

Міністерство освіти і науки України
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
ННІ «Інститут геології»
Кафедра геофізики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА МАГІСТРА
Спеціальність 103 – Науки про Землю
освітня програма «Геофізика»

Тема: “Петрофізична характеристика вулканокластичних відкладів Солотвинської западини для задач геотермальної енергетики”

Виконала

студентка 2 курсу магістратури
кафедри геофізики
Таїсія МАЙКО

Науковий керівник

доцент, кандидат геол. наук
Ірина БЕЗРОДНА

Робота рекомендується до захисту, протокол № 13
засідання кафедри геофізики від 15 травня 2026 р.

Завідувач кафедри

доцент, кандидат геол. наук
Віктор ОНИЩУК

Київ – 2026

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ	3
ВСТУП	4
1. СУЧАСНИЙ СТАН ВИКОРИСТАННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ ТА ДОСЛІДЖЕНЬ ВУЛКАНОКЛАСТИЧНИХ ВІДКЛАДІВ	8
1.1 Роль та перспективи використання геотермальної енергетики у світі та Україні	8
1.2 Теоретичні аспекти формування геотермальних ресурсів у нафтогазоносних регіонах	12
1.3 Методи та етапи геотермальної розвідки	14
1.4 Аналіз досвіду дослідження петрофізичних властивостей вулканокластичних порід	16
1.5 Проблематика інтерпретації даних ГДС у вулканогенних колекторах і невирішені питання	20
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА СОЛОТВИНСЬКОЇ ЗАПАДИНИ	26
2.1. Географічне та тектонічне положення Солотвинської западини	26
2.2. Історія геологічного розвитку та стратиграфія відкладів	29
2.3. Вулканізм та формування вулканокластичних товщ	34
2.4. Гідрогеологічні та термальні умови	36
2.5. Передумови геотермальної перспективності району	37
3. МАТЕРІАЛИ ТА МЕТОДИКА ПЕТРОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ	39
3.1 Геофізичні матеріали	39
3.2 Алгоритм досліджень	40
3.3 Метод розчленування розрізу та літологічної ідентифікації	41
3.4 Методика визначення коефіцієнта глинистості	42
3.5 Визначення коефіцієнта пористості за даними АК	45
3.6 Визначення коефіцієнта пористості за даними NGK	46
3.7 Визначення коефіцієнта насичення	47

3.8 Метод графічної планшетизації	49
3.9 Розрахунок термічного градієнту	49
4. ПЕТРОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ	51
4.1 Петрофізичні властивості вулканокластичних товщ та їх літологія	51
4.1.1. Петрофізична характеристика розрізу у свердловині №7	53
4.1.2. Петрофізична характеристика розрізу у свердловині №10	54
4.1.3. Петрофізична характеристика розрізу у свердловині №15	56
4.1.4. Порівняльний синтез	56
4.1.5. Глинистість потенційного термального горизонту	57
4.2 Виділення туфової складової за даними GK-NGK	59
5. ТЕМПЕРАТУРНІ ВЛАСТИВОСТІ ВУЛКАНОКЛАСТИЧНИХ ТОВЩ	63
5.1 Аналіз температурних кривих в свердловинах	63
5.2 Аналіз термічного градієнту G_T	65
5.3 Аналіз теплопровідності λ	67
ВИСНОВКИ	72
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	75
ДОДАТКИ	79

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

<i>a</i>	Коефіцієнт звивистості каналів пустотного простору (<i>Tortousity factor</i>)
AK	Акустичний каротаж
BK	Боковий каротаж
BKZ	Бокове каротажне зондування
CASP	Кембриджська програма арктичного шельфу (<i>Cambridge Arctic Shelf Programme</i>)
DSC	Диференціальна сканувальна калориметрія
EGS	Удосконалені геотермальні системи (<i>Enhanced Geothermal Systems</i>)
GGKd	Щільнісний каротаж (<i>Density</i>)
GK	Гамма-каротаж
GZ	Градiєнт-зонд стандартного каротажу
ICP	Індуктивно-зв'язана плазма (<i>Inductively Coupled Plasma</i>)
IEA	Міжнародне енергетичне агентство (<i>International Energy Agency</i>)
IGR	Відносний показник інтенсивності гамма-випромінювання
IK	Індукційний каротаж
Kgl	Коефіцієнт глинистості
KGS	Геологічна служба Канзасу (<i>Kansas Geological Survey</i>)
Kpor	Коефіцієнт пористості
Kwater	Коефіцієнт водонасичення
LCOE	Нормована вартість енергії (<i>Levelized Cost of Energy</i>)
m	Експонента цементації породи (<i>Cementation exponent</i>)
MCIP	Капілярний тиск при ін'єкції ртуті (<i>Mercury Injection Capillary Pressure</i>)
n	Експонента насичення (<i>Saturation exponent</i>)
NGK	Нейтронний гамма-каротаж
NNKB/ NNKM	Нейтрон-нейтронний каротаж за тепловими нейтронами (ближній/дальній)
PS	Зонд самочинної поляризації
SEM	Сканувальна електронна мікроскопія
SGR	Спектральний гамма-каротаж
W	Воднемісткість
XRD	Рентгенівська дифрактометрія (<i>X-ray Diffraction</i>)
ГеоТСТ	Геотермальна теплостанція
ГДС	Геофізичні дослідження свердловин
ДДЗ	Дніпровсько-Донецька западина
ФЄВ	Фільтраційно-ємнісні властивості

ВСТУП

У представленій магістерській роботі розглядається комплексний підхід до дослідження геотермального потенціалу складних геологічних об'єктів. **Напрямок роботи** зумовлений необхідністю пошуку альтернативних джерел енергії в умовах глобальних кліматичних змін та потреби у зміцненні енергетичної безпеки України. Геотермальна енергія є перспективним відновлюваним ресурсом, що забезпечує стабільне базове енергопостачання, проте її ефективне освоєння в межах нафтогазоносних регіонів, таких як Солотвинська западина, ускладнюється неоднорідністю та складною мінералогічною будовою вулканокластичних відкладів. Традиційні методи інтерпретації геофізичних даних, розроблені для теригенних колекторів, часто виявляються малоефективними для туфів та вулканогенних порід, що створює прогалини у кількісній оцінці їхніх фільтраційно-ємнісних та термічних властивостей.

Актуальність дослідження визначається значним тепловим потенціалом надр України, зокрема Закарпатського регіону, де зафіксовано аномально високі геотемператури, пов'язані з потужним осадовим чохлом та радіогенним тепловим потоком. Впровадження технічно доступного геотермального ресурсу могло б забезпечити значну економію природного газу, проте практичне використання таких ресурсів вимагає детального петрофізичного обґрунтування. Солотвинська западина, завдяки наявності вулканокластичних товщ новоселицької світи, є одним із найбільш перспективних об'єктів для розвитку геотермальної енергетики, що потребує уточнення параметрів колекторів для подальшого впровадження цього напрямку.

Метою роботи є визначення петрофізичних характеристик та термічних параметрів вулканокластичних відкладів свердловин Солотвинської западини на основі комплексної інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та аналізу результатів лабораторних петрофізичних даних для вирішення задач геотермальної енергетики.

Об'єктом дослідження виступають вулканокластичні відклади (туфи та туфіти) новоселицької світи свердловин Солотвинського родовища.

Предметом дослідження є петрофізичні (пористість, глинистість, насичення) та температурні (температура, термічний градієнт, теплопровідність) властивості вулканокластичних відкладів. Наведені параметри встановлені авторкою за результатами інтерпретації і аналізу геолого-геофізичних матеріалів свердловин №7, №10 та №15, а також побічно свердловин №1, №2 та №11.

Для досягнення поставленої мети було визначено такі **завдання роботи**:

1. Систематизувати теоретичні відомості про формування геотермальних ресурсів у нафтогазоносних регіонах та зробити аналіз світового й вітчизняного досвіду петрофізичних досліджень вулканокластичних колекторів.
2. Провести детальну геолого-геофізичну характеристику Солотвинської западини з акцентом на стратиграфію та термальні умови новоселицької світи.
3. Адаптувати алгоритм інтерпретації даних ГДС, що включав методику розчленування розрізу та ідентифікацію літотипів у складних умовах аномального гамма-фону.
4. За даними ГДС виконати розрахунок та аналіз коефіцієнтів глинистості, пористості та насичення для свердловин №7, №10 та №15.
5. Розрахувати термічні параметри, зокрема, термічний градієнт за свердловинними даними.
6. На основі матеріалів лабораторних досліджень та отриманих колекторських властивостей змоделювати криву коефіцієнта теплопровідності порід новоселицької світи, для оцінки їхнього енергетичного потенціалу.
7. На основі отриманих результатів зробити комплексний висновок щодо перспективності досліджуваних відкладів Солотвинської западини для теплової енергетики.

Методологічні засади роботи базуються на класичному системному аналізі геофізичної інформації, що включає методи інтерпретації даних гамма-каротажу

(GK), акустичного каротажу (AK), нейтронного гамма-каротажу (NGK) та вимірювання пластових температур. Методика передбачає використання крос-плотів для літологічної ідентифікації, методів графічної планшетизації та розрахунків петрофізичних і термічних параметрів, статистичний аналіз даних.

Наукова новизна роботи полягає в тому, що на основі проведеної інтерпретації даних ГДС та аналізу петрофізичних та термічних параметрів доведено перспективність вулканокластичних відкладів новоселицької світи Солотвинської западини для вирішення задач геотермальної енергетики.

Апробація дослідження виконана в рамках XVI Всеукраїнської молодіжної наукової конференції-школи «Сучасні проблеми наук про Землю» 8-9 квітня 2026 року, де авторкою зроблено доповідь на тему: «Проблеми інтерпретації ГДС при дослідженні складних колекторів вулканокластичного походження».

Робота складається з вступу, основної частини з п'яти розділів, висновків, списку з 34 джерел та 6 додатків. У текстовій частині використано 16 рисунків та 4 таблиці. Всього робота містить 87 сторінок.

1. СУЧАСНИЙ СТАН ВИКОРИСТАННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ ТА ДОСЛІДЖЕНЬ ВУЛКАНОКЛАСТИЧНИХ ВІДКЛАДІВ

1.1 Роль та перспективи використання геотермальної енергетики у світі та Україні

Геотермальна енергетика має давню історію в країнах із активною геологічною будовою (зони рифтових розломів, вулканізму). Людство використовує геотермальну енергію вже тисячі років. Римляни використовували її для обігріву своїх громадських лазень 2000 років тому, у Франції ще в XIV ст. існували масштабні геотермальні системи, а 120 років тому італійці з'ясували як використовувати пару, яка знаходилась біля поверхні, для обертання турбіни та вироблення електроенергії.

Геотермальна енергія розглядається як перспективний відновлюваний ресурс, який забезпечує цілорічне базове енергопостачання. Станом на 2023–2025 рр. встановлена світова потужність геотермальних електростанцій перевищила ~14–17 ГВт. Геотермальні комплекси дають від 97 до 95 ТВт·год/рік електроенергії (REN21,2024), забезпечуючи від 3% (Індонезія) до майже 45% (Кенія) від національного виробництва електроенергії. Однак це лише ~1% світового попиту на електроенергію. Найбільші виробники – США (~3900 МВт), Індонезія (~2740 МВт), Філіппіни (~2030 МВт), Туреччина (~1797 МВт), Нова Зеландія (~1259 МВт), Кенія (~980 МВт), Мексика (~976 МВт), Італія (~916 МВт), Ісландія (~808 МВт), Японія (~607 МВт) (рисунок 1.1). Ці 10 країн формують понад 93% встановленої потужності геотермальної енергії у світі. Загалом середньорічне приростання нової геотермальної потужності залишається невеликим (~0,4 ГВт на рік, останні роки – ~0,1 ГВт) (Richter,2026).

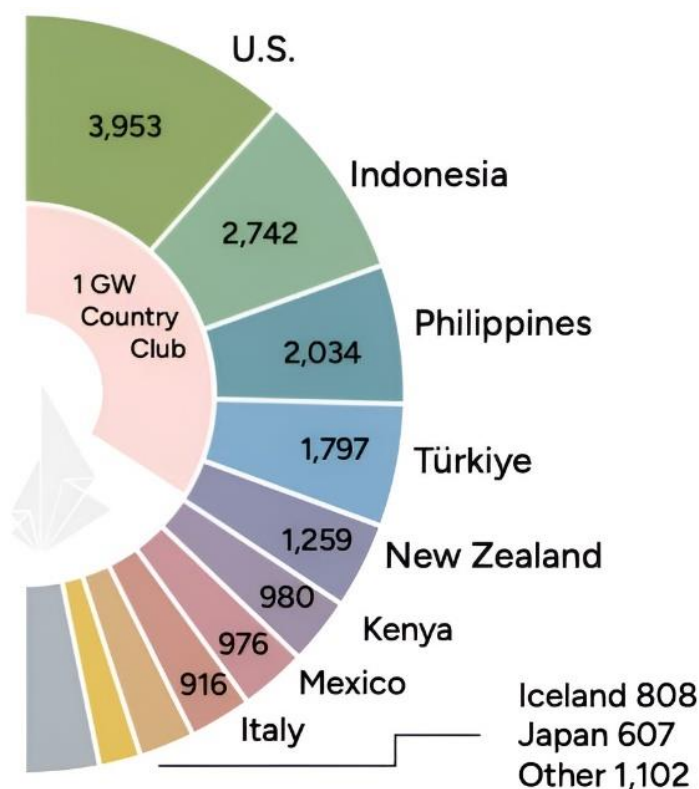


Рис. 1.1 – Топ-10 країн геотермальної енергетики світу за встановленою потужністю на кінець 2025 року (МВт) (Джерело: ThinkGeoEnergy)

Традиційна геотермальна генерація зосереджена у районах рифтової активності (Каскади США, Тихоокеанське «Кільце вогню» – Індонезія, Філіппіни, Середземномор'я, Нова Зеландія) (*Global Electricity, 2026*). У ЄС найбільш розвинені два проекти (Лардерелло в Італії – ~769 МВт та Асенсьйон/Гваделупа Франції – ~16 МВт поблизу вулканів Буянті), хоча загалом геотермальна потужність ЄС не перевищувала ~0,8 ГВт (дані 2012 р.). Загальна електрогенерація в ЄС зросла тільки незначно (до ~5,8 ТВт·год/рік) (*Держенергоефективності, 2024*). Вартість виробництва електроенергії на геотермальних станціях часто вища, ніж у газових, але витрати компенсуються низькою вартістю палива (постійна температура) та тривалим ресурсним циклом (*Global Electricity, 2026*).

Сьогодні ключовим напрямом є «нове покоління» геотермальних технологій – глибоке буріння в гарячі кристалічні породи (Enhanced Geothermal Systems (EGS); або Closed-loop systems). Ідея полягає у створенні власного теплообмінного контуру

там, де природних гарячих резервуарів немає. За оцінками International Energy Agency (IEA) (2024), за умови зниження вартості буріння і розробки EGS, геотермальна енергія може задовольняти до 15% приросту світового попиту на електроенергію до 2050 р.. Інвестиції у ці проекти зростають: за даними IEA, загальні фінансові вливання в нові геотермальні проекти склали ~2,2 млрд дол. у 2025 р., що вдвічі більше, ніж 2022 р. (*Schulz et al., 2026*).

В Україні потенціал геотермальної енергії здавна визнається великим, проте практичні напрацювання лишаються мінімальними. Згідно з Українським агентством з енергоефективності, «Україна має певний потенціал» (модельний тепловий потенціал термальних вод до 8,4 млн т.н.е./рік) (*Держенергоефективності, 2024*). Географічно перспективними є геосинклінальні басейни Закарпаття, Передкарпаття, Дніпровсько-Донецька западина та Причорномор'я, що збігаються з традиційними нафтогазоносними районами. Так, у Прикарпатському регіоні і на Закарпатті зафіксовано аномально високі геотемпертури, пов'язані з потужним осадовим чохлам та радіогенним тепловим потоком (*Geothermal Ukraine, 2023*).

Найбільше використовуються низькотемпературні гідротермальні ресурси: на Закарпатті (~40–70 °C) вода витрачається на бальнеологію й опалення, у Криму – на теплопостачання (*Geothermal Ukraine, 2023*). Жодна геотермальна електростанція не введена в експлуатацію (активна лише одна турбіна Калуської ГРЕС під 4 МВт для власних потреб у 90-х рр., але більшість геотермальних свердловин законсервовано). Офіційна статистика видобутку відсутня; переважно геотермальні проекти в Україні перебувають на стадії досліджень і меморандумів (зокрема з Німеччиною та Румунією).

Ключові показники: на глобальному рівні середні робочі температури геотермальних систем становлять 150–350 °C (для електростанцій), а глибини буріння – 1–3 км. Типові витрати капітальних інвестицій на геотермальну електростанцію потужністю 50 МВт оцінюються в \$3000–5000 за кВт, з орієнтовною

окупністю 10–15 років. В Україні, крім великого загального ресурсу (до 8,4 млн т.н.е./рік), характерні поклади з температурою 13–43 °C на 0,5 км та до ~145 °C на 3 км (*Geothermal Ukraine, 2023*). Відповідно, розрахункова потенційна потужність геотермальних ресурсів (на прикладі Дніпровсько-Донецького басейну) оцінюється в сотні МВт (наприклад, дві свердловини на глибинах ~3–4,5 км можуть забезпечити ~0,4–4,5 МВт теплової потужності кожна) (*Геотермальна енергія в Україні, 2025*).

Наведена нижче Таблиця 1.1 демонструє порівняння окремих успішних світових геотермальних проектів за країною, типом ресурсу, температурою, глибиною та встановленою потужністю (економічні показники, як-от вартість будівництва та Levelized Cost of Energy (LCOE), наведено орієнтовно для ілюстрації).

Таблиця 1.1. Світові приклади великих геотермальних проектів (дані орієнтовні) (*Franco and Vaccaro, 2020*)

Країна	Проект	Тип ресурсу	Температура, °C	Глибина, м	Потужність, МВт	Економічні показники
США	The Geysers (Каліфорнія)	Сухий пар	~240	1500–2500	1517 MW (ел.)	LCOE ~6–8¢/кВт·год, найдешевша у світі
Ісландія	Hellisheiði	Флеш-станція	~165–190	~3000	303 MW (ел.) + 133 MW (тепла)	Один з найбільших в Європі, низька собівартість
Філіппіни	Tiwi	Флеш-станція	~240	~2000	330 MW (ел.)	Геотермальна електроенергія ~17% всіх потреб
Індонезія	Darajat (Ява)	Флеш-станція	~240	~2200	270 MW (ел.)	Активне розширення; 9 ГВт до 2030

Туреччина	Salavatli–Kızıldere	Флеш-станція	~230	~2500–3500	170 MW (ел.)	Зросла з 0 до 2000 МВт за 10 років
Кенія	Olkaria (Рифт)	Сухий/пар	~300–350	~2000	~830 MW (ел.)	Геотермальна генерація ~45% від усіх потреб
Мексика	Cerro Prieto	Флеш-станція	~300	~3000	720 MW (ел.)	Стабільні великі родовища, модернізація
Італія	Larderello (Тоскана)	Сухий/викидний	200–335	100–500	769 MW (ел.)	Найстаріший; стабільна база (зростання припинилось)

З точки зору енергетичної політики, геотермальна енергія здатна суттєво зміцнити енергетичну безпеку та скоротити викиди CO₂. За розрахунками, впровадження всього технічно доступного геотермального ресурсу України (близько 8,4 млн т.н.е./рік) могло б заощаджувати до ~10 млрд м³ природного газу щороку (*Geothermal Ukraine, 2023*). Проте зловживати глибинним ресурсом не слід: інтенсивна експлуатація невідновлюваних запасів теплоти може призвести до ослаблення теплового потоку і зниження температури водойми (*Держенергоефективності, 2024*). Тому для кожного регіону виводиться «максимальна стійка інтенсивність» видобутку, яка не погіршить довгострокової потужності джерела.

1.2 Теоретичні аспекти формування геотермальних ресурсів у нафто-газоносних регіонах

Геотермальні системи у нафтових провінціях формуються за рахунок поєднання природного теплового потоку, структурних факторів та руху підземних вод. Нафта-і-газоносні поклади часто мають глибокі колектори в осадових породах

з високою радіогенністю (мішані осадові товщі та утворення, багаті калієм, ураном та торієм). Через це геотермальний градієнт у таких регіонах може бути вище середнього. Наприклад, у Дніпровсько-Донецькому басейні (ДДЗ) 90% теплового потенціалу знаходиться у карбонатних горизонтах на глибинах 3–4,5 км, що забезпечує помірні температури ($T < 108^{\circ}\text{C}$) для теплопостачання. Теоретичний аналіз показує дві такі свердловини можуть виробляти $\sim 0,4\text{--}4,5$ МВт кожна. За розрахунками, у цьому сценарії опалення заміщує горючі ресурси з економією у 3–5 разів (*Геотермальна енергія в Україні, 2025*).

Типовий механізм формування геотермальних ресурсів у таких регіонах включає:

1. високу питому теплову продуктивність осадового чохла (особливо від радіоактивних елементів);
2. гідродинамічні циркуляції ґрунтових вод уздовж структурних неоднорідностей (тріщини, розломи, підйоми);
3. акумуляцію нагрітих вод у колекторах (пісковиках, карбонатах, вулканокластах).

Внаслідок тектонічних процесів утворюються температурні аномалії: наприклад, у Донбасі та на Закарпатті «гарячі» ґрунтові води приурочені до проникних дислокацій, що свідчить про значну конвективну складову теплообміну (*Geothermal Ukraine, 2023*).

Особливо перспективними є регіони із виснаженими нафтовими/газовими родовищами. Після вичерпання покладу у пластах піднімається тиск, у них інфільтрується вода і регенерується приток тепла. Так, рівень експлуатації зростає у родовищах, що наповнені водою. Наприклад, у Закарпатті було відзначено, що осушені газові свердловини під час експлуатації заповнювалися водою, що створювало підвищену потенційну енергію (як тепловий накопичувач). Це дозволяє розглядати відпрацьовані газові свердловини як «телові» свердловини для довгострокового видобутку енергії (*Geothermal Ukraine, 2023*).

Крім того, нафтову інфраструктуру можна ревертувати під геотермальні цілі: використання існуючої трубної мережі, компресорів, електромереж тощо значно знижує капіталовкладення. У Транскордонному басейні (Україна-Словаччина) навіть розглядають конвертацію виснажених родовищ в геотермальні установки і сховища газу. «Серйозною економічною перевагою є можливість використовувати закинуті свердловини, пробурені у докембрійський фундамент, як теплові свердловини для видобутку гідротермальної енергії» (*Hafych and Kurovets, 2004*). Наявність густої газотранспортної інфраструктури та сприятливі економічні умови роблять цей шлях конкурентоспроможним (*Hafych et al., 2007*).

У науковій літературі описано кілька типів нафтогазоносних геотермальних систем. Наприклад, у ДДЗ на колекторському рівні карбонатних вапняків і кристалічних карбонатів утворюються системи «карбонат-розлом»: там гаряча вода рухається по тріщинах і накопичується у пластах. В Передкарпатті та Закарпатті переважають «тектонічні колектори» – напружені моноклінально засаджені структури із вираженою розколаборністю пластів. У Причорномор'ї – це пасивна плита з регіональними розломами, де тепла сировина мігрує вглиб. Для кожного регіону існує сумісність глибини буріння і температур: наприклад, у Донецькому басейні раціонально бурити до 3–4,5 км (Т до 100–120°C), а у Західній Україні – до 4 км (де виявлені аномалії >210°C) (*Geothermal Ukraine, 2023*).

