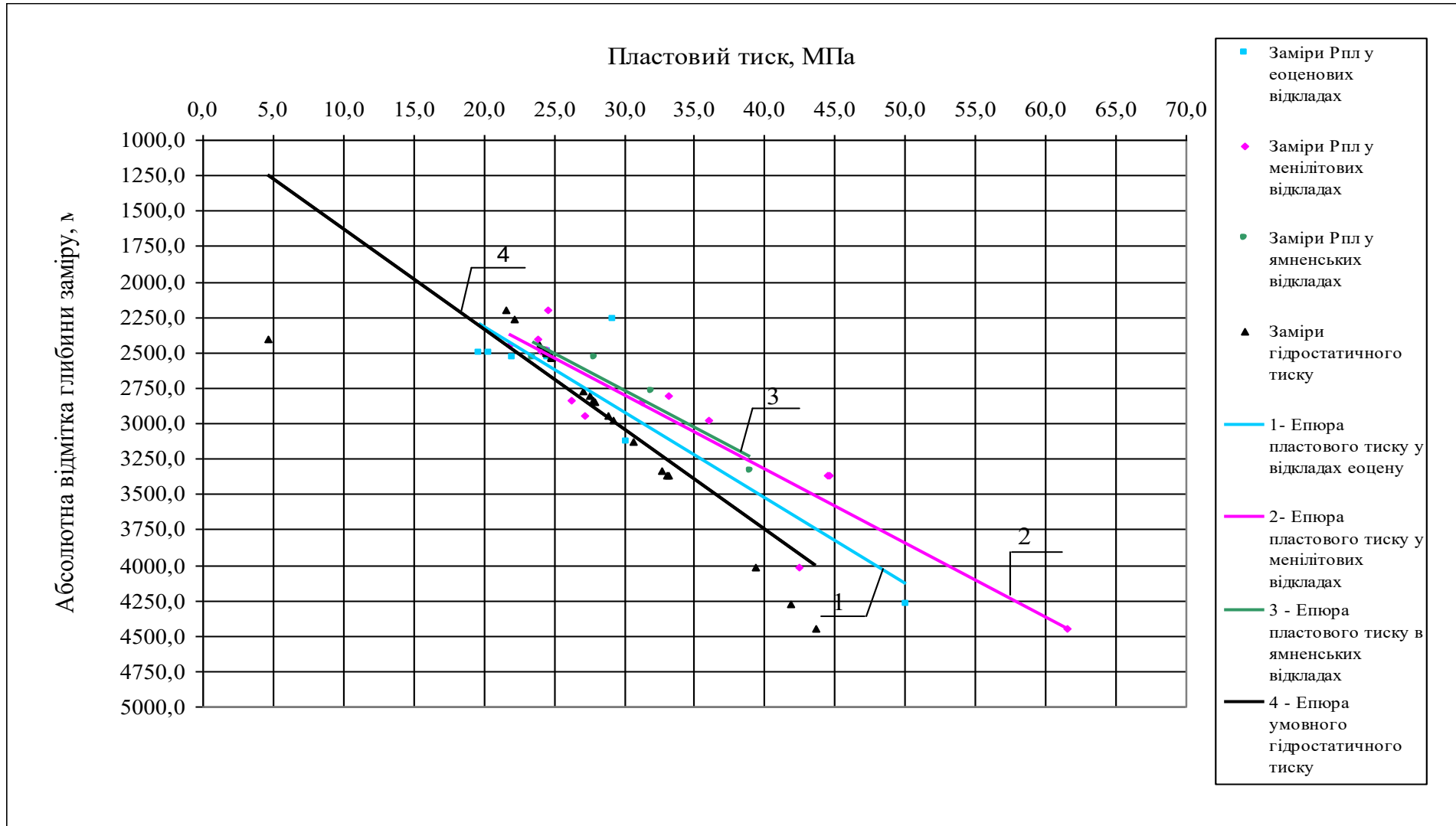


Рисунок 2.1 - Прогнозна зміна пластового тиску з глибиною на Ганнівській площі

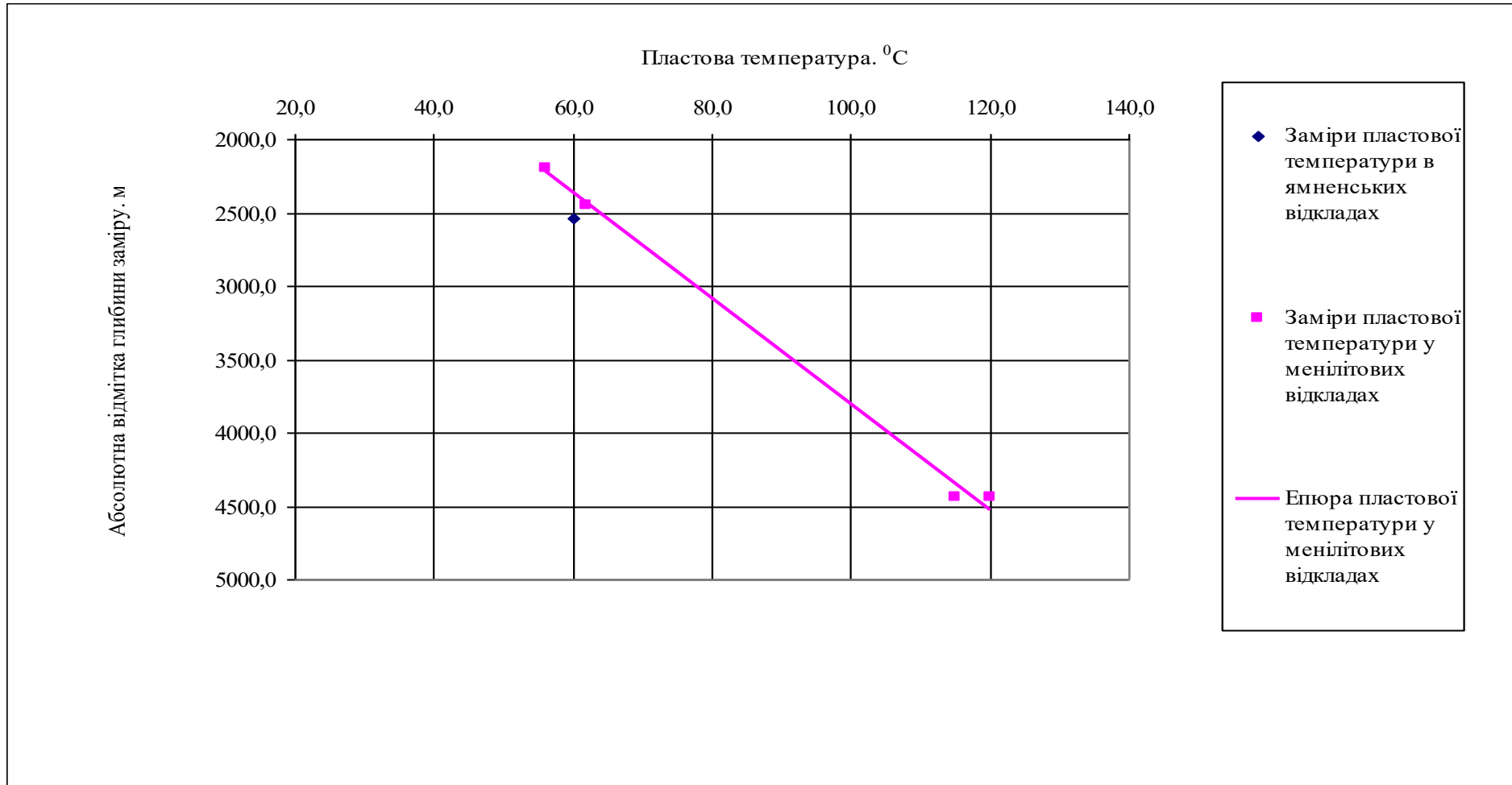


Рисунок 2.2 - Зміна температури з глибиною на Ганнівській площі (в районі пошукових робіт)

