

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

(103)НЗ ГНГ. 81.00.00.000 ПЗ

Група НЗГ-21-1

Купчак Христина

2025

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

УДК 556.3:553.98.

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Тема: **Аналіз гідрогеологічних критеріїв прогнозування нафтогазоносності на Христинівській площі Надвірнянського НГР**

(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-21-1

(позначення)

Студент гр. НЗГ–21–1	_____	Купчак Х.О.
	(підпис)	(прізвище та ініціали)
Керівник	_____	доц. Дубей Н. В.
	(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	_____	<u>Гоптарьова Н.В.</u>
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)

2025 р.

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри _____ доц. Михайлів І.Р.

«___» _____ 2025 р.

З А В Д А Н Н Я НА ВИКОНАННЯ БАКАЛАВРСЬКОЇ РОБОТИ

Спеціальність – (103) Науки про Землю

Освітньо-професійна програма — Геологія нафти і газу, геофізика,
геоінформатика, інженерна геологія та гідрогеологія

Студент

Купчак Христина Олександрівна
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту (роботи): *Аналіз гідрогеологічних критеріїв прогнозування*

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, які належить розробити):

Вступ. 1. Загальні відомості про район досліджень. 2. Геологічна будова

Нафтогазоперспективного об'єкта. 3. Аналіз гідрохімічних показників і

оцінка за ними перспектив на Христинівській площі Надвірнянського НГР.

Висновок. Перелік використаних джерел.

5. Перелік графічних додатків

*1. Схема нафтогазогеологічного районування Західноукраїнського нафтогазоносного
регіону*

2. Результати хімічних аналізів.

3. Графічне зображення хімічного складу пластової води.

4. Карта гідроізон'єз.

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

Розділ	Посада, прізвище та ініціали консультанта	Завдання видав (підпис консультанта)	Завдання прийняв (підпис студента)
<i>Нормоконтроль</i>	<i>ас. Уграк Л.В.</i>		

7. КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів проєкту (роботи)	Примітка
1	<i>Одержання завдання та розробка плану виконання роботи</i>	<i>10.11.2024</i>	<i>Виконано</i>
2	<i>Підготовка базових геолого-геофізичних даних</i>	<i>01.12.2024</i>	<i>Виконано</i>
3	<i>Написання коротких відомостей про об'єкт досліджень</i>	<i>15.12.2024</i>	<i>Виконано</i>
4	<i>Викидання теоретичних засад гідрогеологічних критеріїв прогнозування нафтогазоносності надр</i>	<i>01.01.2025</i>	<i>Виконано</i>
5	<i>Аналіз гідрохімічних показників</i>	<i>15.02.2025</i>	<i>Виконано</i>
6	<i>Визначення основних фізичних і хімічних властивостей підземних вод</i>	<i>10.03.2025</i>	<i>Виконано</i>
7	<i>Узагальнення результатів виконаних досліджень хімічного складу підземних вод</i>	<i>30.03.2025</i>	<i>Виконано</i>
8	<i>Аналіз гідродинамічних показників і оцінка за ними перспектив нафтогазоносності</i>	<i>15.04.2025</i>	<i>Виконано</i>
9	<i>Підготовка графічних додатків</i>	<i>01.05.2025</i>	<i>Виконано</i>
10	<i>Розроблення підсумків</i>	<i>25.05.2025</i>	<i>Виконано</i>
11	<i>Чистове оформлення пояснювальної записки і переплітання</i>	<i>05.06.2025</i>	<i>Виконано</i>
12	<i>Перевірка бакалаврської роботи на антиплагіат</i>	<i>09.06.2025</i>	
13	<i>Захист роботи на засіданні ЕК</i>	<i>20.06.2025</i>	

8. Дата видачі завдання — 10 листопада 2024 р.

Завдання видав керівник

_____ (підпис)

доц. Дубей Н. В.

(посада, прізвище та ініціали)

Завдання прийняв студент

_____ (підпис)

Купчак Х.О.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота містить: 60 сторінок, 13 таблиць, 5 рисунків, 4 додатки.

У бакалаврській роботі розглянуто гідрогеологічні критерії прогнозування нафтогазоносності на Христинівській площі, що розташована в межах Надвірнянського нафтогазоносного району Передкарпатського прогину.

Родовищем-аналогом обрано Космацьке газоконденсатне родовище. Метою дослідження є встановлення перспектив нафтогазоносності площі на основі аналізу гідрогеологічних показників — гідродинамічних і гідрохімічних. У роботі проаналізовано фізико-хімічні властивості підземних вод, вміст іонів та мікроелементів, таких як хлор, кальцій, магній, сульфати, йод, бром, нафтені кислоти тощо.

Отримані результати дозволяють зробити обґрунтовані висновки щодо нафтогазоперспективності досліджуваної площі.

Ключові слова: гідрогеологічні критерії, пластова вода, перспективи нафтогазоносності, прогнозування, оцінка.

ANNOTATION

The bachelor's thesis contains: 60 pages, 13 tables, 5 figures, 4 appendices.

The bachelor's considers the hydrogeological criteria for predicting oil and gas potential in the Khrystynivska area, which is located within the Nadvirna oil and gas region of the Precarpathian trough.

The Kosmatsk gas condensate field. The purpose of the study is to establish the prospects for oil and gas potential of the area based on the analysis of hydrogeological indicators - hydrodynamic and hydrochemical. The work analyzed the physicochemical properties of groundwater, the content of ions and trace elements, such as chlorine, calcium, magnesium, sulfates, iodine, bromine, naphthenic acids, etc.

The results obtained allow us to draw reasonable conclusions regarding the oil and gas prospects of the studied area.

Keywords: hydrogeological criteria, formation water, oil and gas potential prospects, forecasting, assessment.

Зміст

Вступ	
1. Загальні відомості про район досліджень	
2. Геологічна будова нафтогазоперспективного об'єкта	
2.1 Стратиграфія	
2.2 Тектоніка	
2.3 Нафтогазоносність	
3. Аналіз гідрогеологічних критеріїв прогнозування нафтогазоносності на Христинівській площі Надвірнянського НГР.	
3.1 Гідрогеологічні критерії прогнозування нафтогазоносності надр.	
3.1.1 Гідродинамічні критерії.	
3.1.2 Гідрохімічні критерії.	
3.2 Аналіз гідрохімічних показників і оцінка за ними перспектив нафтогазоносності на Христинівській площі.	
3.2.1 Визначення основних фізичних і хімічних властивостей підземних вод.	
3.2.2 Визначення вмісту хлор-іону у підземних водах.	
3.2.3 Визначення вмісту кальцію і магнію в підземних водах.	
3.2.4 Визначення загальної лужності підземних вод.	
3.2.5 Визначення вмісту сульфат-іону у підземних водах.	
3.2.6 Визначення вмісту йоду у підземних водах.	
3.2.7 Визначення вмісту бром у підземних водах.	
3.2.8 Визначення вмісту нафтових кислот у підземних водах.	
3.2.9 Узагальнення результатів виконаних досліджень хімічного складу підземних вод на Христинівській площі і визначення вмісту натрію.	
3.3 Аналіз гідродинамічних показників і оцінка за ними перспектив нафтогазоносності.	
Висноок.	
Перелік використаних джерел.	

Вступ

Актуальність теми. Розвиток нафтогазової галузі України значною мірою залежить від ефективності геолого-розвідувальних робіт, спрямованих на виявлення нових покладів вуглеводнів. У цьому контексті актуальним є застосування гідрогеологічних критеріїв, які можуть відігравати важливу роль у прогнозуванні нафтогазоносності як окремих структур, так і великих територій.

Метою бакалаврської роботи є комплексне дослідження гідродинамічних і гідрохімічних показників з подальшим обґрунтуванням перспектив нафтогазоносності Христинівської площі.

Завдання досліджень. У процесі виконання роботи передбачалося вирішення таких завдань:

1) розглянути геологічну будову Христинівської площі, а саме: стратиграфію, тектонічні особливості та характеристики продуктивних горизонтів;

2) проаналізувати гідрогеологічні критерії прогнозування нафтогазоносності;

3) оцінити фізико-хімічні властивості підземних вод Христинівської площі;

4) узагальнити результати виконаного хімічного аналізу пластових вод;

5) сформулювати висновки щодо нафтогазоперспективності Христинівської площі на основі проведених гідрогеологічних досліджень;

Об'єкт досліджень – Христинівська площа Надвірнянського нафтогазоносного району.

Предмет досліджень – гідрогеологічні показники, що використовуються для оцінки нафтогазоносності надр на Христинівській площі Надвірнянського НГР.

Методи досліджень – гідрохімічний аналіз, трилонометрія, фотометричне титрування, аналітична інтерпретація гідрогеологічних та гідродинамічних

даних. Побудова структурної карти та карти гідроізоп'єз, узагальнення отриманих результатів досліджень, формулювання висновків і надання відповідних рекомендацій.

Новизна отриманих результатів. Проведено дослідження гідрогеологічних характеристик Христинівської площі в межах Надвірнянського нафтогазоносного району.

Зв'язок з науковими програмами. Робота виконується в рамках кафедральної науково-дослідної тематики «Дослідження геологічної будови та нафтогазоносності осадових басейнів України».

Практичне значення результатів роботи. Результати дипломної роботи мають важливе практичне значення для геологорозвідувальних та нафтогазовидобувних організацій, що здійснюють дослідження в межах Передкарпатського прогину. Проведений аналіз гідродинамічних і гідрохімічних показників пластових вод дозволяє: обґрунтовано оцінювати нафтогазоперспективність локальних структур, оптимізувати пошуково-розвідувальні роботи, використовувати результати як методичну базу для досліджень на аналогічних родовищах у межах Надвірнянського нафтогазоносного району та суміжних територій.

Апробація результатів. Положення та висновки роботи можуть використовуватись при підготовці навчально-методичних матеріалів та можуть бути застосовані у практиці гідрогеологічного аналізу при прогнозуванні нафтогазоносності територій Передкарпатського прогину.

1. Загальні відомості про район досліджень

Христинівська площа (родовище-аналог – Космацьке газоконденсатне родовище) в адміністративному відношенні розміщується на південному заході Івано-Франківської області, в межах колишнього Богородчанського району. Вона розташована у межах Передкарпатського прогину — важливого нафтогазоносного району України. В нафтогазогеологічному відношенні приурочене до Надвірнянського НГР Карпатської нафтогазоносної області. У геологічній будові Космацького родовища беруть участь крейдово-палеогенові відклади флішу і неогенові відклади молас Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину та крейдово-палеогенові - Скибової зони Карпат. Газоконденсатні поклади родовища приурочені до відкладів менілітової світи олігоцену в межах II ділянки Космацько-Дзвиняцького блоку Космацької складки та відкладів вигодської та манявської світ еоцену у межах I, II та III ділянок блоку. Космацьке газоконденсатне родовище розробляється більше 40 років. Дослідно-промислова експлуатація менілітового покладу олігоцену на родовищі почалась з серпня 1968 року, а манявського покладу еоцену – з грудня 1969 року.

В економічному відношенні район родовища відноситься до числа сільськогосподарських. Промисловість розвинута порівняно слабо, в основному це деревообробні комбінати, нафтогазовидобувні комбінати, озокеритні шахти та нафтопереробний завод. Даний район порівняно густо населений. Тут зосереджена велика кількість населених пунктів: Солотвин, Дзвиняч, Росільна, Космач, Межигір'я, Кривець, Раковець, Яблунька та ін. Найбільшим є с. Солотвин, де розміщена база партії, що проводила бурові роботи на Космацькому родовищі. В безпосередній близькості до Космацького родовища на відстані 4 км розташоване Росільнянське газоконденсатне родовище. Трохи

дальше, на відстані 15 км, розташоване Битківське нафтогазове родовище, а також Пнівське та Гвіздецьке родовища. Рельєф району горбисто-рівнинний із розвиненою гідросіткою, що належить до басейнів рік Бистриці Солотвинської та Лукви.

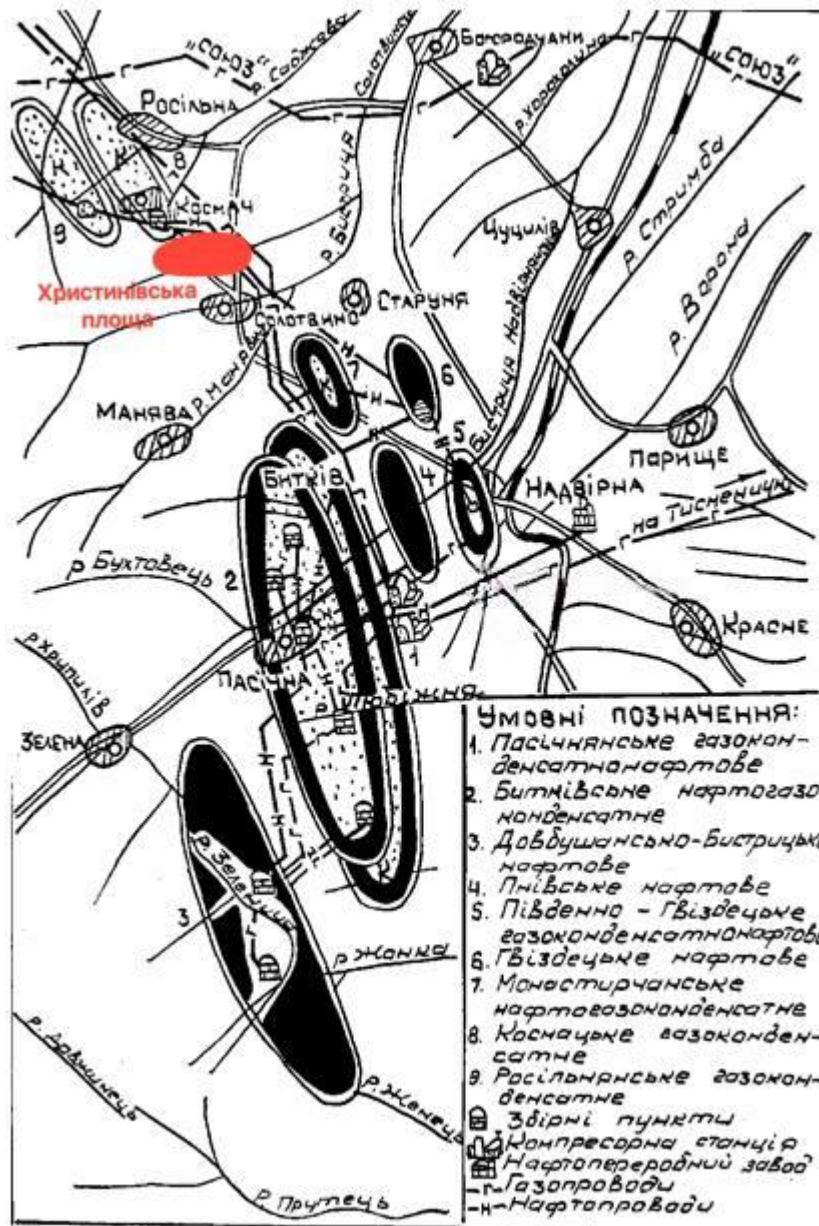


Рис. 1.1 - Оглядова схема Надвірнянського НГР

Клімат району помірно-континентальний. Річна кількість опадів становить від 700 мм до 800 мм. Основна кількість їх випадає навесні та восени, що значно погіршує рух автотранспорту по ґрунтових дорогах. Середньорічна температура 7 °С - 8 °С. В зимовий період температура падає до мінус 15 °С - мінус 20 °С, іноді бувають сильні снігопади.