1.3 Методи та етапи геотермальної розвідки

Дослідницькі методи у цьому напрямку включають:

- гідрогеохімічні дослідження (геотермічні геохімічні аналізи вод для визначення глибинних температур);
- 2D/3D теплові моделі (радіоактивний та конвективний тепловий потік);
- геофізичні обстеження (магнітні аномалії вказують на зміни літології, гравіметрія – на аномалії товщин, сейсміка і МТ дають структурну картину);

- буріння та ГДС (геофізичні свердловинні дослідження – температурні колонки, Geothermometry);
- петрофізичні виміри (лабораторні аналізи теплопровідності, теплоємності та порово-проникних властивостей кернових зразків).

Кожен метод має переваги і обмеження: наприклад, сейсміка добре показує великі структури, але слабка у базальтових товщах (низька акустична проникність); магнітометрія виявляє вулканічні пласти, але погано розрізняє різновиди порід (Farooqui et al.i, 2009).

Нижче наведено загальну схему ієрархії методів і етапів геотермальної розвідки (рис. 1.2) (рекомендований комбінований підхід):

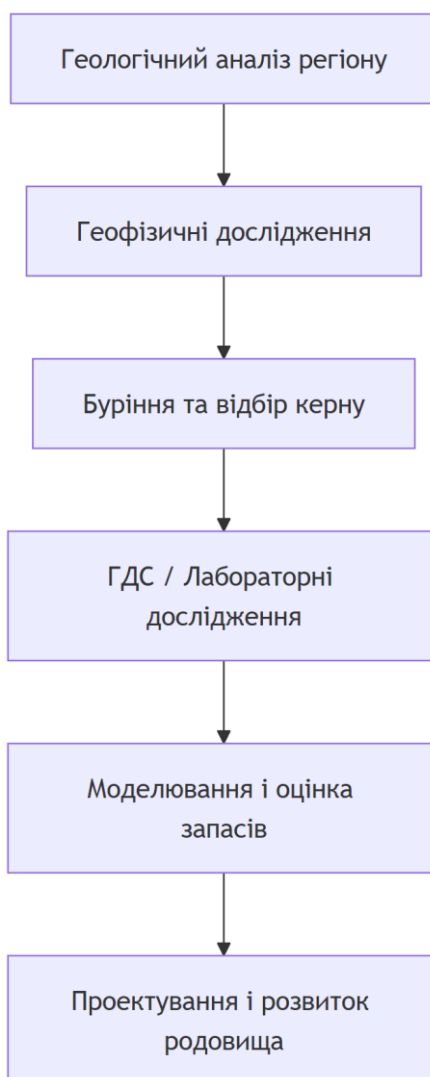


Рис.1.2 – Схема ієрархії методів і етапів геотермальної розвідки

Цей процес ілюструє поступове уточнення даних: спочатку виявляють загальні райони за геологічними та тепловими аномаліями, потім – деталізують бурінням та ПЗ (петрофізичні/геохімічні аналізи), після чого здійснюють об'єднання інформації у термогідродинамічну модель для прогнозу продуктивності.

Незважаючи на прогрес, залишаються відкритими питання: оптимальні методи пошуку аномалій глибинної температури в щитових і осадових регіонах України, моделювання гідродинаміки при складних розломних мережах, оцінювання сукупного впливу численних свердловин на баланс теплового ресурсу, економічні ризики буріння в районах з невизначеним потенціалом. Для вирішення цих проблем необхідно посилювати геолого-геофізичні дослідження, проводити пілотні проекти (експериментальні свердловини з моніторингом), та розробляти регіональні бази даних геотемператур.

1.4 Аналіз досвіду дослідження петрофізичних властивостей вулканокластичних порід

Вулканокластичні породи – це гірські породи, що складаються з уламків (кластів) вулканічної породи. «Вулканокласти являють собою суміш брил та уламків лавового і шлакового матеріалу, іноді з домішками осадових порід. Зустрічаються в пухкому, ущільненому чи зцементованому стані.» (*Гірничий енциклопедичний словник, w.d.*). В Україні вони присутні переважно в Передкарпатті та Закарпатті (наприклад, тріасові та мел-палеогенові товтоподібні утворення Закарпатської западини, силурійські-кембрійські батоліти та плутони Карпат). У глобальному контексті вивчення таких порід проводилися, зокрема, для геотермальних районів вулканічного походження (Мексика, Ісландія, Японія, Нова Зеландія (рисунк 1.3)) та в контексті CO₂-підпірки. Загальна складність полягає у високій варіабельності петрофізичних параметрів у зв'язку з неоднорідністю складу та вторинними змінами порід (вулcano-термальне розчленування, гідротермальне вимивання) (*Hafych et al., 2007*).



Рис.1.3 – Вулканічна осадова порода (Джерело: Mindat)

З літератури відомо, що пористість вулканокластичних порід змінюється в широких межах – від кількох відсотків (щільні туфи, щільно зім'яті базальти) до десятків відсотків (пористі пемзи, нещільно зцементовані лавові брекчії). Наприклад, при розробці газового родовища Солятин (Україна) було виявлено, що тріщинуваті туфи та туфіти мають пористість $\sim 6\text{--}13\%$, що є достатнім для акумуляції пального газу. Інші дослідження показують, що проникність таких порід (після руйнування газозаповнених сульфідів та застосування кислот) може бути низькою – порядку одиниць мДарсі, через замулювання первинних тріщин мінеральними відкладеннями (Hafych et al., 2007).

Ускладнює ситуацію сильна залежність від мінерального складу: феромагnezієві елементи (олівін, амфібол) у базальтах і тефрах збільшують щільність і здатність накопичувати тепло, але також роблять породи кислими до геофізичних вимірювань (висока швидкість звуку, велика магнітна та електрична провідність). Наприклад, Kansas Geological Survey (KGS) констатує, що базальти мають дуже низькі показники природного радіоактивного випромінювання (до ~ 50 API) та високу густину (більше за $2,8 \text{ г/см}^3$) (Kansas Geological Survey, 2017). Тому стандартні алгоритми інтерпретації ГРС/ГДС для пісковиків чи вапняків не завжди застосовні.

Згідно з проектом Cambridge Arctic Shelf Programme (CASP) (Університет Кембриджу) з розробки бази даних вулканокластиків, саме надзвичайно важливо заміряти повний спектр петрофізичних властивостей різних вулканічних аналогів (види порід, фракції уламків, фаціальні умови) для розуміння, як мінералогія впливає на фільтраційно-ємнісні характеристики. Цей підхід передбачає комплекс вимірювань: візуалізація пор на Scanning Electron Microscopy (SEM), Mercury Injection Capillary Pressure-аналітику (MICP), визначення профілів пористість–проникність, фазовий аналіз X-ray Diffraction/Inductively Coupled Plasma (XRD/ICP). Вони підтверджують, що зростання частки вулканічних фрагментів зазвичай зменшує проникність (через більшу реактивність та вторинне цементування) при порівняно високій пористості (CASP, *w.d.*).

Вітчизняні дослідження петрофізики вулканокластиків обмежені. Основні дані про щільність і швидкість звуку українських туфів та туфітів надали Гафич та ін. (2004), які вказали на широкий діапазон: густина змінюється від $\sim 2,4$ до $2,68 \text{ г/см}^3$ залежно від складу, акустична швидкість до $5,5 \text{ км/с}$. Інші вітчизняні публікації переважно зосереджуються на описі літології, а не на конкретних петрологічних параметрах (що свідчить про прогалини в знаннях). Постає потреба в сучасних лабораторних вимірах зразків із глибини, отриманих у процесі буріння геотермальних свердловин (або реконфігурованих нафтових свердловин).

Методи дослідження вулканокластичних порід (Farooqui *et al.*, 2009):

- Геологорозвідка і картування. Оглядовий збір даних про геологію, аналіз донних вибурювань, петрологічний опис гірських порід. Плюси: базове районування, простота; мінуси: не дає кількісних параметрів пористості.
- Сейсмічні методи. Сейсморозвідка 2D/3D виявляє великомасштабні структура (антикліналі, розломи). Плюси: охоплює великі території; мінуси: базальтові покриви погано пропускають хвилі, низька роздільна здатність для тонких горизонтів.

- Геофізика глибинних розломів (гравіметрія, магнітометрія, магнітотелуричний метод). Визначає контрасти у електропровідності і густині, властиві різним фаціям. Плюси: неруйнівний, працює на будь-яких глибинах; мінуси: нечутливий до заповнення пор та не визначає пористість.
- Буріння. Включає проходку розрізу з відбором керна та шламу, а також проведення геохімічних досліджень (нафта, газ, пар) і вимірювання температурного градієнта. Плюси: пряме вивчення розрізу, можливість лабораторних досліджень, висока достовірність даних; мінуси: висока вартість, технічна складність, обмежена кількість свердловин.
- Свердловинні дослідження (ГДС/ГІС). Включають комплекс каротажних методів: гамма-каротаж (GK), нейтронний (NGK), густинний, електричний (у т.ч. метод потенціалів самочинної поляризації), фокусований мікрозонд (ФМП), акустичний каротаж, а також температурні вимірювання. Плюси: безперервна інформація по розрізу, можливість детальної інтерпретації фізичних властивостей порід, виділення колекторів і флюїдів; мінуси: складність інтерпретації у вулканокластичних відкладах, неоднозначність сигналів, необхідність калібрування за керном.
- Петрофізичні лабораторні виміри. Визначення пористості (гелієвий порометр, пітриміулювання, газоволуметричний тощо), проникності (прес-фільтраційні, лінійної фільтрації тощо), теплових властивостей (теплопровідність — метод гарячого дроту; теплоємність — диференціальна сканувальна калориметрія (DSC) тощо). Плюси: висока точність на зразку; мінуси: мала статистика за рахунок обмеженої кількості керна, можуть зруйнувати структуру розрізу.
- Гідродобування і польові експерименти. Наповнення вибурених свердловин гелієм або водою під тиском (пресуризація), трейсингові випробування теплопровідності та проникності. Плюси: дають реальні дані

про рух теплоносія; мінуси: дорогі і довготривалі, потребують тестових установок та підрахунку матеріалів.

- Моделювання. Резервуарне моделювання (Flownetwork, TOUGH2) для кількісного прогнозу продуктивності. Плюси: інтеграція всіх даних, прогноз сценаріїв; мінуси: сильна невизначеність через похибки вхідних даних і недоліки моделі (найгірше – недостовірність мікроструктури).

Сумарно, аналіз літератури вказує на відсутність єдиного універсального методу для вулканокластичних колекторів. Всі техніки повинні застосовуватися в комплексі. Наприклад, Schlumberger (2009) відзначає: «інтерпретація даних каротажу в магматичних резервуарах часто вимагає адаптації методик, розроблених для інших середовищ. Каротажні прилади, що успішні в осадових породах, можуть дати адекватну інформацію у магматичних, але часто потребують «витонченого» застосування» (*Farooqui et al., 2009*). У практиці це означає необхідність розробки локальних кореляційних таблиць та моделей для кожного вулканогенного комплексу, а також постійне калібрування показників ГДС на лабораторних вимірах керну.

1.5 Проблематика інтерпретації даних ГДС у вулканогенних колекторах і невирішені питання

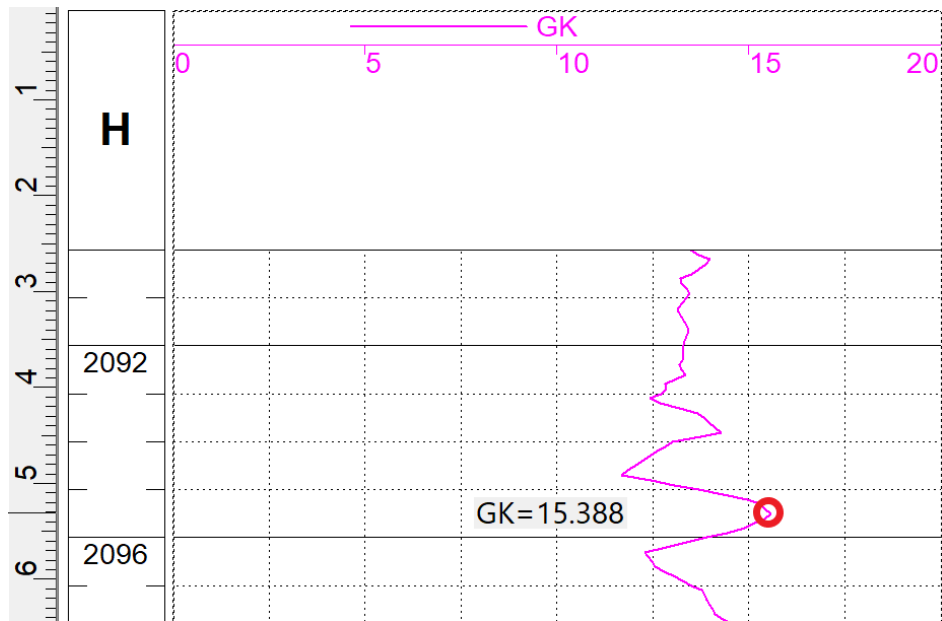
Складні вулканічні породи породжують численні труднощі при інтерпретації свердловинних даних. Відомо, що вулканокластичні відклади характеризуються складною мінералогічною будовою, яка включає вулканічне скло, кристалічні уламки та вторинні мінерали, що формуються в процесі альтерації (*Fisher and Schmincke, 1984*). Встановлено, що процеси діагенезу та гідротермальної переробки суттєво змінюють первинні властивості порід, що призводить до нетипових реакцій кривих (значні варіації щільності, пористості, опору). Вторинна мінералізація (глини, цеоліти, кальцит) теж суттєво зменшує проникність і змінює властивості

каротажних кривих – наприклад, збільшує мікропористість, яка відображається на кривих акустичних і електричних методів (*Passey and McLean, 2022*).

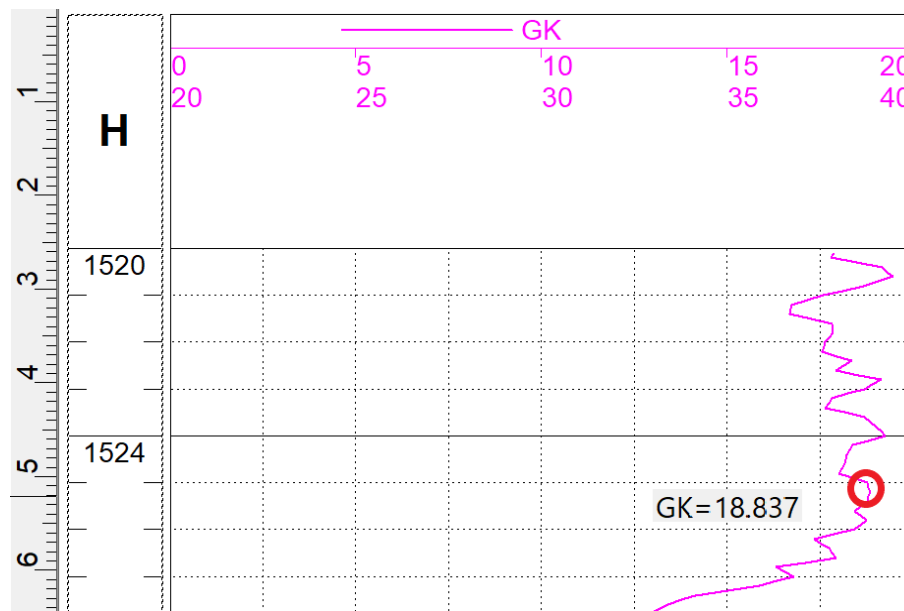
Зазначається, що пористість у вулканокластичних відкладах має як первинний (міжзерновий), так і вторинний характер, пов'язаний із розчиненням та тріщиноутворенням (*Heap et al., 2014*). У літературі наголошується, що вулканокластичні відклади часто мають первинну високу пористість, але вторинна цементація і глинизація значно знижують їхню ефективну проникність (*Passey and McLean, 2022*). Підкреслюється, що значна частка глинистих мінералів, які утворюються внаслідок перетворення вулканічного скла, ускладнює визначення колекторських властивостей стандартними методами ГДС (*Mou et al., 2015*).

В інших дослідженнях підкреслено, що традиційні емпіричні інтерпретації каротажу недостатні для вулканокластиків. Мультифазний вулканізм призводять до надзвичайно складної фаціальної будови, що ускладнює ідентифікацію літології (*Han et al., 2022*). Відзначено, що існуючі методи класифікації літології, зокрема метод опорних векторів (Support Vector Machine (SVM)) та згорткові нейронні мережі (Convolutional Neural Network (CNN)), стикаються з труднощами при аналізі вулканокластів, і рекомендовано залучати додаткові дані (склад гірських порід, мультишаблонні моделі) (*Mou et al., 2015*).

Встановлено, що геофізичні параметри таких порід мають неоднозначну інтерпретацію: використання методу природної радіоактивності (GK) для визначення глинистості часто дає похибки, оскільки туфи кислого складу за рахунок високого вмісту калієвих польових шпатів демонструють високу радіоактивність, яку традиційні алгоритми помилково інтерпретують як високий вміст глинистої фракції (*Prensky, 2007*). Наприклад, в свердловині Солотвинської западини спостерігається ситуація, коли показники GK у туфах становлять 18,8 мкР/год (рисунок 1.4, б), що значно перевищує радіоактивність глинистих пластів (15,3 мкР/год) (рисунок 1.4, а).



а



б

Рис. 1.4 – Крива GK на прошарку: а) глин, б) туфів (на прикладі Солотвинської западини) (Джерело: Майко, 2026)

Численні праці відзначають, що існуючі методики потребують адаптації. Як зазначено в огляді Schlumberger, «інструменти каротажу та методи інтерпретації, які успішно працюють в осадових породах, можуть дати змістовні відповіді в магматичних породах, але вони часто вимагають майстерного застосування. Крім того, оскільки мінералогія сильно відрізняється в цих формаціях, методи, які

працюють в одній вулканічній провінції, можуть зазнати невдачі в іншій. Зазвичай потрібна комбінація методів» (Farooqui et al., 2009). Наприклад, для визначення пористості часто застосовують суміщення нейтронної та щільнісної кривих (рисунок 1.5), але для вулканокластиків (особливо з вологовмістними мінералами) ці інструменти можуть недооцінювати справжній вміст пор.

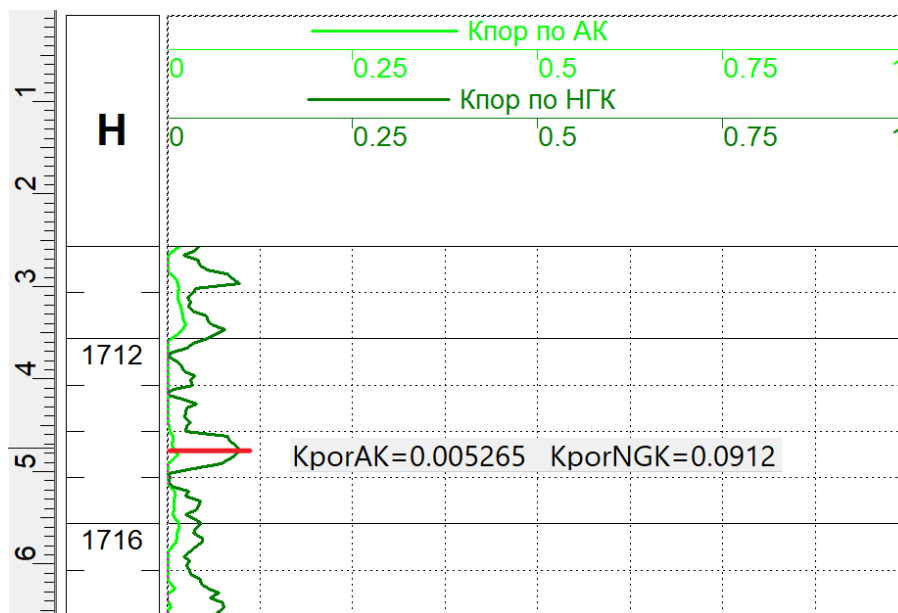


Рис. 1.5 – Різниця кривих коефіцієнту пористості по АК та NGK на прошарку туфів (на прикладі Солотвинської западини) (Джерело: Майко, 2026)

Отже, основні труднощі інтерпретації ГДС у вулканокластичних відкладах пов'язані з такими факторами:

- перекриття каротажних параметрів (гамма-каротажу, нейтронного, густинного та електричного каротажу) туфів і глин;
- неоднорідність мінералогічного складу;
- наявність вторинних змін (глинизація, цементация);
- складна структура пустотного простору (матрична + тріщинна);
- неоднорідність проникності;
- нестандартний гамма-фон;
- вплив зв'язаної води на результати нейтронного каротажу (Майко, 2026).

Ці фактори призводять до завищення оцінок глинистості та зниження ефективної пористості, що впливає на подальшу оцінку властивостей порід.

Для дослідження вулканокластичних відкладів зазвичай застосовують стандартний набір каротажних методів разом зі спеціалізованими підходами (табл.1.2).

Таблиця 1.2. Особливості застосування методів ГДС у вулканокластичних відкладах (*Helm-Clark et al., 2003*)

Метод ГДС	Що вимірюється	Переваги для вулканокластів	Обмеження для вулканокластів
GK (гамма-каротаж)	Природна радіоактивність	Легко вимірюється; виявляє глинисті прошарки	Не диференціює K, Th, U; може змінюватися через вулканічні мінерали
NGK (нейтронний гамма-каротаж)	Водневміст (пористість)	Оцінка ефективної пористості	Важко відрізнити пористість від зв'язаної води в глинах
АК (акустичний каротаж)	Швидкість пружних хвиль	Оцінка пористості та тріщинуватості	Чутливість до тріщин і текстури
GGKd (щільнісний каротаж)	Об'ємна густина	Прямо пов'язаний з пористістю	Вплив неоднорідності складу
Електричні методи	Питомий електричний опір	Чутливий до пористості та флюїду в порах	Залежить від солоності рідини; у присутності глини знижує опір
SGR (спектральний гамма-каротаж)	Вміст K, Th, U	Дозволяє відрізнити породи за складом	Рідко використовується; дані складно інтерпретувати без лабораторної бази

Загалом задача ідентифікації літології покладається на комплексний аналіз декількох кривих. Огляд літературних джерел (*Tao et al., 2011*) свідчить, що сучасні роботи пропонують використовувати статистичні та інтелектуальні методи (машинне навчання) для інтеграції нестандартних сигналів. Наприклад, SVM-класифікатори та глибокі нейронні мережі можуть обробляти п'ять основних

кривих каротажних методів (каротажі: нейтронний, щільнісний, акустичний, електричний, спектрометричний) одночасно і досягати високої точності розпізнавання магматичних фацій (*Tao et al., 2011*). Однак ключовою проблемою є нестабільність вихідних даних: для точного калібрування потрібні петрофізичні виміри на зразках, які зазвичай обмежені. Крім того, таке інноваційне програмне забезпечення вимагає великої бази навчених даних, що виводить поза межі звичайного інтерпретатора. Тому на практиці часто спираються на експертні суб'єктивні оцінки з використанням геологічної інформації (карти, розрізи) і попередніх аналогів. У зв'язку з цим важливо вивчати геологічний контекст (фації, тектоніка, історія вивержень) для коректної інтерпретації даних каротажу. Водночас дослідники відмічають необхідність додаткового аналізу: наприклад, співвідношення опору та пористості у вулканокластиках не підпорядковуються закономірності Арчі через значну неседиментаційну матрицю.

Додатково γ -спектрометрія розглядається як важливий інструмент, що може підвищити якість інтерпретації. Окремі роботи показують, що аналіз розподілу калію, торію та урану дозволяє краще відділяти глинисті прошарки (з високим K- або Th-вмістом) від базальтових утворень чи кременистих туфів (що можуть мати підвищений уран) (*Майко, 2026*).

В Україні опубліковані лише фрагментарні результати інтерпретації ГДС у вулканогенних породах. Відомо, що свердловини, пробурені в передкарпатських туфах, мали низькі аналогічні значення гамма- і нейтронних кривих (за рахунок вологовмісних мінералів та пиловугільного забруднення).