**Таблиця 1.6 - Результати замірів пластових тисків у свердловинах,  
що пробурені в районі пошукових робіт**

Номер свердловини	Дата заміру	Альтитуда, м	Вік - світа, підсвіта	Інтервал випробування, м				Глибина заміру, м	Абсолютна точка глибини заміру, м	Пластовий тиск, МПа	P <sub>пл</sub> /P <sub>у.г.</sub>	P <sub>у.г.</sub>
				глибина		абс.відмітка						
				низ	верх	низ	верх					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13	14
<b>Смільна</b>												
2-См	-	532,2	P <sub>3ml</sub>	3465	3310	-2912,3	-2757,7	-	-	-	-	-
5-См	-	498,3	P <sub>3ml<sub>1</sub></sub>	3357	3353	-2823,9	-2820,1	-	-	-	-	-
12-См	-	538,4	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13-См	-	427,8	P <sub>3ml<sub>1</sub></sub>	3370	3222	-2935,7	-2788,3	-	-	-	-	-
	-	427,8	P <sub>3ml<sub>1</sub></sub>	3370	3300	-2935,7	-2935,7	-	-	-	-	-
	-	427,8	P <sub>3ml<sub>1</sub></sub>	3370	3322	-2935,7	-2887,9	-	-	-	-	-
	-	427,8	P <sub>3ml<sub>1</sub></sub>	4168	4153	-3730,8	-3715,8	-	-	-	-	-
	-	427,8	P <sub>3ml<sub>1</sub></sub>	4187	4172	-3749,8	-3734,8	-	-	-	-	-
15-См	-	427,8	P <sub>1jm</sub>	4174	4155	-3736,8	-3717,8	-	-	-	-	-
	-	360,6	P <sub>2</sub>	3172	3169	-2809,3	-2806,3	-	-	-	-	-
	-	360,6	P <sub>2</sub>	3153	3151	-2790,3	-2788,3	-	-	-	-	-
	-	360,6	P <sub>2</sub>	3107	3104	-2744,3	-2741,3	-	-	-	-	-
	-	360,6	P <sub>2</sub>	3021	3019	-2658,4	-2656,4	-	-	-	-	-
20-См	-	360,6	P <sub>2</sub>	2956	2954	-2593,4	-2591,4	-	-	-	-	-
	-	360,6	P <sub>3ml</sub>	3215	3213	-2852,3	-2850,3	-	-	-	-	-
20-См	-	718,9	не випробовувалась	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21-См	-	494,7	P <sub>2</sub>	3818	3511	-3306,0	-3081,0	-	-	-	-	-
	-	494,7		3818	3724	-3306,0	-3212,0	-	-	-	-	-
22-См	-	403,4	P <sub>2</sub>	3945	3730	-3536,8	-3324,3	-	-	-	-	-
	-	403,4	P <sub>2</sub>	3836	3696	-3429,6	-3290,3	-	-	-	-	-
24-См	-	561,6	P <sub>2</sub>	4350	4212	-3779,7	-3643,0	4277,0	-3707,5	50,1	1,2	41,9
	-	561,6	P <sub>2</sub>	4350	4212	-3779,7	-3643,0	-	-	-	-	-
	-	561,6	P <sub>2</sub>	4467	4212	-3895,5	-3643,0	-	-	-	-	-
	-	561,6	P <sub>3ml</sub> +N <sub>1pl</sub>	4180	4035	-3611,2	-3467,0	-	-	-	-	-
	-	561,6	P <sub>1jm</sub>	3515	3425	-2948,7	-2858,9	-	-	-	-	-
	14.12.1977	561,6	K <sub>2st</sub>	-	-	-	-	4482,0	-3910,3	58,0	1,32	43,9
<b>Попелі</b>												
2-П	01.-08.05.1968	605,8	P <sub>1jm</sub>	2553	2542	-1938,3	-1927,3	2535,0	-1920,3	23,5	0,95	24,9
	21.02.1968	605,8	P <sub>2</sub> + P <sub>1jm</sub>	2547	2539	-1932,3	-1924,3	-	-	20,8	-	-
	12.03.1968	605,8	P <sub>2</sub>	2539	2520	-1924,3	-1905,3	2535,0	-1920,3	24,6	0,99	24,9
	16.04.1968	605,8	P <sub>1jm</sub>	2550	2547	-1935,3	-1932,3	2535,0	-1920,3	24,8	1	24,9
	16.04.1968	605,8	тектон.зона+P <sub>2</sub> +P <sub>1jm</sub>	2550	2457	-1935,3	-1842,3	2535,0	-1920,3	24,8	1	24,9
	24.04.1968	605,8	тектон.зона+P <sub>2</sub> +P <sub>1jm</sub>	2553	2520	-1938,3	-1905,3	2535,0	-1920,3	22,1	0,89	24,9
	06.05.1968			2498	2457	-1883,3	-1842,3			23,5	0,95	
13.09.1967	605,8	P <sub>1jm</sub>	2553	2542	-1938,3	-1927,3	2535,0	-1920,3	27,9	1,12	24,9	
3-П	23.06.1970	561,2	P <sub>3ml<sub>1</sub></sub>	2843	2830	-2251,7	-2238,9	2836,5	-2245,3	26,3	0,95	27,8
	-	561,2	P <sub>3ml<sub>1</sub></sub>	2917	2913	-2324,4	-2320,5	-	-	-	-	-
	-	561,2	P <sub>2</sub>	3110	3078	-2511,7	-2480,9	-	-	-	-	-
	-			3014	2965	-2418,9	-2371,2	-	-	-	-	-
	21.04.1970	561,2	P <sub>1jm</sub>	3356	3309	-2749,7	-2704,1	3332,5	-2726,9	39,0	1,2	32,7
06.03.1970	561,2	P <sub>3ml<sub>1</sub></sub>	4093	3943	-3471,2	-3323,6	4016,5	-3395,9	42,5	1,08	39,4	
4-П	-	618,5	N <sub>1pl</sub>	2157	2136	-1529,2	-1508,5	-	-	-	-	-
		618,5		2180	2174	-1551,8	-1545,9	-	-	-	-	-
		618,5		2205	2200	-1576,5	-1571,5	-	-	-	-	-
	-	618,5	N <sub>1pl</sub>	2210	2109	-1581,4	-1481,8	-	-	-	-	-
	-	618,5	P <sub>3ml</sub>	2210	2117	-1581,5	-1489,8	2200,0	-1571,5	24,5	1,14	21,6
5-П	13.06.1968	681,2	P <sub>3ml</sub>	2995	2960	-2288,5	-2254,3	2945,0	-2239,7	27,1	0,94	28,9
	23.05.1968	681,2	P <sub>2</sub>	2940	2895	-2234,9	-2191,2					
6-П	-	684,0	K <sub>2st</sub>	1060	1026	-374,9	-341,0	-	-	-	-	-
	12.03.1968	684,0	K <sub>2st</sub>	938	910	-253,2	-225,3	924,0	-239,2	8,1	0,89	9,1
	21.03.1968	684,0	K <sub>2st</sub>	500	460	+184,2	+224,2	480,0	+204,2	4,0	0,86	4,7
7-П	-	567,2	P <sub>3ml<sub>1</sub></sub> +P <sub>2</sub>	2850	2660	-2249,0	-2061,8	-	-	-	-	-
	-	567,2	P <sub>3ml<sub>1</sub></sub> + P <sub>2</sub>	3235	2970	-2631,8	-2367,7	-	-	-	-	-
	-	567,2	P <sub>2</sub> + P <sub>3ml<sub>1</sub></sub>	3548	3270	-2944,1	-2666,7	-	-	-	-	-