Геологічними особливостями Бориславсько-Покутської зони є висока ступінь тектонічної дислокації, комплексна флішева товща, складна для буріння та прогнозування; значний нафтогазовий потенціал, з можливістю виявлення нових покладів при глибшому бурінні; вплив сучасної геодинаміки на тріщинуватість порід, що може сприяти вторинному накопиченню вуглеводнів. Ця зона є ключовою для історії нафтовидобутку України — саме тут, у Бориславі, наприкінці XIX століття розпочався перший індустріальний видобуток нафти в Європі.

2. Геологічна будова нафтогазоперспективного об'єкта

2.1 Стратиграфія

В геологічній будові Космацького родовища, а отже і Христинівської площі, беруть участь відклади крейдового, палеогенового та неогенового віку. Стратиграфічний розріз свердловин виконано за даними промислово-геофізичних матеріалів і досліджень керна. **Крейдова система (К)**. Відклади нижніх горизонтів крейди (головнинська та спаська світи) на даній площі не розкриті.

Верхня крейда - К2. Відклади верхньої крейди в межах Космацького родовища і прилягаючих до нього районів представлені стрийською світою. Стрийська світа - КгБІ (турон-датський ярус) складена товщею тонкоритмічного флішового чергування пісковиків, алевролітів і аргілітів. Зустрічаються поодинокі прошарки мертелів та вапняків. Пісковики сірі, зеленувато-сірі та темно-сірі із голубуватим відтінком, дрібно-, середньо- та різнозернисті, кварцеві, рідко поліміктові, сильновапнисті з багаточисельними прожилками кальциту. Алевроліти і аргіліти мають сіре, іноді зеленувате забарвлення, невапнисті або слабовапнисті.

Відклади палеогенової системи (Р) узгоджено залягають на породах крейдової системи. Вони представлені трьома відділами: палеоценовим (ямненська світа), еоценовим (манявська, вигодська і бистрицька світи) та олігоценовим (менілітова світа). Палеоценовий відділ представлений світами.

Породи ямненської світи представлені чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів та органогенних вапняків. Загальна товщина ямненської світи розкрита свердловиною 11 (Дзвиняцька складка) складає 192 м. Покрівля бистрицької світи чітко прослідковується по підшві роговикового горизонту. Відклади вигодської світи характеризуються значним збільшенням величини опорів в порівнянні з глинистою товщею відкладів бистрицької світи. В розрізі манявської (P_{2mn}) світи виділяється п'ять горизонтів: верхніх строкатих аргілітів, піщано-аргілітовий верхній, аргілітовий, піщано-аргілітовий та нижніх строкатих аргілітів. В цілому, манявська світа представлена чергуванням пісковиків, алевролітів та аргілітів. Іноді зустрічаються поодинокі прошарки вапняків і конгломератів. Вигодська світа (P_{2Vg}) в межах площі Космач представлена тонко ритмічним чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків. За літологічними особливостями у відкладах вигодської світи можна виділити три пачки: у верхній частині світи - піщано-алевролітову, в середній частині - вапнякову та в нижній частині - піщано-алевролітову пачки.

Менілітова світа (P_{3ml}) поділяється на три підсвіти: нижньо-, середньо- та верхньоменілітову. На Космацькому родовищі із трьох підсвіт менілітової світи виділяються тільки середньо- та нижньоменілітова підсвіти.

Відклади неогенової системи (N) представлені міоценовим відділом. В межах Космацького родовища міоцен представлений поляницькою та воротищенською світами. Поляницька світа (N_{1pl}) на площі Космач залягає на менілітових відкладах із стратиграфічним неузгодженням. Літологічно вона складена світло-сірими та темно-сірими, сильновапнистими, слюдистими аргілітами із прошарками слюдистих дрібно- і середньозернистих пісковиків та алевролітів. Товщина світи коливається в межах від 75 м до 364 м. Воротищенська світа (N_{1vr}) представлена, в основному, глинами та аргілітами із рідкими прошарками алевролітів і пісковиків. Для порід воротищенської світи характерна наявність гіпсу і засоленість. Рідше в розрізі відмічаються гравеліти і мергелі. Товщина воротищенської світи змінюється в широких межах від 175 м до 2683 м. Четвертинні відклади (Q) представлені глинами, суглинками, пісками,

галечниками, гравієм та ґрунтовим шаром. Товщина їх змінюється від 6 м до 40 м.

2.2 Тектоніка

Христинівська площа, як і Космацьке газоконденсатне родовище, в тектонічному відношенні розташоване в межах Майданського поперечного підняття Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. Бориславсько-Покутська зона представляє собою об'ємний тектонічний покрив, у структурі якого присутні численні насуви нижчого порядку. У її межах сформовано багато витягнутих у лінійному напрямку, здебільшого асиметричних антиклінальних складок, які нахилені в бік північного сходу. Їхні південно-західні крила є відносно пологими, тоді як північно-східні — круті, часто підвернуті та порушені насувами. Сусідні складки розділяються тектонічними порушеннями з амплітудою зміщення до 1–2 км, при цьому синклінальні структури здебільшого редуковані або слабо виражені. Складки насунуті одна на одну в північно-східному напрямку і утворюють три яруса структур: перший – Сливкінська складка; другий - Богрівська, Луквинська і Майданська складки; третій - Глибинна-Сливкінська, Глибинна-Луквинська, Росільнянська, Космацька і Дзвиняцька складки. Північно-східні крила складок круті (50° - 85°), підвернуті, південно-західні - значно пологіші від північно-східних (10° - 35°). Складені складки крейдово-палеогеновим флішем і нижньоміоценовими моласами. По простяганню осі складок ускладнюються поперечними порушеннями з амплітудою від декількох до 700 м. Космацька складка належить до III ярусу структур і розкрита свердловинами Христинівської площі.

У цілому Космацька складка являє собою лінійну антикліналь Карпатського простягання довжиною 9,3 км і шириною 2,6 км. Складка представляє собою асиметричну антикліналь, дещо перекинута на північний схід і насунута на Дзвиняцьку структуру. Північно-східне крило складки круте, кут падіння порід сягає 75° - 90° , а кут падіння південно-західного крила змінюється

від 45° до 70°. В північно-західному напрямку складка звужується, а на південний схід розширюється і виположується.

Христинівська площа являє собою асиметричну атикліналь північно-західного простягання. З південного Заходу і Північного Сходу вона по насувах контактує з Росільнянською і Дзвиняцькою складками. Росільнянська повністю, а Христинівська частково перекриті насувом Майданської структури другого ярусу. Північно-Східне крило Христинівської антикліналі круте і частково зрізане насувом, Південно-Західне – відносно широке, нахилене під кутом 45-70 градусів. Розміри складки по покрівлі еоцену 8-9х 3 км, висота 1100м.

2.3. Нафтогазоносність

Газоконденсатні поклади Космацького родовища приурочені до трьох продуктивних горизонтів: менілітового (середньо- та нижньоменілітової підсвіт P_3m_{2+3}), вигодського (вигодська світа еоцену - P_2vg) та манявського (манявська світа еоцену P_2mn). Для менілітового продуктивного горизонту властива невитриманість товщин продуктивних горизонтів та значна диференціація колекторських властивостей по площі. Спостерігається значна мінливість ефективної товщини продуктивного горизонту в межах родовища, прослідковується її зменшення з північного заходу на південний схід. Максимальна величина ефективної товщини горизонту становить 60 м (3), мінімальна - 2 м (13), середня ефективна товщина горизонту становить 15,9 . Пористість менілітового продуктивного горизонту коливається в межах 7,5 % - 15,6 %, газонасиченість - від 71 % до 88 %. Вигодський продуктивний горизонт представлений двома піщано-алевролітовими пачками. Відклади даної товщі представлені тонкоритмічним чергуванням низькопористих пісковиків, алевролітів і аргілітів, а також прошарками карбонатних порід. Середня ефективна товщина становить 33,7 м. Спостерігається збільшення товщини горизонту у південно-східному напрямку.

Промислові скупчення нафти і газу Долинського, Північно-Долинського, Спаського, Струтинського, Росільнянського, Битківського, Пнівського,

Гвіздецького та інших родовищ приурочені до менілітових, бистрицьких, вигодських, манявських, рідше ямненських відкладів. Запаси вигодського продуктивного горизонту відносяться до запасів з невизначеним промисловим значенням. Із менілітових відкладів в межах Космацької структури на II ділянці Космацько-Дзвиняцького блоку вперше промисловий приплив газу із конденсатом дебітом 500 тис. м³/д на 15 мм штуцері отримано в 1967 році.

3. Аналіз гідрогеологічних критеріїв прогнозування нафтогазоносності на Христинівській площі Надвірнянського НГР

3.1. Гідрогеологічні критерії прогнозування нафтогазоносності надр

Геологічний прогноз або геологічне обґрунтування доцільності проведення пошуків полягає в аргументованому доведенні наявності в надрах досліджуваної території сприятливих умов для формування та збереження скупчень нафти і газу [1].

На практиці використання ознак нафтогазоносності проводиться при прогнозуванні продуктивності окремих геологічних об'єктів шляхом аналізу так званих критеріїв оцінки нафтогазоносності [1].

Критерії оцінки нафтогазоносності – це ознаки нафтогазоносності, на основі яких проводиться визначення можливої нафтогазоносності геологічних об'єктів за ступенем їхньої перспективності. При цьому виділяється п'ять основних груп критеріїв: структурно-тектонічні, літолого-фаціальні, геохімічні, гідрогеологічні та природні нафтогазопрояви. Перші чотири групи критеріїв відносяться до опосередкованих, а остання – як пряма ознака нафтогазоносності надр [1].

Гідрогеологічні критерії оцінюють перспективи нафтогазоносності надр з погляду на склад, умови формування та динаміку підземних вод.

У процесі міграції вуглеводнів у надрах, а також під час формування і зберігання їх скупчень велика роль належить гідрогеологічним факторам. Специфічні геологічні умови, в яких знаходиться вода, що супроводжує поклади нафти і газу, а також зміни в її складі, які зумовлені взаємодією з вуглеводнями, дозволяють використати деякі гідрогеологічні показники для прогнозування

нафтогазоносності як великих територій, так і окремих локальних структур. Для цього необхідно детально вивчати динаміку і хімічний склад пластових вод [1].

Гідрогеологічні критерії поділяються на гідродинамічні і гідрогеохімічні [1].

3.1.1 Гідродинамічні критерії

До основних гідродинамічних чинників, які зумовлюють вибір гідродинамічних критеріїв для оцінки регіональної нафтогазоносності надр відносяться умови поширення в просторі зон і областей утрудненого та інтенсивного водообміну і гідрогеологічного застійного режиму, а також ступінь промитості інфільтраційними водами відкладів окремих структурних поверхів у просторі та в часі тощо [1].

Теоретичні основи застосування гідрогеологічних критеріїв при прогнозуванні нафтогазоносності надр описані в літературних джерелах.

Гідрогеологічна зональність. Скупчення нафти і газу переважно приурочені до зон застійного водного режиму, дуже рідко знаходяться в зоні утрудненої циркуляції і повністю відсутні в зоні активного водообміну. Чим більша товщина зони активного водообміну або чим ближче вона розташована до фундаменту, тим нижча перспектива нафтогазоносності району [1].

Гідрогеологічна закритість. Поняття “гідрогеологічна закритість структур” було введено М.К. Ігнатовичем. М.А. Гатальський вперше зробив спробу конкретизувати це поняття. З цією метою він запропонував використати відношення мінералізації води до глибини залягання досліджуваного горизонту. В.А. Кротова в 1956 р. для характеристики закритості структур використала бромний показник підземних вод, який визначається діленням вмісту броду в міліграмах на літр, помноженого на 100, на глибину залягання водоносного горизонту в метрах, а також величину хлор-бромного коефіцієнта [1].

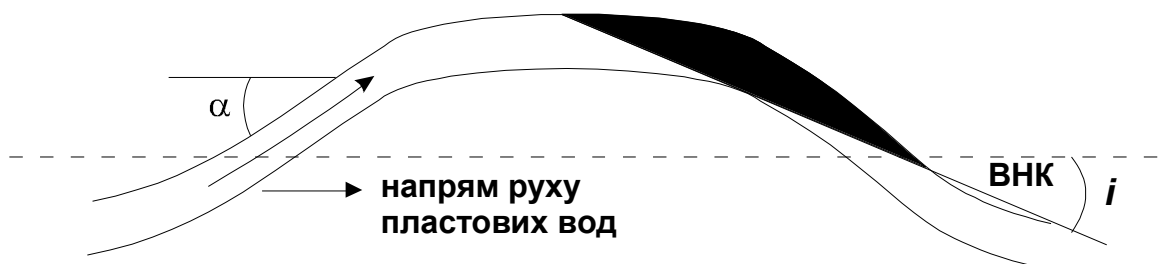
Пластові тиски. Існує близько двадцяти гіпотез формування нормальних гідростатичних та аномальних тисків підземних вод, нафт і газів. Найбільш показовими щодо перспектив нафтогазоносності надр є аномально високі пластові тиски (АВПТ). У той же час, необхідно відзначити, що АВПТ відомі і у

випадках відсутності скупчень нафти та газу. Так, наприклад, Р.М. Новосілецький (1969) вказує на те, що максимально високі пластові тиски виявлені у водоносних горизонтах, а не в покладах нафти [1].