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА СОЛОТВИНСЬКОЇ ЗАПАДИНИ

2.1 Географічне та тектонічне положення Солотвинської западини

Солотвинське родовище (рисунок 2.1) в адміністративному відношенні розташоване на території Західної України, Закарпатська область, Тячівський район, на північно-східній околиці селища міського типу Солотвино.

В геоморфологічному плані родовище розташоване в південно-східній частині Солотвинської западини. Солотвинська западина – це невелика тектонічна западина у Карпатах, що займає східний кінець Закарпатського внутрішнього прогину. За координатами вона лежить приблизно при 47.96° пн. ш. та 23.87° сх. д. на правому березі річки Тиса, біля кордону з Румунією. Западина обмежена з півночі Карпатським, а з південного заходу Вигорлат-Гутинським хребтами, на північному сході – зона зовнішніх (Бескидів) Карпат. «Рельєф місцевості пагорбкуватий з великою кількістю річок та струмків. На площі розвинуті куести, утворення яких обумовлено моноклінально залягаючими товщами конгломератів і пісковиків, які слабо піддаються денудаційним процесам. Абсолютні відмітки рельєфу коливаються в межах від 250 до 370 м, східна частина площі найбільш припіднята.» (Андрейчук, 2019).

«Основними водними артеріями району являються р. Тиса та її правий приток р. Апшиця. Крім р. Апшиці, яка протікає в північній частині площі, в р. Тиса впадає багато невеликих струмків, які в літній час переважно пересихають.» (Андрейчук, 2019).



Рис. 2.1. Сverdловини Солотвинського родовища (Джерело: GoogleEarth)

Структурно Солотвинська западина належить до Тисо-Дачійської тектонічної зони внутрішніх Карпат, вона суміжна з Передкарпатським прогином та зональною смугою Підкарпатського прогину і пов'язана з румунською Марою-Солотвинською западиною, що простягається на північному заході Румунії. Фундамент западини (до неогенового чохла) утворений складчастими породами мезозою і палеогену. Східна межа западини збігається з глибинними зонами стику з Закарпатським блоком Румунії (Пінчинська котловина, Мармароські гори).

На підставі внутрішньої структурної неоднорідності в плані западини виділяються (з півночі на південь): 1) Моноклінальна крайова зона; 2) Серединна зона розвитку соляних структур і 3) Припанонська зона розломів. Кожна з виділених зон складається з двох структурних поверхів: мезозой-палеогенового складчастого фундаменту та неогенового моласового покрову (Лизанець, 1998).

За даними буріння та сейсмічних досліджень фундамент Солотвинської западини має блоково-насувну будову. Літологічним наповненням блоків є фліш

тріасу, юри, крейди та палеогену. Породи інтенсивно дислоковані. Їх падіння в розкритих розрізах міняється від 20 до 80°. Внутрішня структура фундаменту через брак фактичного матеріалу не прослідковується. Імовірно, це серія складок з крутими, вертикальними і перекинутими крилами (Лизанець, 1998).

Неогеновий структурний поверх складається з трьох ярусів, яким відповідають підсольовий, сольовий та надсольовий комплекси порід (рис. 2.2).

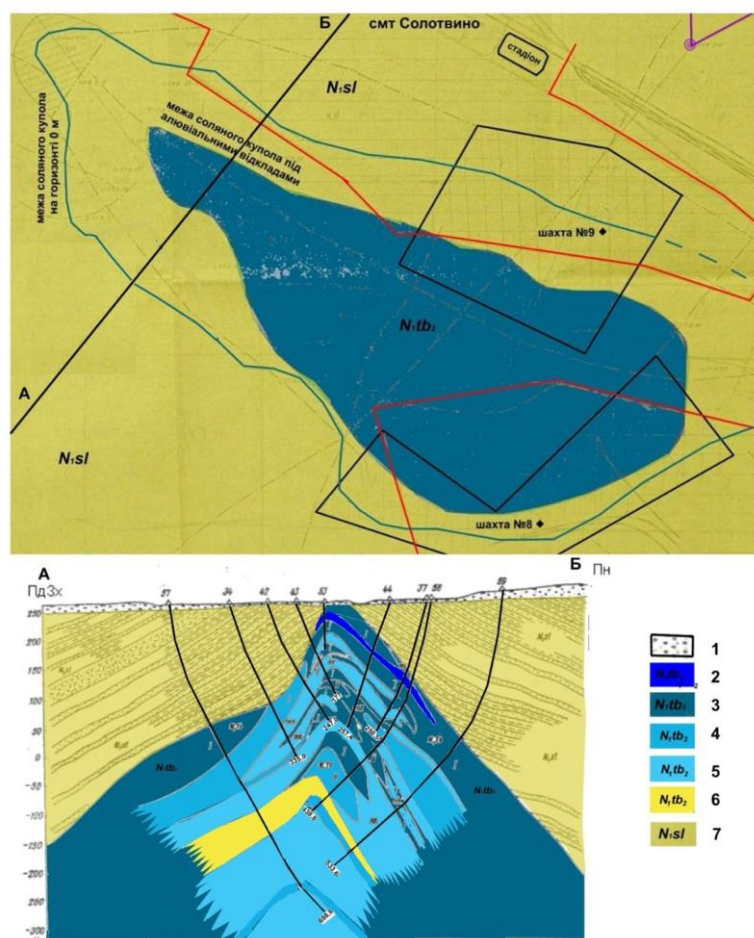


Рис.2.2 – Геологічна карта та розріз Солотвинського родовища кам'яної солі. 1 – четвертинні відклади: галька, пісок, суглинок; Верхньотереблінська свита: 2 – сіль вищого ґатунку; 3 – сіль першого ґатунку; 4 – сіль другого ґатунку; 5 – некондиційна сіль; 6 – засолена аргілітоподібна глина; 7 – Солотвинська свита: аргіліти з прошарками алевролітів, пісковиків і ліпаритових туфів. (Джерело: Дяків та Білоніжка, 2026)

Розломна тектоніка відіграє істотну роль в тектонічній будові Солотвинської западини. Розломи зафіксовані інтервалами тектонічних брекчій з масою дзеркал

ковання при перетині свердловинами порід обох структурних поверхів. Повздовжні, паралельні до карпатського простягання, розломи обмежують западину з північного сходу (Закарпатський розлом) і з південного заходу (Припанонський розлом), а у внутрішній частині западини вздовж таких розломів сформувались Данилово-Тереблянська і Тячівсько-Солотвинська антиклінальні структури. Закарпатський глибинний розлом прос тежується системою скидів між Південним і Північним Пієнінськими насувами. Розломи в зоні Припанонського глибинного розлому зумовлюють горстовий характер будови западини навколо с. Вишково. Розломи в основному субмеридіонального (більше північно-східного) простягання ділять западину на низку поперечних зон, що відрізняються різною глибиною залягання фундаменту.

Система повздовжніх та поперечних розломів зумовлює блочний характер будови як нижнього, так і верхнього структурних поверхів. Вертикальні і горизонтальні амплітуди зміщення блоків по розломах вимірюються сотнями метрів, а в західній частині западини (біля с. Сокирниця) сягають 1000 м. Встановлено, що виявлені антиклінальні структури здебільшого формуються в блоках з відносно припіднятим фундаментом. Інтенсивність тектонічних посувок по розломах в верхньому структурному поверсі значно менша ніж в нижньому. Дуже істотно вони гасяться сольовим комплексом.

Сейсмічність Солотвинської западини помірна, із скупченням мікроземлетрусів уздовж розломів. Картографічно область розсіяної сейсмічної активності збігається з широтною зоною ізотермального витоку (південно-східна частина западини), де спостерігається підвищена температура порід (геотермальна аномалія).

2.2. Історія геологічного розвитку та стратиграфія відкладів

Геологічний розріз Солотвинської западини характеризується значною потужністю та охоплює відклади від тріасового до четвертинного періодів (табл.

2.1). Загальна потужність дослідженого розрізу досягає 4 км. Фундамент западини представлений мезозойськими та палеогеновими комплексами, на яких із неузгодженням залягає потужна товща неогенових молас. Основна частина літостратиграфії западини – це середньо- і пізньоміоценові товщі моласових глин, пісків і дрібнозернистих пісковиків (тереблянська та солотвинська світи).

Таблиця 2.1. Стратиграфічна характеристика розрізу.

Період/Ярус	Світа	Літологічний склад	Потужність, м
Четвертинний		Глини, суглинки, галечники.	15–25
Неоген (Сарматський ярус)		Глини та аргіліти з тонкими прошарками пісковиків.	110–560
Неоген (Баденський ярус)	Басхівська	Темно-сірі аргіліти та сірі глини	60–316
Неоген (Баденський ярус)	Тересвинська	Перешарування аргілітів, пісковиків та алевролітів.	40–1472
Неоген (Баденський ярус)	Солотвинська	Аргілітоподібні глини, що чергуються з пісковиками.	532–860
Неоген (Баденський ярус)	Верхньо-тереблянська	Переважно кам'яна сіль (галіт) з прошарками глин.	40–553
Неоген (Баденський ярус)	Нижньо-тереблянська	Аргіліти, алевроліти з прошарками гіпсів та ангідритів.	90–154
Неоген (Баденський ярус)	Новоселицька	Ліпарито-дацитові туфи, туфіти, пісковики та аргіліти.	79-408 (в межах площі), 150–310 (в межах родовища)
Неоген (Карпатський ярус)	Терешульська	Строкаті конгломерати з вапняковою та піщаною галькою.	168–274
Палеоген (Олігоцен – н. Міоцен)	Грушівська	Темно-сірі алевроліти, аргіліти, мергелі та пісковики.	65–1453 (в межах площі), 220–440 (в межах родовища)

Крейда (верхня)	Кричівська	Перешарування аргілітів, пісковиків, мергелів та рідше вапняків.	141–2310
Юра		Сірі вапняки, мергелі та рідше аргіліти.	425–773
Тріас		Вапняки, доломіти, мергелі з прошарками теригенного і туфогенного матеріалу.	~300 (розкрита)

Геологічна історія Солотвинської западини тісно пов'язана з формуванням Закарпатського прогину під час неогену. В пізньому палеогені – ранньому неогені почалося формування поглиблення, яке наповнювалося відкладами, багат шаровими флішовими товщами. Наприкінці міоцену почалася вулканічна активність у східній частині басейну, що спричинило нагромадження шарів розсолів (сіль, слюдисті глини) із конгломератами та тефрою. Над ними відклалися тектонізовані вулканічні продукти новоселицької формації (туф і туфогенні пісковики) (Приходько, 2026).

Тріасова система Т.

Представлена карбонатними породами (вапняки, доломіти) та мергелями, які чергуються з тонкими прошарки теригенних порід (пісковики) та пірокластичного матеріалу (туфіти). Породи залягають на глибинах понад 2,7 км і мають низькі колекторські властивості. Попри це, під час буріння в інтервалах залягання доломітів з прошарками темно-коричневих і темно-сірих різнозернистих пісковиків зафіксовані прояви газу і води з газом.

Юрська система J.

Юрські відклади розкриті в інтервалі глибин 1,8–3,4 км. Основу розрізу складають масивні пачки сірих вапняків, що поступово переходять у мергелі через проміжні глинисті різновиди. Аргіліти в цьому комплексі зустрічаються рідко і залягають у вигляді окремих пластів. Фільтраційно-ємнісні характеристики юрських

порід залишаються слабко вивченими, проте за аналогією з сусідніми регіонами (одновікові породи Чоп-Мукачівської западини) вони вважаються низькими.

Крейдова система К.

Крейдові утворення представлені переважно кричівською світою (K_2kr) верхнього відділу. Вони складаються з перешарування аргілітів, пісковиків, мергелів та рідше вапняків. В межах западини виділяють два типи розрізів: «строкатий» (з переважанням мергелів, гравелітів та пісковиків) та «чорний» (з домінуванням теригенно-карбонатних порід). «Через недостатню вивченість бурінням свердловин, блокову будову фундаменту і складну структуру окремих тектонічних блоків ці інтервали між собою майже не корелюються як за віком, так і за літологічним складом.» (Лизанець, 1998). Ці відклади є перспективними для пошуку вуглеводнів, оскільки з пісковикових та гравелітових пластів неодноразово отримували припливи газу.

Палеогенова система Р.

Палеоген представлений грушівською світою (P_3gr), вік якої датується олігоценом – нижнім міоценом. Це переважно темно-сіра товща, складена алевролітами з тонкими прошарками щільних карбонатних пісковиків, мергелів та аргілітів. Палеоген Солотвинської западини фіксується двома типами розрізів, які відповідають його заляганням в насувах (алохтонам притаманні строкаті товщі) і під ними (в автохтонах палеоген сірий і чорний). Характерною ознакою є наявність численних решток іхтіофауни та піритизованих мікрофосилій. У межах Солотвинського родовища до цих відкладів приурочені газові поклади з водою, що мають промислове значення.

Неогенова система N.

«До неогенової системи відноситься потужний (до 3000 м) комплекс молас, який неузгоджено залягає на розмитій поверхні юри, крейди або палеогену. В його розрізі виділяються породи карпатського, баденського та сарматського ярусів міоцену.» (Лизанець, 1998).

Карпатський ярус N_{1k} .

Складається з характерних строкатих конгломератів терешульської світи (N_{1tr}), що містять велику кількість гальки та валунів юрських і крейдових вапняків. Вгору по розрізу вони змінюються зеленувато-сірими пісковиками та алевролітами. У південній частині западини конгломерати перекриваються аргілітами з піщовиково-алевролітовими прошарками та лінзами строкатих мергелів. На Солотвинському газовому родовищі з цих лінз отримано газ із водою, тоді як на решті території терешульські конгломерати потенційно можуть виконувати як ізолюючу, так і акумулюючу роль.

Баденський ярус N_{1b} .

Новоселицька світа (N_{1nv}): представлена світлими ліпарито-дацитовими туфами вітрокластичної структури. Нижня частина – вулканічні утвореннями – світлі зеленувато-сірі туфи, псамітові, алевролітові і пелітоморфні, масивні, вітрокластичні і пеплові; темно зеленувато-сірі туффіти, на 50 % складені з теригенних пірокластичних уламків. Пористість туфів сягає 11%, що робить їх ефективними колекторами. Верхня частина світи містить теригенні прошарки — аргіліти, алевроліти, пісковики, мергелі з прошарками туфів та туффітів.

Тереблянська світа ($N_{1tb_1} + N_{1tb_2}$): поділяється на нижню теригенну підсвіту (аргіліти, алевроліти, пісковики слюдисті, вапнисті з прошарками світло-сірих гіпсів та ангідритів, туфоалевролітів, туфів, туфопісковиків) та верхню галогенну підсвіту (кам'яна сіль з тонкими прошарками і окремими пачками глин, алевролітів, пісковиків товщиною від декількох сантиметрів до перших метрів). Поклади солі мають товщину до 553 метрів і слугують регіональним екраном (покришкою) для покладів газу.

Солотвинська світа (N_{1sl}): відомі два типи розрізу солотвинської світи, які розмежовуються смугою поширення діапирових структур. Південніше цієї смуги світа складається ритмічним чергуванням сірих і темно-сірих аргілітоподібних алевритистих і алевролітових глин, які перешаровуються з алевролітами та

пісковиками (5-20 см). В північному типі розрізу світа складається з товстих (до 20 м) пачок пісковиків. У розрізі виділяються маркуючі горизонти вулканічних туфів товщиною до 80–120 м. В пісковиках і туфових горизонтах виявлені газові поклади.

Тересвинська світа (N_{1ts}): складається з монотонного перешарування аргілітів, пісковиків, туфів, мергелів та вапняків. В них також простежуються два маркуючих горизонти ліпарит-дацитових туфів. На більшій частині Солотвинської западини тересвинська світа виходить на денну поверхню і частково розмита. Містить два витриманих горизонти туфів, які часто насичені газом.

Басхівська світа: зазвичай зустрічається по периферії Солотвинської западини. Літологічний склад представлений переважно темно-сірими аргілітами та сірими глинами. Аргіліти містять тонкі прошарки алевролітів, пісковиків і туфітів із вугільним детритом, а глини — потужні пачки пісковиків і конгломератів. Виявлені під час буріння водопрояви свідчать про високі фільтраційні властивості цих порід.

Сарматський ярус.

Наймолодші міоценові відклади, представлені глинами та аргілітами з рідкісними прошарками пісковиків та алевролітів, але їх не завжди вдається виділити та розчленувати.

Четвертинна система Q.

Четвертинні утворення мають повсюдне розповсюдження і перекривають давніші породи. Це переважно алювіальні та делювіальні відклади: галечники, суглинки та глини. Потужність антропогенного чохла в межах родовища становить 15–25 метрів (*Лизанець, 1998*).

2.3. Вулканізм та формування вулканокластичних товщ

Геологічний розріз донеогенового фундаменту та міоценових молас Солотвинської западини містить численні вивержені та пірокластичні породи. Вони є свідченням трьох основних етапів геосинклінального розвитку Карпат: тріасово-юрського, крейдового та неогенового (*Лизанець, 1998*).

Найдавніші сліди активності, що належать до тріасу та юри, представлені спілітами, діабазами та андезитовими туфитами, які були виявлені під час буріння свердловини 5-Те в інтервалі 1470-1610 м. Крейдовий етап зафіксовано дещо глибше у свердловині 13-Тс в інтервалі 1865-2003 м, де виявлено агломератові брекчії. Ці породи сформовані з уламків діабазів, зцементованих продуктами метаморфічного перетворення основних туфів хлоритом і карбонатами (Лизанець, 1998).

Неогеновий період характеризується найбільш інтенсивною та розчленованою вулканічною діяльністю (табл.2.2).

Таблиця 2.2. Фази неогенової вулканічної активності. (Приходько та ін, 2026)

Фаза активності	Часовий проміжок	Характерні породи та утворення
Перша фаза	Накопичення новоселицької світи	Ліпарити та ліпарито-дацитові туфи.
Друга фаза	Солотвинська та тересвинська світи	Маркуючі горизонти ліпаритових, ліпарито-дацитових, дацитових туфів.
Третя фаза	Сарматський вік	Формування сарматських туфів.
Четверта фаза	Панонський вік	Гіпабісальні та субвулканічні інтрузії: габро-діабаз, діорити, гранодіорит-порфіри (свердловині 8-Те в інтервалі 950-1188 м).
П'ята фаза	Пліоцен (левантинський вік)	Комплекс андезитів, андезито-базальтів, гіалодацитів, з яких складається Вигорлат-Гутинська вулканічна гряда.
Шоста фаза	Заключний етап	Андезито-базальти, долерити та експлозивні брекчії (дайки та неки, зокрема в р-ні с. Вишково).

Особливу увагу привертає Новоселицька формація, де крім андезитових туфів широко розповсюджені ріолітові різновиди. Джерелом цього матеріалу були підземні вулканічні тіла та системи дайок, розташовані на захід від западини — переважно на території нинішньої Румунії та на схилах Карпатських гір. Накопичення цих продуктів відбувалося як безпосередньо в зонах виверження

навколо жерл і тріщин, так і внаслідок діяльності водних потоків, які переносили пірокластичний матеріал у дельтові зони.

Склад вулканогенних товщ западини включає базальти, трахіти, діабазити та тефру. Ці породи формують різноманітні геологічні тіла: від вузьких інтрузивних трубок товщиною в кілька метрів до масивних лавових потоків і куполів, потужність яких сягає сотень метрів. У зонах тріщинного вулканізму зафіксовано шари пірокластики, що часто межують з туфами та брекчіями. З тектонічної точки зору, всі ці вулканічні комплекси чітко прив'язані до зон розломів рифтового типу та активних субдукційних ланцюгів, що визначали динаміку регіону.

2.4. Гідрогеологічні та термальні умови

Солотвинська западина лежить в межах Закарпатського артезіанського басейну (Чоп-Мукачівського і Солотвинського підбасейни, розділені Вигорлат-Гутинським пасмом) (*Мінеральні води Закарпаття, w.d.*). Гідрогеологічні умови западини визначаються потужним неогеновим чохлам, що містить чергування водотривких і водопроникних горизонтів. Основні водоносні пластичні товщі – це неогенові піски, гравеліти і супіски, а також тріасові карбонатні масиви фундаменту. Верхньо-четвертинні поклади Тиси мають найінтенсивніші водозабори, тоді як нижні (неогенові) горизонти проникні завдяки піскам і тріщинам.

Хімічний склад підземних вод у Солотвинській западині різноманітний. За даними класифікації, в центральній зоні прогину переважають хлоридно-гідрокарбонатні натрієві води (мінералізація 1–3 г/дм³). Проте в самій Солотвинській западині поширені гіперсолени води з мінералізацією 10–35 г/дм³, а також потужні Na–Cl розсоли з мінералізацією 300–500 г/дм³, пов'язані із зануреними соляними тіловими покладами (*Мінеральні води Закарпаття, w.d.*). Такі високомінералізовані розчини постійно просочуються з карстових інфільтратів колишніх шахт, формуючи солоні озера і підсолені струмки.

Температурний градієнт у западині дещо підвищений через соляний купол: за літературними даними, середній градієнт складає $\sim 3,5\text{--}4,0$ °C/100 м. Тому на глибині 2–3 км очікуються температури на рівні $\sim 80\text{--}120$ °C – придатні для геотермальних цілей. На території є сейсмічно і тектонічно активні розломи, що полегшують рух тепла вгору.

В Солотвинській западині добре відомі численні джерела мінеральних та термальних вод. Наприклад, у Нижньому Солотвині функціонують солеводні родовища з радіоактивним радоном (Ca-Na-Cl радонові води $\sim 30\text{--}38$ °C), що використовуються в санаторіях. Найближчі гідрологічні точки: курорт Косино (NaHCO₃ термальні води $\sim 38\text{--}40$ °C), Латарця (нагнітальні води 28–30 °C), Лумшори, Великі Лази. Загалом у північному та східному бортах западини зосереджені сульфідні мінеральні води: найбільше родовище “Синяк” лежить на схилах Вигорлат-Гутинського хребта, а більшість сульфідних джерел розташовані вздовж північно-східного борту Солотвинської западини. Для прикладу, Ужгородське і Берегівське джерела містять вуглекисло-сірководневі води (по 50–80 °C), що пов’язано з наявністю глибоких сульфатно-сірчастих розчинів та радіогенних елементів (*Мінеральні води Закарпаття, w.d.*).

Тип гідрогеологічного режиму – підпірний (артезіанський) та флювіальний на верхніх горизонтах. Вода з акумулювальних зон прогину рухається вздовж схилів купола (річка Тиса є головним стоком), що відображено в гідрогеологічних схемах. Річкові тераси та алювій підтримують річковий басейн. Моніторинг і моделювання підкреслюють, що шахтний вплив (дебаланс води) викликає осідання та зміну напрямків потоків, створюючи зональні сейсмічні і сейсмогідрологічні аномалії.

2.5. Передумови геотермальної перспективності району

Солотвинська западина вважається одним із перспективних районів геотермальної енергії в Україні. Геотермічна передумова полягає у поєднанні товстого осадового чохла (поганих теплових ізоляторів) та активного внутрішнього

теплогового потоку. Підраховано, що тепловий потік тут (з урахуванням соляного купола) вищий від середнього карпатського ($\approx 80\text{--}90 \text{ мВт/м}^2$) (для порівняння, на докембрійській платформі України – $\sim 45 \text{ мВт/м}^2$). За глибиною 3 км ґрунтова температура може досягати $100\text{--}120^\circ\text{C}$, що дозволяє розраховувати на використання теплоносія середнього класу ($30\text{--}45 \text{ МВт}$ теплової потужності з однієї свердловини).

Нещодавно АТ «Укргазвидобування» ініціювало пілотний проєкт з оцінки геотермальних ресурсів Солотвинської западини. У березні 2026 р. за результатами тендеру замовлено комплекс досліджень (попереднє ТЕО) британською компанією Teverra LLC, яка розробляє пілотний геотермальний проєкт у межах існуючих спецдозволів (Солотвинського родовища газу та родовища перлітів Липчанське). До 16 червня 2026 планується складання попереднього звіту з перевірки геологічних і технічних даних (Pre-Feasibility Study). Цей огляд включатиме аналіз глибини залягання перспективних водоносних горизонтів, очікуваної температури (залежно від градієнта) та вартості буріння (Сорока, 2026).