Кінець таблиці 1.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13	14
8-П	10.04.1968	531,7	N <sub>1pl</sub> + P <sub>3ml</sub>	2925	2784	-2387,1	-2247,0	2850,0	-2312,5	31,2	1,12	27,9
	02.07.1968	531,7	P <sub>3ml</sub>	2425 2398 2370 2355	2410 2388 2360 2345	-1889,3 -1862,4 -1834,4 -1819,5	-1874,3 -1852,4 -1824,5 -1809,5	2400,0	-1864,4	23,9	0,86	4,7
	-	531,7	P <sub>3ml</sub>	2425	2345	-1889,3	-1809,5	-	-	-	-	-
	-	531,7	P <sub>2</sub>	2445 2496	2442 2462	-1909,2 -1960,1	-1906,2 -1926,2	-	-	-	-	-
	-	531,7	P <sub>3ml</sub>	2425	2345	-1889,3	-1809,5	-	-	-	-	-
9-П	-	446,1	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11-П	-	415,8	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-П	-	607,6	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25-П	-	556,7	P <sub>3ml1</sub>	2474	2414	-1915,1	-1855,2	2450,0	-1891,2	21,8	0,91	24,0
29-П	10.10.1991	574,2	P <sub>2</sub>	2478	2460	-1888,5	-1870,9	2500,0	-1910,1	20,4	19,7	0,83
	15.10.1991											0,80
	13.08.1991	574,2	P <sub>3ml1</sub>	2805	2770	-2205,6	-2171,6	2800,0	-2200,7	33,2	1,21	27,5
<b>Нижні Попелі</b>												
1-Н.П.	07.09.1991	519,3	P <sub>3ml1</sub>	2540	2491	-2013,3	-1964,6	2491,0	-1967,6	24,1	0,99	24,4
	-	519,3	P <sub>3ml1</sub>	2934	2913	-2405,3	-2384,5	-	-	-	-	-
	05.01.1992	519,3	P <sub>3ml1</sub> + P <sub>2</sub>	3023	2982	-2493,8	-2453,0	2982,0	-2453,0	36,0	1,23	29,2
	26-27.06.1992	519,3	P <sub>3ml</sub>	3415	3372	-2884,3	-2841,4	3372,0	-2841,4	44,6	1,35	33,1
	03.-04.07.92	519,3	P <sub>3ml</sub>	3402	3375	-2871,3	-2844,4	3365,0	-2834,4	44,5	1,35	33,0
<b>Північний Борислав</b>												
8-Пн.Б	07.07.1967	356,4	P <sub>2</sub>	2268	2260	-1901,6	-1893,6	2264,0	-1897,6	29,2	1,32	22,2
	19.07.1967	356,4	P <sub>3ml</sub>	2000	1992	-1633,7	-1625,7	-	-	29,4	-	-
9-Пн.Б	-	399,0	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Нагуєвичі</b>												
1-Нагуєвичі	-	324,3	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2-Нагуєвичі	-	336,0	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ясениця</b>												
1-Ясн	-	361,4	не випробувалась	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2-Ясн	-	346,9	не випробувалась	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Опака</b>												
1-Оп	-	475,5	P <sub>2</sub>	3361	3335	-2885,5	-2859,5	-	-	-	-	-
	-	475,5	P <sub>2</sub>	3328	3268	-2852,5	-2792,5	-	-	-	-	-
	-	475,5	P <sub>3ml</sub>	3254	3237	-2778,5	-2761,5	-	-	-	-	-
	-	475,5	P <sub>3ml</sub>	3260	3249	-2784,5	-2773,5	-	-	-	-	-
	-	475,5	P <sub>3ml</sub>	3225	3162	-2749,5	-2686,5	-	-	-	-	-
	-	475,5	P <sub>3ml</sub>	3144	3036	-2668,5	-2560,5	-	-	-	-	-
	-	475,5	N <sub>1pl</sub>	2963	2955	-2487,5	-2479,5	-	-	-	-	-
	-	475,5	P <sub>1jm</sub>	1623 1605	1618 1604	-1147,5 -1605,0	-1142,5 -1604,0	-	-	-	-	-
	-	475,5	N <sub>1pl</sub>	2912	2894	-2436,5	-2418,5	-	-	-	-	-
2-Оп	-	674,6	P <sub>1jm</sub>	2772	2764	-2097,4	-2089,4	2768,0	-2093,4	32,0	1,18	27,1
	-	674,6	P <sub>2</sub>	2654	2649	-1979,4	-1974,4	-	-	-	-	-
	-	674,6	P <sub>2</sub>	2552	2540	-1877,4	-1865,4	-	-	-	-	-
	-	674,6	P <sub>2</sub>	2498	2490	-1823,4	-1815,4	2496,0	-1821,4	24,6	1,01	24,5
	-	674,6	P <sub>3ml</sub>	2482	2475	-1807,4	-1800,4	2478,0	-1803,4	24,4	1,01	24,3
	-	674,6	P <sub>3ml</sub>	2466	2390	-1791,4	-1715,4	-	-	-	-	-
-	674,6	N <sub>1pl</sub>	2371	2047	-1696,4	-1372,4	-	-	-	-	-	
<b>Верхня Опака</b>												
2-В.Оп	27.07.1988	476,8	P <sub>3ml</sub>	4556	4437	-4067,4	-3949,0	4444,0	-3956,0	61,5	1,41	43,6
	23.07.1988	476,8	P <sub>3ml</sub>	4556	4439	-4067,4	-3951,0	4444,0	-3956,0	61,5	1,41	43,6

**Таблиця 1.7 - Результати замірів температур у свердловинах,  
що пробурені в районі пошукових робіт**

Номер свердловини	Дата заміру	Альтитуда, м	Вік - світа, підсвіта	Інтервал випробування, м				Глибина заміру, м	Абсолютна точка глибини заміру, м	Температура, °С
				глибина		абс. відмітка				
				верх	низ	верх	низ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Смільня</b>										
2-См	-	532,20	P <sub>3</sub> ml	3310	3465	-2757,7	-2912,3	-	-	-
5-См	-	498,30	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	3353	3357	-2820,1	-2823,9	-	-	-
12-См	-	538,40	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-
13-См	-	427,80	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	3222	3370	-2788,3	-2935,7	-	-	-
	-	427,80	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	3300	3370	-2935,7	-2935,7	-	-	-
	-	427,80	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	3322	3370	-2887,9	-2935,7	-	-	-
	-	427,80	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	4153	4168	-3715,8	-3730,8	-	-	-
	-	427,80	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	4172	4187	-3734,8	-3749,8	-	-	-
	-	427,80	P <sub>1</sub> jm	4155	4174	-3717,8	-3736,8	-	-	-
15-См	-	360,60	P <sub>2</sub>	3169	3172	-2806,3	-2809,3	-	-	-
	-	360,60	P <sub>2</sub>	3151	3153	-2788,3	-2790,3	-	-	-
	-	360,60	P <sub>2</sub>	3104	3107	-2741,3	-2744,3	-	-	-
	-	360,60	P <sub>2</sub>	3019	3021	-2656,4	-2658,4	-	-	-
	-	360,60	P <sub>2</sub>	2954	2956	-2591,4	-2593,4	-	-	-
	-	360,60	P <sub>3</sub> ml	3213	3215	-2850,3	-2852,3	-	-	-
20-См	-	718,90	не випробувалась	-	-	-	-	-	-	-
21-См	-	494,70	P <sub>2</sub>	3511	3818	-3081,0	-3306,0	-	-	-
	-	494,70		3724	3818	-3212,0	-3306,0	-	-	-
22-См	-	403,40	P <sub>2</sub>	3730	3945	-3324,3	-3536,8	-	-	-
	-	403,40	P <sub>2</sub>	3696	3836	-3290,3	-3429,6	-	-	-
24-См	-	561,60	P <sub>2</sub>	4212	4350	-3643,0	-3779,7	-	-	-
	-	561,60	P <sub>2</sub>	4212	4350	-3643,0	-3779,7	-	-	-
	-	561,60	P <sub>2</sub>	4212	4467	-3643,0	-3895,5	-	-	-
	-	561,60	P <sub>3</sub> ml+N <sub>1</sub> pl	4035	4180	-3467,0	-3611,2	-	-	-
	-	561,60	P <sub>1</sub> jm	3425	3515	-2858,9	-2948,7	-	-	-
	14.12.1977	561,60	K <sub>2</sub> st	-	-	-	-	-	-	-
<b>Попелі</b>										
2-П	-	605,80	P <sub>1</sub> jm	2542	2553	-1927,3	-1938,3	-	-	-
	-	605,80	P <sub>2</sub> +P <sub>1</sub> jm	2539	2547	-1924,3	-1932,3	-	-	-
	-	605,80	P <sub>2</sub>	2520	2539	-1905,3	-1924,3	-	-	-
	-	605,80	P <sub>1</sub> jm	2547	2550	-1932,3	-1935,3	-	-	-
	-	605,80	тектон.зона+P <sub>2</sub> +P <sub>1</sub> jm	2457	2550	-1842,3	-1935,3	-	-	-
	-	605,80	тектон.зона+P <sub>2</sub> +P <sub>1</sub> jm	2520	2553	-1905,3	-1938,3	-	-	-
	13.09.1967	605,80	P <sub>1</sub> jm	2542	2553	-1927,3	-1938,3	2535,0	-1920,3	60,0
3-П	-	561,20	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	2830	2843	-2238,9	-2251,7	-	-	-
	-	561,20	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	2913	2917	-2320,5	-2324,4	-	-	-
	-	561,20	P <sub>2</sub>	3078	3110	-2480,9	-2511,7	-	-	-
	-	561,20	P <sub>1</sub> jm	2965	3014	-2371,2	-2418,9	-	-	-
	-	561,20	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	3309	3356	-2704,1	-2749,7	-	-	-
4-П	-	618,50	N <sub>1</sub> pl	2136	2157	-1508,5	-1529,2	-	-	-
	-	618,50		2174	2180	-1545,9	-1551,8	-	-	-
	-	618,50		2200	2205	-1571,5	-1576,5	-	-	-
	-	618,50	N <sub>1</sub> pl	2109	2210	-1481,8	-1581,4	-	-	-
5-П	-	681,20	P <sub>3</sub> ml	2117	2210	-1489,8	-1581,5	2200	-1571,5	56,0
	-	681,20	P <sub>3</sub> ml	2960	2995	-2254,3	-2288,5	-	-	-
6-П	-	681,20	P <sub>2</sub>	2895	2940	-2191,2	-2234,9	-	-	-
	-	681,20	P <sub>2</sub>	3100	3150,2	-2391,4	-2440,6	-	-	-
	-	684,00	K <sub>2</sub> st	1026	1060	-341,0	-374,9	-	-	-
6-П	-	684,00	K <sub>2</sub> st	910	938	-225,3	-253,2	-	-	-
	-	684,00	K <sub>2</sub> st	460	500	+224,2	+184,2	-	-	-