П'езометричні мінімуми. Формування локальних структур супроводжується частковим розвантаженням підземних вод через їх склепінні частини і тому по окремих горизонтах проведені ізобари мають замкнену форму, а їхні значення зменшуються від крил до склепіння. Це свідчить про наявність енергетичних передумов для радіального руху флюїдів до склепіння, що є сприятливим для локалізації нафти або газу, тобто поклади можуть бути приурочені до п'езометричних мінімумів – осередків розвантаження підземних вод [1].

Величина нахилів ВНК і ГВК. Ця величина може бути у добре витриманих і однорідних колекторах прямим гідрогеологічним показником умов збереження покладів нафти і газу від механічного руйнування підземними водами. Збільшення швидкості підземного потоку, що омиває поклади нафти або газу, приводить до відриву окремих частинок нафти або газу та їх переносу в область розвантаження [1].

Рис. 3.1 – Схема співвідношення нахилів пласта і флюїдоконтактів [1]



Згідно з розрахунками О.О. Карцева (1963) поклади нафти не можуть зберегтися, якщо $\alpha > 5i$, а поклади газу – якщо $\alpha > i$ (де α – кут падіння пластів на крилах склепінних пасток, i – нахил флюїдоконтакту) [1].

Вимиванню покладів перешкоджає значна відстань між областями живлення і розвантаження в сукупності з невеликою різницею абсолютних позначок цих областей [1].

3.1.2 Гідрохімічні критерії

При прогнозі нафтогазоносності використовуються тип вод і характер їхньої загальної мінералізації, коефіцієнти метаморфізації вод, сульфатність, мікроелементи (амоній, йод, бром, бор тощо), рідкісні та розсіяні елементи (стронцій, ванадій, нікель, мідь, молібден та ін.) [1].

Тип вод і ступінь їхньої мінералізації є найбільш загальними гідрогеохімічними показниками умов водообміну в занурених частинах басейнів. Поклади нафти і газу, здебільшого, пов'язані з водами хлоркальцієвого

$$\left(\frac{rNa}{rCl} < 1; \frac{rCl - rNa}{rMg} > 1 \right) \text{ і гідрокарбонатно-натрієвого } \left(\frac{rNa}{rCl} > 1; \frac{rNa - rCl}{rSO_4} > 1 \right)$$

генетичних типів (за В.О. Суліним). Асоціація нафтових і газових скупчень з водами хлоркальцієвого типу є більш характерною для платформних умов. Найбільш характерними є води з високою мінералізацією до 300 г/л і з низьким вмістом сульфатів. Багато дослідників вважають, що верхня межа поширення хлоркальцієвих вод є тією геохімічною межею, нижче якої окисне середовище змінює відновна обстановка [1].

У зонах активного (альпійського) тектоногенезу, де можливі потоки глибинних газів вуглекислого складу, а також в районах з інверсійним гідрогеохімічним розрізом, вуглеводневі поклади асоціюють з водами гідрокарбонатнонатрієвого типу з низькою мінералізацією (від 30–35 г/л і менше) [1].

Ступінь метаморфізації вод. Нафтогазопошукове значення має не тільки наявність в надрах вод хлоркальцієвого типу, але і ступінь (глибина) їх метаморфізації. Величини відношення rNa/rCl (K_1), $(rCl-rNa)/rMg$ (K_2) і rCa/rMg (K_3) прийнято називати коефіцієнтами “метаморфізації” підземних вод. При сильній метаморфізації в складі вод поряд з NaCl з'являється деяка кількість CaCl₂, величина K_1 знижується (до 0,6–0,4 і менше) при збільшенні K_2 (до 8–10 і більше) і K_3 (до 5–7 і більше), а також при збільшенні мінералізації [1].

Дослідження показують, що величини коефіцієнтів метаморфізації і ступінь мінералізації вод не мають безпосереднього зв'язку з нафтогазоносністю, а відображають лише характер гідрогеологічної закритості надр [1].

Сульфатність підземних вод. За вмістом сульфат-іону SO_4^{2-} виділяють пластові води безсульфатні, малосульфатні (до 0,5 мг-екв $\text{SO}_4^{2-}/100$ г води), середньої сульфатності (0,5–3,0) і високосульфатні (понад 3,0). Зазвичай, у водах нафтових горизонтів, особливо з наближенням до контуру нафтогазоносності, концентрація сульфат-іону знижується. Тому низькі значення сульфатності розглядаються як позитивні показники нафтогазоносності [1].

Амоній присутній у водах нафтових і газових родовищ. На думку більшості дослідників майже весь амоній в підземних водах генетично пов'язаний з органічною речовиною. У приконтурних водах нафтових покладів він також утворюється за рахунок розкладання азотовмісних компонентів нафти [1].

Йод є характерним компонентом вод нафтових і газових родовищ і його вміст поблизу них підвищений. Однак аналіз численних матеріалів показав, що максимальні концентрації йоду фіксуються як у водах, що контактують з покладами нафти і газу, так і у водах водоносних горизонтів і структур.

Підвищені його концентрації у водах необхідно розглядати як сприятливу ознаку нафтогазоносності [1].

Бром міститься у водах у вигляді бромідів натрію і накопичується у високомінералізованих хлоридних водах. Зазвичай його кількість збільшується з глибиною залягання водоносного горизонту і відповідно з ростом ступеня гідрогеологічної закритості надр. Пряма залежність між нагромадженням бром у водах і загальною мінералізацією спостерігається лише до певних концентрацій розсолів. Високий вміст бром у підземних водах можна розглядати як показник наявності умов, сприятливих для збереження покладів [1].

Бор. Підвищені значення його вмісту пов'язані з гідрокарбонатнатрієвими водами. Його кількість, зазвичай, збільшується вниз за розрізом і в бік занурення водоносних комплексів. У зонах розвитку соленосних відкладів концентрація бору у водах різко збільшується. Спостерігається наявність бору, так як і йоду, у водах комплексів, збагачених органічною речовиною. Бор надходить також з великих глибин разом з

термальними водами. Не виявляється зв'язку між вмістом бору у водах і наявністю покладів нафти і газу, хоча окремі випадки такого зв'язку відомі. Високий вміст бору характеризує сприятливі умови для формування і збереження покладів вуглеводнів, але відсутність не відкидає можливості їх існування [1].

Розчинені гази у водах. Розчинені у підземних водах гази є складними газовими сумішами, які складаються із вуглеводневих, інертних, рідкісних та інших газових компонентів. Найбільше значення при нафтогазопошукових роботах мають вуглеводневі гази [1].

При оцінці нафтогазоносності, зазвичай, використовують такі показники газової групи.

Загальна газонасиченість підземних вод визначається кількістю розчиненого газу в одиниці об'єму води. Газонасиченість вод змінюється від одиниць до сотень і декілька тисяч кубічних сантиметрів на літр. Цей показник нафтогазоносності є найбільш надійним [1].

Загальна пружність водорозчиненого газу характеризується величиною тиску розчиненого газу у водонасиченій системі. Розраховується за величиною газонасиченості вод. У зонах взаємодії покладів з підземними водами значення загальної і парціальної (пружності окремих газових компонентів) пружностей можуть збільшуватися в десятки раз [1].

Коефіцієнт насичення води газом визначається відношенням величини пружності водорозчиненого газу до величини пластового (або гідростатичного) тиску $P_z/P_{пл}$. Цей коефіцієнт є одним із важливих показників, який характеризує фазову рівновагу пластової системи. У зонах взаємодії покладів з підземними водами його значення збільшуються і можуть досягати одиниці [1].

Парціальна пружність метану, важких вуглеводнів, азоту, діоксиду вуглецю, сірководню, водню, кисню, гелію та аргону характеризується часткою тиску наведених компонентів у загальній пружності розчиненого газу. Визначається діленням абсолютного вмісту індивідуальних газів у літрі води на розчинність цих компонентів у воді даної мінералізації при наявній пластовій

температурі. Загальна пружність розчиненого газу рівна сумі парціальних пружностей складових його компонентів [1].

Важливою ознакою нафтогазоносності є пружність розчинених газів, коли тиск газонасичення є більшим від пластового тиску ($P_g > P_{пл}$), внаслідок чого утворюється вільна газова фаза [1].

3.2 Аналіз гідрохімічних показників і оцінка за ними перспектив нафтогазоносності на Христинівській площі.

3.2.1. Визначення основних фізичних і хімічних властивостей підземних вод

Визначення фізичних і хімічних властивостей підземних вод проводиться згідно розробленої методики [2].

З фізичних властивостей підземних вод нафтових і газових родовищ основними є густина, температура, в'язкість і ін [2].

ГУСТИНА

Густина є найбільш важливою характеристикою природних вод, використовується при інтерпретації їх хімічного складу. Густина – це відношення маси до його об'єму і вимірюється в $\text{кг}/\text{м}^3$ [2].

За одиницю густини приймають густину дистильованої води за температури $+4^\circ \text{C}$. Густина води залежить від температури, мінералізації, кількості мулу, тиску, кількості розчинених газів. Температура дуже впливає на густину, тому біля індексу густини вказують температуру, за якої проводиться замір. Густина води переважно вимірюється за температури $+20^\circ \text{C}$ (при стандартних умовах), тоді біля індексу температура не ставиться. Густина підземних природних вод зростає із збільшенням ступеня їх мінералізації [2].

Відносна густина вод – це відношення густини води при $+20^\circ \text{C}$ до густини дистильованої води при температурі $+4^\circ \text{C}$ – одержуємо безрозмірну величину ρ_4^{20} [3].

На нафтових промислах густину води ще визначають в градусах соленості Боме, якщо вода є розсолем і головна розчинена сіль – NaCl. 1°Боме – це густина води, в 1 літрі, якої розчинено 10 г NaCl [2].

МІНЕРАЛІЗАЦІЯ

Мінералізація - сумарний вміст у воді розчинених іонів, солей і колоїдів (до величини мінералізації не входять розчинені в ній газу, а також взважені речовини). Вона переважно виражається у грамах на 1 л розчину. Загальна мінералізація підземних вод коливається в досить широких межах. До прісних вод відносять води з мінералізацією менше ніж 1 г/л, до мінералізованих (або солених) вод – води з мінералізацією 1-50 г/л, а при мінералізації вище ніж 50 г/л – це розсоли [2].

РЕАКЦІЯ СЕРЕДОВИЩА

Води в невеликій мірі дисоціюють на кисневі і гідроксильні іони. При кімнатній температурі цей добуток дорівнює 10-14. У нейтральних розчинах концентрації водневих і гідроксильних іонів рівні між собою, у кислих – концентрація кисневих іонів більша, ніж концентрація гідроксильних, у лужних – навпаки [2].

Концентрація водневих іонів виражається через показник ступеня величини цієї концентрації взятий з оберненим знаком, і визначається через рН. При рН = 7 реакція середовища нейтральна. У кислому середовищі рН менше 7, у лужному – більше 7. Переважно природні води мають рН від 6 до 8 [2].

ОКИСНО-ВІДНОВНИЙ ПОТЕНЦІАЛ

Окислювально-відновний потенціал – Eh – є мірою окисно-відновної властивості середовища. Величина Eh може бути більшою або меншою від потенціалу нормального кисневого електроду, прийнятого рівним “0” і відповідно може набувати додатних і від’ємних значень. Для процесу відновлення Eh від’ємне, для процесу окислення Eh – додатне [2].

ВИЗНАЧЕННЯ ГУСТИНИ

У мірний циліндр об'ємом 10-250 мл наливаємо досліджувану воду. Занурюємо ареометр. По шкалі ареометра проводимо відлік величини густини [2].

ВИЗНАЧЕННЯ ЗАГАЛЬНОЇ МІНЕРАЛІЗАЦІЇ

Метод заснований на визначенні сухого залишку після випаровування відповідного об'єму досліджуваної води [2].

Висушують і зважують на технічних вагах фарфорову чашку, наливають у неї 25 см³ досліджуваної води і випаровують на водяній бані або на газовому пальнику [2].

Необхідно стежити, щоб при кипінні вода не розбризувалась. Після повного випаровування води чашку з сухим залишком добре висушують у сушильній шафі при 100 °С, охолоджують в ексикаторі і зважують [2].

Мінералізація води в грамах визначається за формулою:

$$M=(P_2-P_1)\cdot 40 \text{ (на 1 літр)}, \quad (3.1)$$

де P_1 – вага сухої фарфорової чашки, г;

P_2 – вага чашки з сухим залишком, г.

Визначення рН і Eh проводилось на іономірі [2].

Результати досліджень пластової води на Христинівській площі записані у формі таблиці:

Таблиця 3.1 – Фізичні і хімічні властивості пластової води

Місце відбору проби води	Густина, кг/м ³	рН	Eh, mV	Величина сухого залишку г/л	При-мітка
Христинівська площа	1138	3,7	230	190	Середовище лужне. Вода є розсоллом.

Мінералізація води;

$$P_1 = 33,95 \text{ г};$$

$$P_2 = 38,70 \text{ г};$$

$$M = (P_2 - P_1) \cdot 40 = (38,70 - 33,95) \times 40 = 4,75 \times 40 = 190 \text{ г/л.}$$

3.2.2 Визначення вмісту хлор-іону у підземних водах

Визначення хлор-іонів проводиться титруванням іона 0,1н розчином азотнокислого срібла за наявності індикатора хромовокислого калію згідно методики [2].

Перша крапля надлишкового розчину срібла утворює з індикатором осад хромовокислого срібла, що забарвлює розчин у кров'яно-бурий колір. Зміна кольору титрованого розчину від зеленувато-жовтого до кров'яно-бурого вказує на кінець титрування [2].

Проводять два визначення хлор-іонів: орієнтовне і точне. Якщо за даними орієнтовного визначення вода має багато хлоридів, воду для точного визначення відбирають з таким розрахунком, щоб на одне визначення пішло 3-20 мл 0,1н розчину азотнокислого срібла [2].

ОРІЄНТОВНЕ ВИЗНАЧЕННЯ: у пробірку наливають 5 мл досліджуваної води, додають одну краплю 10% розчину хромовокислого калію. Потім постійно перемішуючи, додають по краплях 0,1н розчин азотнокислого срібла до незникаючого бурого кольору. При множенні числа використаних крапель на 0,02 одержують приблизно вміст хлор-іону у розчині в г/л [2].

ТОЧНЕ ВИЗНАЧЕННЯ: якщо при орієнтовному визначенні вміст хлор-іону не перевищує 0,400 г/л, точне визначення проводиться у 100 мл води. При більш високих складах хлоридів для визначення відбирають відповідно менший об'єм або користуються точно розведеним вихідним розчином [2].