Наразі оцінки геотермальної перспективи базуються на даних по аналогічних структурах регіону. Зокрема, буріння термальних свердловин (близько 620–680 м) показало температуру $\sim 60\text{--}70^\circ\text{C}$, мінералізацію $\sim 20\text{--}30 \text{ г/дм}^3$ (Na–Cl) (*Мінеральні води Закарпаття, w.d.*). Проте повноцінних ГеоТСТ (геотермальна теплостанція) тут ще не введено. Серед ризиків – присутність радіоактивного радону у водах Солотвина, високий вміст солей та можливі гідрогеологічні ускладнення від шахтного затоплення. Для успішної реалізації геотермальних проєктів потрібні:

- детальна гідрогеологічна паспортизація свердловин,
- правове поле та статус геотермальних ресурсів,
- корозійностійка техніка для високозасолених вод,
- петрофізичне та термодинамічне моделювання пласта,
- сейсмічний моніторинг та безпека,
- економічна доцільність та каскадне використання тощо.

3. МАТЕРІАЛИ ТА МЕТОДИКА ПЕТРОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

3.1 Геофізичні матеріали

Основу цифрових аналітичних даних становлять табличні матеріали у форматі Excel, які включають деталізовані зведені відомості про фільтраційно-ємнісні та термальні властивості колекторів. Ці документи містять результати петрофізичних досліджень кернового матеріалу та шламу, що дає змогу оцінити пористість і проникність порід. Додатково представлено результати випробувань свердловин у різних режимах, що корелюються з даними про мінералізацію пластових вод, динаміку пластових тисків та температурний градієнт, створюючи цілісну термобаричну модель родовища.

Технічна складова геофізичного фонду представлена спеціалізованими LAS-файлами, які містять результати стандартного комплексу геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Для свердловин №1, №2, №8, №10, №11 та №15 доступні записи методів:

- бокового каротажного зондування (BKZ),
- гамма-каротажу (GK),
- нейтронного гамма-каротажу (NGK),
- акустичного каротажу (AK),
- криві градієнт-зондів (GZ) та
- потенціалів самочинної поляризації (PS).

Ці цифрові криві є базою для літологічного розчленування розрізу, визначення меж пластів та їхнього насичення (газ, нафта або вода).

Інтеграція та інтерпретація зазначених даних відображена у фундаментальних звітних матеріалах. Ключовими документами є «Геолого-економічна оцінка запасів Солотвинського родовища» (Андрейчук, 2019) та «Проект розробки» (Лизанець та ін., 1998). У цих звітах подано розгорнутий текстовий та графічний опис тектонічної будови району, стратиграфічну характеристику відкладів з виділенням опорних

горизонтів, а також методику й результати підрахунку запасів вуглеводнів. Ці матеріали поєднують теоретичні обґрунтування з практичними розрахунками, забезпечуючи наукову базу для подальшого проектування видобувних робіт.

3.2 Алгоритм досліджень

На початковому етапі здійснювалася систематизація та попередня обробка фондових матеріалів геофізичних досліджень свердловин №7, №10 та №15, що включало перевірку якості каротажних кривих. Основна частина практичних досліджень розпочалася з проведення якісної інтерпретації, мета якої полягала у літологічному розчленуванні розрізу та ідентифікації пластів-колекторів у межах вулканокластичних товщ новоселицької світи.

Другим етапом була розробка методичного підходу до розділення туфових та глинистих різновидів порід, які мають подібні характеристики на стандартних кривих GK. Для цього було застосовано метод крос-плотів у координатах «GK – NGK», де за допомогою значень відносних одиниць та врахування підвищеної вологості туфів було виділено відповідні літологічні поля.

Після верифікації літологічної моделі алгоритм передбачав перехід до кількісної оцінки петрофізичних параметрів. Зокрема, авторкою виконані розрахунки коефіцієнтів глинистості за даними гамма каротажу, пористості за даними акустичного каротажу та нейтронного гамма-каротажу та насичення за даними бокового каротажного зондування.

Наступний етап алгоритму був зосереджений на аналізі термічного режиму надр Солотвинської западини. На основі замірів пластових температур проводився розрахунок вертикального термічного градієнта для різних стратиграфічних інтервалів. Ключовим елементом дослідження стало дослідження теплопровідності порід.

Завершальна стадія алгоритму (рисунок 3.1) полягала у комплексному аналізі всіх отриманих петрофізичних та термічних параметрів з метою оцінки придатності вулканокластичних відкладів для видобутку геотермальної енергії.

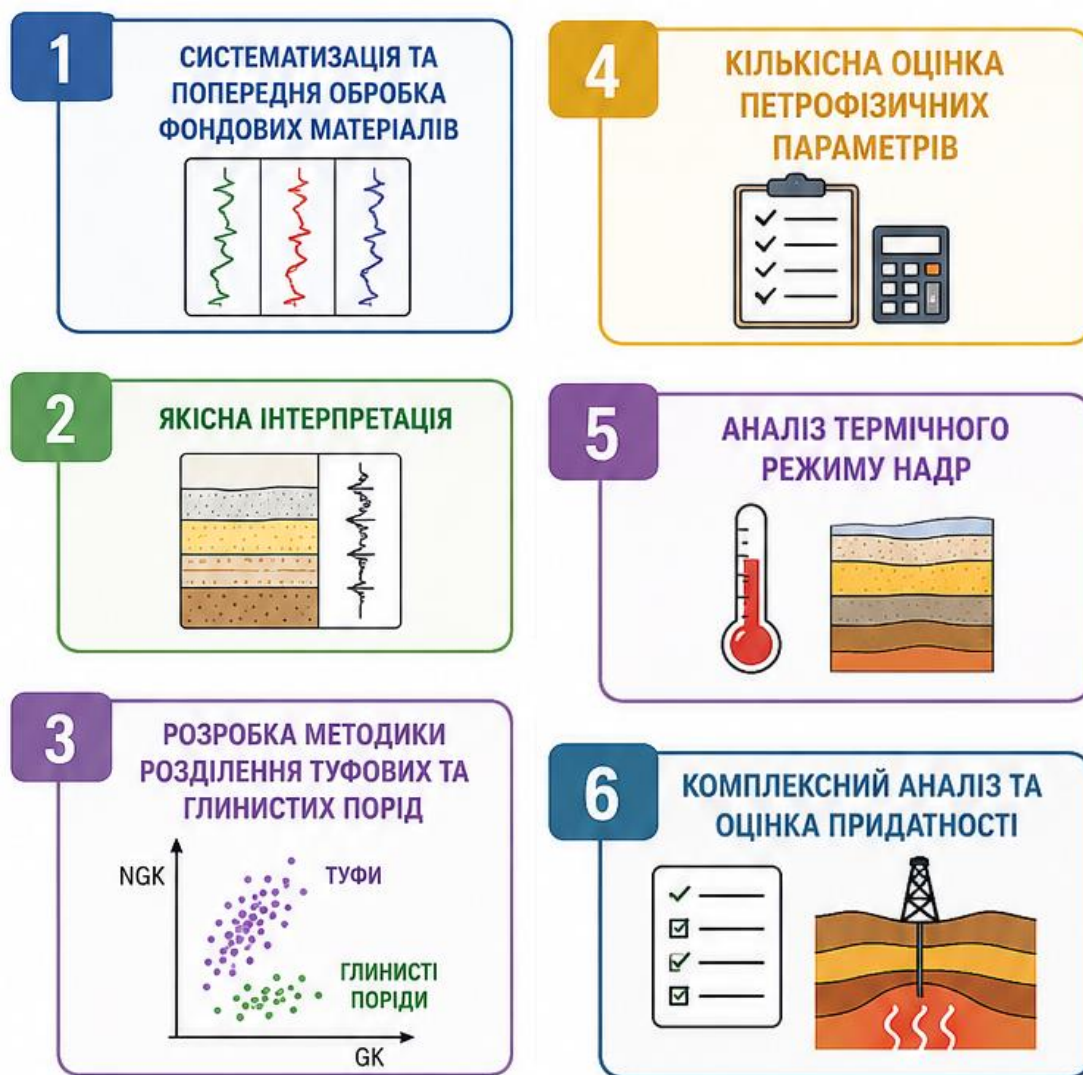


Рис.3.1 – Алгоритм досліджень

3.3 Метод розчленування розрізу та літологічної ідентифікації.

Для розчленування розрізу та встановлення літології був використаний метод якісної інтерпретації комплексу методів GK–NGK–AK.

Для Солотвинської западини ключовим є виділення «опорних пластів» – товщі кам'яної солі тереблянської світи, яка має мінімальні значення GK та максимальні

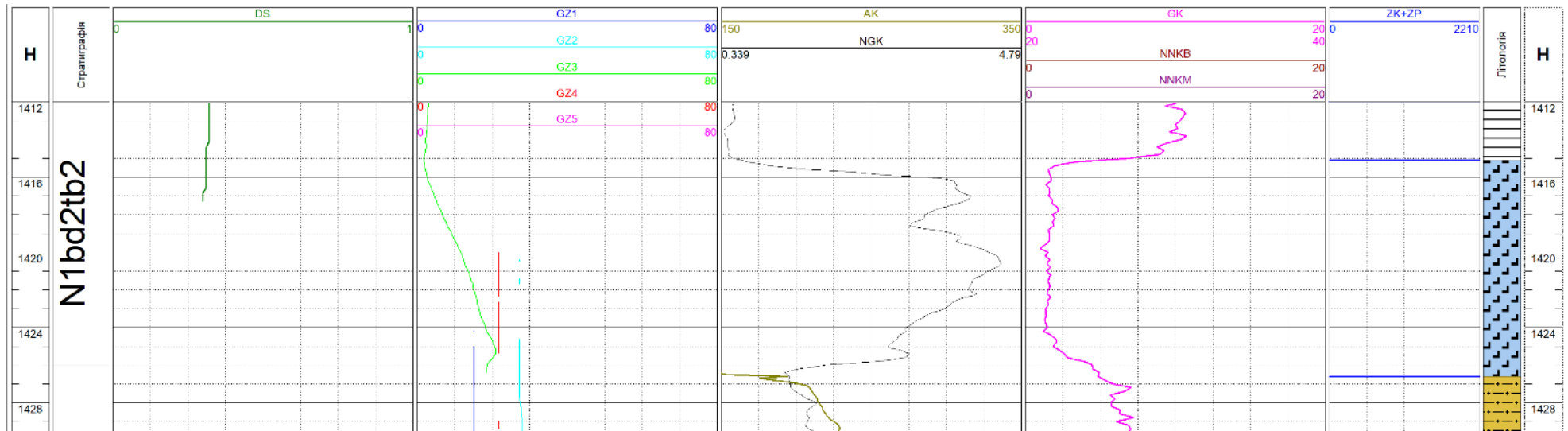
значення NGK у відносних одиницях, наприклад, в інтервалі 1415-1427 в свердловині №15 (рисунок 3.2, а). Виділення цих пластів дозволяє провести процедуру нормалізації каротажних діаграм. Це необхідно для усунення апаратних похибок, впливу конструкції свердловини та відмінностей у калібруванні приладів різних років випуску.

Ще приклад свердловини № 10 виділено пропластку аргілітів в інтервалі 1845,5-1884 (рисунок 3.2, б), де спостерігається чітка диференціація показників основних методів ГДС. Високі значення позірного опору на кривій GZ вказують на щільність породи, що корелює з інтенсивними аномаліями на кривій GK, характерними для глинистих відкладів. Паралельно з цим, крива АК демонструє зростання інтервального часу проходження хвилі, що є типовим для аргілітів. Водночас крива NGK на цьому фоні навпаки трохи просідає, відображаючи підвищений вміст зв'язаної води та водневовмістних мінералів у глинистій матриці.

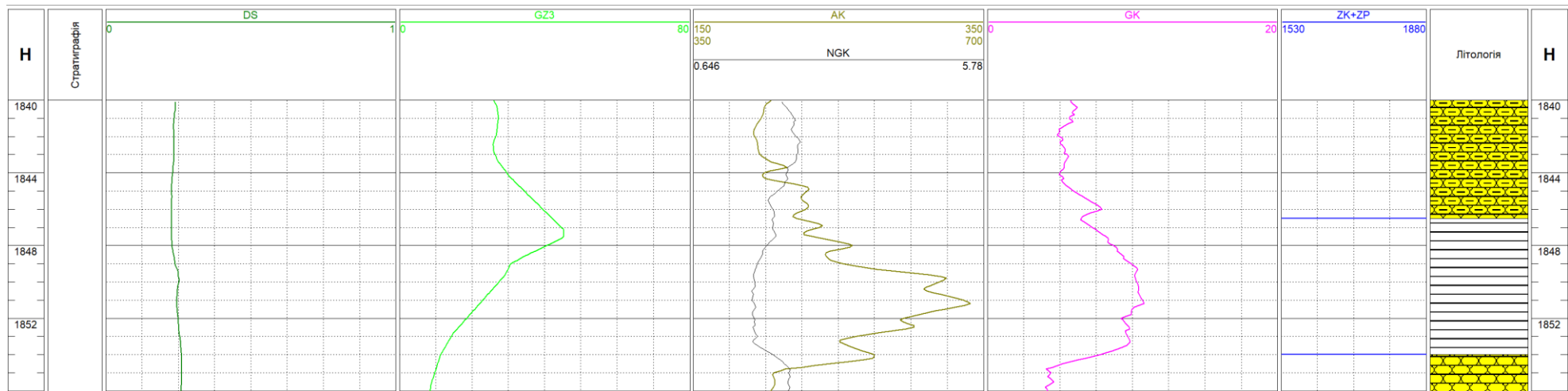
Наступним кроком після нормалізації була верифікація отриманих результатів. Вона здійснювалася шляхом детального зіставлення інтерпретаційних кривих із прямими методами досліджень – аналізом кернового матеріалу та даними геолого-технічних звітів (Well Reports). Порівняння літологічного складу з описом керна дозволило уточнити положення меж новоселицької та терешульської світ.

3.4 Методика визначення коефіцієнта глинистості

Методика визначення коефіцієнта глинистості ґрунтується на інтерпретації даних гамма-каротажу, що дозволяє отримати кількісну оцінку вмісту пелітової фракції у теригенних відкладах.



а



б

Рис. 3.2. Приклади результатів розчленування розрізу та визначення літології в свердловинах: а) № 15, б) №10

Першим кроком є розрахунок відносного параметра гамма-каротажу (ΔI_γ), який у світовій практиці також відомий як гамма-індекс (IGR). Цей параметр дає змогу нівелювати вплив апаратурних та геометричних факторів вимірювання, оскільки базується на нормалізації показань ГК відносно двох еталонних інтервалів — чистого пісковику та опорної глини. Формально він визначається як:

$$\Delta I_\gamma = \frac{I_\gamma - I_{\gamma\min}}{I_{\gamma\max} - I_{\gamma\min}} \quad (3.1)$$

де I_γ — поточне значення гамма-каротажу, $I_{\gamma\min}$ — характерне значення ГК у чистому пісковику, а $I_{\gamma\max}$ — у глині, що приймається за верхню межу радіоактивності.

Цей підхід є загальноприйнятим у петрофізиці й використовується в усіх сучасних алгоритмах визначення глинистості. У літературі цей параметр описаний як базовий індикатор глинистості, що лежить в основі як лінійних, так і нелінійних моделей (*Petrophysics, 2024*).

У кайнозойських відкладах, які характеризуються слабкою зцементованістю, високою неоднорідністю та значною часткою тонкодисперсних алюмосилікатів, зв'язок між гамма-активністю та фактичним вмістом глинистих мінералів є суттєво нелінійним. Саме тому лінійна модель, що передбачає пропорційність між ΔI_γ та глинистістю, у таких умовах систематично завищує оцінку коефіцієнта глинистості (K_{gl}). Для компенсації цього ефекту застосовують емпіричні формули, запропоновані Ларіоновим (1969), який на основі статистичного аналізу великої кількості свердловинних даних запропонував корекційні формули для різних вікових груп порід. Для молодих (третинних) відкладів використовується рівняння:

$$K_{gl} = 0.083(2^{(3.7\Delta I_\gamma)} - 1) \quad (3.2)$$

Модель Ларіонова для більш давніх порід:

$$K_{gl} = 0.33(2^{2\Delta I_\gamma} - 1) \quad (3.3)$$

Застосування формули 3.2 дозволило уникнути завищення глинистості та забезпечує кращу узгодженість із лабораторними даними гранулометрії, мінералогічного аналізу та нейтронно-щільнісних методів (*Petrophysics, 2024*).

У практиці інтерпретації важливо коректно визначати $I_{\gamma_{\min}}$ та $I_{\gamma_{\max}}$, оскільки саме вибір еталонних інтервалів визначає точність подальших розрахунків. У випадку складних розрізів або присутності радіоактивних мінералів (наприклад, глауконіту) модель Ларіонова може потребувати додаткової перевірки або комбінування з іншими моделями — Клав'є, Стібера чи лінійною моделлю, що також відзначається у сучасних методичних оглядах (*Petrophysics, 2024*).

Важливо підкреслити, що вибір моделі визначення глинистості залежить не лише від віку порід, а й від їх мінералогічних особливостей. У випадках, коли породи містять значну кількість калієвмісних мінералів (наприклад, польових шпатів або глауконіту), гамма-каротаж може давати завищені значення, що призводить до переоцінки глинистості. Це питання детально розглядається у порівняльних дослідженнях методів визначення глинистості, де показано, що моделі Ларіонова (як для молодих, так і для давніх порід) можуть давати різні результати залежно від літологічного контексту, а інколи більш узгоджені значення забезпечують нейтронно-щільнісні методи або комбіновані підходи. У таких випадках рекомендується проводити крос-валідацію результатів за допомогою інших геофізичних методів, зокрема нейтронного та щільнісного каротажу, а також лабораторних даних гранулометрії та мінералогії (*Paiva et al, 2019*).

У вулканокластах ГК може бути завищеним. Це відбувається через високий вміст калієвих польових шпатів у туфах кислого складу.

3.5 Визначення коефіцієнта пористості за даними АК

Методика визначення коефіцієнта пористості на основі акустичного каротажу базується на ідеї, що загальний час пробігу пружної хвилі в породі є об'ємно-зваженою сумою часу пробігу в матриці та у флюїді. У класичній формі це

виражається через рівняння Wyllie (time-average equation), яке в термінах інтервального часу записується як лінійна комбінація матричного та флюїдного внесків. Для практичних розрахунків часто використовують еквівалентну форму для пористості (*Society of Petroleum Engineers, 2025*).

В подальшому записі пористість обчислюється за формулою з поправкою на глинистість:

$$K_{\Pi}^{AK} = \frac{\Delta T - \Delta T_m}{\Delta T_f - \Delta T_m} - K_{ГЛ} \cdot \left(\frac{\Delta T_{gl} - \Delta T_m}{\Delta T_f - \Delta T_m} \right), \quad (3.4)$$

де ΔT — виміряний інтервальний час пробігу повздовжньої хвилі; ΔT_m — інтервальний час у скелеті (кварц/пісковик); ΔT_f — інтервальний час у флюїді; ΔT_{gl} — інтервальний час у глинистій матриці; K_{gl} — коефіцієнт глинистості (V_{clay}).

Згідно з літологічним описом керна та даними ГДС, теригенна складова розрізу має переважно кварцовий, рідше — кварц-польовошпатований (поліміктовий) склад. Кисла природа туфових утворень новоселицької світи також підтверджує домінування кварцу. Оскільки мінеральний склад неогенових відкладів стабільно кварцовий, розрахункове значення ΔT_m прийнято за 168 мкс/м.

Необхідно врахувати кілька важливих обмежень і практичних поправок. По-перше, типова Wyllie-модель найкраще працює для компактних, добре зцементованих пісковиків; у слабо зцементованих або карбонатних породах залежність швидкості від пористості може бути нелінійною, що вимагає модифікацій (наприклад, введення фактору форми пор або використання теоретичних моделей Кустера-Токсьоза / Хашина-Штрікмана) (*Saleh and Castagnaz, 2004*). По-друге, на результати впливають тип флюїду (солоність, газ); для соляних розчинів і газу слід застосовувати відповідні значення ΔT_f або додаткові корекції (*Society of Petroleum Engineers, 2025*).

3.6 Визначення коефіцієнта пористості за даними NGK

Розрахунок пористості за даними нейтронного гамма-каротажу базується на вимірюванні щільності потоку вторинного гамма-випромінювання, що виникає при захопленні нейтронів ядрами елементів, які складають породу. Оскільки найпотужнішим уповільнювачем нейтронів є водень, інтенсивність зареєстрованого випромінювання обернено пропорційна загальному вмісту водню в пласті.

На першому етапі інтерпретації розраховується сумарна воднемісткість (W), яка відображає загальний об'єм пор, заповнених флюїдом (нафтою, водою), а також кристалізаційну та конституційну воду мінералів. Для сучасного типу апаратури зв'язок між нормованими показниками NGK та воднемісткістю описується емпіричним рівнянням другого порядку, що отримане в результаті калібрування апаратури на стандартних зразках:

$$W = 0.01 \times (-8.2 + 75.4 \times \frac{I_{NNKM}}{I_{NNKB}} - 1.25 \times (\frac{I_{NNKM}}{I_{NNKB}})^2) \quad (3.5)$$

де I_{NNKB} , I_{NNKM} — це нормоване відношення інтенсивностей малого і великого зондів.

Отримане значення W потребує корекції, оскільки глинисті мінерали (пелітова фракція) містять значну кількість зв'язаної води, яка не бере участі в процесах фільтрації, але фіксується приладом. Традиційний алгоритм для теригенних розрізів передбачає віднімання глинистої складової з постійним коефіцієнтом:

$$K_{\pi} = W - K_{gl} * W_{gl} \quad (3.6)$$

W_{gl} — зазвичай для більшості піщано-глинистих відкладів дорівнює 0.23, прийнято як усереднений показник воднемісткості "чистої" глини (*Латишова та ін., 2007*).

3.7 Визначення коефіцієнта насичення

Процес оцінки характеру насичення колекторів базується на фундаментальних засадах електрофізики гірських порід, де ключовим індикатором є контрастність питомого електричного опору між пластовою водою та вуглеводнями або паром.

В основі інтерпретації лежить порівняння фактичного питомого опору пласта (ρ), отриманого за даними електрометрії, з теоретичним опором цієї ж породи за умови її стовідсоткового заповнення водою ($\rho_{вп}$). Для переходу від загальних вимірів до кількісних показників спочатку обчислюється параметр пористості (P_{Π}), який характеризує геометрію пустотного простору та ступінь звивистості шляхів протікання електричного струму. У межах моделі Шлюмберже, адаптованої для середньозцементованих пісковиків, використовується рівняння Арчі-Дахнова вигляду:

$$P_{\Pi} = \frac{a_m}{K_{\Pi}^m} \quad (3.7)$$

Приймаючи коефіцієнт структури $a = 1$ та показник цементзації $m = 1.8$ (згідно з рекомендаціями для середньозцементованих пісковиків) (Schlumberger, 2009), ми отримуємо можливість встановити прямий зв'язок між ємнісними властивостями породи та її здатністю проводити струм.

Наступний етап розрахунків полягає у визначенні питомого опору повністю водонасиченого пласта шляхом множення отриманого параметра пористості на питомий електричний опір пластової води (ρ_v). У контексті дослідження геотермальних розсолів, значення ρ_v зазвичай коливається в межах 0,021–0,023 Ом·м, згідно лабораторних досліджень, що свідчить про високу мінералізацію флюїду. Розраховане значення $\rho_{вп}$ виступає еталоном, відносно якого оцінюється параметр насичення:

$$P_H = \frac{\rho_v}{\rho_{вп}} \quad (3.8)$$

Цей параметр відображає, у скільки разів опір пласта перевищує опір аналогічної водонасиченої породи через наявність у порах діелектричних фаз (нафти, газу або перегрітої пари).