Кінець таблиці 1.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
7-П	-	567,20	$P_3ml_1+P_2$	2660	2850	-2061,8	-2249,0	-	-	-
	-	567,20	$P_3ml_1+P_2$	2970	3235	-2367,7	-2631,8	-	-	-
	-	567,20	$P_2+P_3ml_1$	3270	3548	-2666,7	-2944,1	-	-	-
8-П	-	531,70	$N_{1pl} + P_3ml$	2784	2925	-2247,0	-2387,1	-	-	-
	-	531,70	$P_3ml$	2410	2425	-1874,3	-1889,3	-	-	-
				2388	2398	-1852,4	-1862,4			
				2360	2370	-1824,5	-1834,4			
				2345	2355	-1809,5	-1819,5			
	-	531,70	$P_3ml$	2345	2425	-1809,5	-1889,3	-	-	-
-	531,70	$P_2$	2442	2445	-1906,2	-1909,2	-	-	-	
-	531,70		2462	2496	-1926,2	-1960,1	-	-	-	
-	531,70	$P_3ml$	2345	2425	-1809,5	-1889,3	-	-	-	
9-П	-	446,10	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-
11-П	-	415,80	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-
12-П	-	607,60	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-
25-П	-	556,70	$P_3ml_1$	2414	2474	-1855,2	-1915,1	2450	-1891,2	62,0
29-П	-	574,20	$P_2$	2460	2478	-1870,9	-1888,5	-	-	-
	-	574,20	$P_3ml_1$	2770	2805	-2171,6	-2205,6	-	-	-
<b>Нижні Пелі</b>										
1-Н.П.	-	519,30	$P_3ml_1$	2491	2540	-1964,6	-2013,3	-	-	-
	-	519,30	$P_3ml_1$	2913	2934	-2384,5	-2405,3	-	-	-
	-	519,30	$P_3ml_1+P_2$	2982	3023	-2453,0	-2493,8	-	-	-
	-	519,30	$P_3ml$	3372	3415	-2841,4	-2884,3	-	-	-
	-	519,30	$P_3ml$	3375	3402	-2844,4	-2871,3	-	-	-
<b>Північний Борислав</b>										
8-Пн.Б	-	356,40	$P_2$	2260	2268	-1893,6	-1901,6	-	-	-
	-	356,40	$P_3ml$	1992	2000	-1625,7	-1633,7	-	-	-
9-Пн.Б	-	399,00	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-
<b>Нагуєвичі</b>										
1-Нагуєвичі	-	324,30	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-
2-Нагуєвичі	-	336,00	ліквідована	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ясениця</b>										
1-Ясн	-	361,40	не випробувалась	-	-	-	-	-	-	-
2-Ясн	-	346,90	не випробувалась	-	-	-	-	-	-	-
<b>Опака</b>										
1-Оп	-	475,50	$P_2$	3335	3361	-2859,5	-2885,5	-	-	-
	-	475,50	$P_2$	3268	3328	-2792,5	-2852,5	-	-	-
	-	475,50	$P_3ml$	3237	3254	-2761,5	-2778,5	-	-	-
	-	475,50	$P_3ml$	3249	3260	-2773,5	-2784,5	-	-	-
	-	475,50	$P_3ml$	3162	3225	-2686,5	-2749,5	-	-	-
	-	475,50	$P_3ml$	3036	3144	-2560,5	-2668,5	-	-	-
	-	475,50	$N_{1pl}$	2955	2963	-2479,5	-2487,5	-	-	-
	-	475,50	$P_{1jm}$	1618	1623	-1142,5	-1147,5	-	-	-
				1604	1605	-1604,0	-1605,0	-	-	-
-	475,50	$N_{1pl}$	2894	2912	-2418,5	-2436,5	-	-	-	
2-Оп	-	674,60	$P_{1jm}$	2764	2772	-2089,4	-2097,4	-	-	-
	-	674,60	$P_2$	2649	2654	-1974,4	-1979,4	-	-	-
	-	674,60	$P_2$	2540	2552	-1865,4	-1877,4	-	-	-
	-	674,60	$P_2$	2490	2498	-1815,4	-1823,4	-	-	-
	-	674,60	$P_3ml$	2475	2482	-1800,4	-1807,4	-	-	-
	-	674,60	$P_3ml$	2390	2466	-1715,4	-1791,4	-	-	-
-	674,60	$N_{1pl}$	2047	2371	-1372,4	-1696,4	-	-	-	
<b>Верхня Опака</b>										
2-В.Оп	-	476,80	$P_3ml$	4437	4556	-3949,0	-4067,4	4444,0	-3956,0	115,0
	-	476,80	$P_3ml$	4439	4556	-3951,0	-4067,4	4444,0	-3956,0	120,0



**Таблиця 1.10** - Зведена таблиця підрахункових параметрів та ресурсів нафти Шумівської площі

Блок, ділянка	Горизонт	Код класу запасів	Площа пастки, тис. м <sup>2</sup>	Середня нафтонасичена товщина, м	Об'єм нафтонасичених порід, тис. м <sup>3</sup>	Коefіцієнти, частка одиниці			Густина нафти, кг/м <sup>3</sup>	Початкові загальні ресурси нафти, тис. т	Коефіцієнт нафтовилучення	Початкові видобувні ресурси нафти, тис. т
						відкрита пористість	нафтонасиченість	перерахунковий				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Північно-західна ділянка Ясеницького блоку	менілітовий	333	1344,5	22,3	29982	0,091	0,64	0,794	878,0	<b>1217</b>	0,18	<b>219</b>
	еоценовий	333	1041,7	27,0	28126	0,084	0,57	0,794	870,0	<b>930</b>	0,18	<b>167</b>
	ямненський	333	1231,2	17,4	21423	0,151	0,81	0,794	860,0	<b>1789</b>	0,18	<b>322</b>
Південно-східна ділянка Ясеницького блоку	менілітовий	333	1625,0	22,3	36238	0,091	0,64	0,794	878,0	<b>1471</b>	0,18	<b>265</b>
	еоценовий	333	1463,2	27,0	39506	0,084	0,57	0,794	870,0	<b>1307</b>	0,18	<b>235</b>
	ямненський	333	1177,1	17,4	20482	0,151	0,81	0,794	870,0	<b>1730</b>	0,18	<b>311</b>

Кінець таблиці 1.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>Всього</b>	по менілітовому покладу	333	-	-	-	-	-	-	-	<b>2688</b>	-	<b>484</b>
	по еоценовому покладу	333	-	-	-	-	-	-	-	<b>2237</b>	-	<b>403</b>
	по ямненському покладу	333	-	-	-	-	-	-	-	<b>3519</b>	-	<b>633</b>
	по Шумівській площі	333	-	-	-	-	-	-	-	<b>8444</b>	-	<b>1520</b>

## 3 ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

### 3.1 Обґрунтування конструкції свердловини

Під конструкцією свердловини розуміють схему її побудови, що включає в себе сукупність даних про кількість та інтервали спуску колон та інтервали тампонування [15].

Конструкція свердловини повинна забезпечувати:

- міцність та довговічність свердловини як технічної споруди;
- надійну ізоляцію всіх проникних горизонтів та вимоги охорони надр і навколишнього середовища;
- мінімум витрат на одиницю видобувної продукції;
- проходку свердловини до проектної глибини;
- досягнення проектних режимів експлуатації;
- найповніше використання природної енергії пласта для транспортування нафти і газу;
- проведення ремонтних робіт у свердловині, а також інших досліджень.

На вибір конструкції свердловини впливає багато факторів [15]: призначення свердловини, її проектна глибина, особливості геологічної будови родовища і ступінь його вивченості, стійкість гірських порід, характер зміни з глибиною коефіцієнтів аномальності та індексів тиску поглинання (гідророзриву), склад пластових рідин, профіль свердловини, спосіб і тривалість буріння, рівень розвитку технології буріння, спосіб первинного розкриття продуктивного пласта, температурний режим в період буріння та експлуатації, дебіт та способи експлуатації свердловини на різних етапах розробки родовища, економічність, вимоги законів про охорону навколишнього середовища, а також суб'єктивні фактори.