До відміреного об'єму (10 мл) досліджуваної води (розведеної у співвідношенні 1:10) додають 5 крапель хромату калію і повільно титрують при неперервному перемішуванні 0,1н розчином азотнокислого срібла до переходу

жовтуватого кольору у рожево-бурий, що не зникає при перемішуванні. При титруванні рекомендовано порівнювати колір досліджуваної води з кольором стандарту, який готується додаванням кухонної солі до відтитрованої проби. Від добавки повареної солі бурий колір розчину переходить у світлий, в зеленувато-жовтий [2].

Визначення хлоридів за цим методом правильно тільки у тому випадку, коли рН розчину, в якому визначають хлор-іон, не менше 7 і не більше 10,5.

Якщо рН розчину більше 10,5, тоді до проби розчину, відібраної для визначення іону хлору, додають 2-3 краплі 0,1 % розчину фенолфталеїну і по краплям розведеному (не менше 1:5) азотну кислоту для прозорості розчину [2].

Якщо досліджувана вода має кислу реакцію, то таку пробу нейтралізують 0,1н розчином їдкого натрію, застосовуючи як індикатор той самий розчин фенолфталеїну і знебарвлюють потім воду однією краплею азотної кислоти .

Якщо вода має у собі сірководень, від нього звільняються кип'ятінням її в азотнокислому середовищі [2].

Кількість хлор-іонів розраховують так:

$$Cl^- = \frac{a \cdot n \cdot 1000}{V} \text{ мг-екв/л, [2] } \quad (3.2)$$

$$Cl^- = \frac{a \cdot n \cdot 1000 \cdot 35,5}{V} \text{ мг/л, [2] } \quad (3.3)$$

де a – кількість розчину азотнокислого срібла у мл, витрачене на титрування,

n – нормальність розчину азотнокислого срібла,

V – об'єм проби взятої для титрування (з урахуванням розведення),

35,5 – еквівалентна вага хлору [2] .

Результати досліджень пластової води на Христинівській площі записують у формі таблиці:

Таблиця 3.2 – Вміст хлор-іону в пластовій воді

Місце відбору проби води	Вміст хлор-іонів, мг-екв/л	Вміст хлор-іонів, мг/л
Христинівська площа	29	1029,5

Орієнтовне визначення:

$$Cl^- = 10 \cdot 0,02 = 0,2 \text{ г/л};$$

Точне визначення:

$a = 37,3 - 8,3 = 29$ мл – кількість розчину однокислотного срібла, витрачене на титрування;

Кількість хлор-іонів:

$$Cl^- = \frac{29 \cdot n \cdot 1000}{V} = \frac{29 \cdot 0,1 \cdot 1000}{100} = 29 \text{ мг-екв/л};$$

$$Cl^- = \frac{29 \cdot n \cdot 1000 \cdot 35,5}{V} = \frac{29 \cdot 0,1 \cdot 1000 \cdot 35,5}{100} = 1029,5 \text{ мг/л}.$$

3.2.3 Визначення вмісту кальцію і магнію в підземних водах

Визначення кальцію і магнію у пластових водах нафтових і газових родовищ проводиться трилонометричним методом. Даний метод є найбільш простим і точним і описаний в методичних вказівках [2].

Трилонометричне визначення засновано на реакції взаємодії іонів кальцію і магнію з трилоном Б з утворенням стійких з'єднань добре розчинених у воді. Як індикатора для титрування при визначенні суми кальцію і магнію застосовують хромоген чорний ET-00. За наявності іонів кальцію і магнію у досліджуваному розчині індикатор утворює у лужному середовищі при рН = 10-12 комплексне з'єднання, яке забарвлює розчин у винно-червоний колір [2].

При титруванні досліджуваного розчину трилон Б спочатку вступає в реакцію з іонами кальцію, а потім з іонами магнію.

У точці еквівалентності червоне забарвлення індикатора переходить в синє.

У іншому рівному об'ємі досліджуваного розчину титрують трилоном Б кальцій також у лужному середовищі з індикатором мурексидом, який являє собою амонійну сіль пурпурної кислоти. У точці еквівалентності рожево-червоний колір переходить у фіолетовий [2].

Сумарний вміст кальцію і магнію розраховують за формулою:

$$X_{Ca+Mg} = \frac{a \cdot n \cdot 1000}{V}, \quad [2] \quad (3.4)$$

де X_{Ca+Mg} – сумарний вміст кальцію і магнію в мг-екв/л;

a – кількість трилону Б, що пішла на титрування;

n – нормальність трилону Б

V – об'єм води, взятої для аналізу в мл.

Вміст кальцію визначають за формулою:

$$X_{Ca} = \frac{a \cdot n \cdot 1000}{V} \text{ мг-екв/л}, \quad [2] \quad (3.5)$$

або

$$X_{Ca} = \frac{a \cdot n \cdot 1000 \cdot 20}{V} \text{ мг/л}, \quad [2] \quad (3.6)$$

де 20 – еквівалентна вага кальцію;

n – нормальність трилона Б;

a – кількість трилону Б, що пішла на титрування в мл.

Вміст магнію визначають розрахунковим шляхом, як різницю між сумою кальцію і магнію та кальцієм.

$$X_{Mg} = X_{Ca+Mg} - X_{Ca} \text{ мг-екв/л}, \quad [2] \quad (3.7)$$

$$X_{Mg} = X_{Ca+Mg} - X_{Ca} \cdot 12.2 \text{ мг/л}, \quad [2] \quad (3.8)$$

де 12,2 – еквівалентна вага магнію [2].

Результати визначень кальцію і магнію на Христинівській площі записують у формі таблиці:

Таблиця 3.3 – Вміст кальцію і магнію в пластовій воді

Місце відбору проби води	Вміст кальцію і магнію, мг-екв/л	Вміст кальцію		Вміст магнію	
		мг- екв/л	мг/л	мг- екв/л	мг/л
Христинівська площа	7	6	120	1	12,2

$$X_{Ca+Mg} = \frac{a \cdot n \cdot 1000}{V} \text{ мг-екв/л [2]};$$

$$X_{Ca+Mg} = \frac{7 \cdot 0,1 \cdot 1000}{100} = 7 \text{ мг-екв/л};$$

$$X_{Ca} = \frac{a \cdot n \cdot 1000}{V} \text{ мг-екв/л};$$

$$X_{Ca} = \frac{6 \cdot 0,1 \cdot 1000}{100} = 6 \text{ мг-екв/л};$$

$$X_{Ca} = \frac{a \cdot n \cdot 1000 \cdot 20}{V} \text{ мг/л [2]};$$

$$X_{Ca} = \frac{6 \cdot 0,1 \cdot 1000 \cdot 20}{V} = 120 \text{ мг/л};$$

$$X_{Mg} = X_{Ca+Mg} - X_{Ca} = 1 \text{ мг-екв/л};$$

$$X_{Mg} = (X_{Ca+Mg} - X_{Ca}) \cdot 12,2 = 12,2 \text{ мг/л}.$$

3.2.4. Визначення загальної лужності підземних вод

Для того, щоб визначити загальну лужність пластових вод нафтових і газових родовищ використовуємо метод титрування проб води соляною кислотою.

$$\text{Вміст } HCO_3^- = \frac{(v - a) \cdot n \cdot 1000}{100} \text{ мг-екв/л, [2] (3.9)}$$

$$\text{або } HCO_3^- = \frac{(v - a) \cdot n \cdot 1000 \cdot 61}{100} \text{ мг/л, [2] (3.10)}$$

$$\text{Вміст } CO_3^{2-} = \frac{a \cdot n \cdot 2 \cdot 1000}{100} \text{ мг-екв/л, [2] (3.11)}$$

$$\text{або} \quad CO_3^{2-} = \frac{a \cdot n \cdot 2 \cdot 1000 \cdot 60}{100} \text{ мг/л,} \quad [2] \quad (3.12)$$

де a – розхід розчину соляної кислоти в мл при титруванні по фенолфталеїну;

v – розхід розчину соляної кислоти в мл при титруванні по метилоранжу;

n – нормальність розчину соляної кислоти;

61 – еквівалентна вага HCO_3^- ;

60 – еквівалентна вага CO_3^{2-} .

Якщо після додавання фенолфталеїну до води не виникає рожевого забарвлення, це свідчить про відсутність іонів у розчині. У такому випадку титрування здійснюють із використанням метилоранжу.

Результати визначення загальної лужності підземних вод на Христинівській площі записують у формі таблиці:

Таблиця 3.4 – Вміст карбонатів і бікарбонатів у пластовій воді

Місце відбору проби води	Вміст бікарбонат-іонів		Вміст карбонат-іону	
	мг-екв/л	мг/л	мг-екв/л	мг/л
Христинівська площа	0,6	36,6	-----	-----

$$HCO_3^- = \frac{(v-a) \cdot n \cdot 1000}{100} \text{ мг-екв/л} [2];$$

$$HCO_3^- = \frac{0,6 \cdot 0,1 \cdot 1000}{100} = 0,6 \text{ мг-екв/л};$$

$$HCO_3^- = \frac{(v-a) \cdot n \cdot 1000 \cdot 61}{100} \text{ мг/л} [2];$$

$$HCO_3^- = \frac{0,6 \cdot 0,1 \cdot 1000 \cdot 61}{100} = 36,6 \text{ мг/л.}$$

3.2.5. Визначення вмісту сульфат-іону у підземних водах.

Сульфатність є типовою геохімічною характеристикою підземних вод, що залягають у нафтогазоносних пластах. Вона визначається концентрацією сульфат-іонів і коефіцієнтом сульфатності. У водах нафтових родовищ сульфати

зазвичай відсутні або містяться в незначних кількостях. Це пов'язано з відновним характером середовища нафтових пластів, де сульфат-іони використовуються як джерело кисню для окиснення вуглеводнів. Як наслідок, сульфати зникають або залишаються у слідових кількостях, а натомість у воді накопичується сірководень, концентрація якого може досягати кількох сотень міліграмів на літр.

Для визначення вмісту сульфатів у водах нафтогазових родовищ застосовують фотометричне титрування із використанням титриметра. Фотоелектричний титриметр (наприклад, типу ФЭТ-УНИИЗ) дозволяє визначати точку еквівалентності — момент завершення титрування — за допомогою фотоелектричної індикації.

Вміст сульфатів у воді визначають :

$$SO_4^{2-} = (a - v) \cdot n \cdot \frac{2}{3} \cdot 2,5 \text{ мг-екв/л [2]}, \quad (3.13)$$

$$SO_4^{2-} = (a - v) \cdot n \cdot \frac{2}{3} \cdot 2,5 \cdot 48 \text{ мг/л [2]}, \quad (3.14)$$

де a – розхід солі Мора у мл для титрування досліджуваної проби;

v – розхід солі Мора у мл для титрування контрольного розчину;

n – нормальність розчину солі Мора;

$\frac{2}{3}$ – відношення між еквівалентами сульфата і солі Мора;

2,5 – коефіцієнт розведення;

48 – еквівалентна вага сульфат-іону.

Результати аналізу записують у формі таблиці:

Таблиця 3.5 – Вміст сульфат-іону в пластовій воді

Місце відбору проби води	Вміст сульфат-іону	
	мг-екв/л	мг/л
Христинівська площа	3,3	64

$$SO_4^{2-} = (4,8-0,8) \cdot 0,5 \cdot 2/3 \cdot 2,5 = 3,3 \text{ мг-екв/л}$$

$$SO_4^{2-} = (4,8-0,8) \cdot 0,5 \cdot 2/3 \cdot 48 = 64 \text{ мг/л}$$

3.2.6 Визначення вмісту йоду у підземних водах

Підземні води нафтогазових родовищ часто характеризуються підвищеним вмістом йоду. Визначення цього мікроелемента у пластових водах є важливим під час пошукових та розвідувальних робіт на нафту, а також при детальному аналізі нафтоносності певного регіону.

Аналіз йоду проводять шляхом окиснення йодитів бромом до йодатів. Після видалення залишкового броду розчин підкислюють і додають йодид калію, в результаті чого з йодату вивільняється елементарний йод. Отриманий йод потім титрують розчином тіосульфату.

Кількість йоду визначають з розрахунку 1 мл 0,01н $Na_2S_2O_3$, що відповідає 0,21154 мг йоду.

$$I = \frac{a \cdot K \cdot 0.21154 \cdot 1000}{V} \text{ мг/л, [2]} \quad (3.15)$$

де a – кількість 0,01н розчину $Na_2S_2O_3$, що пішла на титрування, мл;

K – поправочний коефіцієнт до нормальності $Na_2S_2O_3$; $K=0,125$.

V – кількість досліджуваної води (50 або 100 мл);

0,21154 – еквівалентна вага йоду.

Результати визначень записують у формі таблиці:

Таблиця 3.6 – Вміст йоду в пластовій воді

Місце відбору проби води	Вміст йоду	
	мг-екв/л	мг/л
Христинівська площа	0,005	0,66

$$I=(2,5 \cdot 0,125 \cdot 0,21154 \cdot 1000)/100=0,66 \text{ мг/л.}$$

3.2.7 Визначення вмісту бромиду в підземних водах

Пластові води нафтогазових родовищ часто містять значну кількість бромиду. Визначення цього мікрокомпонента є важливою аналітичною задачею під час пошуків і розвідки нафтових покладів, а також при детальному вивченні нафтоносності певної території.

Метод базується на окисненні бромід-іонів до бромат-іонів за допомогою гіпохлориту. Отриману кількість броматів визначають йодометричним способом у слабо кислому середовищі.

$$Br = \frac{a \cdot K \cdot 1,332 \cdot 1000}{V} \text{ мг/л,} \quad [2] \quad (3.16)$$

де a – кількість 0,1н розчину гіпосульфиту натрію $Na_2S_2O_3$, що пішла на титрування, мл;

K – поправний коефіцієнт розчину гіпосульфиту натрію, $K=0,0125$;

V – кількість досліджуваної води (25 мл);

1,332 – кількість Br , якому відповідає 1 мл 0,1н розчину гіпосульфиту натрію у грамах.

Результати визначень записують у формі таблиці:

Таблиця 3.7 – Вміст бромиду в пластовій воді

Місце відбору проби води	Вміст бромиду	
	мг-екв/л	мг/л
Христинівська площа	0,008	0,666

$$Br=(1,0 \cdot 0,0125 \cdot 1,332 \cdot 1000)/25=0,666 \text{ мг/л}$$

3.2.8 Визначення вмісту нафтових кислот у підземних водах

У пластових водах нафтових і газових родовищ часто бувають підвищені концентрації органічних речовин – нафтових кислот, фенолів, фенолят і бензолу. Визначення цих з'єднань, і перш за все, нафтових кислот, бензолу у пластових водах при пошуково-розвідувальних роботах на нафту, а також при детальному вивченні нафтогазоносності якого-небудь району являється важливою задачею. Виконується за методичними рекомендаціями [2].