Фінальний кількісний розподіл флюїдів у пустотах здійснюється через визначення коефіцієнта водонасичення (K_v), який розраховується як:

$$K_v = \sqrt{\frac{1}{P_H}} \quad (3.9)$$

Ця залежність дозволяє чітко розмежувати зони газо- і нафтонасичення від водоносних інтервалів. Відповідно, частка нафтогазонасичення (або паронасичення у геотермальних задачах) визначається як доповнення до одиниці:

$$K_{\text{нг}} = 1 - K_{\text{в}} \quad (3.10)$$

Такий комплексний підхід дає змогу не лише констатувати наявність флюїду, але й оцінити його промисловий потенціал, враховуючи структурні особливості матриці породи та фізико-хімічні властивості пластового флюїду.

Для підвищення точності в умовах складної літології, зокрема для туфогенних відкладів, отримані значення $K_{\text{в}}$ доцільно зіставляти з критичними значеннями залишкової водонасиченості, що визначаються за даними капілярометрії або фазових проникностей.

3.8. Графічна планшетизація

Фінальним етапом алгоритму досліджень є автоматизована побудова планшетів, де результати всіх розрахунків зіставляються з первинними кривими ГДС. Це дозволяє провести візуальний контроль адекватності моделі: наприклад, збіг зон високої пористості за каротажем із зонами каверноутворення за даними кавернометрії, що часто характерно для тріщинуватих туфових колекторів.

3.9 Розрахунок термічного градієнту

Розрахунок термічного (геотермічного) градієнта проводився на основі даних температурних вимірювань у свердловині. Геотермічний градієнт характеризує зміну температури гірських порід із глибиною та є одним із ключових параметрів оцінки геотермального потенціалу території. Для його визначення використовувалась формула:

$$G_T = \frac{T_2 - T_1}{H_2 - H_1} \quad (3.11)$$

G_T – геотермічний градієнт, $^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$; T_1, T_2 — температури $^{\circ}\text{C}$ на глибинах H_1 та H_2 м (Орловський та ін., 2020).

Формула (3.11) відображає приріст температури на кожні 100 м заглиблення. Отримані значення геотермічного градієнта дозволяють оцінити інтенсивність теплового потоку та перспективність досліджуваних вулканокластичних відкладів для використання у геотермальній енергетиці. Для більшості регіонів середній геотермічний градієнт становить близько $3\text{ }^{\circ}\text{C}$ на 100 м, однак у зонах сучасної або давньої вулканічної активності його значення можуть бути значно вищими.

4. ПЕТРОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ

Практична частина науково-дослідної роботи була зосереджена на комплексній обробці та інтерпретації геофізичних даних по опорному фонду свердловин Солотвинського родовища. Основна увага приділялася вивченню вулканокластичних відкладів новоселицької (N1bd1nv) та нижньо-тереблянської (N1bd1tb1) світ, які за своїми характеристиками є найбільш перспективними для видобутку геотермальної енергії.

На першому етапі авторкою проведено попередню підготовку LAS-файлів даних методів ГДС, що включала перевірку якості запису кривих та приведення до єдиних масштабів.

4.1 Петрофізичні властивості вулканокластичних товщ та їх літологія

Авторкою в роботі проведено детальну літологічну розбивку розрізу, де на основі комплексу методів гамма-каротажу (ГК), нейтронного каротажу (НГК) та акустичного каротажу (АК) було ідентифіковано межі стратиграфічних підрозділів. Зокрема, у свердловині №15 було чітко виділено контакт соленосної тереблянської вищої світи з нижчележачою тереблянською нижчою, що представлена пісковиком та алевролітом (рисунок 4.1).

Далі аналіз побудованих інтерпретаційних планшетів свердловин дозволив простежити зміну петрофізичних параметрів по розрізу. На планшетах відображено результати розрахунку коефіцієнтів глинистості, пористості та насичення. На жаль, даних по проникності порід не отримано.

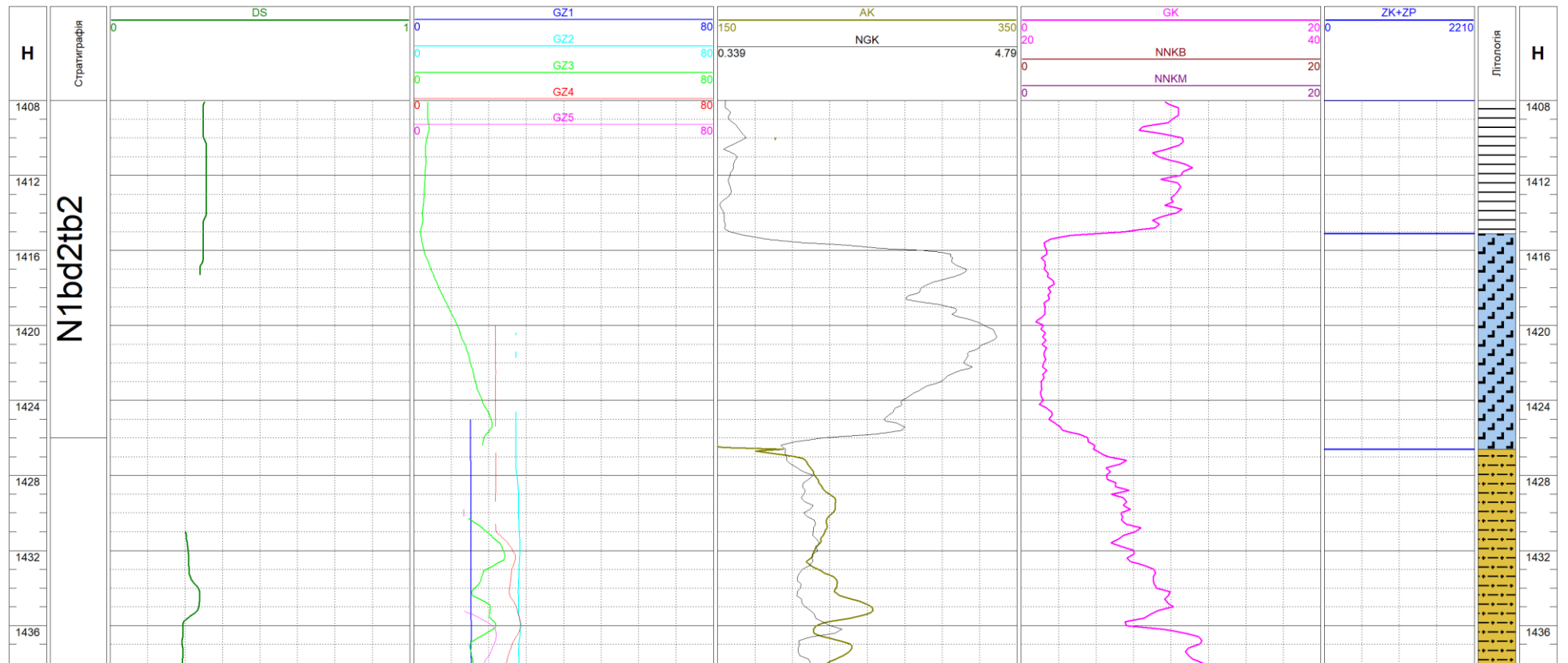


Рис.4.1 – Контакт терелянської вищої світи з терелянською нижчою в свердловині №15

4.1.1. Петрофізична характеристика розрізу у свердловині №7

У свердловині S_7 товща новоселицької світи (інтервал 1622-2070 м) представлена інтенсивним чергуванням туфопісковиків, туфоалевролітів та пелітоморфних туфів. Коефіцієнт глинистості (K_{gl}) у цьому розрізі демонструє високу варіативність, що чітко простежується за кривою природної радіоактивності (GK). Для вулканокластів цього інтервалу характерна підвищена фонові радіоактивність, зумовлена наявністю калійвмісних польових шпатів та попелового матеріалу (*Stephen Prenskey, 2007*), що може дещо завищувати розрахункові значення глинистості. В середньому K_{gl} коливається в межах 40–70%, досягаючи пікових значень у 80–100% в “аргілітизованих пропластках” (рисунок 4.2), що суттєво погіршує фільтраційно-ємнісні властивості (ФЄВ), якщо там і справді є глиниста частка.

Коефіцієнт пористості (K_{por}), визначений за комплексом методів (переважно нейтронного та акустичного каротажу), для продуктивних пластів-колекторів варіює від 5 % до 10 %. Найкращі значення пористості (до 20–22 %) спостерігаються в інтервалах розвитку крупнозернистих туфопісковиків. На планшеті видно (Додаток А), що зони з високою пористістю корелюють зі зниженням значень GK в інтервалах пісковиків.

Насичення розрізу у свердловині S_7 має переважно водно-газовий характер у середній та нижній частинах світи. Аналіз коефіцієнта водонасичення (K_{water}) вказує на наявність кількох продуктивних інтервалів. Нижче за розрізом (після 1870 м) спостерігається поступове зростання водонасиченості до 0,8–1,0. Одночасно зростає газонасичення 0.65–0.78, тому достатньо пропластків позначені вода+газ (рисунок 4.2). Проте через високу капілярну утримувальну здатність туфогенної матриці, перехідні зони між газоносними та водоносними пластами є досить розмитими, що ускладнює чітке визначення водогазового контакту (ВГК).

4.1.2. Петрофізична характеристика розрізу у свердловині №10

Петрофізичний аналіз розрізу свердловини S_10 дозволяє доповнити загальну картину будови новоселицької світи (N1bd1nv) та виявити особливості латеральної мінливості продуктивних пластів. У цій свердловині товща N1bd1nv розкрита в інтервалі від 1592 м до 1883 м, що характеризується потужним розвитком піщано-алевритових фракцій з високим вмістом вулканокластичного матеріалу.

Коефіцієнт глинистості (Kgl) у розрізі S_10 демонструє чітку диференціацію. Тут спостерігаються значні за потужністю пласти з відносно низьким вмістом пелітової фракції (Додаток Б). Kgl у колекторах становить в середньому 10–30 % у пісковиках. Проте, через присутність попелового матеріалу, крива GK фіксує "хибну глинистість", а Kgl у вулканокластах становить 70-85 %. У щільних неколекторних прошарках глинистість зростає до 60–70 %, іноді до 80 %, що супроводжується зростанням природної радіоактивності.

Коефіцієнт пористості (Kpor), за даними комплексного аналізу, у продуктивних пластах S_10 варіює в межах 5–25 %. Це одні з найкращих показників серед представлених планшетів, що свідчить про сприятливі умови седиментації та менший вплив процесів постдіагенетичного ущільнення. Високі значення пористості зосереджені в нижніх частинах розрізу.

Характер насичення у свердловині S_10 є переважно газовим, коефіцієнт газонасичення сягає 90%. Водночас коефіцієнт водонасичення (Kwater) демонструє стабільно середні значення (0,30–0,60), що ідентифікує цей блок як потужний газонасичений поклад (рисунок 4.3).

Загалом, розріз свердловини S_10 представляє найбільш монолітну та перспективну частину вулканокластичної товщі серед розглянутих об'єктів. Висока пористість у поєднанні з помірною глинистістю робить ці відклади основним об'єктом для розробки, хоча наявність лінзоподібних водонасичених прошарків вимагає точного позиціонування інтервалів перфорації для уникнення передчасного обводнення.

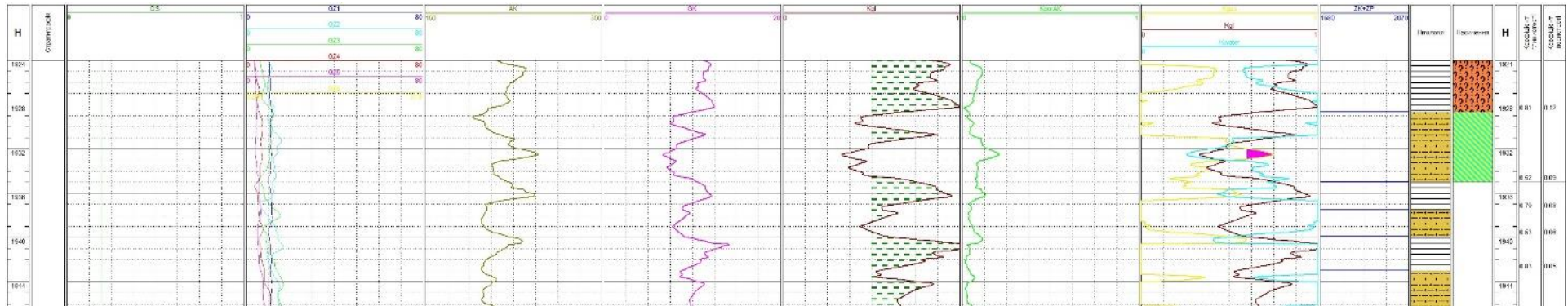


Рис. 4.2 Приклад результатів інтерпретації свердловини №7 (аргілізовані пропластки – інтервал 1935-1937,5; 1940-1943)

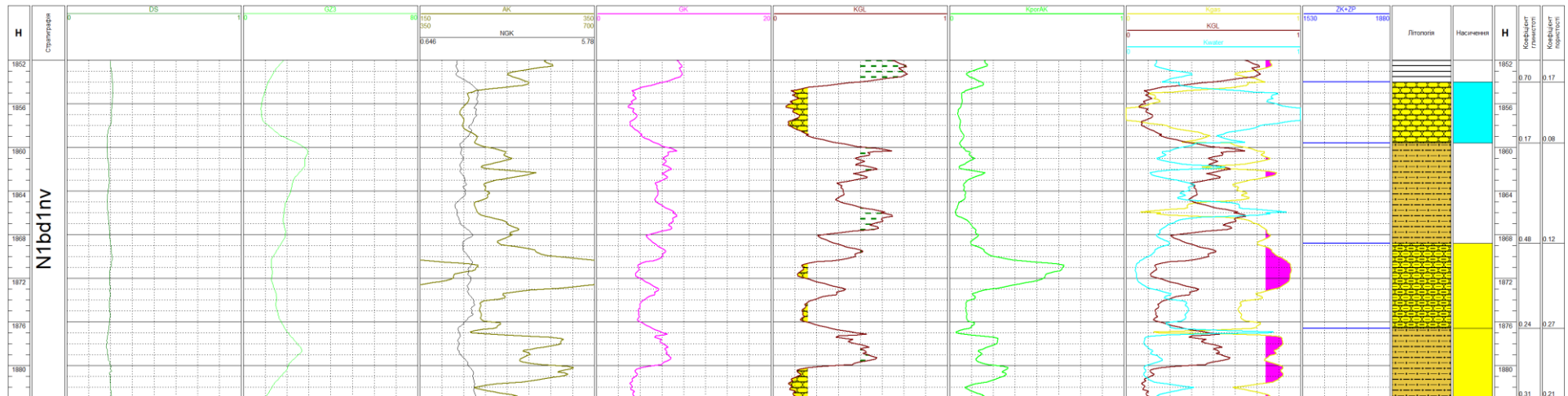


Рис.4.3 – Приклад результатів інтерпретації свердловини №10 (водо- та газонасичені пропластки – інтервал 1854-1859,5; 1868,8-1876,5; 1876,5-1883)

4.1.3. Петрофізична характеристика розрізу у свердловині №15

Розріз новоселицької світи у свердловині S_15 (інтервал 1510-1695) відрізняється більш фрагментарною будовою колекторів порівняно з S_7. Коефіцієнт глинистості тут має виражений пікоподібний характер (Додаток В). Високі значення GK часто вказують не лише на глинітизацію, а й на присутність цеолітів та продуктів девітаріфікації вулканічного скла (*Passey and McLean, 2022*). Kgl у щільних різницях перевищує 60-70 %, тоді як у пористих пластах діапазон ширший, до 55-70 % (рисунок 4.4). Така неоднорідність створює умови для формування численних лінзоподібних пасток.

Пористість (Kpor) у свердловині S_15 демонструє діапазон 2–13 % у найбільш витриманих колекторах. За даними треку пористості, спостерігається тенденція до покращення ємнісних властивостей у зонах розвитку туфів кислого складу, які піддалися інтенсивному вторинному перетворенню.

Аналіз насичення показує, що продуктивні пласти в S_15 мають відносно невелику товщину. Коефіцієнт водонасичення (Kwater) в кращих інтервалах-колекторах становить близько 0,45–0,75, а іноді і вище (рисунок 4.4). Таке порівняно високе значення Kwater для продуктивного пласта може пояснюватися великою питомою поверхнею вулканокластичних зерен, що утримують значну кількість зв'язаної води. Це створює труднощі при інтерпретації, оскільки такі пласти можуть давати безводні припливи газу навіть за високих розрахункових значень водонасичення.

4.1.4. Порівняльний синтез

Результати інтерпретації в трьох свердловинах підтверджують, що вулканокластична товща новоселицької світи є складним об'єктом для інтерпретації.

Основним чинником, що визначає якість колектора, є ступінь збереженості первинної пористості та інтенсивність процесів вторинного мінералоутворення. У

свердловині S_10 поклади є більш масивними та витриманими за потужністю, тоді як у S_15 та S_7 спостерігається висока розчленірованість розрізу. Загальною тенденцією для всіх розрізів є підвищений радіоактивний фон, що ускладнює визначення Kgl за стандартною методикою GK без врахування спектрометрії. Середні значення глинистості коливаються від 0,65 до 0,90, що класифікує ці породи як сильноглинисті колектори. Глинистість виступає головним екрануючим фактором, проте її вплив на опір пласта нівелюється наявністю вуглеводнів, що дозволяє виділяти продуктивні інтервали на фоні водоносних горизонтів навіть при відносно високих значеннях Kgl.

Пористість товщі має змішаний характер: первинна міжзернова пористість доповнюється вторинною (кавернозною), що виникає внаслідок вилугування нестабільних компонентів вулканічного скла (*Farooqui et al., 2009*). Породи-колектори свердловин S_7 та S_10 володіють найкращими ємнісними властивостями (Крог до 22%), тоді як в S_15 демонструє нижчі показники (Крог до 12%).

Щодо насичення, то товща N1bd1nv характеризується складною перехідною зоною. Коефіцієнт водонасичення у найбільш продуктивних зонах S_10 досягає середніх значень 0,30-0,45, а в S_7 та S_15 – 0,60-0,80. Синтез даних вказує на те, що основні перспективи промислового видобутку пов'язані з фаціями туфогенних пісковиків середньої зернистості, де процеси вторинного мінералоутворення не призвели до повної кольматації порового простору.

4.1.5. Глинистість потенційного термального горизонту

Авторкою в свердловинах виділені інтервали порід, що з погляду геотермальної енергетики, проінтерпретовані як потенційні термальні водоносні горизонти, що є цільовими об'єктами для видобутку теплової енергії (на планшетах свердловин S_7, S_10 та S_15 позначені помаранчевим кольором у колонці насичення).

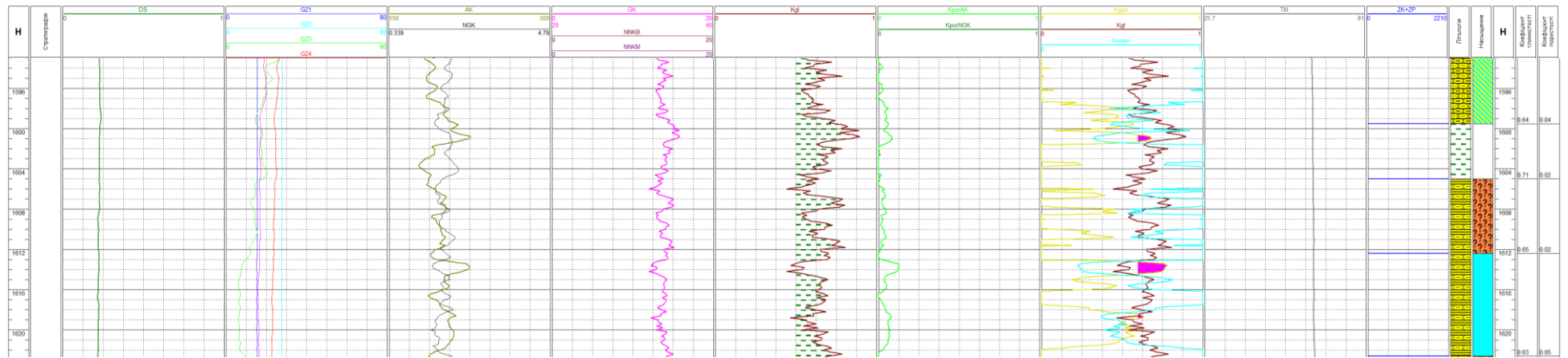


Рис.4.4 – Приклад результатів інтерпретації свердловини №15 (пропластки з високим Kgl – інтервал 1593-1622)

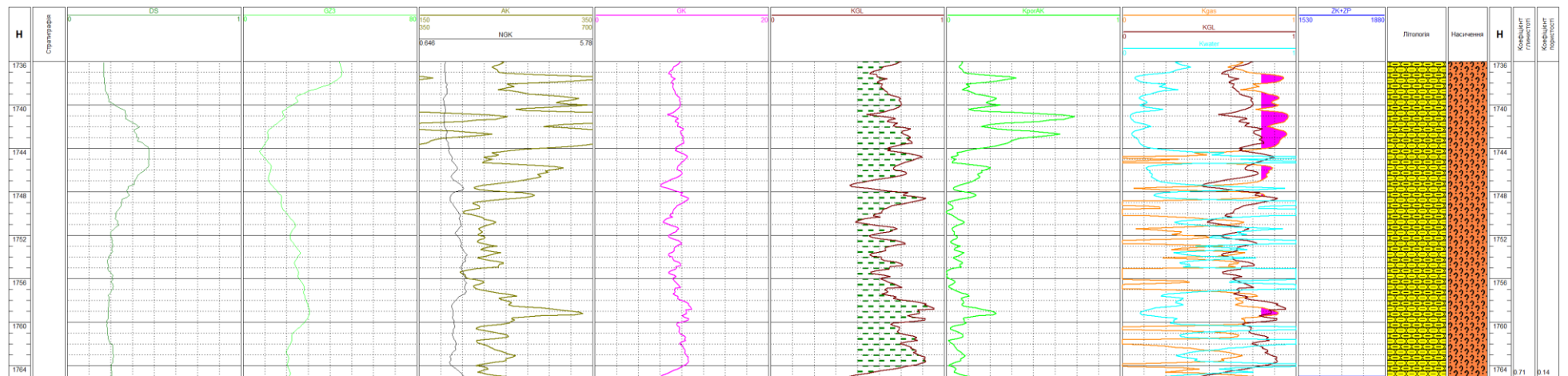


Рис.4.5 – Приклад результатів інтерпретації свердловини №10 (пропласток з високим Kgl – інтервал 1736-1764)

Отриманий екстремальний коефіцієнт глинистості (70–81 %) в пластах (рисунок 4.5), ймовірно зумовлений саме вулканокластичним складом (туфами), а не наявністю глин, і є чинником, що впливає на термофізичні параметри розрізу, зокрема на теплопровідність та теплоємність скелета породи. Лабораторні дані та результати розрахунків за термофізичними параметрами (розділ 5) підтверджують цей зв'язок. На прикладі свердловини S_7 (інтервал 1644–1667 м) при значеннях Kgl на рівні 90–100 %, що відповідає чистим туфам, теплопровідність стабілізується на мінімальних значеннях 2.32–2.42 Вт/(м·К). Для порівняння, у пропластках алевролітів (наприклад, глибина 1875 м), де глинистість падає до 50%, теплопровідність зростає до 2.98 Вт/(м·К). Це лабораторно підтверджує роль вулканокластичного матриксу як теплового ізолятора.