Проектування конструкції свердловини проводиться на основі [18], аналізу геологічних умов (стратиграфія, можливі ускладнення і ін.) і промислового матеріалу щодо буріння свердловин на сусідніх площах.

Проектування конструкції свердловини починають з виділення зон з несумісними умовами буріння. Умови буріння в двох суміжних зонах вважають несуміжними в тому випадку, якщо при переході з верхньої зони до буріння в нижній зоні необхідно змінити густину або склад промивальної рідини так, що це призведе до виникнення ускладнень (поглинань, флюїдопроявлень, осипань чи обвильювань) у верхній зоні. Для того, щоб ускладнення не виникали, до початку буріння нижньої зони верхню необхідно надійно ізолювати.

Як правило ізолюють зону спуском колони обсадних труб і заповненням кільцевого простору між цією колоною і стінками свердловини тампонажним розчином. Тому границя розділу двох зон є та мінімальна глибина, до якої необхідно спускати обсадну колону, перш ніж стане можливим змінити густину (або склад промивальної рідини) до величини, визначеної умовами буріння в новій зоні, без небезпеки виникнення ускладнень у попередній [15].

Зони з несумісними умовами буріння виділяють з допомогою суміщеного графіка зміни коефіцієнта аномальності та індексу тиску поглинання (гідророзриву).

Під коефіцієнтом аномальності розуміють відношення пластового тиску до гідростатичного тиску стовпа прісної води [15]:

$$K_a = \frac{P_{пл}}{\rho_v \cdot g \cdot H} \quad (3.1)$$

де  $K_a$  – коефіцієнт аномальності;

$P_{пл}$  – пластовий тиск, Па;

$\rho_v$  – густина прісної води, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>;

$H$  – глибина залягання пласта, м.

Під індексом тиску поглинання (гідророзриву) розуміють відношення тиску поглинання (гідророзриву) до гідростатичного тиску стовпа прісної води.

$$K_{п(грп)} = \frac{P_{п(грп)}}{\rho_v \cdot g \cdot H} \quad (3.2)$$

де  $K_{п(грп)}$  – індекс тиску поглинання (гідророзриву);

$P_{п(грп)}$  – тиск поглинання (гідророзриву), Па.

Результати розрахунку коефіцієнтів аномальності та індексів тиску поглинання і гідророзриву для різних інтервалів буріння зведемо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Значення коефіцієнта аномальності та індекса тиску гідророзриву порід

Інтервал, м		$K_a$	$K_{грп}$
від	до		
0	100	0,010	0,019
100	250	0,010	0,018
250	800	0,010	0,020
800	920	0,010	0,022
920	1460	0,010	0,021
1460	1680	0,010	0,019
1680	1760	0,010	0,019
1760	1960	0,010	0,019
1960	2200	0,009	0,019
2200	2400	0,011	0,018

На суміщений графік (рисунок 3.1) наносимо точки, що відповідають значенням коефіцієнта аномальності та індексу тиску поглинання (гідророзриву) для кожного інтервалу. Проводимо вертикальні прямі зміни цих величин. На графіку виділяємо зони з несумісними умовами буріння.

Виходячи із побудованого суміщеного графіку тисків і враховуючи реальні геолого-технологічні фактори пропонується наступна конструкція типової свердловини:

- направлення діаметром 426 мм опускається на глибину 10 м для закріплення приустьової частини свердловини від розмиву буровим розчином, забезпечення циркуляції промивної рідини та ізоляції ґрунтових вод. Направлення встановлюється строго вертикально і забутовується до поверхні землі;

- кондуктор діаметром 324 мм спускається на глибину 100 м для перекриття нестійких поглинаючих четвертинних та верхніх еоценових відкладів Берегової скиби, для ізоляції підземних вод, установа противикидного обладнання та підвішування наступних обсадних колон; цементування кондуктора здійснюється до устя цементом ПЦТ I-50 + вода (ВЦ=0,5) + CaCl<sub>2</sub> ( до 4 % );

- проміжна колона діаметром 245 мм спускається двома секціями на глибину 1760 м (північно-західна ділянка Ясеницького блоку) та на 2380 м (південно-східна ділянка Ясеницького блоку) з метою перекриття поглинаючих ямненських, нестійких стрийських (Берегова скиба), поляницьких і воротищенських, менілітових і еоценових відкладів проміжного ярусу Внутрішньої зони; проміжна колона цементується до устя; для цементування слід передбачити використання цементного розчину на основі ПЦТ I-50, густиною 1,82 г/см<sup>3</sup> з додаванням НТФК (0,02-0,03 %) та КМЦ або Тілози Х20П - 0,5 %), застосовуються для покращення реологічних властивостей (зменшення фільтрації) та стабілізації тампонажного розчину;

- експлуатаційна колона діаметром 146 мм спускається на проектну глибину - 2300 м ( північно-західна ділянка Ясеницького блоку ) і 2920 м (південно-східна ділянка Ясеницького блоку) з метою розмежування продуктивних горизонтів, їх освоєння та експлуатації і цементується до устя. Цементується експлуатаційна колона двома порціями тампонажного розчину.

Цементування здійснюється наступним чином: I ступінь – ПЦТ I-100 + вода (ВЦ=0,43) + НТФК (0,05 %) + КМЦ або Тілоза Х 20 П (до 0,5 %); II - ступінь – ПЦТ I-50 + вода ( ВЦ=0,5) + НТФК (0,03 %).

Експлуатаційна колона комплектується всіма необхідними елементами технологічної оснастки: башмаком, двома зворотними клапанами, центраторами пружинними ЦЦ (згідно розрахунку), МСЦ. Напроти продуктивних горизонтів встановлюються по два пружинні центратори типу ЦЦ на кожену трубу та турбулізатори. З метою зменшення гідродинамічного тиску на пласти швидкість спуску експлуатаційної колони у відкритому стовбурі не повинна бути більшою 0,6 м/с.

### **Вибір діаметрів обсадних колон та доліт**

Зазвичай діаметр експлуатаційної колони вибирають за вимогами замовника та виходячи з величини очікуваного дебіту [15]. Для буріння проектної

свердловини доцільно для експлуатаційної колони застосовувати обсадні труби діаметром 146 мм.

Розрахуємо діаметри обсадних колон та діаметри доліт під кожен колону.

Діаметр експлуатаційної колони ми визначили вище, він становить 146 мм.

Знайдемо діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

$$D_d = d_m + 2\Delta_k \quad (3.3)$$

де  $d_m$  – найбільший зовнішній діаметр обсадної колони (як правило, діаметр муфти), м;

$\Delta_k$  – мінімально необхідний зазор для вільного проходження колони у свердловину при спуску, м.

$$D_g^{екс} = 0,166 + 2 \cdot 0,012 = 0,19 \text{ м}$$

З врахуванням практичного досвіду приймаємо долото діаметром 0,2159 м.

Визначаємо внутрішній діаметр другої проміжної колони:

$$d_b^{n2} = D_d^{екс} + 2\Delta_b \quad (3.4)$$

де  $\Delta_b$  – радіальний зазор, необхідний для вільного пропуску всередині даної колони долота для буріння під наступну колону, м.

$$\Delta_b \geq 3 \div 5 \text{ мм}$$

$$d_b^{n2} = 0,2159 + 2 \cdot 0,003 = 0,2219 \text{ м}$$

Тоді зовнішній її діаметр буде рівний:

$$d_3^{n2} = d_b^{n2} + 2\delta \quad (3.5)$$

де  $\delta$  – найбільша можлива товщина стінки труб для даної колони, м

$$d_3^{n2} = 0,2219 + 2 \cdot 0,0107 = 0,2433 \text{ м}$$

Згідно стандарту приймаємо  $d_3^{n2} = 0,2445 \text{ м}$ .

Знайдемо діаметр долота для буріння під другу проміжну колону:

$$D_d^{n2} = 0,269 + 2 \cdot 0,013 = 0,295 \text{ м}$$

Знайдемо внутрішній діаметр першої проміжної колони:

$$d_b^{n1} = 0,2953 + 2 \cdot 0,0035 = 0,3023 \text{ м},$$

$$d_3^{n1} = 0,3023 + 2 \cdot 0,01 = 0,3223 \text{ м}.$$

Приймаємо зовнішній діаметр першої проміжної колони рівним  $d_3^{n1} = 0,3239 \text{ м}$ .

$$D_d^{n1} = 0,351 + 2 \cdot 0,02 = 0,391 \text{ м}$$

Згідно стандарту приймаємо  $D_g^{n1} = 0,3937 \text{ м}$ .