Визначення органічних речовин у пластових мінералізованих водах, і перш за все, нафтових кислот засновано на їх вилученні за допомогою ефіру із середовищ з різним рН. У ефірних екстрактах після вилучення ефіру визначають нафтові кислоти аналітичним методом [2].

Для вод нафтогазових родовищ характерно підвищення відносного фону вмісту нафтових кислот, які краще накопичуються у лужних водах гідрокарбонатно-натрійового типу, у твердих водах хлоридно-кальційового типу вони погано розчиняються і не дають підвищених концентрацій [2].

Для аналізу беремо 100 мл відфільтрованої пластової води у ділильну лійку на 500 мл, підкислюємо 20 %-ою сірчаною кислотою по метилоранжу (2-3 краплі) і додаємо 20 мл петролейного ефіру, колотимо 2-3 хвилини і нижній шар зливаємо в другу ділильну лійку, у яку знову додаємо 20 мл петролейного ефіру і знову енергійно колотимо 2-3 хвилини, знову даємо відстоятись 2-3 хвилини і нижній шар зливаємо у третю лійку, в яку знову додаємо петролейний ефір і робимо ефірну витяжку. Після цього всі ефірні витяжки зливаємо в одну ділильну лійку і промиваємо насиченим розчином хімічно чистого $NaCl$ (доливаємо 50 мл $NaCl$), добре колотимо 2-3 хвилини в ділильній лійці і даємо відстоятись. Зливаємо водний розчин (нижній шар). У ділильну лійку додаємо 2-3 краплі метилоранжу і знову 50 мл $NaCl$ і так промиваємо до нейтральної реакції [2].

У ефірну витяжку у лійці додаємо 15 мл 96% спирту (C_2H_5OH) і 10 мл 0,1N розчину $NaOH$.

Лійку з спиртом і їдким натрієм добре колотимо, даємо відстоятись 2-3 хвилини. Водний розчин $NaOH$ з спиртом знизу зливаємо у чисту конічну колбу на 250 мл. У ефірну витяжку в лійці додаємо 50 мл дистильованої води, знову колотимо 2-3 хвилини, відмиваємо від $NaOH$ і так робимо 3-4 рази; всі промивні води зливаємо в одну конічну колбу і титруємо 0,1н HCl по індикатору фенолфталеїну (5-7 крап.). На титрування пішло “ a ” мл HCl [2].

У другу чисту колбу на 250 мл наливаємо 10 мл $NaOH$ (0,1н) і 15мл спирту, декілька крапель фенолфталеїну і титруємо 0,1н HCl . Це – холостий дослід. На холостий дослід пішло “ b ” мл HCl . Перехід кольору від малинового до безбарвного [3].

$$\text{Кількість нафтових кислот} = \frac{(b - a) \cdot 0,1 \cdot 1000}{100} \text{ мг-екв/л [2]} \quad (3.17)$$

Результати визначень вмісту нафтових кислот у підземних водах на Христинівській площі записують у формі таблиці:

Таблиця 3.8 – Вміст нафтових кислот в пластовій воді.

Місце відбору проби води	Вміст нафтових кислот мг-екв/л
Христинівська площа	1,2

$$\text{Кількість нафтових кислот} = (11,2 - 10) \cdot 0,1 \cdot 1000 / 100 = 1,2 \text{ мг-екв/л.}$$

3.2.9 Узагальнення результатів виконаних досліджень хімічного складу підземних вод на Христинівській площі і визначення вмісту натрію

Хімічний склад природних вод, зокрема пластових вод нафтогазових родовищ, прийнято подавати у трьох формах: ваговій іонній, еквівалентній та процентно-еквівалентній.

Вагова іонна форма передбачає подання вмісту окремих іонів у грамах або міліграмах на певну кількість води (найчастіше на 100 см³, 1000 см³, 100 г або 1 кг).

Еквівалентна форма відображає концентрацію іонів у міліграм-еквівалентах і дозволяє точніше характеризувати хімічні властивості води. Такий підхід дає змогу перевірити точність аналізу та розрахувати вміст натрію, виходячи з рівності сум аніонів і катіонів.

Процент-еквівалентна форма є модифікованою еквівалентною формою, яка показує відсоткову частку кожного іону в загальному іонному складі. За умови, що іони подано в еквівалентній формі, сума катіонів завжди повинна дорівнювати сумі аніонів, що відповідає принципу електронейтральності водного розчину.

Якщо аніони та катіони дані у еквівалентній формі, то за принципом електронейтральності розчинів сума катіонів завжди має бути рівна сумі аніонів.

$$\sum r_a = \sum r_k \quad (3.18)$$

Використовуючи цю рівність, можна визначити вміст натрію, одного з шести основних іонів при аналітичному визначенні п'яти інших.

$$r_{Na'} = (r_{Cl'} + r_{HCO_3''} + r_{SO_4''}) - (r_{Ca''} + r_{Mg''}) \quad (3.19)$$

Інші іони, окрім основних, можна не враховувати через їх незначну концентрацію.

Щоб визначити масовий вміст натрію, значення його міліграм-еквівалента множать на відповідний еквівалент.

Процентно-еквівалентна форма іонно-сольового складу води показує частку кожного іону у відсотках від загальної кількості іонів.

Для цього складають пропорцію, в якій загальна сума іонів в еквівалентному вираженні приймається за 100 %, після чого обчислюють процентний вміст кожного окремого іону

$$\sum (a + \kappa) - 100\% \quad [2] \quad (3.20)$$

$i - x\%$,

$$x = \frac{i}{\sum(a+k)} \cdot 100\%. \quad [2] \quad (3.21)$$

де $\sum(a+k)$ - сума аніонів і катіонів у еквівалентній формі;

i – вміст шуканого іону у еквівалентній формі;

x – вміст шуканого іону у процент-еквівалентній формі.

Загальна сума всіх іонів, взятих в еквівалентній формі, прирівнюється до 100 %, а сума катіонів, що дорівнює сумі аніонів, дорівнює 50 %.

Результати обчислень вмісту іонів зводять в (таблицю 3.9), а результати хімічного аналізу природних вод - у загальну таблицю (таблиця 3.10). Для досліджуваної води також вказуються фізичні та хімічні характеристики. Вагову іонну форму переводять в еквівалентну шляхом ділення величини вмісту іонів. Вміст іону у ваговій формі можна помножити на коефіцієнт реакції, який є оберненою величиною до еквівалента даного іону.

Таблиця 3.9 – Результати обчислень вмісту іонів

Іони		Коефіцієнт перерахунку	Вміст, мг/л	Еквівалентний вміст	
				мг-екв	%
Катіони	Na ⁺ +K ⁺ за різницею	0,04348	595,7	25,9	39,37
	Ca ²⁺	0,04990	120	6	9,12
	Mg ²⁺	0,08224	12,2	1	1,51
	Разом:	-	-	32,9	50
Аніони	Cl ⁻	0,02820	1029,5	29	44,08
	SO ₄ ²⁻	0,02082	64	3,3	5,01
	HCO ₃ ⁻	0,01639	36,6	0,6	0,91
	Разом:	-	-	32,9	50

Таблиця 3.10 – Результати хімічних аналізів досліджуваної води

Фізичні властивості	рН	Еh	М г/л	Катіони мг/л			Аніони мг/л		
				Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻
Без смаку, без запаху, злегка каламутна густина – 1338 кг/м ³	3,7	230	190	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻
				595,7	120	12,2	1029,5	64	36,6

Для характеристики нафтових вод використовуються показники за Пальмером, які відображають їхні хімічні властивості — зокрема солоність, жорсткість, лужність і кислотність — залежно від вмісту певних груп солей. Розрахунок цих солей здійснюється на основі іонного складу за правилом Фрезеніуса, згідно з яким іони поєднуються в певному порядку — від більш активних до менш активних. Ієрархія хімічної активності виглядає так: серед аніонів — хлориди, сульфати, гідрокарбонати; серед катіонів — натрій, магній, кальцій. Пальмер виокремлює шість основних солевих характеристик, з яких найбільш важливими є перша та друга солоність, а також перша й друга лужність.

- **Перша солоність** охоплює солі сильних кислот і лужних металів — зокрема хлориди та сульфати натрію, характерні для природних вод.
- **Друга солоність** включає солі сильних кислот із лужноземельними металами, такими як кальцій і магній; саме вони зумовлюють постійну жорсткість води.
- **Перша лужність** представлена солями слабких кислот і лужних металів, наприклад NaHCO₃ (харчова сода), що надає воді лужної реакції.

- **Друга лужність** — це солі слабких кислот і лужноземельних металів, які формують тимчасову жорсткість і можуть бути видалені.

На основі цих характеристик та їх співвідношень Пальмер розробив класифікацію вод, що зустрічаються в нафтових родовищах. (таблиця 3.11) [1].

Таблиця 3.11 – Класифікація вод за Ч. Пальмером

Клас	Співвідношення іонів	Характеристика Пальмера	Примітка
1	$rNa' > (rCl' + rSO_4'')$	$A_1 > 0,$ $S_2 = 0,$ $S_3 = 0$	Лужні (“м’які”) води
2	$rNa' = (rCl' + rSO_4'')$	$A_1 = 0,$ $S_2 = 0,$ $S_3 = 0$	Практично не зустрічаються
3	$rNa' < (rCl' + rSO_4'')$	$A_1 = 0,$ $S_2 > 0,$ $S_3 = 0$	“Тверді” води
4а	$(rNa' + rCa'' + rMg'') > (rCl' + rSO_4'')$	$A_1 = 0,$	Практично не зустрічаються
4б	$(rNa' + rCa'' + rMg'') = (rCl' + rSO_4'')$	$A_2 = 0,$ $S_3 = 0$	
5	$(rNa' + rCa'' + rMg'') < (rCl' + rSO_4'')$	$A_1 = 0,$ $A_2 = 0,$ $S_3 > 0$	Кислі води

Елементи класифікації Пальмера були покладені в основу класифікації, розробленої В. А. Суліним, яка здобула широке визнання серед фахівців нафтогазової галузі. Сулін запропонував поділ природних вод на чотири основні

типи залежно від характерного співвідношення між головними іонами. Основою його класифікації стали три ключові коефіцієнти $\frac{rNa}{rCl}$, $\frac{rNa - rCl}{rSO_4}$, $\frac{rCl - rNa}{rMg}$.

Застосовуючи ці коефіцієнти, Сулін виокремив чотири так звані "генетичні" типи вод. Така назва була обрана тому, що ці типи приблизно відповідають основним природним умовам, у яких формуються і залягають підземні води. (таблиця 3.12) [1].

Таблиця 3.12 – Класифікація вод за В. А. Суліним

Тип води за В.А. Суліним	Коефіцієнти		
	$\frac{rNa'}{rCl'}$	$\frac{rNa' - rCl'}{rSO_4''}$	$\frac{rCl' - rNa'}{rMg''}$
Гідрокарбонатно-натрієвий	>1	>1	<0
Сульфатно-натрієвий	>1	<1	<0
Хлоридно-магнієвий	<1	<0	<1
Хлоридно-кальцієвий	<1	<0	>1

Характеристики за Пальмером розраховуються у процентно-еквівалентній формі та можуть легко визначатися за допомогою графічного методу — зокрема, за графіком Роджерса (рисунок 3.1).

Цей графік складається з трьох прямокутників: у двох крайніх наведено іони, розміщені за спаданням їх хімічної активності — лівий відповідає загальному складу аніонів, правий — катіонів. Висота кожного з цих прямокутників становить 50 % еквівалентів. Центральний прямокутник ілюструє характеристики Пальмера, його висота відповідає 100 % екв. Графік Роджерса дозволяє в наочній формі подати іонний склад води та оперативно визначити відповідні характеристики за Пальмером.

Визначивши солеві характеристики Пальмера для досліджуваної води, можна визначити її належність до одного з п'яти класів класифікації вод за Пальмером.

Використовуючи генетичні коефіцієнти $\frac{rNa}{rCl}$, $\frac{rNa - rCl}{rSO_4}$, $\frac{rCl - rNa}{rMg}$

визначають тип води за класифікацією вод за В. А. Суліна.

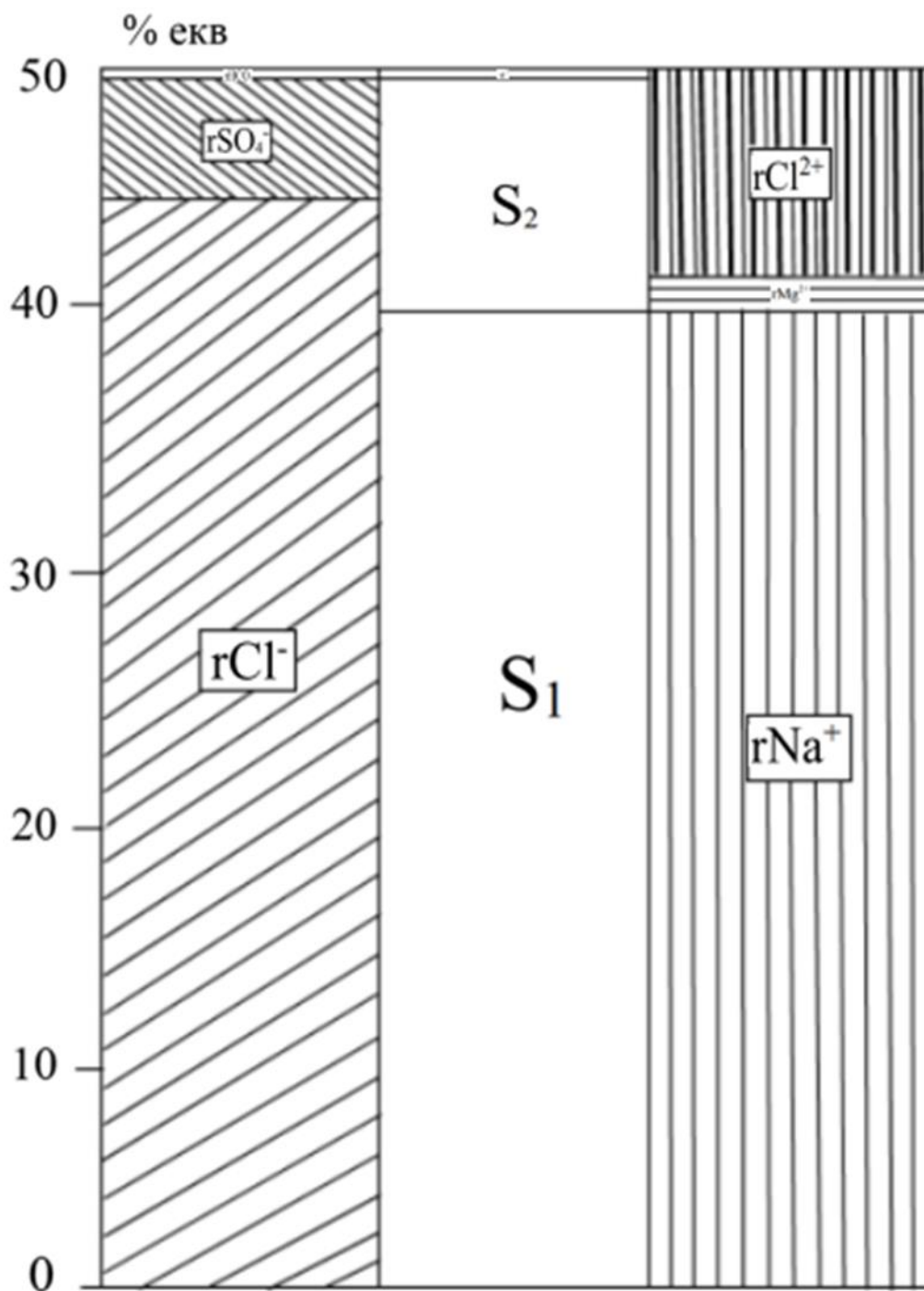


Рис. 3.1 – Графік Роджерса

Для наочного зображення результатів хімічних аналізів використовують формулу Курлова, графіки і схеми. Графік-коло Толстіхіна (рисунок 3.2) призначений для зображення складу окремих проб води у процент-еквівалентних формах. Мінералізація води зазвичай відповідає радіусу кола, який обирається в певному масштабі. Нижче зображено графік-коло Толстіхіна, який побудований за результатами хімічних аналізів проб пластової води Мирної площі Надвірнянського НГР [2].