Високий вміст попелового матеріалу, який методи ГДС фіксують як глинисту фракцію, створює специфічне середовище, де пористість у 10–17 % забезпечує достатній об'єм для акумуляції термальної води. Проте критичне зниження пористості у свердловині S_15 до 1–2% свідчить про те, що в цьому районі товща зазнала інтенсивних процесів ущільнення або вторинної мінералізації, що практично перетворює її на водотрив, попри подібний літологічний склад.

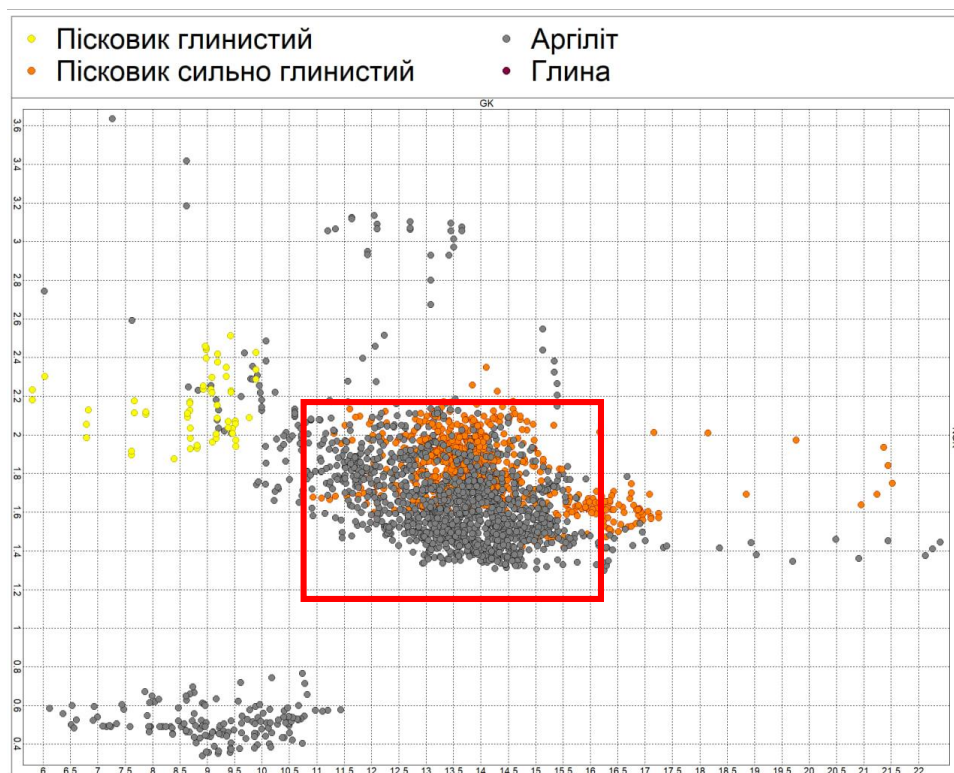
4.2 Виділення туфової складової за даними GK-NGK

Ключовим моментом у петрофізичній характеристиці досліджуваних відкладів є вирішення проблеми розділення глинистої складової та туфового матеріалу. Для цього було побудовано крос-плот у координатах GK (радіоактивність) проти NGK (воднемісткість). Аналіз результатів на крос-плоті демонструє хмари точок. На крос-плоті чітко фіксується область значень, що відповідає туфовому матеріалу. Він характеризується високими показами GK (понад 12–16 мкР/год), але при цьому демонструє помірну воднемісткість – значення NGK зміщуються вправо у діапазон 1.3–2.4 відносних одиниць. Таке положення кластера точок свідчить про наявність

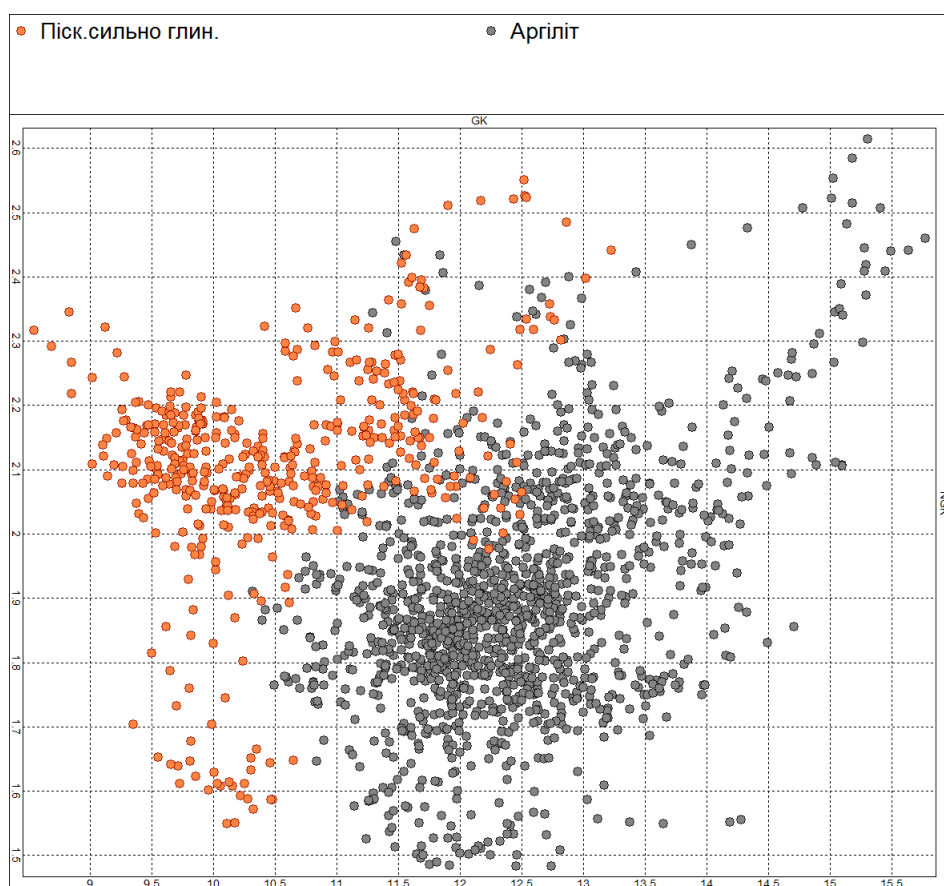
у туфах власної пористої структури та специфічного мінерального складу, відмінного від пелітової матриці.

На відміну від туфів, кластер глин (аргілітів) на крос-плоті займає область мінімальних значень NGK (0.4–1.2 в.о.) при нижчій радіоактивності. Це чітко візуалізує «нейтронний ефект» глин, зумовлений високим вмістом зв'язаної води.

Використання цього крос-плоту як основи для літологічного розчленування дало змогу ідентифікувати інтервали новоселицької світи у свердловині №15 не як монотонну глинисту товщу, а як складне перешарування туфів, туфогенних пісковиків та аргілітів. У червоному квадраті (рисунок 4.6, а), згідно даних керну (*Петрофізичні лабораторні дослідження порід*, 2026), знаходяться туфи, пуфопісковики, деякі прошарки сланців.



а



б

Рис. 4.6 – Крос-плоти GK-NGK: а) свердловина №15, б) свердловина №10

Крос-плот також було побудовано для свердловини №10. В ньому зосереджені лише туфи та туфопісковики, згідно даних керну (*Петрофізичні лабораторні дослідження порід, 2026*). На крос-плоті видно що порода характеризується все тими ж високими показами GK (9–15 мкР/год) та помірним значеннями NGK (1.5–2.5 в.о.).

Окрім аналізу крос-плотів GK-NGK, у роботі розглядалися й інші методики знаходження коефіцієнта вмісту туфу, які базуються на використанні багатомінеральних моделей. Одним із перспективних підходів є використання методу спектрометричного гамма-каротажу, де аналіз вмісту торію та калію дозволяє чітко розрізнити вулканічний попел від продуктів розмиву теригенних глин. Але, на жаль, цей метод в свердловинах не було проведено.

Розрахунок цього коефіцієнта є критично важливим, оскільки він дозволяє скоригувати значення пористості та глинистості, що безпосередньо впливає на оцінку фільтраційних характеристик пласта. Для задач геотермальної енергетики це означає можливість більш точного прогнозування дебіту гарячої води та терміну експлуатації свердловини.

Далі наступним кроком для підвищення точності оцінки колекторських властивостей виділених туфів було б введення корекції за параметром глинистості. Оскільки лабораторні дослідження та петрографічні описи вказують на те, що фактичний вміст пелітової фракції в цих пластах є значно нижчим, ніж показують стандартні геофізичні індикатори, розрахункова пористість може бути дещо заниженою. Впровадження методики коригування пористості на основі «очищеного» значення глинистості дозволило б відійти від песимістичних оцінок і наблизити розрахункові дані до реальної структури порового простору. Проте, через відсутність прямих лабораторних замірів глинистості на даному етапі, кількісне впровадження такої корекції залишається теоретично обґрунтованою рекомендацією для майбутніх досліджень керна.

5. ТЕМПЕРАТУРНІ ВЛАСТИВОСТІ ВУЛКАНОКЛАСТИЧНИХ ТОВЩ

5.1 Аналіз температурних кривих в свердловинах

Аналіз результатів вимірювань температур у свердловинах Солотвинської западини (№1, №2, №7, №10, №11, №15) дозволяє охарактеризувати тепловий режим даного регіону як сприятливий для розвитку геотермальної енергетики. За наведеними даними спостерігається чітка закономірність зростання температури з глибиною, що вказує на стабільний геотермальний градієнт. Зокрема, у свердловині №7 на глибині 2660 метрів зафіксовано максимальне значення температури на рівні 110°C, а у свердловині №10 на глибині 2525 метрів температура сягає 107°C (рисунок 5.1). Такі показники відповідають середньотемпературним геотермальним ресурсам.

Розглядаючи інтервали залягання вулканокластичних відкладів, які часто зустрічаються на глибинах понад 1500–2000 метрів, можна відзначити, що робочі температури тут коливаються в межах 75–95°C. Наприклад, у свердловині №15 на глибині близько 2200 метрів зафіксовано температуру 95°C, що є достатнім показником для використання теплоносія (Додаток Г). Важливо зауважити, що більшість вимірювань проводилася в умовах випробування пластів або при кріпленні обсадною колоною, що дає змогу оцінювати ці дані як близькі до пластових температур.

З точки зору практичного застосування в геотермальній енергетиці, виявлені температурні режими є цілком придатними для реалізації проектів прямого використання тепла та вироблення електроенергії за бінарним циклом. Температури понад 100°C, зафіксовані у глибоких горизонтах свердловин №7 та №10, дозволяють розглядати можливість будівництва геотермальних електростанцій (Органічний цикл Ренкіна — ORC), де теплоносії з такою температурою може ефективно випаровувати низькокиплячу робочу рідину.

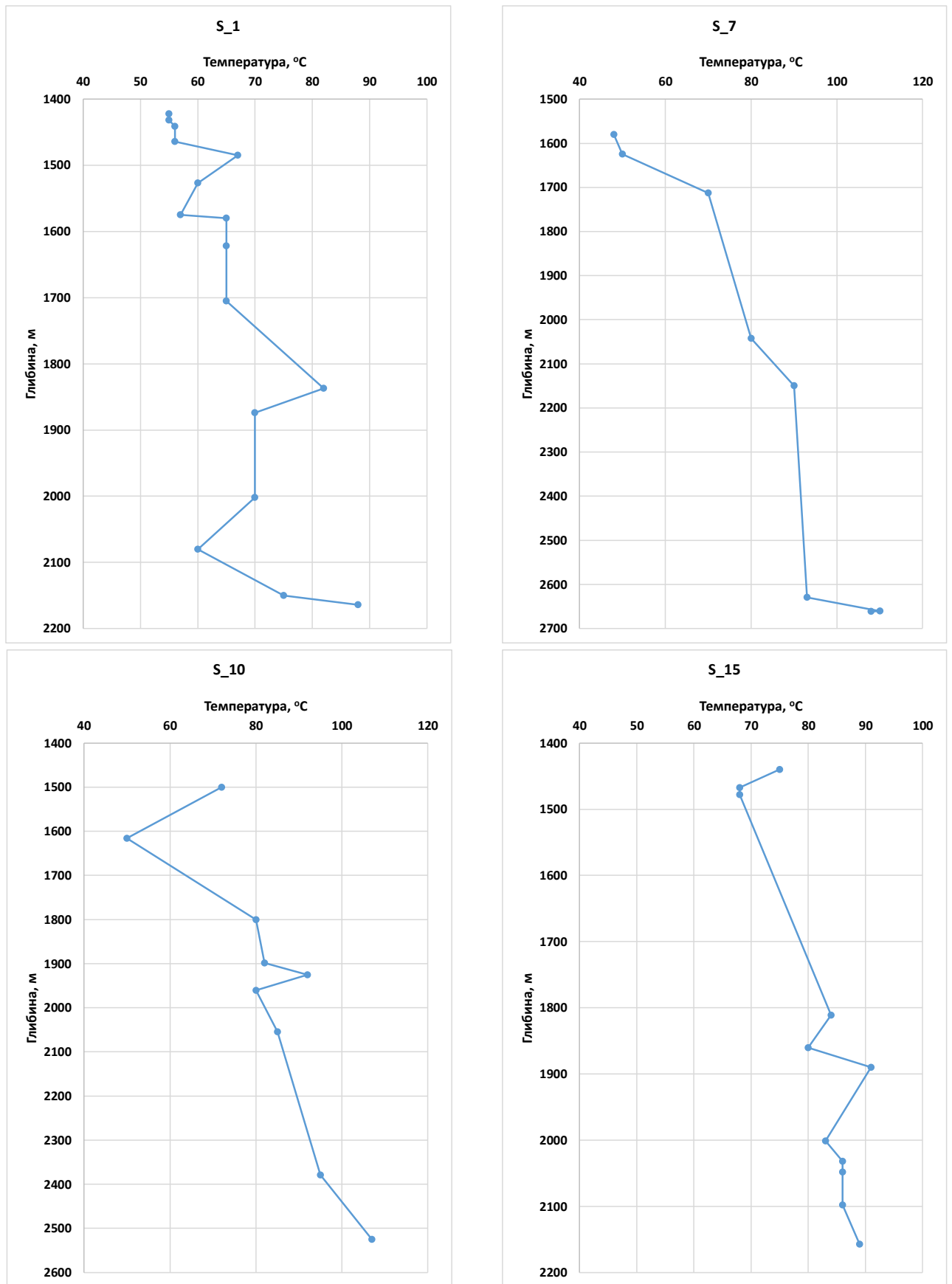


Рис. 5.1 – Криві температур свердловин

Для горизонтів із температурами 60–90°C (свердловини №1, №11 та верхні інтервали свердловини №15) найбільш доцільним є створення систем централізованого теплопостачання, використання тепла в агропромисловому комплексі (теплиці) або для бальнеологічних потреб.

5.2 Аналіз термічного градієнту G_T

Авторкою проведений аналіз вертикального термічного градієнта (G_T), розрахованого для свердловин №1, 7, 10 та 15 у тих же точках, що й температурні криві. Результати аналізу вказують на значну диференціацію теплового поля в межах розрізу. Загальний характер розподілу значень на графіках свідчить про чергування зон стабільного теплового потоку з ділянками різких температурних збурень. Більшість значень коливається в межах фонових показників, проте на кожній свердловині чітко простежуються локальні піки, що відповідають літологічним межам або зонам інтенсивної циркуляції пластових флюїдів.

Окрему групу складають аномальні значення градієнта (виділені синім кольором у таблицях (Додаток Д)), які демонструють різкі відхилення від нормального геотермічного ходу. У свердловині №1 зафіксовано екстремальні стрибки градієнта до 1.600 та 0.929, що вказує на високу термічну контрастність середовища. Для свердловин №7 та №10 характерна наявність як високих позитивних аномалій (0.370–0.548), так і зон від'ємного градієнта (до -2.000) (рисунок 5.2). Такі від'ємні значення (температурні інверсії) часто пов'язані з процесами розформування зони проникнення фільтрату бурового розчину або виділенням газу, що супроводжується ефектом охолодження, що особливо помітно в інтервалах свердловини №10.

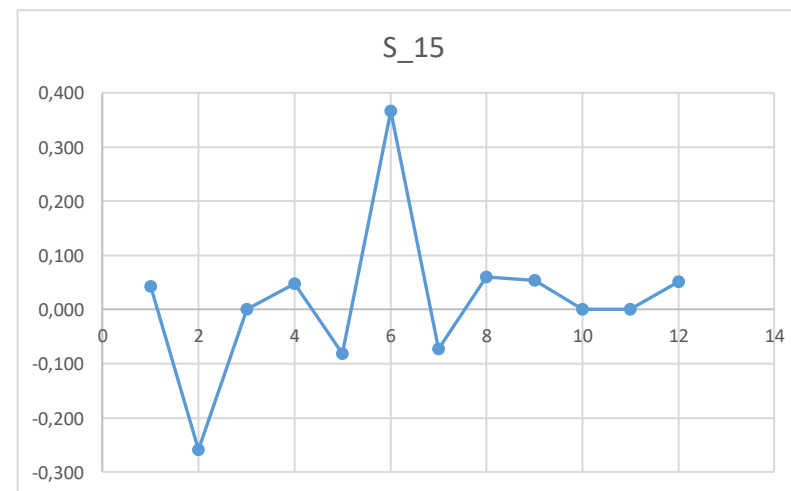
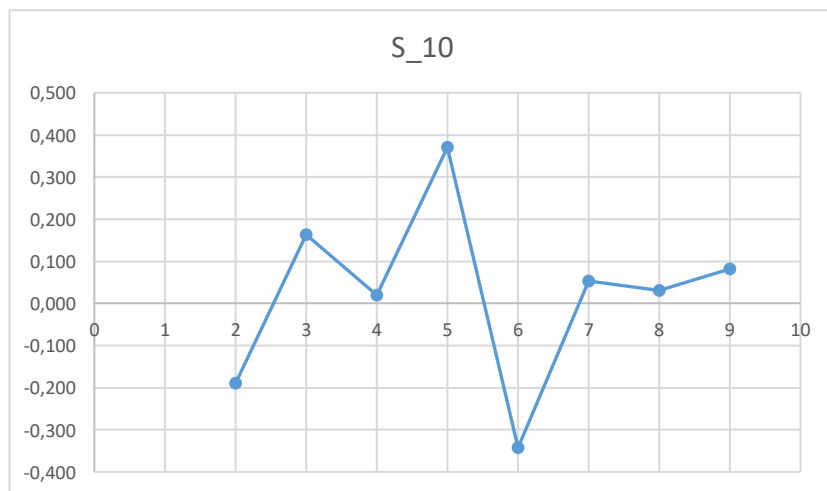
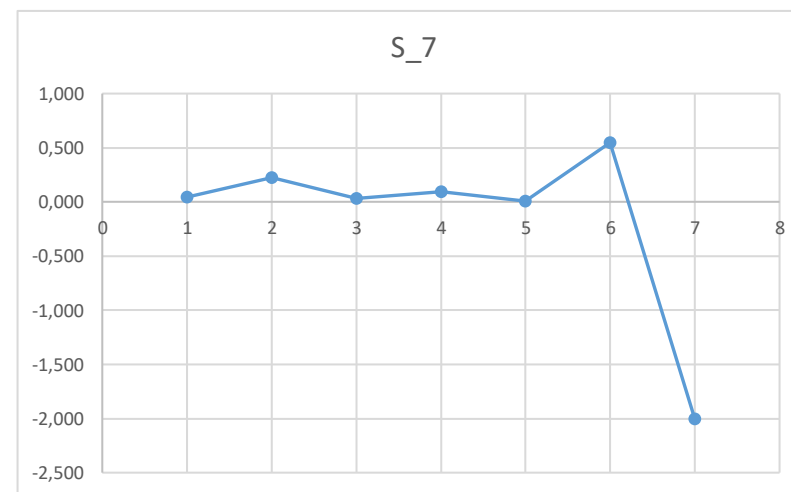
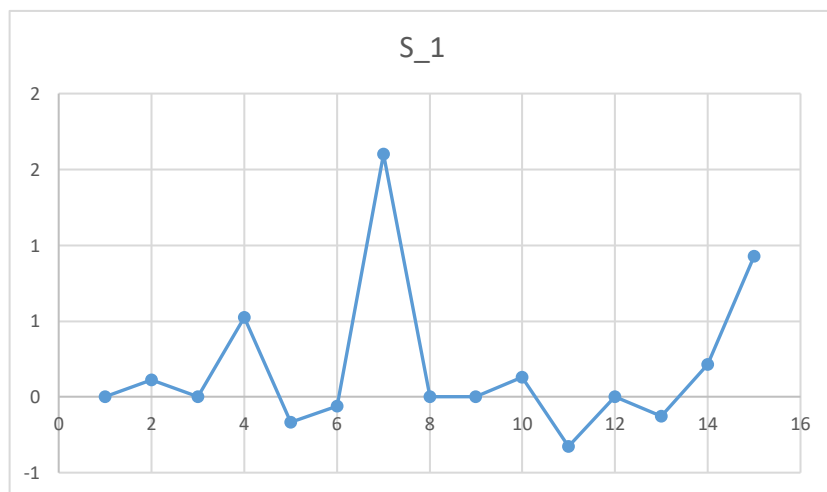


Рис.5.2 – Графіки термічного градієнта для свердловин

5.3 Аналіз теплопровідності λ

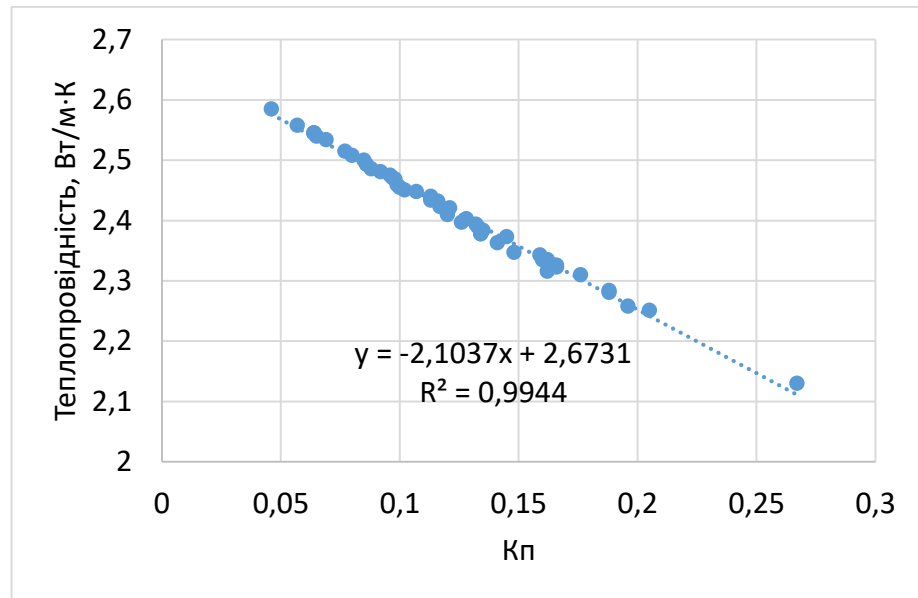
Авторкою проведений аналіз теплопровідності (λ) вулканокластичних відкладів новоселицької світи, визначеної за даними керну (*Петрофізичні лабораторні дослідження порід, 2026*) свердловин Slт-7, Sh-10 та Slт-15 (Додаток Е). Теплопровідність в цілому - помірна, що є характерним для порід із високим вмістом вулканічного скла та глинистого цементу. Для досліджених інтервалів значення термічної провідності переважно зосереджені в діапазоні 2.2–2.6 Вт/(м·К). Зокрема, чисті туфи демонструють стабільно низькі показники (близько 2.3–2.4 Вт/(м·К)), тоді як перехідні різновиди, такі як туфопісковики та породи з домішками алевролітового матеріалу, мають дещо вищу теплопровідність, що подекуди сягає 2.8–3.0 Вт/(м·К). Найвищі показники теплопровідності характерні для щільних алевролітів та глинистих сланців, де значення стабільно перевищують 2,7–2,8 Вт/(м·К). Така варіативність зумовлена неоднорідністю мінерального складу та структурно-текстурними особливостями вулканокластиків.