Знайдемо внутрішній діаметр кондуктора

$$d_b^k = 0,3937 + 2 \cdot 0,0035 = 0,4007 \text{ м}$$

$$d_3^k = 0,4007 + 2 \cdot 0,01 = 0,4207 \text{ м}$$

Зовнішній діаметр кондуктора приймаємо  $d_3^k = 0,426 \text{ м}$ .

$$D_d^k = 0,426 + 2 \cdot 0,03 = 0,511 \text{ м}$$

Приймаємо для буріння під кондуктор комбінацію долота діаметром 0,3937 м та розширювача РШ550.

Для направлення зовнішній діаметр беремо більшим на 50-100 мм від діаметру долота під кондуктор.

$$d_3^H = 0,55 + 0,05 = 0,6 \text{ м}$$

Зовнішній діаметр направлення приймаємо  $d_3^H = 0,63 \text{ м}$ .

Для буріння під направлення використовуємо долото діаметром 0,3937 м, розширювач РШ550 та розширювач РШ720.

Результати розрахунків зводимо в таблицю 3.2 та рисунок 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунків конструкції свердловини

Інтервал буріння, м	Інтервал кріплення, м	Назва колони	Діаметр колони, м	Діаметр долота, м	Інтервал цементування, м
0 - 5	0-5	Направлення	0,63	0,72	0-5
5 - 100	0-100	Кондуктор	0,3239	0,3937	0-100
100-1800	0-1800	Проміжна	0,2445	0,2953	0-1800
1800-2400	0-2400	Експлуатаційна	0,146	0,2159	0-2400

### 3.2 Вибір типів промивальних рідин та обґрунтування їх параметрів

Виходячи з очікуваних геологічних умов буріння свердловин, розташованих неподалік району проектних робіт, пропонується розрахувати та проаналізувати параметри промивальної рідини по інтервалам і стратиграфічних комплексах порід [15].

Спочатку знаходимо густину промивальної рідини за формулою:

$$\rho_{np} = P_{nl} + \frac{\Delta P}{g \cdot H}, \quad (3.6)$$

де,  $P_{nl}$  – пластовий тиск на глибині  $H$ , Па;

$\Delta P$  – різниця між гідростатичним і пластовим тиском, Па.

Потім знаходимо статистичне напруження зсуву за формулою:

$$Q_1 = d_0 \cdot (\rho_{zn} - \rho_{np}) \cdot \frac{g}{60 \cdot m}, \quad (3.7)$$

де,  $d_0$  – максимальний діаметр частин породи, що знаходиться в підвішеному стані в промивальній рідині (приймаємо  $d_0 = 0,01 \text{ м}$ );

$\rho_{zn}$  – густина породи,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\rho_{np}$  – густина промивальної рідини,  $\text{кг/м}^3$ ;

$m$  – дослідний коефіцієнт, який залежить від розмірів частинок породи, при  $d_0 = 0,1 \text{ м}$ ,  $m = 2,25$ .

$$Q_{10} = Q_1 \cdot 1.1. \quad (3.8)$$

Необхідність в попередженні різноманітних можливих ускладнень (осипи, обвали, поглинання, водонафтогазопрояви та ін.) і дотриманні екологічної безпеки родовища ставить до бурових розчинів особливі вимоги [15, 18]:

– застосування розчинів з високими інгібуючими властивостями, які забезпечували б стійкість стінок свердловини;

– застосування нетоксичних реагентів для обробки бурових розчинів під час буріння під направлення і кондуктор і III- IV класу токсичності для буріння під проміжну та експлуатаційну колони;

Враховуючи ці вимоги, пропонуються наступні типи і параметри розчинів, а також хімічна обробка їх реагентами для буріння окремих інтервалів.

Для буріння під кондуктор (0-100 м) пропонується глинистий розчин, оброблений кальцинованою содою і графітом. Графіт застосовується в якості мастильної домішки. Параметри розчину такі: густина - 1180 кг/м<sup>3</sup>, умовна в'язкість - 30-35 с, фільтрація-10-12 см<sup>3</sup> за 30 хв, статичне напруження зсуву - 20/60 дПа, фільтраційна кірка –1,5-2 мм.

Для буріння під проміжну колону діаметром в інтервалі 100-800 м (північно-західна ділянка) та в інтервалі 100-1070 м (південно-східна ділянка) використовується лігносульфонатний розчин оброблений графітом, кальцинованою содою, КМЦ, КССБ-МТ, нафтою, СБР, каустичною содою, сульфонолом, савенолом, піногасником Пентакс, лігноксином. Параметри розчину такі: густина - 1240 кг/м<sup>3</sup>, умовна в'язкість 50-80 с, фільтрація-6-8 см<sup>3</sup> за 30 хв, статичне напруження зсуву - 45/70 дПа, фільтраційна кірка – 1-1,5 мм. Під час розкриття ямненських відкладів Берегової скиби розчин додатково обробити кольматантом (за рекомендацією лабораторії бурових розчинів НДПІ ПАТ "Укрнафта"), що пов'язано з необхідністю збільшення густини бурового розчину до 1300-1350 кг/м<sup>3</sup> при розкритті воротищенських та поляницьких відкладів.

Подальше буріння під проміжну колону в інтервалі 800-1760 м (північно-західна ділянка) та в інтервалі 1070-2370 м (південно-східна ділянка) використовується лігносульфонатно-калієвий розчин оброблений графітом, кальцинованою содою, КМЦ, КССБ-МТ, нафтою, СБР, каустичною содою, сульфонолом, савенолом, піногасником Пентакс, баритом. Параметри розчину такі: густина - 1300-1350 кг/м<sup>3</sup>, умовна в'язкість 50-100 с, фільтрація – 6-8 см<sup>3</sup> за 30 хв, статичне напруження зсуву - 45/70 дПа, фільтраційна кірка – 1,0-1,5 мм.

З метою збереження колекторських властивостей продуктивних горизонтів (менілітові, еоценові та ямненські відклади), їх первинне розкриття рекомендується здійснювати інгібованим буровим розчином з багатоатомними спиртами (ІБР), обробленим КМЦ фін-фікс, КССБ-2М, NaOH, KCl, СБР, нафтою, савенолом, поліетиленгліколем, сирим сульфатним милом.

Параметри розчину при буріння під експлуатаційну колону наступні: густина – 1140-1160 кг/м<sup>3</sup>, умовна в'язкість 45-50 с, фільтрація – 4-5 см<sup>3</sup> за 30 хв, статичне напруження зсуву – 20/35 дПа, фільтраційна кірка – 0,5 мм.

Для забезпечення належної очистки бурового розчину від вибуреної породи передбачається використання трьохступеневої системи очистки: вібросито + гідроциклони + центрифуга.

Таблиця 3.3 – Параметри промивальних рідин

Тип бурового розчину	Інтервал, м		Густина кг/м <sup>3</sup>	Умовна в'язкість, с	Фільтрація, см <sup>3</sup> /30 хв.	СНЗ, дПа	рН	Кірка, мм
	від	до						
Глинистий	0	100	1180	30-35	10-12	20-60	8,0	1,5-2,0
Лігносульфонатний	100	800	1240	50-80	6-6	45-70	9,0	1,0-1,5
Лігносульфонатний, калієвий	800	1800	1300-1350	50-80	6-8	45-90	9,0	1,0-1,5
Інгібований	1800	2400	1140-1160	45-50	4-5	20-35	8,0	0,5

### 3.3 Вибір способу буріння свердловини

Враховуючи геологічну будову родовища та досвід розробки подібних родовищ на Заході України, буріння свердловин Ганнівської площі необхідно проводити з додержанням вимог, передбачених чинними нормативними документами, що регламентують вибір бурового обладнання, інструменту, бурових доліт, КНБК, бурголовок і пристроїв для відбору керну, проведення СПО, підготовку стовбура до спуску колони, протифонтанну безпеку, охорону надр і навколишнього середовища та іншого [15, 18].

Вибір способу і режимів буріння та компоновок нижньої частини бурильного інструменту здійснюється із врахуванням умов та досвіду буріння в Бориславському нафтопромисловому районі.

Буріння свердловин на Ганнівській площі рекомендується вести роторним способом, виходячи із досвіду буріння на Попельському, Північно-Бориславському, інших сусідніх родовищах та наявної техніки.