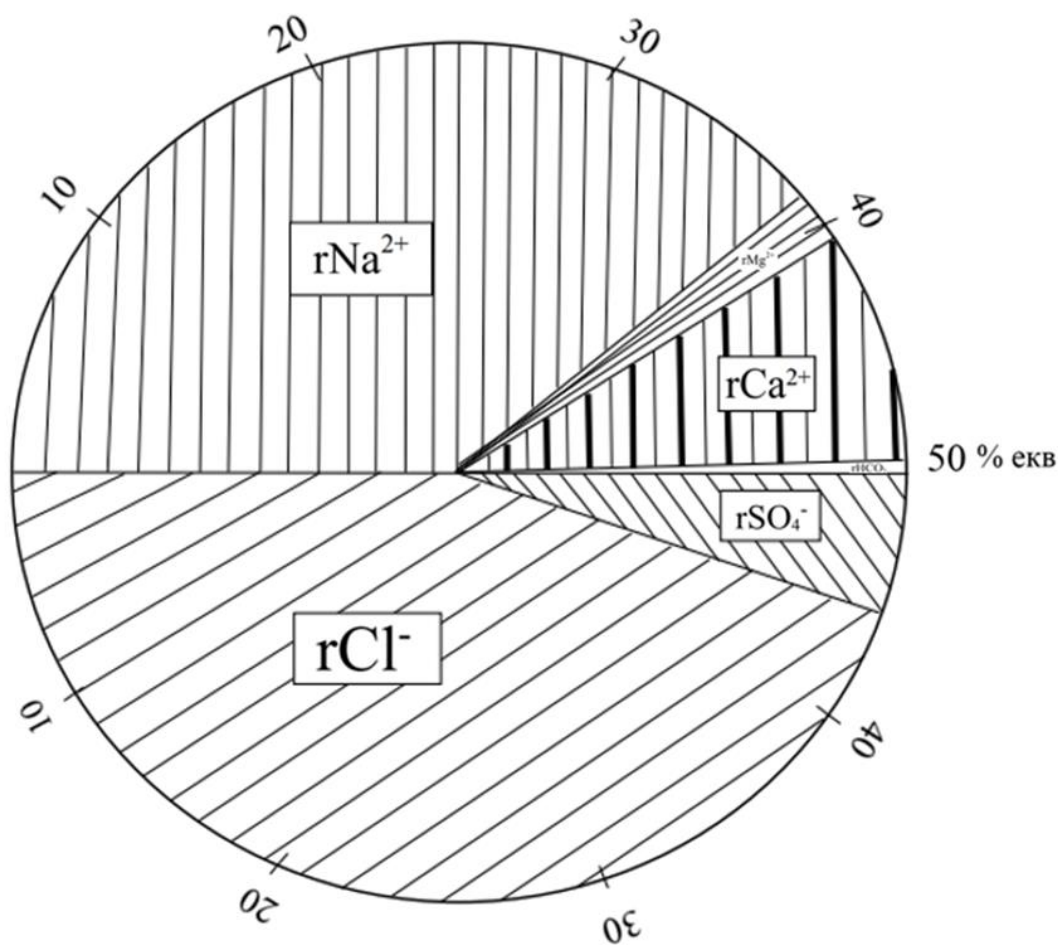


Рис. 3.2 – Графік – коло Толстіхіна

Підсумок: У результаті виконаних хімічних аналізів проб досліджуваної пластової води на Христинівській площі Надвірнянського НГ було встановлено такі ключові характеристики:

Густина – 1138 кг/м³, що вказує на високий ступінь мінералізації;

РН – 3,7 – окисне середовище;

ЕН – 230;

Мінералізація – 190 г/л. Досліджувана вода є розсоллом.

Вміст аніонів Cl⁻, SO₄²⁻, HCO₃⁻ і катіонів Na⁺+K⁺, Ca²⁺, Mg²⁺ вказаний в таблиці 3.12.

Для даної води характерними є: значна мінералізація, висока збагаченість хлоридами, недонасиченість вод сульфатами, збагаченість компонентами бромиду, йоду, бору.

Оцінювання складу води здійснювалося за класифікацією Пальмера, а також шляхом побудови графіка Роджерса. Згідно з результатами досліджень, пластова вода в межах Христинівської площі класифікується як тверда. Це підтверджується такими значеннями показників: A1 = 0, A2 > 0, S1 > 0, S2 > 0, S3 = 0. Тверді води є характерними для нафтових родовищ, розташованих у платформених і гірсько-складчастих структурах, де водообмін сильно ускладнений.

Також у роботі був проведений розрахунок відповідних коефіцієнтів з метою визначення типу води за класифікаційною схемою В.А. Суліна. Встановлено, що вода належить до хлоридно-кальцієвого типу, оскільки <1, <0, >1. Такий тип вод свідчить про формування в умовах значної глибини і обмеженого водообміну, що є сприятливим фактором для утворення та збереження покладів нафти і газу.

3.3. Аналіз гідродинамічних показників і оцінка за ними перспектив нафтогазоносності

Гідродинамічні показники пластових вод є важливою складовою при прогнозуванні нафтогазоносності територій. Вони дозволяють виявити

геодинамічні умови, які впливають на міграцію, формування та збереження покладів вуглеводнів у надрах. Серед завдань, що мають практичне значення є: визначення напрямку руху води, її витрати та швидкості; встановлення напрямку та масштабу переміщення газових і нафтових родовищ; обчислення положення газоводяного або водонафтового контакту (ГВК або ВНК); оцінка характеру взаємодії вод продуктивного горизонту з іншими водоносними шарами.

Таким чином, під час гідрогеологічного аналізу на територіях із покладами вуглеводнів, пріоритетним завданням є дослідження розподілу напору в основних колекторах. Для цього використовують дані про абсолютні позначки статичних рівнів підземних вод, на основі яких складається карта гідроізоп'єз. Побудова такої карти є обґрунтованою лише в тому випадку, коли густина води в межах одного горизонту, нормалізована до однакової температури, має незначні відхилення (до кількох або десятків кг/м³). Якщо ж різниця в густині води сягає кількох десятків кг/м³, і водоносний пласт має полого залягання, доцільно виконувати перерахунок рівнів на умовну середню густина води ($\rho_{сер}$) притаманну досліджуваному горизонту, для точнішого складання карти гідроізоп'єз.

У такому випадку до величини заміру статичного рівня потрібно ввести поправку ΔH_k за формулою:

$$\Delta H_k = H_k \cdot \left(\frac{\rho_k}{\rho_{сер}} - 1 \right), \quad [1] \quad (3.22)$$

де ΔH_k - поправка до статичного рівня, м;

H_k - висота стовпа води густиною ρ_k , м;

$\rho_{сер}$ - густина води найбільш характерна для пласта, кг/м³.

Якщо у свердловині вода має більшу густина, ніж середнє (типове) значення для горизонту, то поправка до рівня буде додатною. У випадку, коли густина води менша за середню, значення поправки буде від'ємним. Після внесення таких поправок отримані абсолютні позначки статичних рівнів фіксуються безпосередньо на карті, поряд із відповідними свердловинами, що входять у

дослідницьку мережу. Далі, використовуючи метод побудови трикутників, створюється карта гідроізоп'ез — на ній проводять ізолінії, які відображають однаковий гідродинамічний напір. За цією картою визначають основні характеристики руху підземних вод у горизонті: зокрема, встановлюють їхній напрям і розраховують швидкість потоку.

Ізоп'еза відображає однаковий гідродинамічний напір у всіх точках, через які вона проходить, тому вздовж цієї лінії рух підземних вод не відбувається. Щоб визначити напрям потоку вод у досліджуваному горизонті, на карті гідроізоп'ез проводять лінії, що перетинають ізоп'ези під прямим кутом. Для обчислення швидкості руху води між двома заданими точками спочатку визначають різницю напорів ΔH (м) за картою гідроізоп'ез, а також вимірюють відстань між цими точками ΔL (м).

Напірний градієнт визначають за формулою:

$$I = \frac{\Delta H}{\Delta L}, \quad [1] \quad (3.23)$$

Одержані дані напірного градієнту вводимо до формули Дарсі і визначаємо швидкість фільтрації:

$$V = \frac{K_{np}}{\mu} \cdot I, \quad [1] \quad (3.24)$$

де V - швидкість фільтрації, м/рік;

K_{np} – коефіцієнт проникності;

I – напірний градієнт;

μ - динамічна в'язкість, яку визначають лабораторними дослідженнями.

Умовно вважається, що при температурі 55–65°C в'язкість підземних вод із густиною в межах 1050–1090 кг/м³ наближається до одиничного значення. Для переведення отриманої швидкості фільтрації у метри за рік слід помножити її на коефіцієнт 0,316324.

Середню дійсну швидкість руху води визначають за формулою:

$$U = \frac{V}{m}, \quad [1] \quad (3.25)$$

де V – швидкість фільтрації, м/рік;

m – коефіцієнт пористості в частках одиниці.

Процес механічного (гідравлічного) руйнування нафтових і газових покладів розпочинається з формування нахилу на межі нафтоводяного або газоводяного контакту. В. П. Савченко та М. Хабберт довели, що горизонтальне розташування таких контактів трапляється вкрай рідко й можливе лише за умови повної відсутності руху підземних вод. За М. Хаббертом залежність ухилу поверхні нафтоводяного (або газоводяного) контакту від гідравлічного напору може бути описана формулою:

$$\operatorname{tg}\Theta = \frac{\rho_v}{\rho_v - \rho_n} \cdot I, \quad [1] \quad (3.26)$$

де Θ - кут між поверхнею нафтоводяного контакту і горизонтальною площиною;

I – напірний градієнт (гідравлічний нахил $\frac{\Delta H}{\Delta L}$);

ρ_v , ρ_n - густина, відповідно, води і нафти (підставивши замість ρ_n густину газу ρ_g , отримаємо відповідну формулу для газоводяного контакту), кг/м³.

Отже, нахил поверхні нафтоводяного або газоводяного контакту є прямо пропорційним до гідравлічного ухилу (градієнта напору) і також визначається співвідношенням густини між дотичними рідинами або газами. Цей взаємозв'язок описується так званим коефіцієнтом підсилення.

Нахили нафтоводяних і газоводяних контактів можуть використовуватись як індикатори напрямку руху підземних вод. У випадках, коли ухил контакту перевищує кут падіння пласту в крилі антиклінальної пастки, нафта або газ вивільняються з покладу, що призводить до його повного руйнування. Цей процес вважається механічною деструкцією покладу під впливом водоносних потоків.

Умовою збереження покладу від механічного руйнування водою є нерівність $\Theta < \alpha$, де α - кут падіння пласта на крилі пастки (по напрямку L); Θ - кут ухилу нафтоводяного (газоводяного) контакту.

Використовуючи формулу (3.26), можна орієнтовано розраховувати мінімальні кути падіння і максимальні величини напірних градієнтів (гідравлічних ухилів) за яких газові і нафтові поклади не будуть зруйновані водами, що рухаються, тобто будуть існувати.

У межах бакалаврської роботи проведено оцінку гідродинамічних умов на перспективній площі, базуючись на умовних початкових даних. Цей аналіз мав на меті:

- показати методику розрахунку параметрів для створення карти гідроізоп'єз;
- визначити основні гідродинамічні характеристики, такі як напрямок підземного потоку, гідравлічний градієнт і швидкість руху води;
- встановити можливий нахил лінії водонафтового контакту та оцінити ймовірність збереження покладу в межах антиклінальної структури.