Розгляд кросплотів (рисунок 5.3) залежності теплопровідності від петрофізичних параметрів (K_{por} , K_{water}) дозволяє детальніше розкрити механізми формування теплового поля в колекторах.

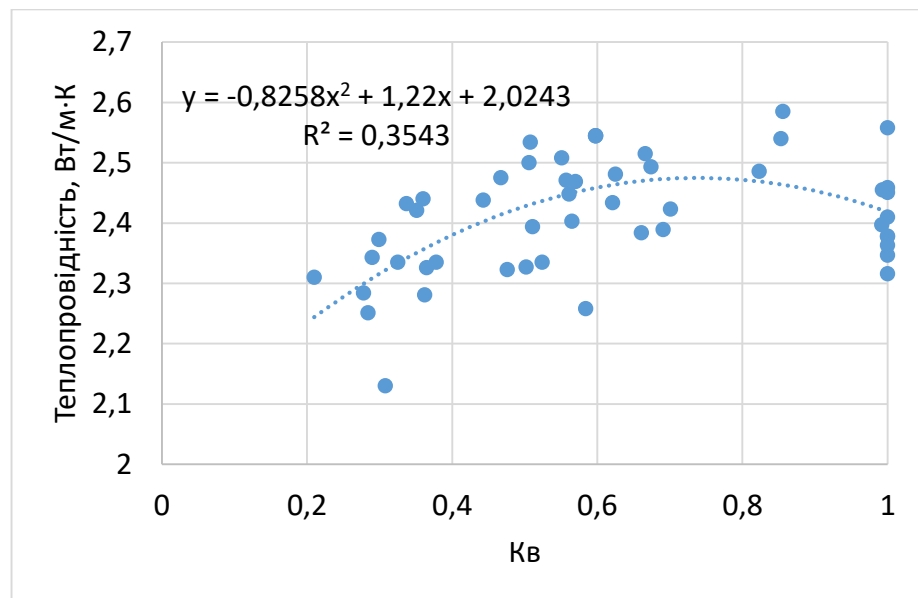
На другому кросплоті спостерігається розсіювання (дисперсія) даних. Використання полінома другого ступеня дозволяє побачити загальну тенденцію, але низьке значення коефіцієнта детермінації (R^2) свідчить про те, що цей параметр окремо не є визначальними для прогнозування теплопровідності в даному розрізі.

Залежність теплопровідності від коефіцієнта пористості (K_{por}) характеризується дуже тісним оберненим зв'язком, що підтверджується високим значенням коефіцієнта детермінації ($R^2=0.9944$). Така закономірність є фізично обґрунтованою: оскільки теплопровідність повітря або флюїдів у порах значно нижча за теплопровідність мінерального скелета, збільшення об'єму порожнин призводить до прогнозованого зниження загальної теплопровідності зразка.

Апроксимація даних лінійною функцією $y = -2,1037x + 2,6731$ дозволяє з високою точністю проводити інтерполяцію значень y межах досліджуваного діапазону пористості.



а



б

Рис.5.3 – Кросплоти залежності теплопровідності від петрофізичних параметрів
а – від пористості, б – від водонасичення

Вплив водонасиченості (K_{water}) на теплопровідність виявляється значно слабшим і має більш хаотичний характер, про що свідчить низький показник достовірності апроксимації ($R^2=0,3543$). Хоча загальний тренд, описаний рівнянням $y=-0,8258x^2+1,22x+2,0243$, вказує на певне зростання теплопровідності при збільшенні вмісту води, значне розсіювання точок вказує на те, що насиченість не є домінуючим параметром для цієї вибірки. Така картина часто спостерігається в неоднорідних колекторах, де вплив типу флюїду нівелюється особливостями структури порового простору, мінеральним складом матриці або різним ступенем цементації. Таким чином, для побудови надійних теплофізичних моделей цих відкладів пріоритетним параметром є саме пористість, тоді як дані про насичення потребують додаткового уточнення або врахування в комплексі з іншими літологічними характеристиками.

Змодельовані на основі кернових даних криві теплопровідності в свердловинах, представлені на рисунку 5.4, демонструють детальну зміну теплофізичних властивостей по розрізу свердловин S_7, S_10 та S_15.

Оскільки розрахунок проводився за рівнянням оберненої залежності від коефіцієнта пористості, отримані графіки фактично є дзеркальним відображенням пористості: локальні мінімуми теплопровідності (значення близько 2,2–2,3 Вт/(м·К)) чітко вказують на зони підвищеної пористості, які можуть бути потенційними колекторами, тоді як максимуми (до 2,7 Вт/(м·К)) відповідають щільним, малопористим прошаркам.

У свердловині S_7 спостерігається найбільш виражена розчленованість розрізу в діапазоні глибин 1520–1890 м. Тут фіксуються різкі коливання значень, зокрема, глибокі «провали» теплопровідності на глибинах близько 1720 м та 1790 м, що свідчить про наявність потужних високопористих пластів. Верхня частина розрізу цієї свердловини (вище 1820 м) характеризується певною стабілізацією теплопровідності на відносно високих рівнях, що вказує на переважання більш щільних порід у цьому інтервалі.

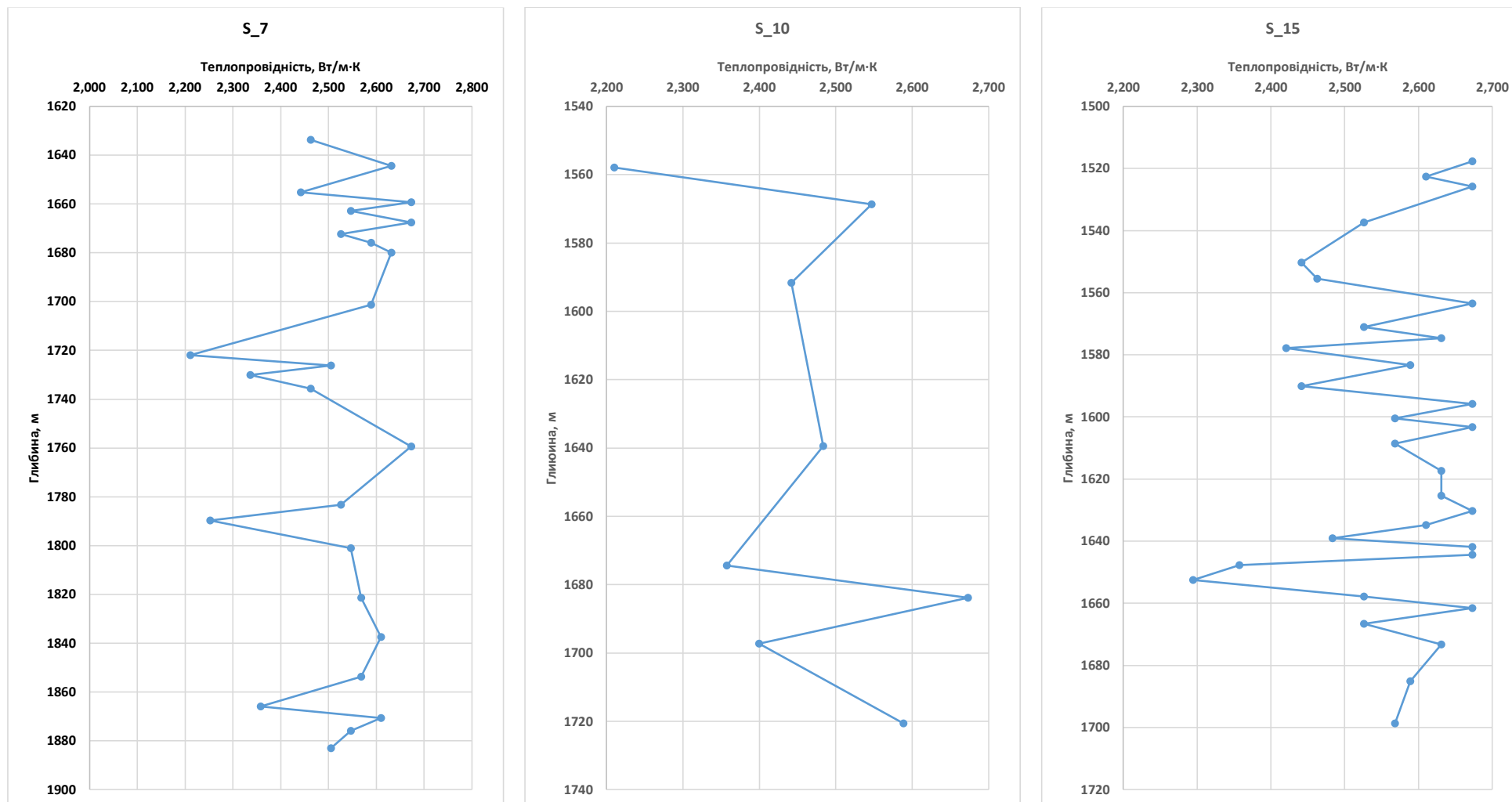


Рис.5.4 – Криві теплопровідності свердловин

В свердловині S_10 спостережено дещо інший характер розподілу параметру теплопровідності у межах інтервалу 1550–1730 м. У середній частині розрізу (1590–1640 м) встановлено порівняну витриманість теплопровідності навколо значень 2,45–2,5 Вт/(м·К), що може свідчити про літологічну однорідність або поступову зміну фільтраційно-ємнісних властивостей. Найбільша динаміка змін теплового поля спостерігається у верхній частині свердловини, де амплітуда коливань теплопровідності різко зростає.

У свердловині S_15 (інтервал 1510–1700 м) профіль теплопровідності є найбільш «шумним» та порізаним, що вказує на часте чергування прошарків з різними петрофізичними характеристиками. При цьому загальний рівень теплопровідності тут виглядає дещо вищим, ніж в інших свердловинах (часті піки майже досягають 2,7 Вт/(м·К)), що може бути ознакою загального зниження середньої пористості порід у цьому районі або зміни їх мінерального складу.

Таким чином, проведений аналіз свідчить про те, що теплопровідність вулканокластичних порід новоселицької світи перебуває у чіткій функціональній залежності від їхньої пористості, що робить цей параметр надійним інструментом для літологічного розчленування розрізу та ідентифікації зон із покращеними колекторськими властивостями. Суттєві відмінності в характері кривих λ між свердловинами підкреслюють значну просторову неоднорідність відкладів, зумовлену як первинними фаціальними умовами формування туфогенного матеріалу, так і вторинними процесами цементації. У підсумку, отримані регресійні моделі та побудовані профілі не лише деталізують геологічну будову досліджуваних ділянок, а й створюють підґрунтя для точнішого прогнозування фільтраційно-ємнісних характеристик у межах всієї площі поширення новоселицької світи.

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі було здійснено комплексне дослідження вулканокластичних відкладів новоселицької світи Солотвинської западини з позицій їх петрофізичної характеристики та геотермального потенціалу. Актуальність обраної теми підтверджується тим, що традиційні підходи до інтерпретації ГДС, розроблені переважно для теригенних колекторів, виявляються недостатньо ефективними для туфів і вулканогенних порід, а отже потребують адаптації до особливостей таких розрізів. Саме тому у роботі було поєднано аналіз даних ГДС і лабораторних вимірювань для отримання більш обґрунтованої оцінки колекторських і теплових властивостей досліджуваних відкладів.

Проведена літологічна та петрофізична інтерпретація показала, що новоселицька світа є неоднорідною за будовою і представлена чергуванням туфопісковиків, туфоалевролітів, пелітоморфних туфів та окремих глинистих прошарків. На крос-плотах GK–NGK вдалося розділити туфову та глинисту складові, що особливо важливо, оскільки підвищена природна радіоактивність у вулканокластитах може створювати ефект “хибної глинистості”. У результаті встановлено, що інтервали, які за стандартним ГК могли б трактуватися як глинисті, часто є туфами або туфогенними пісковиками з власною пористою структурою. Це дозволило точніше виділити перспективні пласти та уточнити межі колекторів.

Петрофізичні характеристики досліджуваних свердловин свідчать про різну якість колекторів. Найбільш сприятливими виявилися відклади свердловини S_10, де розріз є більш монолітним, пористість сягає 5–25 %, а газонасичення є домінуючим, із показниками до 90 %. Свердловини S_7 та S_15 характеризуються більшою розчленованістю, вищою глинистістю та нижчою пористістю: для S_7 пористість змінюється переважно в межах 5–10 % із локальними максимумами до 20–22 %, а для S_15 — у межах 2–13 %. Отже, найкращі фільтраційно-ємнісні властивості пов’язані саме з фаціями туфогенних пісковиків середньої зернистості,

де вторинне мінералоутворення не призвело до повної кольматації порового простору.

Температурний аналіз підтвердив, що тепловий режим Солотвинської западини є сприятливим для практичного використання геотермальної енергії. У глибоких горизонтах зафіксовано температури понад 100°C: 110°C у свердловині №7 на глибині 2660 м і 107°C у свердловині №10 на глибині 2525 м. Для інтервалів залягання вулканокластичних відкладів характерні робочі температури 75–95°C, що відкриває можливості як для прямого теплопостачання, так і для використання бінарних геотермальних установок. Такі значення є достатньо переконливими, щоб розглядати цю територію як перспективну для теплової енергетики.

Окремо важливим результатом є аналіз термічного градієнта та теплопровідності. У роботі показано, що теплопровідність вулканокластичних порід новоселицької світи переважно лежить у діапазоні 2.2–2.6 Вт/(м·К), причому чисті туфи мають нижчі значення, а щільні алевроліти та глинисті сланці — вищі. Найсуттєвішим є встановлений тісний обернений зв'язок між теплопровідністю і пористістю: за коефіцієнта детермінації $R^2=0.9944$ пористість виявилася надійним параметром для прогнозу λ , тоді як вплив водонасиченості виявився значно слабшим і статистично менш однозначним. Це означає, що саме пористість є ключем до теплофізичного моделювання цих порід і до виділення інтервалів із кращими колекторськими властивостями.

У підсумку можна зробити висновок, що мету роботи досягнуто: визначено петрофізичні та термічні параметри вулканокластичних відкладів, адаптовано підхід до інтерпретації ГДС для складних вулканогенних колекторів, виділено найбільш перспективні інтервали та доведено, що новоселицька світа Солотвинської западини має реальний потенціал для геотермальної енергетики. Найперспективнішим об'єктом за сукупністю ознак є свердловина S_10, тоді як S_7 і S_15 мають локальні перспективні інтервали, але загалом характеризуються більшою неоднорідністю та гіршими колекторськими властивостями. Водночас для

підвищення точності оцінки бажано надалі врахувати спектрометричний ГК, корекцію “хибної глинистості” та прямі лабораторні заміри глинистості й проникності.

Отримані результати свідчать про те, що вулканокластичні відклади новоселицької світи Солотвинської западини загалом є перспективними для вирішення задач геотермальної енергетики. Поєднання підвищених пластових температур (75–110°C), наявності пористих і флюїдонасичених інтервалів, а також відносно низької теплопровідності туфогенних порід створює сприятливі умови для акумуляції та збереження теплової енергії в надрах. Найбільш перспективними є ділянки розвитку туфогенних пісковиків із покращеними фільтраційно-ємнісними властивостями, встановлені насамперед у свердловині S_10. Загалом результати роботи підтверджують доцільність подальшого вивчення та можливого практичного освоєння новоселицької світи як потенційного геотермального резервуару для систем тепlopостачання та низько-/середньотемпературної геотермальної енергетики.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

Андрейчук М.М. (2019). Геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів Солотвинського газового родовища Закарпатської області станом на 01.01.2019. Кн. 1. 234 с.

Геотермальна енергія в Україні, вікіпедія, вільна енциклопедія, електронний ресурс, режим доступу:

https://uk.wikipedia.org/wiki/Геотермальна_енергія_в_Україні

Гірничий енциклопедичний словник, Вулканокласти, Slovnuk.me, режим доступу:

https://slovnuk.me/dict/mining_dict/вулканокласти

Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. — М.: Недра.

Держенергоефективності (2024, Дес 2), Геотермальна енергія, електронний ресурс, режим доступу: <https://saee.gov.ua/diialnist/vidnovliuvalna-enerhetyka/alternatyvna-enerhetyka/heotermalna-enerhiia>

Дяків В., Білоніжка П. (2026, Травень 11). ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА СУЧАСНИЙ ГЕОЕКОЛОГІЧНИЙ СТАН СОЛОТВИНСЬКОГО РОДОВИЩА КАМ'ЯНОЇ СОЛІ (ЗАКАРПАТТЯ). Вісник Львівського університету. Серія геологія. Режим доступу: <https://publications.lnu.edu.ua/bulletins/index.php/geology/article/view/3466>.

Латишова М. Г., Вендельштейн Б. Ю., Тузов В. П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. — М.: Недра., 2007

Лизанець А.В., Година Ю.М., Войціцький І.В. (1998). Аналіз геолого-промислових матеріалів з метою обґрунтування першочергових об'єктів для пошуків газу в Солотвинській западині Закарпатського прогину. 68 с.

Линецкая Л.В. (1973). Отчет (заключительный этап) по теме: «Палеогеография мезозоя и палеогена фундамента Закарпатского прогиба». Львовский институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР. Кн. 1. 122с.

Майко Т.Г. (2026). Проблеми інтерпретації ГДС при дослідженні складних колекторів вулканокластичного походження. XVI Всеукраїнська молодіжна наукова конференція-школи «Сучасні проблеми наук про Землю»

Мінеральні води Закарпаття, Режим доступу: <https://insgeo.com.ua/мінеральні-води-закарпаття>

Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І.** Технологія видобування нафти. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «ХПІ», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2022. – 308 с.

Петрофізичні лабораторні дослідження порід (2026), ПАТ «УкрГазВидобування»
Приходько М.Г., Жабіна Н.М., Богданова М.І. (2026, Травень 11). ВИГОРЛАТ-ГУТИНСЬКЕ ВУЛКАНІЧНЕ ПАСМО ЗАКАРПАТСЬКОГО ВНУТРІШНЬОГО ПРОГИНУ (СУЧАСНИЙ АСПЕКТ). Геологічний журнал. Режим доступу: [https://www.researchgate.net/publication/342685455_VYGORLAT-](https://www.researchgate.net/publication/342685455_VYGORLAT-GUTIN_VOLKANIC_RIDGE_OF_TRANSCARPATHIAN_INNER_DEEP_MODERN_ASPECT)

GUTIN_VOLKANIC_RIDGE_OF_TRANSCARPATHIAN_INNER_DEEP_MODERN_ASPECT
Сорока А. (2026, Квітня 3). Американці для «УГВ» оціняють перспективи видобутку геотермальної енергії на Закарпатті, електронний ресурс, режим доступу: <https://nashigroshi.org/2026/04/03/amerykantsi-dlia-uhv-otsiniat-perspektyvy-vydobutku-heothermalnoi-enerhii-na-zakarpatti/>

Alexander Richter (2026, Jan 12), Global Top 10 Geothermal Power Countries at Year-End 2025, retrieved from: <https://www.thinkgeoenergy.com/global-top-10-geothermal-power-countries-at-year-end-2025/>

CASP (without data), Petrophysical database for volcanoclastic rocks, retrieved from: <https://www.casp.org.uk/casp-ivr-1/>(<https://www.casp.org.uk/casp-ivr-1/>

Ellis, D. V., & Singer, J. M. (2007). Well logging for earth scientists (2nd ed.), Springer
Farooqui M.Y., Hou H., Li G., Machin N. (2009). Evaluating volcanic reservoirs. ResearchGate. retrieved from: https://www.researchgate.net/publication/281535471_Evaluating_volcanic_reservoirs

Farooqui M.Y., Huijun Hou, Guoxin Li, Nigel Machin, Tom Neville, Aditi Pal, Chandramani Shrivastva, Yuhua Wang, Fengping Yang, Changhai Yin, Jie Zhao, Xingwang Yang (2009, Mar), *Evaluating volcanic reservoirs*, retrieved from: <https://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/estratiGAB/Zona%20desplegar/Lecturas/Evaluating%20volcanic%20reservoirs.pdf>

Franco A., Vaccaro M. (2020, May 8) *Sustainable Sizing of Geothermal Power Plants: Appropriate Potential Assessment Methods*. MDPI Open Access Journals. retrieved from: <https://www.mdpi.com/2071-1050/12/9/3844>

Geothermal Ukraine (2023, Nov), Постер «Геотермальний потенціал в Україні», режим доступу: <https://www.geothermalukraine.org/novini/poster-geotermalniy-potencial-v-ukrayini>

Global Electricity (2026, Feb 13), *Geothermal Energy: How It Works, Global Capacity, and Growth Potential*, retrieved from: <https://www.globalelectricity.org/geothermal-energy/>

Hafych L., Kitchka A.A., Gafych O.I. (2007), *Shallow Gas of the Ukrainian Transcarpathian: Still Promising Exploration Frontier?*, retrieved from: [\[https://opac.geologie.ac.at/ais312/dokumente/Geo9_AbstrHafych.pdf\]](https://opac.geologie.ac.at/ais312/dokumente/Geo9_AbstrHafych.pdf)(https://opac.geologie.ac.at/ais312/dokumente/Geo9_AbstrHafych.pdf)

Hafych, L. F., Kurovets, I. M. (2004), *Neogene volcanic and volcanilastic reservoir rocks of gas fields in the Ukrainian Transcarpathian*, In AAPG European Region Conference with GSA (Prague, October 10–13, 2004), pp. 76–77, Prague.