#### 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ОЦІНКА РІВНЯ ЕКОНОМІЧНОЇ РЕНТАБЕЛЬНОСТІ ПРОВЕДЕННЯ ПОШУКОВИХ РОБІТ

На Ганнівській площі для вирішення запланованих геологічних завдань планується пробурити 2 пошукові незалежні та 1 розвідувальну свердловини глибиною: 2400 м, 2950 м, 3100 м. Для обґрунтування економічної доцільності геологорозвідувальних робіт в розрахунках використовувалися такі дані (табл.4.1)

Таблиця 4.1 – Вихідні дані для визначення техніко-економічних показників

Показники	Проектні дані		
Площа	Ганнівська		
Мета буріння	Пошуки		
Проектна глибина, м	2400	2950	3100
Вид буріння	Вертикальний		
Спосіб буріння	Турбінно-роторний		
Тип верстаку	НБО-3Д, Уралмаш-3Д		
Вид енергії	ДВЗ		
Геологічні умови	ускладнені		
Кількість свердловин	1	1	1
Кількість об'єктів випробування:			
у процесі буріння	3	3	3
в експлуатаційній колоні	3	3	3
Конструкція свердловин, мм х м			
Кондуктор	324х100	324х200	324х200
Проміжна колона	245х1800	245х2100	245х2100
Експлуатаційна колона	146х2400	168/140х 2550/2950	168/140х 2550/3100
Запланований приріст запасів	1520 тис. т нафти		

У табл. 4.2 наведено зведений кошторис на буріння свердловини 1-Ганнівська глибиною 2400 м.

Таблиця 4.2 – Зведений кошторис на будівництво свердловини

№ п/п	Найменування робіт чи витрат	Прямі витрати, грн.
1	2	3
1	Глава 1 Підготовчі роботи до будівництва свердловини Підготовка майданчика, будівництво підїздного шляху, трубопроводів, ліній передач та ін	108000,00
2	Розробка трубопроводів, ліній передач та ін.	16880,00
	Всього по п. 1-2	124880,00
	Всього по главі 1	124880,00
3	Глава 2 Будівництво і розробка вишки, привишкових споруд, монтаж і демонтаж бурового обладнання свердловини Будівництво і монтаж	709350,00
4	Розробка і демонтаж	100400,00
	Всього по п. 3-4	809750,00
5	Роботи, не обліковані нормами зимового подорожчення	2100,00
	Всього по главі 2	811850,00
6	Глава 3 Буріння і кріплення свердловини Буріння свердловини	69600000,00
7	Кріплення свердловини	38160000,00
	Всього по главі 3	107760000,00
8	Глава 4 Випробування свердловини на продуктивність Випробування свердловини ВП на бурильних трубах в процесі буріння	289770,00
9	Випробування свердловини ВП на каротажному кабелі в процесі буріння	24950,00
	Всього по п. 8-9	314720,00
10	Випробування свердловини на продуктивність в експлуатації Перший об'єкт з бурового станка	58308,00
11	Послідуючі об'єкти з бурового станка	116616,00
	Всього по п 10-11	174924,00
	Вартість 1 доби випробувань: Перший об'єкт з бурового станка	13370,00
	Послідуючі об'єкти з бурового станка	40110,00
12	Кислотна обробка при випробуванні свердловини на продуктивність в експлуатаційній колоні Перший об'єкт з бурового станка	21760,00
13	Послідуючі об'єкти з бурового станка	32640,00
	Всього по п 12-13	54400,00
	Всього по п. 10-13	229324,00
14	Колонна головка ОКК1-350	17800000,00
	Всього по главі 4	18397524,00

№ п/п	Найменування робіт чи витрат	Прямі витрати, грн.
1	2	3
15	Глава 5 Промислово-геофізичні роботи (5,8% від суми глав 3 і 4)	7317136,39
16	Утримання партії геолого-технічного контролю при буріння свердловини	53410,00
	Всього по главі 5	7370546,39
17	Глава 6 Додаткові витрати при будівництві свердловин у зимовий час (1,6% )	294360,38
18	Експлуатац. котельні, 1 котел ПНК-2С на мазуті, розвідувальне буріння	101460,00
	Транспортування рідкого палива для котельні на 52км	14040,00
	Всього по главі 1-6	134874660,78
19	Глава 7 Накладні витрати Накладні витрати на суму 1-6 глав (12,2% від суми 1-6 глав)	16454708,61
	Всього по главі 7	16454708,61
20	Глава 8 Планові накопичення на суму прямих витрат по главам(8% від суми 1-7 глав)	12106349,55
	Всього по главі 1-8	12106349,55
21	Глава 9 Інші роботи і витрати Виплати премій (2,39% від суми 1-8 глав)	289341,75
22	Одночасна допомога за вислугу років (0,01% від суми 1-8 глав)	1210,63
23	Польове забезпечення (0,12% від суми 1-8 глав)	14527,62
	Всього по п. 21-23	303869,37
24	Лабораторні роботи (1,5% від суми 4-3 глав)	1892362,86
25	Транспортування вахт	84910,00
26	Свердловини на воду	30960,00
27	Охорона навколишнього середовища	18423,00
28	У т.ч біологічна рекультивация	16230,00
29	Топографо-геодезичні роботи	1370,00
30	Спорудження протирадіаційного укриття	7190,00
31	Монтаж та укладка СКУБ-1	3797,00
	Всього по главі 9	2359112,23
	Всього по главам 1-9	14465461,78
32	Глава 10 Авторський нагляд (0,2% від суми 1-9 глав)	28930,92
33	Глава 11 Проектні і вишукувальні роботи Проектні роботи	68190,00
	Всього по главам 1-11	14562582,71

№ п/п	Найменування робіт чи витрат	Прямі витрати, грн.
1	2	3
34	Резерв коштів на незаплановані роботи і витрати (5% від суми 1-11 глав)	728129,14
35	Різниця в вартості амортизації імпортного цемент.агрегату АЦФ-7010 і вітчизняного ЦА-320-М2	25000,00
	<b>Всього по зведеному кошторисному розрахунку</b>	<b>166950161,24</b>
35	ПДВ	33390032,25
36	<b>Всього по зведеному кошторисному розрахунку з ПДВ</b>	<b>200340193,49</b>

Розрахунок ефективності проектного комплексу робіт наведено у таблицях 4.3 та 4.4.

Таблиця 4.3 – Показники економічної ефективності

№	Показники	Одиниці виміру	Величини показників
1	Кількість проектних свердловин	штук	3
2	Загальна проходка по свердловинах	м	8450
3	Середня комерційна швидкість	м/верст.-міс.	512
4	Тривалість циклу будівництва свердловин	рік	1,38
5	Капіталовкладення на будівництво свердловин, К	тис. грн	200340,2
6	Очікуваний приріст ресурсів нафти	тис. т	1520
7	Приріст ресурсів нафти на 1 м проходки	т/м	179,88

Таблиця 3.4 – Розрахунок терміну окупності капіталовкладень на будівництво свердловин

№	Показники	Одиниці виміру	Величини показників
8	Фонд діючих свердловин, n	свердл.	3
9	Прогнозний середньодобовий дебіт свердловини, $q_d$	т/добу	15
10	Середньорічна кількість діб експлуатації, N	доба	330
11	Прогнозний річний видобуток нафти, $Q_p = q_d \cdot N \cdot n$	тис. т	14,85
12	Комерційна ціна нафти на момент оцінки, Ц	грн/т	18617,84

№	Показники	Одиниці виміру	Величини показників
13	в тому числі: ПДВ	грн/т	3102,97
14	Собівартість видобутку 1 т нафти на момент оцінки, $C_v$	грн/т	5470,5
15	Балансовий річний прибуток, $P_6 = (Ц - ПДВ - C_v) \cdot Q_p$	тис. грн.	149158,85
16	Податок з прибутку, $П_п = 0,18P_6$	тисн. грн.	26848,59
17	Чистий річний прибуток, $P_ч = P_6 - П_п$	тис. грн.	122310,25
18	Термін окупності капіталовкладень, $T = K/P_ч$	рік	<b>1,64</b>

При розрахунку терміну окупності капіталовкладень на будівництво свердловин припущено, що всі пошукові та розвідувальні свердловини будуть використані у якості експлуатаційних на нафтогазові об'єкти після виконання ними завдань пошукового та розвідувального етапів. Термін окупності капіталовкладень становить 1,64 роки.

## ВИСНОВКИ

Метою написання даної бакалаврської роботи було визначення, на основі аналізу результатів сейсмічних досліджень та даних пошуково-розвідувальних робіт, доцільності проведення пошукових робіт на Ганнівській площі.