Таблиця 3.1 - Вихідні дані

№№ Св.	Статичний рівень, м (абсолютна відмітка)	Густина води, кг/м ³	Глибина залягання водоносного горизонту (середня частина пласта), м (абсолютна відмітка)
1	+581	1028	-400
2	+543	1030	-439
3	+490	1045	-480
4	+500	1050	-471
5	+509	1055	-475
6	+439	1081	-520
7	+450	1083	-529
8	+390	1093	-630
9	+395	1097	-625
10	+389	1098	-639
11	+340	1101	-684
12	+333	1112	-675
13	+321	1118	-671
14	+315	1123	-669
15	+300	1124	-665

Узагальнена характеристика колектора:

Ефективна товщина – 35 м

Пористість - 23%

Проникність - $389 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$

Густина нафти - 920 кг/м^3

Кути падіння пласта на крилах пасток:

I структура $\alpha_1 = 1^\circ$

II структура $\alpha_2 = 18^\circ$

1) Визначаємо середню густину води:

$$\rho_{\text{сеп}} = \frac{\sum \rho}{N} [1]; \quad (3.27)$$

$$\rho_{\text{сеп}} = \frac{16238}{15} = 1082 \text{ кг/м}^3;$$

2) Визначаємо висоту стовпа рідини:

$$H_i = |H_{\text{ст.р.}}| + |H_{\text{зал.}}| [1]; \quad (3.28)$$

$$H_1 = 581 + |-400| = 981 \text{ м};$$

$$H_2 = 543 + |-439| = 982 \text{ м};$$

$$H_3 = 490 + |-480| = 970 \text{ м};$$

$$H_4 = 500 + |-471| = 971 \text{ м};$$

$$H_5 = 509 + |-475| = 984 \text{ м};$$

$$H_6 = 439 + |-520| = 959 \text{ м};$$

$$H_7 = 450 + |-529| = 979 \text{ м};$$

$$H_8 = 390 + |-630| = 1020 \text{ м};$$

$$H_9 = 395 + |-625| = 1020 \text{ м};$$

$$H_{10} = 389 + |-639| = 1028 \text{ м};$$

$$H_{11} = 340 + |-684| = 1024 \text{ м};$$

$$H_{12} = 333 + |-675| = 1008 \text{ м};$$

$$H_{13} = 321 + |-671| = 992 \text{ м};$$

$$H_{14} = 315 + |-669| = 984 \text{ м};$$

$$H_{15} = 300 + |-665| = 965 \text{ м}.$$

3) Розраховуємо абсолютні відмітки покрівлі пласта:

$$H_{п.i.} = H_{зал.} + \frac{h\epsilon\phi}{2} [1]; \quad (3.29)$$

$$H_{п.1} = -400 + \frac{35}{2} = -382,5 \text{ м};$$

$$H_{п.2} = -439 + 17,5 = -421,5 \text{ м};$$

$$H_{п.3} = -480 + 17,5 = -462,5 \text{ м};$$

$$H_{п.4} = -471 + 17,5 = -453,5 \text{ м};$$

$$H_{п.5} = -475 + 17,5 = -457,5 \text{ м};$$

$$H_{п.6} = -520 + 17,5 = -502,5 \text{ м};$$

$$H_{п.7} = -529 + 17,5 = -511,5 \text{ м};$$

$$H_{п.8} = -630 + 17,5 = -612,5 \text{ м};$$

$$H_{п.9} = -625 + 17,5 = -607,5 \text{ м};$$

$$H_{п.10} = -639 + 17,5 = -621,5 \text{ м};$$

$$H_{п.11} = -684 + 17,5 = -666,5 \text{ м};$$

$$H_{п.12} = -675 + 17,5 = -657,5 \text{ м};$$

$$H_{п.13} = -671 + 17,5 = -653,5 \text{ м};$$

$$H_{п.14} = -669 + 17,5 = -651,5 \text{ м};$$

$$H_{п.15} = -665 + 17,5 = -647,5 \text{ м}.$$

4) Визначаємо виправлений статичний рівень:

$$H_{в.с.} = H_i \cdot \frac{\rho_i}{\rho_c} [1]; \quad (3.30)$$

$$H_{в.с1} = 981 \cdot \frac{1028}{1082} = 932 \text{ м};$$

$$H_{в.с2} = 982 \cdot \frac{1030}{1082} = 935 \text{ м};$$

$$H_{в.с3} = 970 \cdot \frac{1045}{1082} = 937 \text{ м};$$

$$H_{в.с4} = 971 \cdot \frac{1050}{1082} = 942 \text{ м};$$

$$H_{в.с5} = 984 \cdot \frac{1055}{1082} = 959 \text{ м};$$

$$H_{в.с6} = 959 \cdot \frac{1081}{1082} = 958 \text{ м};$$

$$H_{в.с7} = 979 \cdot \frac{1083}{1082} = 980 \text{ м};$$

$$H_{в.с8} = 1020 \cdot \frac{1093}{1082} = 1030 \text{ м};$$

$$H_{B.c9} = 1020 \cdot \frac{1097}{1082} = 1034 \text{ м};$$

$$H_{B.c10} = 1028 \cdot \frac{1098}{1082} = 1043 \text{ м};$$

$$H_{B.c11} = 1024 \cdot \frac{1101}{1082} = 1042 \text{ м};$$

$$H_{B.c12} = 1008 \cdot \frac{1112}{1082} = 1036 \text{ м};$$

$$H_{B.c13} = 992 \cdot \frac{1118}{1082} = 1025 \text{ м};$$

$$H_{B.c14} = 984 \cdot \frac{1123}{1082} = 1021 \text{ м};$$

$$H_{B.c15} = 965 \cdot \frac{1124}{1082} = 1002 \text{ м}.$$

5) Визначаємо напірний градієнт:

$$I = \frac{\Delta H}{\Delta L} [1]; \quad (3.31)$$

$$I_1 = \frac{1040 - 1020}{4 \cdot 500} = 0,01;$$

$$I_2 = \frac{1020 - 960}{3,5 \cdot 500} = 0,034;$$

6) Розраховуємо швидкість фільтрації:

$$V = \frac{K_{пр}}{\mu} \cdot I [1]; \quad (3.32)$$

$$V_1 = \frac{389 \cdot 10^{-15}}{1} \cdot 0,01 \cdot 0,316324 = 1,2 \cdot 10^{-15} \text{ м/рік};$$

$$V_2 = \frac{389 \cdot 10^{-15}}{1} \cdot 0,034 \cdot 0,316324 = 4,1 \cdot 10^{-15} \text{ м/рік};$$

7) Визначаємо дійсну швидкість руху води:

$$U = \frac{V}{m} [1]; \quad (3.33)$$

$$U_1 = \frac{1,2 \cdot 10^{-15}}{0,23} = 5,2 \cdot 10^{-15} \text{ м/рік};$$

$$U_2 = \frac{4,1 \cdot 10^{-15}}{0,23} = 1,7 \cdot 10^{-15} \text{ м/рік};$$

8) Визначаємо кут нахилу поверхні ВНК:

$$\operatorname{tg} \theta = \frac{\rho_{\text{в.с}}}{\rho_{\text{в.с}} - \rho_{\text{н}}} \cdot I [1]; \quad (3.34)$$

$$\operatorname{tg} \theta_1 = \frac{1082}{1082 - 920} \cdot 0,01 = 0,066;$$

$$\operatorname{tg} \theta_2 = \frac{1082}{1082 - 920} \cdot 0,034 = 0,22;$$

$$\operatorname{arctg} 0,066 = 3,8^\circ; \quad \theta_1 = 3,8^\circ;$$

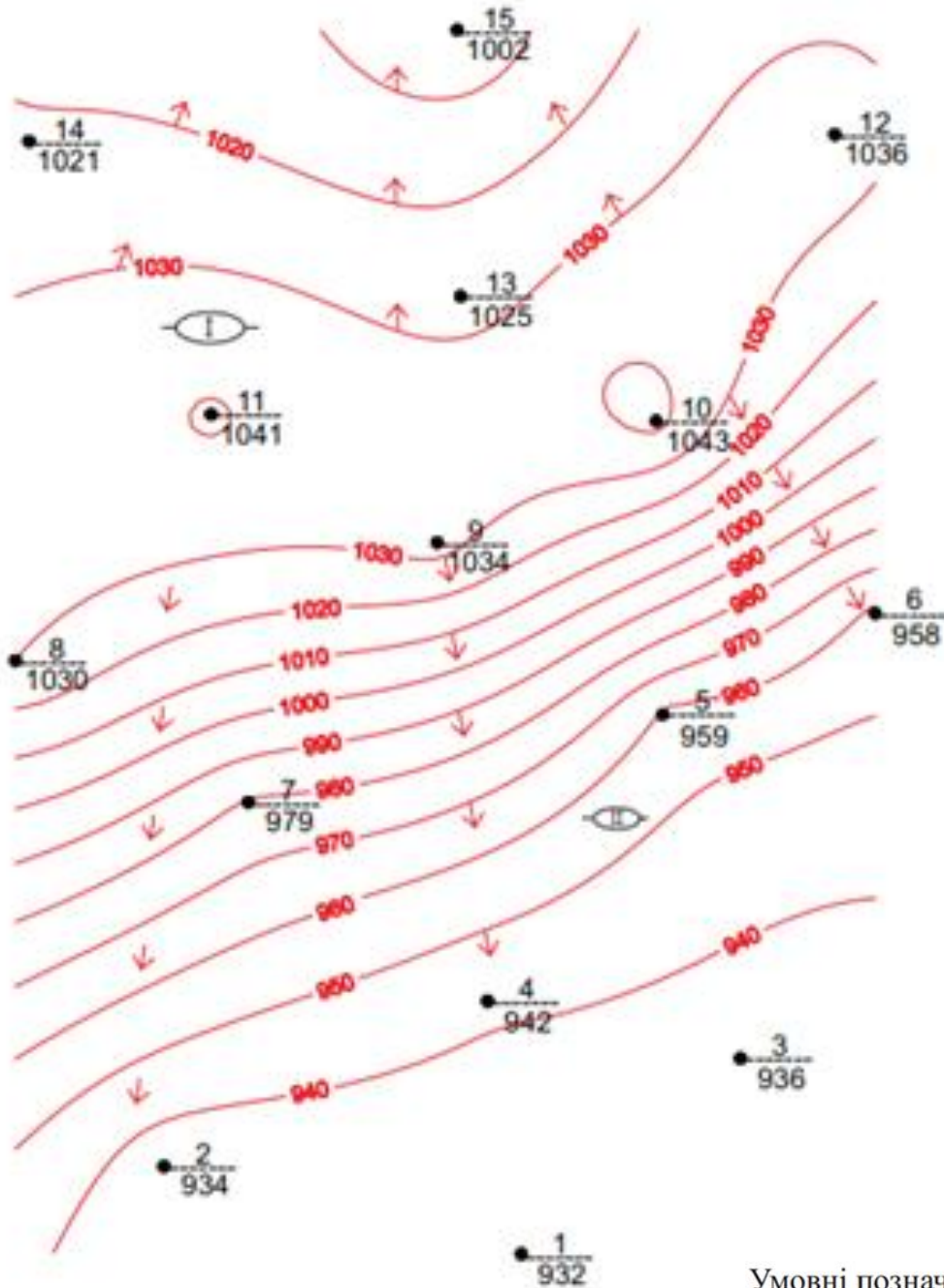
$$\operatorname{arctg} 0,22 = 6,3^\circ; \quad \theta_2 = 6,3^\circ.$$

ХРИСТИНІВСЬКА ПЛОЦА

КАРТА ГІДРОІЗОП'ЄЗ

Масштаб 1:5000

500 0 500 1000 1500м



Умовні позначення

- | | | |
|-----------------|---|--|
| $\frac{1}{932}$ | - | $\frac{\text{номер свердловини}}{\text{значення гідроізоп'єси}}$ |
| | - | антиклінальна структура |
| | - | гідроізоп'єза |
| | - | напрямок руху вод |

Підсумок: У розділі 3.3 бакалаврської роботи здійснено визначення гідродинамічних характеристик водонапірної системи та проведено аналіз перспектив нафтогазоносності, а також умов збереження вуглеводневих покладів у межах Христинівської площі Надвірнянського НГР.

На основі розрахункових даних складено карту гідроізоп'єз, яка відображає основні напрями руху пластових вод за допомогою стрілок. У процесі дослідження встановлено основні гідродинамічні параметри: напрям течії вод, гідравлічний градієнт, а також швидкість фільтрації підземних вод. Показано, що швидкість руху води є надзвичайно низькою, що є типовим для глибинних умов із дуже обмеженим водообміном: для першої структури вона становить $5,2 \times 10^{-15}$ м/рік, для другої — $1,7 \times 10^{-15}$ м/рік. Цей показник має важливе значення при прогнозуванні нафтогазонасичення надр. Оцінено можливе положення водонафтового контакту для обох структур. Його нахил становить $3,8^\circ$ у першій структурі та $6,3^\circ$ у другій. Кути падіння пластів на крилах пасток визначено як $\alpha_1 = 1^\circ$ (перша структура) та $\alpha_2 = 18^\circ$ (друга структура). На основі отриманих результатів можна зробити висновок, що в межах структури I поклад нафти зазнаватиме впливу механічного вимивання, тоді як у структурі II умови сприятимуть збереженню покладу від руйнівної дії підземних вод.

Висновок

У бакалаврській роботі виконано комплексне гідрогеологічне дослідження Христинівської площі Надвірнянського нафтогазоносного району з метою оцінки її нафтогазоперспективності. Проаналізовано геологічну будову досліджуваного об'єкта, стратиграфічні, тектонічні особливості та характеристику продуктивних горизонтів із порівнянням із Космацьким газоконденсатним родовищем як родовищем-аналогом. Основну увагу приділено вивченню гідрогеологічних критеріїв прогнозування, зокрема гідродинамічних і гідрохімічних показників. Визначено фізико-хімічні властивості пластових вод, досліджено вміст основних іонів (Cl^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-}) та мікроелементів (йод, бром, нафтеніві кислоти тощо).

- Пластова вода Христинівської площі має високу мінералізацію – 190 г/л, що свідчить про глибокі умови залягання та утруднений водообмін;
- Встановлено хлоридно-кальцієвий тип води за класифікацією В.А. Суліна, що характерно для зон із глибоким заляганням і сприяє формуванню й збереженню вуглеводневих покладів;
- Вміст хлор-іонів склав 1029,5 мг/л, кальцію – 120 мг/л, магнію – 12,2 мг/л. Також зафіксовано низьку сульфатність (64 мг/л), що є сприятливою ознакою для нафтоносності;
- Підвищений вміст йоду (0,66 мг/л) та бромиду (0,666 мг/л) підтверджує присутність термальних вод, взаємодія яких із органічною речовиною свідчить про потенційну нафтогазонасиченість надр.

Гідродинамічні результати:

- Побудована карта гідроізоп'єз дозволила визначити основні напрями руху пластових вод, а також локальні п'єзометричні мінімуми, які є сприятливими для локалізації покладів.
- Швидкість руху підземних вод є вкрай низькою: для першої структури: $4,12 \times 10^{-14}$ м/рік, для другої: $2,4 \times 10^{-14}$ м/рік. Це підтверджує наявність зони застійного водного режиму, що є важливим критерієм збереження вуглеводнів.
- Визначені нахили водонафтового контакту (ВНК): у структурі I – 2° , у структурі II – 1° , що менше за кути падіння пластів (7° і 12°).