У результаті вирішення поставлених завдань можна зробити наступні висновки:

1. Ганнівська площа за адміністративним поділом розташована на території Дрогобицького району Львівської області. В тектонічному відношенні розміщена в межах Внутрішньої зони Передкарпатського крайового прогину, на яку насунута Скибова зона. В її будові приймають участь породи від верхньої крейди до нижнього міоцену.

2. Ганнівська структура розташована у Ясеницькому блоці в північно-західній частині Бориславського нафтогазопромислового району і безпосередньо прилягає до Попельського блоку. Виявлена і підготовлена до пошукового буріння за матеріалами сейсмічних досліджень 2003-2004 р.

3. Підготовлений до пошукового буріння об'єкт представлений у вигляді склепінної частини Ганнівської антиклінальної складки насувного типу, яка поперечними порушеннями з вертикальною амплітудою 500 м розбита на північно-західну і південно-східну ділянки Ясеницького блоку. Загальна ширина обох ділянок 2,7 км. Північно-східною межею об'єкту є площина насуву, яка зрізає північно-східне крило складки. Склепінна частина північно-західної ділянки оконтурюється ізогіпсою з відміткою мінус 1600 м, а південно-східної мінус 2000 м. Складка у північно-східній ділянці має досить протяжне і пологіе південно-західне крило. Від сусідніх блоків відокремлюється поперечними порушеннями.

4. Нафтогазоносність палеогенових відкладів носить площадний характер і поширеність, тому це дозволяє віднести площу проектних робіт до перспективних у нафтоносному відношенні і дає підстави для проведення в її межах пошукового буріння з метою відкриття покладів нафти і газу.

5. За ступенем геологічного вивчення на даній площі виділяються для підрахунку перспективні ресурси нафти, які враховують можливість відкриття нових родовищ (покладів) нафти і газу та є підставою для геолого-економічної оцінки доцільності проведення пошукових робіт.

6. Відповідно до прийнятих параметрів, перспективні ресурси вуглеводнів складають по північно-західній ділянці Ясеницького блоку для менілітових відкладів 1217 тис.т початкових загальних і 219 тис.т видобувних ресурсів нафти, еоценових – 930 тис.т початкових загальних, 167 тис.т видобувних і для ямненських відкладів – 1789 тис.т початкових загальних, 322 тис.т видобувних. Для південно-східної ділянки Ясеницького блоку для менілітових відкладів підраховано початкових загальних ресурсів – 1471 тис.т, видобувних 265 тис.т, еоценовий поклад – 1307 тис.т початкових, 235 тис.т видобувних і по ямненських відкладах початкові загальні ресурси склали 1730 тис.т, а видобувні – 311 тис.т.

7. У районах зі складною геологічною будовою вибір раціональної методики проведення пошуково-розвідувальних робіт, визначення необхідної кількості проектних свердловин та черговість їх буріння має особливо важливе

значення. Основними чинниками, що впливають на вибір тієї чи іншої методики проведення геологорозвідувальних робіт, є глибина залягання об'єкту, що вивчається, морфологія, розміри і тип пастки, а також уявлення, що склались про ступінь заповнення і розповсюдження в них вуглеводнів.

8. Метою проведення пошукових робіт на Ганнівській площі в межах Ясеницького блоку є пошуки нафти і газу у палеогенових відкладах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

9. Для вирішення поставлених завдань, проєктується буріння, випробування пошукових свердловин, промислово-геофізичні дослідження, відбір керну, шламу, проб води, нафти, газу та їх лабораторне вивчення.

10. Всього проєктом передбачено буріння двох незалежних пошукових свердловин глибиною 2300 м та 2950 м і однієї розвідувальної свердловини глибиною 3100 м.

11. Для розкриття всього стратиграфічного розрізу Ганнівської складки проєктується одна пошукова свердловина 1-Ганнівська у склепінній частині північно-західної ділянки Ясеницького блоку на північний схід від свердловини 2-Оп на відстані 1500 м від неї. Проєктна глибина свердловини 2300 м, проєктний горизонт –  $K_2st$ . Другу пошукову свердловину 2-Ганнівська рекомендується закласти у південно-східній ділянці Ясеницького блоку на північ від свердловини 13-Попелі на відстані 960 м. Проєктна глибина свердловини 2950 м, проєктний горизонт –  $K_2st$ . Дані свердловини будуть вирішувати поставлені задачі стосовно проведення етапу пошукових робіт на площі.

У випадку одержання промислового припливу нафти зі свердловини 2-Гн необхідно пробурити розвідувальну свердловину, з метою вивчення геологічної будови продуктивних горизонтів, уточнення стратиграфічного розчленування розрізу, вивчення колекторських властивостей порід (пористості, проникності, тріщинуватості), визначення їх параметрів та вивчення закономірностей їх розповсюдження, дослідження гідрогеологічних умов розрізу, хімічного складу вод, температури, розчинених у воді газів.

Розвідувальна свердловина (залежна) 3-Гн закладається у південно-східній ділянці Ясеницького блоку на відстані 450 м від проєктної св. 2-Вл по лінії геологічного профілю. Метою буріння проєктної свердловини є уточнення положення водонафтових контактів для нафтових покладів в палеогенових відкладах Ганнівської складки. Проєктна глибина свердловини 3100 м, проєктний горизонт –  $K_2st$ .

У північно-західній ділянці не проєктується буріння розвідувальної свердловини зважаючи на малі розміри ділянки.

12. Термін окупності капіталовкладень на проєктний комплекс робіт становить 1,64 роки, що свідчить про економічну привабливість перспективного об'єкту.

## ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ

- 1 Михайлів І. Р., Лозинський О.Є. Дипломування здобувача ступеня бакалавра. Методичні поради. – Мережеве електронне навчальне видання. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 33 с.
- 2 Іванишин В.С. Нафтогазопромислова геологія. - Львів, 2003. – 247 с.
- 3 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; Затв. Держ. Комісією України по запасах корисних копалин 10.07.98. – К., 1998.
- 4 Б. Маєвський, О. Лозинський, В. Гладун, П. Чепіль. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. Підручник. – Київ: Наукова думка, 2004. – 446 с.
- 5 Паспорт на Ганнівську структуру Бориславсько-Покутської зони, підготовлену до глибокого буріння на нафту і газ. / Львів: Західно-Українська геофізична розвідувальна експедиція, 2004.
- 6 Звіт про комплексні геолого-знімальні дослідження масштабу 1:50000 проведених на площі Сколе. / Львів: ЛГПК, 1966.
- 7 Геолого-геохімічна оцінка перспектив нафтогазоносності Ганнівської площі. Звіт НДПІ за договором 710153: Т. Омельченко. – Івано-Франківськ, 2007.
- 8 Вивчення геологічної будови та особливостей розподілу колекторів палеогену Бориславсько-Покутської зони у межах Бориславського нафтапромислового району з метою прогнозу нафтогазоносності: Звіт ЦНДЛ за договором 25Ц.01.04.83: З. Ляшевич, Л. Кузьмик. – Івано-Франківськ, 1986.
- 9 Оцінка перспектив нафтогазоносності палеогенових відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину на основі аналізу палеотектонічних та палеогеографічних умов осадконагромадження: Звіт НДПІ за договором 4/02-03-ГЛ: І. Штурмак. – Івано-Франківськ, 2003.
- 10 ГСТУ 41-00032626-00-011-99. Етапи і стадії геологопошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ.
- 11 ГСТУ 41-00032626-00-024-2000 Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах. Основні вимоги.
- 12 РД 39-0147716-505-85 Порядок відбору, прив'язки, зберігання, руху та комплексного дослідження керну та ґрунтів нафтогазових свердловин.
- 13 Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геологічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу. – Київ: ДКЗ України, 1998.
- 14 ГСТУ 41-00 032 626-00-003-96. Галузевий стандарт України. Ділянки земельні для спорудження свердловин на нафту і газ для геологорозвідувального та структурно-пошукового буріння. – Київ: Держкомгеології, 1996 р.
- 15 Буріння свердловин. Том I. / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – Київ: „Інтерпрес ЛТД”, 2002 р.
- 16 ГСТУ 41-000-32626-00-022-2000 Визначення коефіцієнтів вилучення нафти для геолого-економічної оцінки ресурсів і запасів прогнозних і виявлених покладів. Методика визначення вартості запасів і ресурсів корисних копалин

родовища або ділянки надр, що надаються у користування, затвердженою КМУ від 25.08.2004 №1117.

17 Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу, затверджене ДКЗ України від 27.11.2006 №316.

18 ГСТУ 41-00032626-00-007-97 Охорона довкілля. Спорудження пошуково-розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту та газ на суші. Правила проведення робіт.