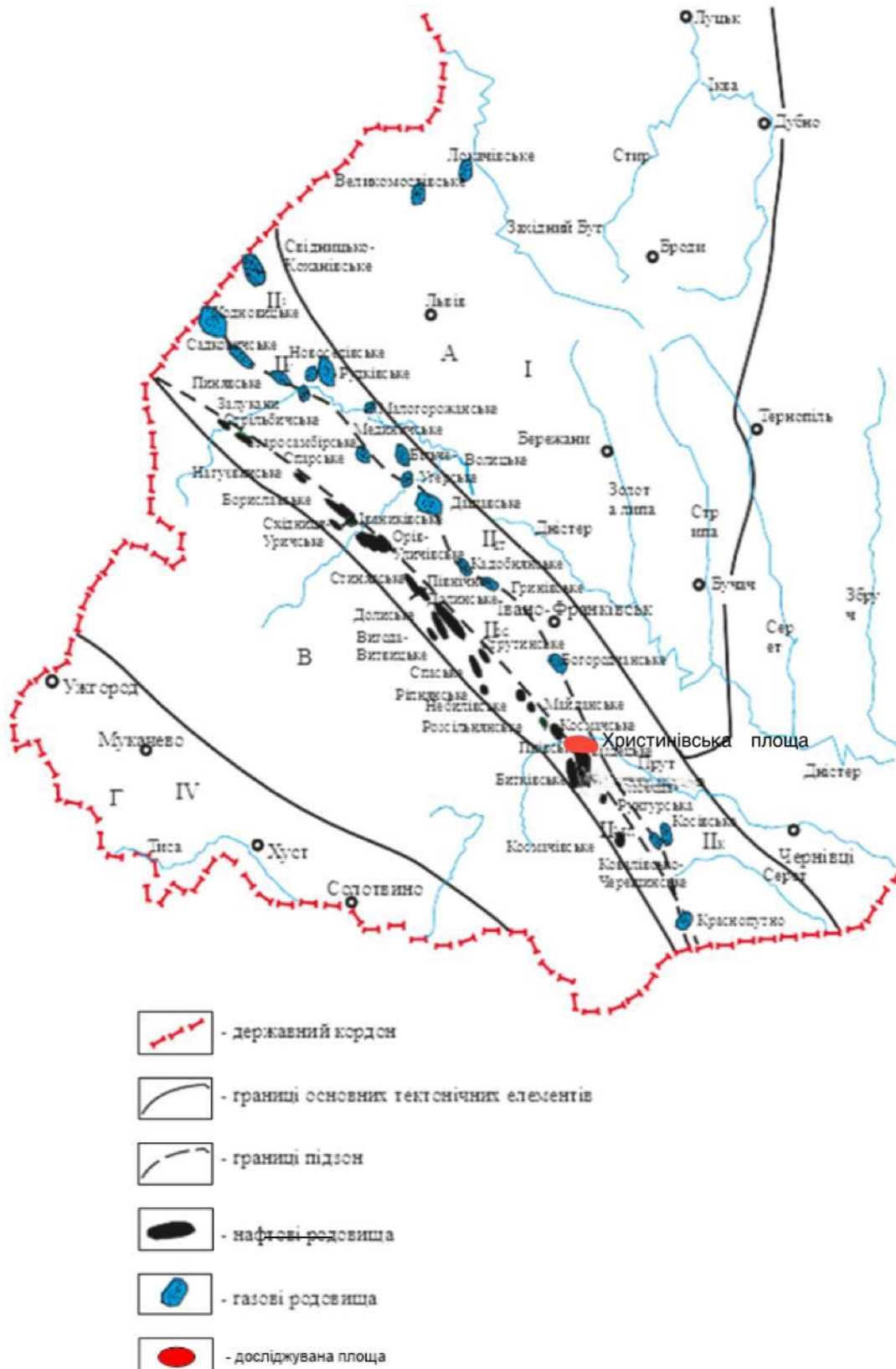
Отримані результати вказують на високу гідрогеологічну закритість Христинівської площі, відповідні умови для акумуляції та збереження нафтогазових покладів, а також наявність сприятливих хімічних і фізичних характеристик пластових вод, які підтверджують перспективність території. Проведені дослідження можуть бути використані як методична база для аналогічних робіт у межах Передкарпатського прогину.

Перелік використаних джерел

1. Дубей. Н. В. Гідрогеологія та інженерна геологія: підручник / Н. В. Дубей. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2024. – 262 с.
2. Дубей Н. В., Ляху М.В. Нафтогазова гідрогеологія / лабораторний практикум. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 78 с.
3. Маєвський Б.Й, Лозинський О.Є., Гладун В.В., Чепіль П.М. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. Підручник. — К.: Наукова думка, 2004. - 446 с.
4. Колодій В.В., Колодій І.В., Маєвський Б.Й. Нафтогазова гідрогеологія/ Підручник. – Івано-Франківськ, 2009. –183 с. – Гриф МОН України.
5. Михайлів І.Р., Лозинський О.Є. Дипломування здобувача ступеня бакалавра. Методичні поради. – Мережеве електронне навчальне видання. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 33 с.

СХЕМА НАФТОГАЗОГЕОЛОГІЧНОГО РАЙОНУВАННЯ ЗАХІДНОУКРАЇНСЬКОГО
НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ

Масштаб 1:15 000 м



ХРИСТИНІВСЬКА ПЛОЩА
РЕЗУЛЬТАТИ ХІМІЧНИХ АНАЛІЗІВ ПРОБ ПЛАСТОВОЇ ВОДИ

Таблиця 3.9 – Результати обчислень вмісту іонів

Іони		Коефіцієнт перерахунку	Вміст, мг/л	Еквівалентний вміст	
				мг-екв	%
Катіони	Na ⁺ +K ⁺ за різницею	0,04348	595,7	25,9	39,37
	Ca ²⁺	0,04990	120	6	9,12
	Mg ²⁺	0,08224	12,2	1	1,51
	Разом:	-	-	32,9	50
Аніони	Cl ⁻	0,02820	1029,5	29	44,08
	SO ₄ ²⁻	0,02082	64	3,3	5,01
	HCO ₃ ⁻	0,01639	36,6	0,6	0,91
	Разом:	-	-	32,9	50

Таблиця 3.10 – Результати хімічних аналізів досліджуваної води

Фізичні властивості	pH	Eh	M г/л	Катіони мг/л			Аніони мг/л		
				Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻
Без смаку, без запаху, злегка каламутна густина – 1338 кг/м ³	3,7	230	190	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻
				59 5,7	120	12,2	1029, 5	64	36,6

Співвідношення іонів та характеристики Ч. Пальмера:

$$rNa' < (rCl' + rSO_4''), A_1=0, A_2>0, S_1>0, S_2>0, S_3=0.$$

За промисловою класифікацією Ч. Пальмера вода – тверда.

Генетичні коефіцієнти: $\frac{rNa'}{rCl'} < 1, \frac{rNa' - rCl'}{rSO_4''} < 0, \frac{rCl' - rNa'}{rMg''} > 1.$

За генетичною класифікацією В. А. Суліна тип води - хлоридно-кальцієвий.

ХРИСТИНІВСЬКА ПЛОЩА
 ГРАФІЧНЕ ЗОБРАЖЕННЯ ХІМІЧНОГО СКЛАДУ ПЛАСТОВОЇ ВОДИ

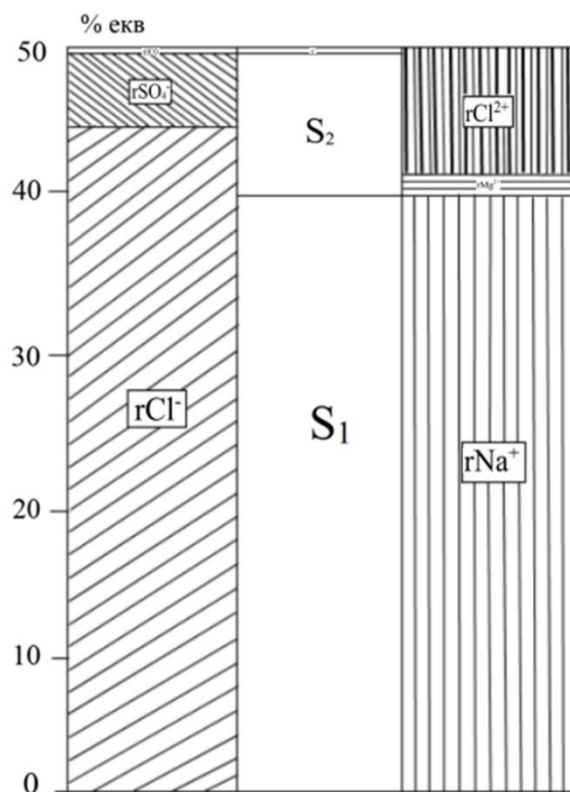


Рисунок 1 – Графік Роджерса

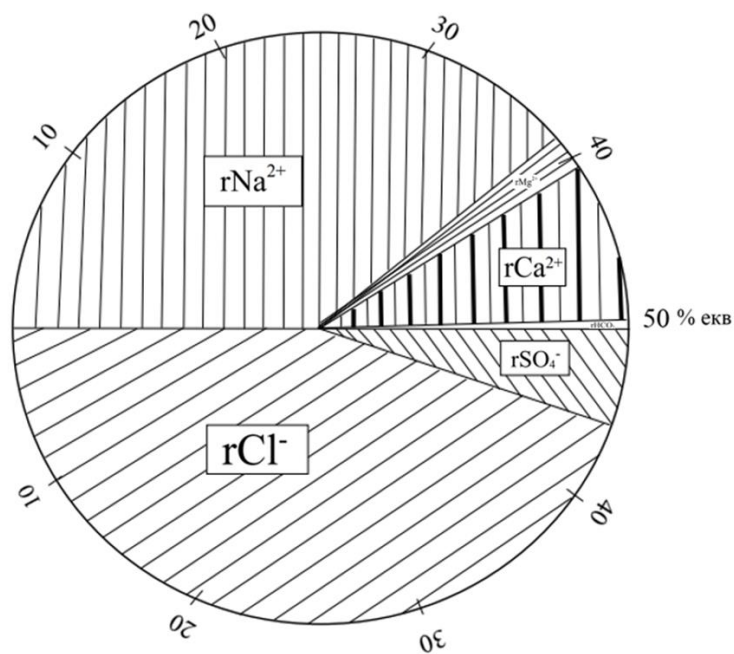
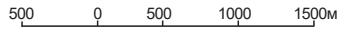


Рисунок 2 – Графік-коло Толстіхіна

ХРИСТИНІВСЬКА ПЛОЦА

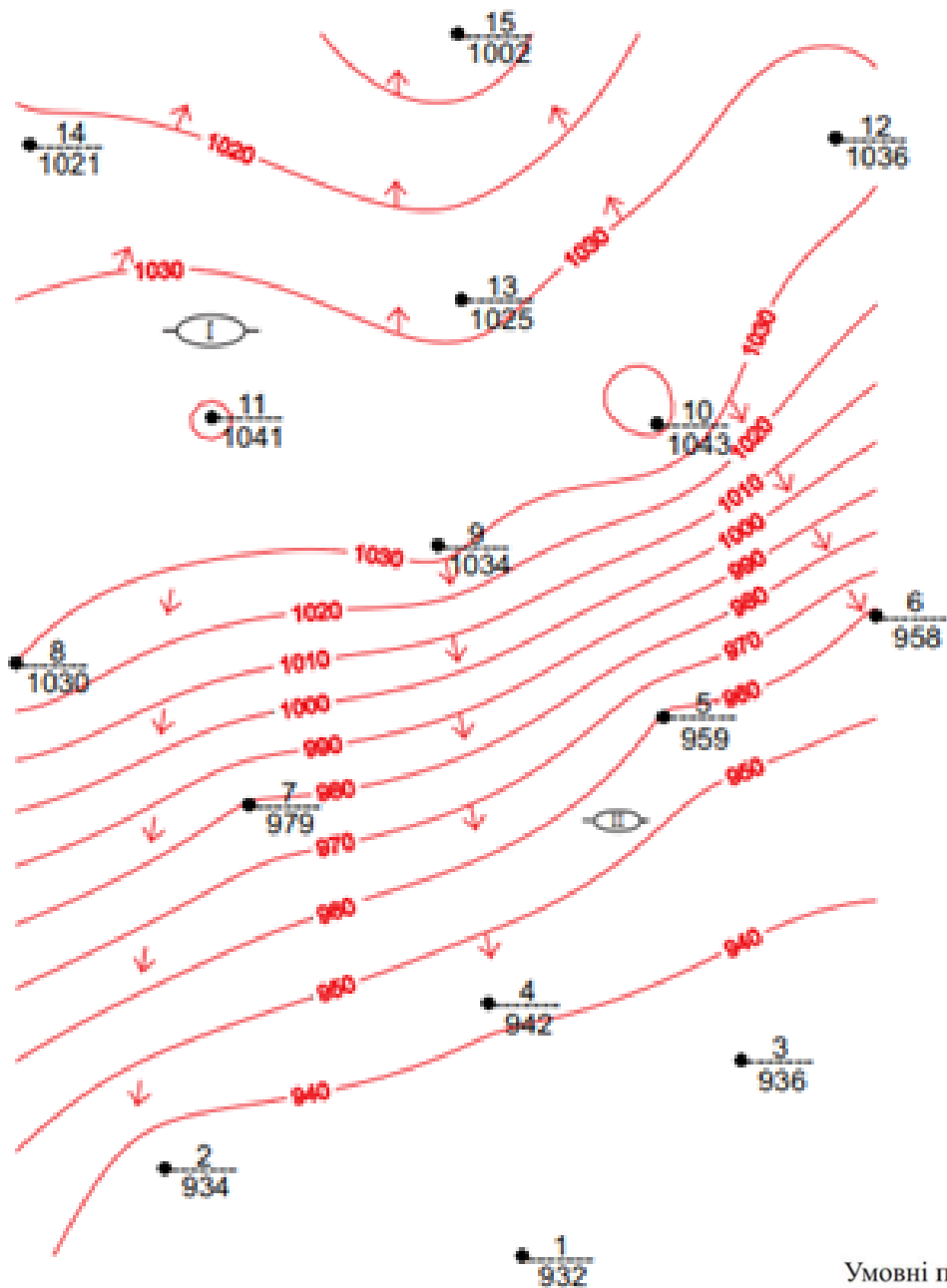
КАРТА ГІДРОІЗОП'ЄЗ

Масштаб 1:5000



Склала: Купчак Х.О.

НЗГ-21-1



Умовні позначення

- | | | |
|-----------------|---|--|
| $\frac{1}{932}$ | - | $\frac{\text{номер свердловини}}{\text{значення гідроізопієси}}$ |
| | - | антиклінальна структура |
| | - | гідроізоп'єза |
| | - | напрямок руху вод |