Helm-Clark C.M., Rodgers D.W., Smith R.P. (2003, Oct 15). *Borehole geophysical techniques to define stratigraphy, alteration and aquifers in basalt*. ScienceDirect, retrieved from: <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2003.06.003>

Kansas Geological Survey (2017, Mar 24), *Basement Rocks*, retrieved from: https://www.kgs.ku.edu/Publications/Bulletins/LA/09_igneous.html

Mario Florencio Barreto Paiva, Wagner Moreira Lupinacci, Antonio Fernando Menezes Freire, Joanna Hansford (2019, Aug 22), *Comparison of methodologies to estimate the*

clay content – A case study in the Roncador Field, Campos Basin, 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, retrieved from: https://sbgf.org.br/mysbgf/eventos/expanded_abstracts/16th_CISBGf/Comparison%20of%20methodologies%20to%20estimate%20the%20clay%20content%20%E2%80%93%20A%20case%20study%20in%20the%20Roncador%20Field,%20Campos%20Basin.pdf
 Petrophysics, Source code for petrophys.formation.clay_volume.gr_method, Python library, retrieved from: https://petrophys.readthedocs.io/en/latest/_modules/petrophys/formation/clay_volume/gr_method.html

Rebecca Schulz, Martina Lyons, Deniz Ugur, Simon Bennett, Courtney Turich (2026, Jan 23), Investment in next-generation geothermal is surging. Policies are key to further growth, retrieved from: <https://www.iea.org/commentaries/investment-in-next-generation-geothermal-is-surging-policies-are-key-to-further-growth>

REN21 (2024), Market and Industry Trends | Geothermal Power and Heat, retrieved from: [https://www.ren21.net/gsr-](https://www.ren21.net/gsr-2024/modules/energy_supply/02_market_and_industry_trends/03_geothermal/)

[2024/modules/energy_supply/02_market_and_industry_trends/03_geothermal/](https://www.ren21.net/gsr-2024/modules/energy_supply/02_market_and_industry_trends/03_geothermal/)
 Saleh A.A., Castagnaz J.P. (2004, Jan-Feb), Revisiting the Wyllie time average equation in the case of near-spherical pores, retrieved from: <https://luminageo.us/papers/Saleh,%20Castagna%20%282004%29%20Revisiting%20Wyllie%20time%20average%20equation.pdf>

Schlumberger (2009). Log Interpretation Charts. Sugar Land, Texas: Schlumberger.
 Society of Petroleum Engineers (2025, Jan 29), Porosity evaluation with acoustic logging, retrieved from: <https://onepetro.org/spe/general-information/1958/Porosity-evaluation-with-acoustic-logging>

Tao H.-G., Cheng R.-H., Zhao X.-Q., Sun F.-X. (2011, Feb)). Well logging response to the volcanoclastic rocks of Hailar basin and application. ResearchGate, retrieved from: DOI:10.3969/j.issn.0001-5733.2011.02.033

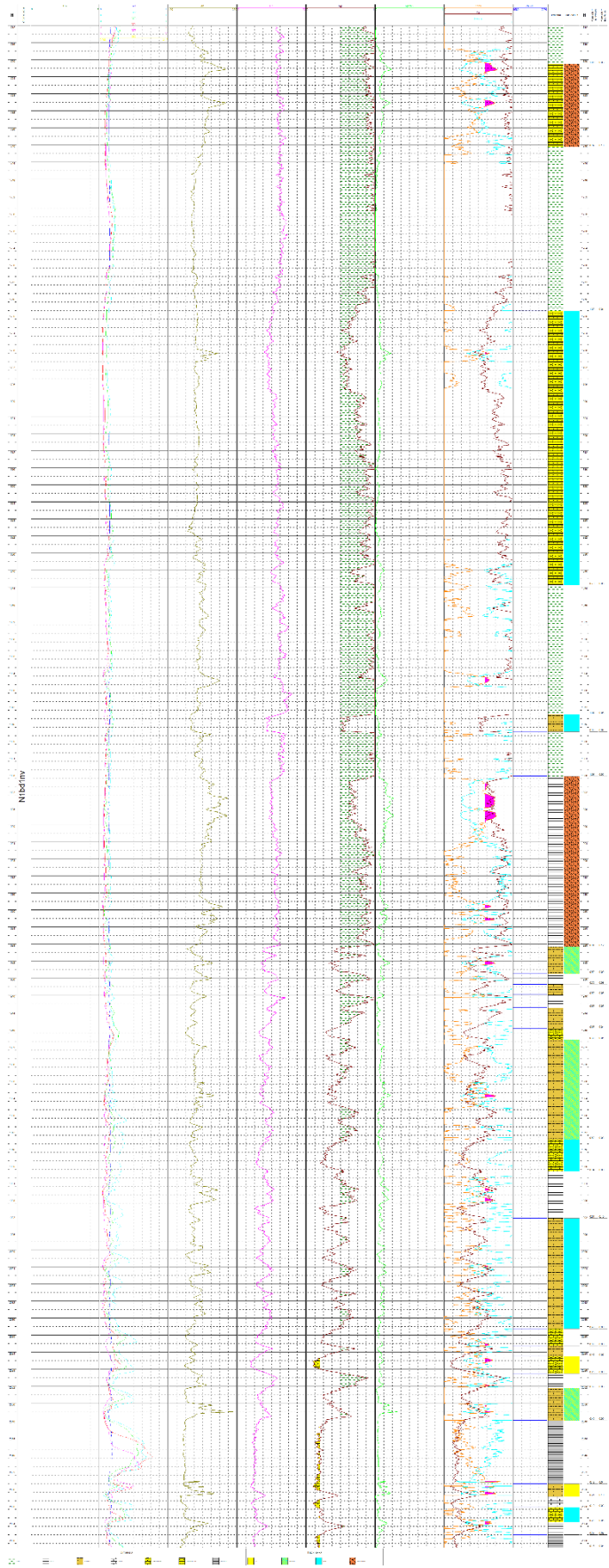


Рис. А1. Результати інтерпретації даних ГДС в свердловині № 7

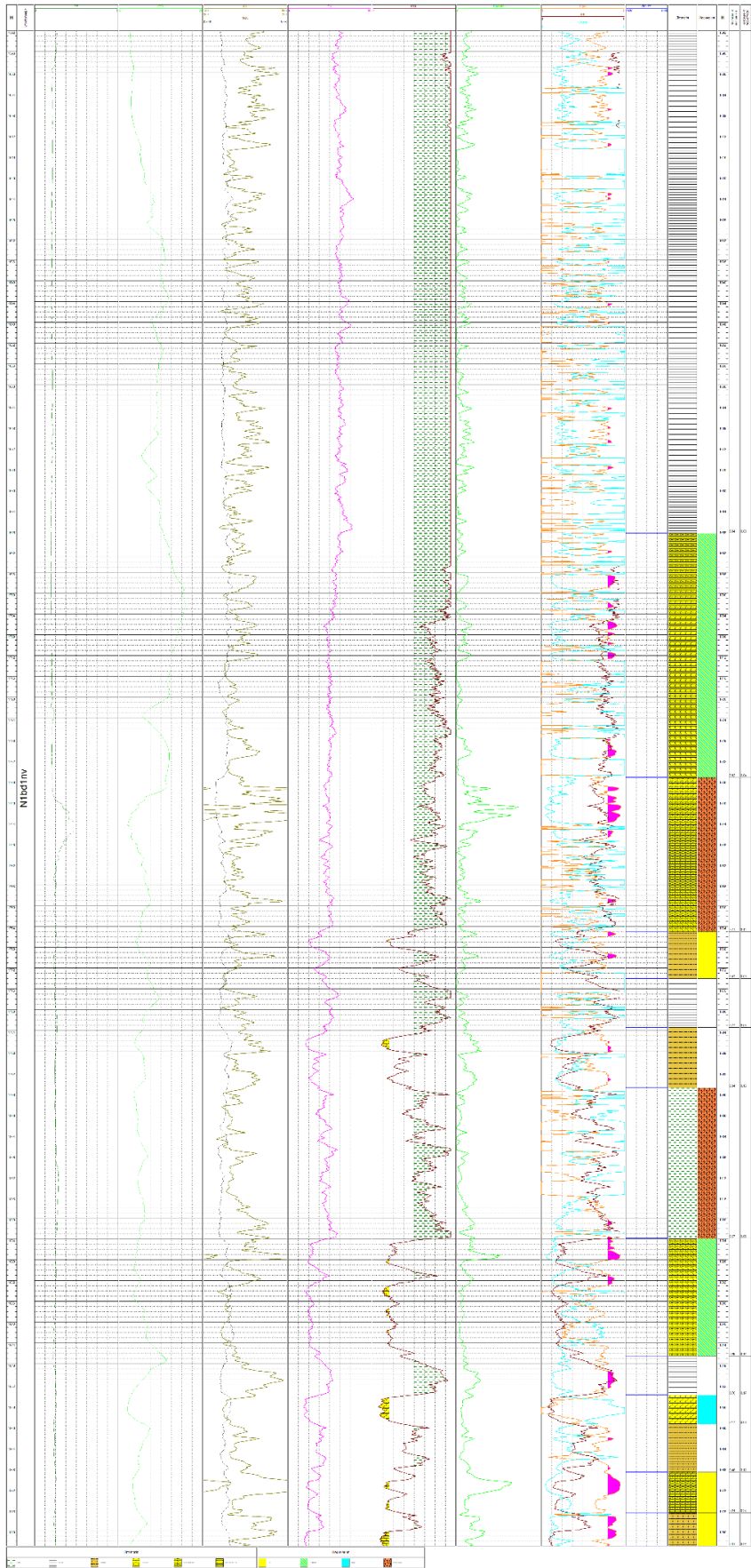


Рис. А2. Результати інтерпретації даних ГДС в свердловині № 10

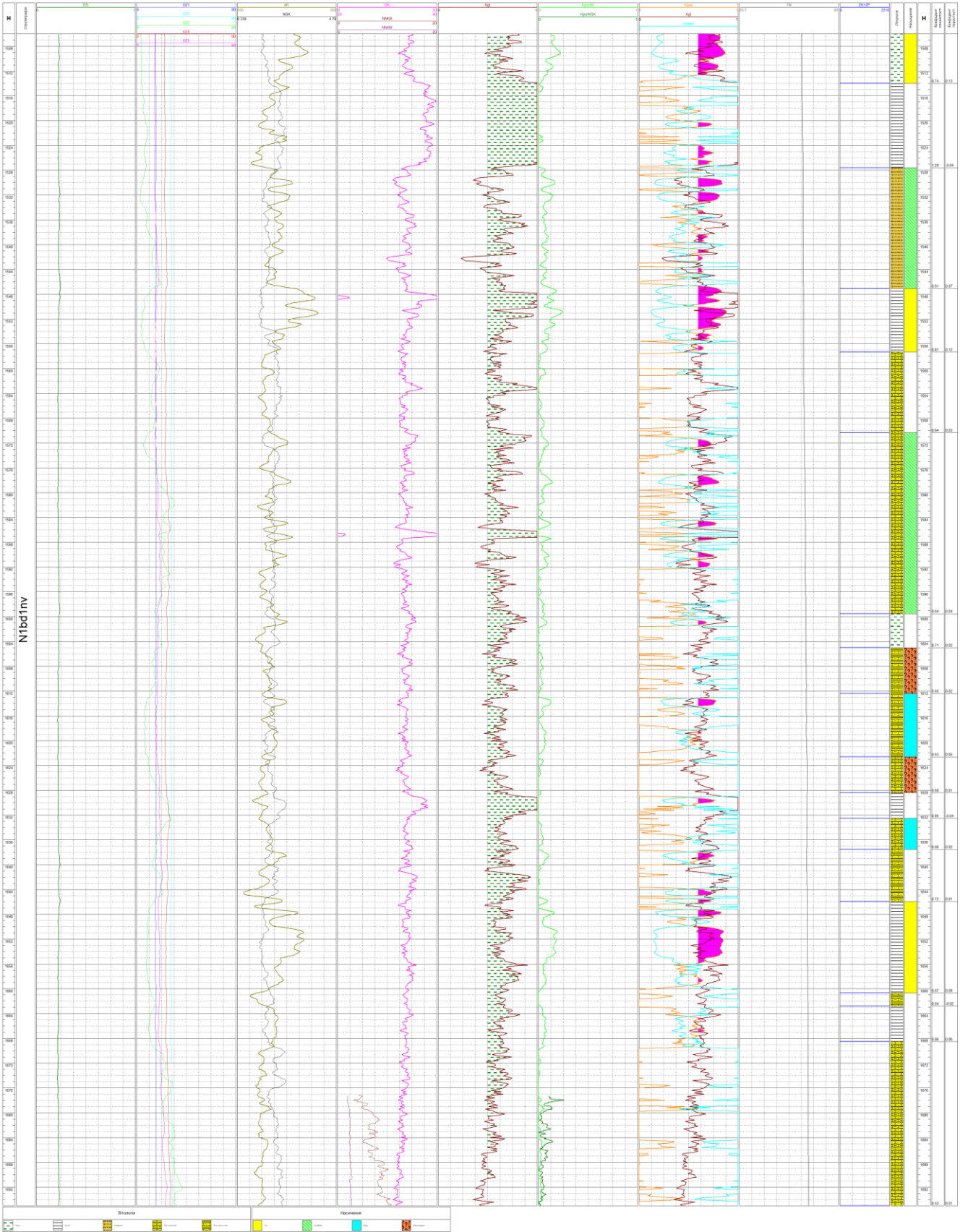


Рис. А3. Результати інтерпретації даних ГДС в свердловині № 15

Додаток Г

Таблиця. Г1 Дані температур свердловин (Джерело: Петрофізичні лабораторні дослідження порід)

FIELD	WELL	WELL_ID	DATE	TOP	BOTTOM	TEMPERATURE	STRATIGRAPHY	MEASURING CONDITIONS	NOTES
Solotvynska	Solotvynska	Slit-01	10/14/1982	1837	1837	77	палеоген	при випробуванні на інтервалах 1910-1900, 1886-1842	
Solotvynska	Solotvynska	Slit-01	12/14/1982	1837	1837	82	палеоген	при випробуванні на інтервалах 2025-1975, 1910-1900 та 1886-1842	
Solotvynska	Solotvynska	Slit-01	01.06.1983	1485	1485	67	новоселицька	при випробуванні інтервалу 1530-1440	
Solotvynska	Solotvynska	Slit-01	6/27/1982	1441	1441	56	новоселицька	при цементуванні колони	
Solotvynska	Solotvynska	Slit-01	6/25/1982	1432	1432	55	нижньотеблянська + новоселицька	при випробуванні інтервалу 1294-1432	інтервал розкрито 06.1982
Solotvynska	Solotvynska	Slit-01	07.02.1982	1422	1422	55	новоселицька	при випробуванні інтервалу 1437-1464	тривалість дії промивальної рідини 3 доби
Solotvynska	Solotvynska	Slit-01	07.08.1982	1464	1464	56	новоселицька	при випробуванні інтервалу 1464-1502	тривалість дії промивальної рідини 1 доба
Solotvynska	Solotvynska	Slit-01	07.12.1982	1575	1575	57	новоселицька	при випробуванні інтервалу 1502-1534	інтервал розкрито 10.07.1982
Solotvynska	Solotvynska	Slit-01	7/17/1982	1527	1527	60	новоселицька	при випробуванні інтервалу 1527-1578	інтервал розкрито 17.07.1982
Solotvynska	Solotvynska	Slit-01	7/22/1982	1580	1580	65	новоселицька	при випробуванні інтервалу 1580-1622	інтервал розкрито 20.07.1982
Solotvynska	Solotvynska	Slit-01	7/24/1982	1622	1622	65	новоселицька	при випробуванні інтервалу 1622-1647	інтервал розкрито 19.07.1982
Solotvynska	Solotvynska	Slit-01	7/30/1982	1622	1622	65	новоселицька	при випробуванні інтервалу 1621-1728	інтервал розкрито 21.07.1982
Solotvynska	Solotvynska	Slit-01	08.05.1982	1705	1705	65	новоселицька	при випробуванні інтервалу 1705-1789	інтервал розкрито 01.08.1982
Solotvynska	Solotvynska	Slit-01	8/21/1982	1874	1874	70	палеоген	при випробуванні інтервалу 1874-1979	тривалість дії промивальної рідини 10 діб
Solotvynska	Solotvynska	Slit-01	01.09.1992	2002	2002	70	палеоген	при випробуванні інтервалу 2002-2070	тривалість дії промивальної рідини 5 діб
Solotvynska	Solotvynska	Slit-01	9/15/1982	2080	2080	60	палеоген	при випробуванні інтервалу 2080-2159	інтервал розкрито 03.09.1982

Solotvynska	Solotvynska	Slit-01	9/15/1982	2150	2150	75	палеоген	статична на вибої, перед кріпленням колони 146 мм	
Solotvynska	Solotvynska	Slit-01	9/21/1982	2164	2164	88	палеоген	температура на вибої по градієнту, після цементування колони 146 мм	
Solotvynska	Solotvynska	Slit-02	3/28/2008	1470	1470	66,7		під час дослідження методами ГДС-контролю	
Solotvynska	Solotvynska	Slit-02	09.11.2012	1470	1470	63,8		пластова температура на штучному вибої	
Solotvynska	Solotvynska	Slit-07	01.10.1983	1625	1625	50	новоселицька	при випробуванні в інтервалі 1610-1673	інтервал розкрито 06.01.1982
Solotvynska	Solotvynska	Slit-07	2/26/1983	1713	1713	70	новоселицька	при випробуванні інтервалу 1708-1798	інтервал розкрито 20.02.1983
Solotvynska	Solotvynska	Slit-07	3/30/1983	2042	2042	80	палеоген	при випробуванні інтервалу 2042-2166	інтервал розкрито 24.03.1983
Solotvynska	Solotvynska	Slit-07	5/28/1983	2629	2629	93	палеоген	при випробуванні інтервалу 2629-2661	інтервал розкрито 20.05.1983
Solotvynska	Solotvynska	Slit-07		2660	2660	110		при кріпленні обсадною колоною 140 мм	статична
Solotvynska	Solotvynska	Slit-07		1580	1580	48		при кріпленні обсадною колоною 140 мм	статична
Solotvynska	Solotvynska	Slit-07		2150	2150	90		при кріпленні обсадною колоною 140 мм	статична
Solotvynska	Solotvynska	Slit-07	06.07.1983	2661	2661	108		при тампонажі	по градієнту
Solotvynska	Solotvynska	Slit-10		1616	1616	50		при кріпленні обсадною колоною 249x219 мм	статична
Solotvynska	Solotvynska	Slit-10	10/21/1983	1616	1616	78		при тампонажі	по градієнту
Solotvynska	Solotvynska	Slit-10	11/26/1983	1800	1800	80	палеоген	при випробуванні інтервалу 1800-1905	інтервал розкрито 16.11.1983
Solotvynska	Solotvynska	Slit-10	12.05.1983	1898	1898	82	палеоген	при випробуванні інтервалу 1898-2048	інтервал розкрито 16.11.1983
Solotvynska	Solotvynska	Slit-10	12/15/1983	2054	2054	85	палеоген	при випробуванні інтервалу 2054-2146	інтервал розкрито 02.12.1983
Solotvynska	Solotvynska	Slit-10	01.06.1984	2379	2379	95	палеоген	при випробуванні інтервалу 2379-2507	інтервал розкрито 24.12.1983
Solotvynska	Solotvynska	Slit-10	1/23/1984	2525	2525	107	палеоген	при випробуванні інтервалу 2525-2650	інтервал розкрито 16.01.1984
Solotvynska	Solotvynska	Slit-10		1925	1925	92		при кріпленні обсадною колоною 140 мм	статична
Solotvynska	Solotvynska	Slit-10		1500	1500	72		при кріпленні обсадною колоною 140 мм	статична
Solotvynska	Solotvynska	Slit-10	2/24/1984	1960	1960	80		при додатковому цементуванні нижнього	

								ступеня експлуатаційної колони 140 мм	
Solotvynska	Solotvynska	Slit-11	11.02.2011	1517	1517	65		з акту дослідження газової свердловини	температура газу
Solotvynska	Solotvynska	Slit-11	09.10.2013	1517	1517	67,9		з акту заміру пластового тиску, температури та рівня рідини	
Solotvynska	Solotvynska	Slit-15	02.07.2012	280	280	25		при кріпленні обсадною колоною 324 мм	статична
Solotvynska	Solotvynska	Slit-15	04.11.2012	1440	1440	75		при кріпленні обсадною колоною 245 мм	статична
Solotvynska	Solotvynska	Slit-15	06.06.2012	1890	1890	91		при кріпленні обсадною колоною 168 мм	статична
Solotvynska	Solotvynska	Slit-15		2200	2200	95		при кріпленні хвостовика 114 мм в інтервалі 2200-1845	статична
Solotvynska	Solotvynska	Slit-15		2157	2157	89		з плану робіт на освоєння свердловини, об'єкт 1	пластова
Solotvynska	Solotvynska	Slit-15		2098	2098	86		з плану робіт на освоєння свердловини, об'єкт 2	пластова
Solotvynska	Solotvynska	Slit-15	09.12.2012	2001	2001	83		з плану робіт на освоєння свердловини, об'єкт 3	пластова
Solotvynska	Solotvynska	Slit-15	10/19/2012	2200	2200	93		при кріпленні хвостовика 127 мм в інтервалі 2085-1840	динамічна
Solotvynska	Solotvynska	Slit-15	10/25/2012	2032	2032	86		з плану робіт на освоєння свердловини, об'єкт 4	пластова
Solotvynska	Solotvynska	Slit-15	10/25/2012	2001	2001	83		з плану робіт на кислотну обробку 4го об'єкту	динамічна
Solotvynska	Solotvynska	Slit-15	11/16/2012	2048	2048	86		з плану робіт на установку цементного моста в інтервалі 2048-1914	пластова
Solotvynska	Solotvynska	Slit-15	11/16/2012	1860	1860	80		з плану робіт на установку цементного моста в інтервалі 1860-1820	пластова
Solotvynska	Solotvynska	Slit-15		1467	1467	68		з плану робіт на освоєння свердловини, об'єкт 5	пластова
Solotvynska	Solotvynska	Slit-15		1478	1478	68		з плану робіт на освоєння свердловини, об'єкт 5 (достріл)	пластова
Solotvynska	Solotvynska	Slit-15		1478	1478	68		з плану робіт на обробку ПАР Сольпен-10т привибійної зони об'єкту 5	пластова
Solotvynska	Solotvynska	Slit-15		1478	1478	68		з плану робіт на кпровадження кислотної обробки об'єкту 5	пластова
Solotvynska	Solotvynska	Slit-15	11/30/2018	1811	1811	84		з акту дослідження газової свердловини	температура газу

Таблиця.Д1 Дані температур та термічного градієнту свердловин

№ Св.	Покрівля	Підшва	Температура	Градiєнт
Slт-01	1422	1422	55	
Slт-01	1432	1432	55	0
Slт-01	1441	1441	56	0,111
Slт-01	1464	1464	56	0
Slт-01	1485	1485	67	0,524
Slт-01	1527	1527	60	-0,167
Slт-01	1575	1575	57	-0,063
Slт-01	1580	1580	65	1,600
Slт-01	1622	1622	65	0
Slт-01	1705	1705	65	0
Slт-01	1837	1837	82	0,129
Slт-01	1874	1874	70	-0,324
Slт-01	2002	2002	70	0
Slт-01	2080	2080	60	-0,128
Slт-01	2150	2150	75	0,214
Slт-01	2164	2164	88	0,929
Slт-07	1580	1580	48	
Slт-07	1625	1625	50	0,044
Slт-07	1713	1713	70	0,227
Slт-07	2042	2042	80	0,030
Slт-07	2150	2150	90	0,093
Slт-07	2629	2629	93	0,006
Slт-07	2660	2660	110	0,548
Slт-07	2661	2661	108	-2,000
Slт-10	1500	1500	72	
Slт-10	1616	1616	50	-0,190
Slт-10	1800	1800	80	0,163
Slт-10	1898	1898	82	0,020
Slт-10	1925	1925	92	0,370
Slт-10	1960	1960	80	-0,343
Slт-10	2054	2054	85	0,053
Slт-10	2379	2379	95	0,031
Slт-10	2525	2525	107	0,082
Slт-15	280	280	25	
Slт-15	1440	1440	75	0,043
Slт-15	1467	1467	68	-0,259
Slт-15	1478	1478	68	0
Slт-15	1811	1811	84	0,048
Slт-15	1860	1860	80	-0,082
Slт-15	1890	1890	91	0,367
Slт-15	2001	2001	83	-0,072
Slт-15	2200	2200	95	0,060
Slт-15	2032	2032	86	0,054
Slт-15	2048	2048	86	0
Slт-15	2098	2098	86	0
Slт-15	2157	2157	89	0,051

Додаток Е

Таблиця. Е1 Дані петрофізичних лабораторних показників (Джерело: Петрофізичні лабораторні дослідження порід УГВ)

WELL	ZK/ZP	KGL,%	KPOROSITY,%	KWATER,%	THERMAL CONDUCTIVITY	LITHOLOGY
Slt-7	1624,2	44	5	100	3.102	Siltstone
Slt-7	1633,65	90	10	84	2.327	Tuff
Slt-7	1644,45	100	2	100	2.448	Tuff
Slt-7	1655,25	100	11	100	2.335	Tuff
Slt-7	1659,35	87	0	100	2.515	Tuff
Slt-7	1662,85	98	6	72	2.323	Tuff
Slt-7	1667,5	97	0	100	2.493	Tuff
Slt-7	1672,4	90	7	69	2.326	Tuff
Slt-7	1675,95	100	4	100	2.434	Tuff
Slt-7	1679,95	84	2	26	2.251	Tuff
Slt-7	1701,3	90	4	100	2.438	Tuff
Slt-7	1722	92	22	23	2.310	Tuff+sandstone
Slt-7	1726,25	92	8	71	2.335	Tuff+sandstone
Slt-7	1730,1	92	16	32	2.284	Tuff+sandstone
Slt-7	1735,6	91	10	56	2.281	Tuff+sandstone
Slt-7	1759,4	100	0	100	2.469	Tuff
Slt-7	1783,35	65	7	100	2.397	Tuff+sandstone
Slt-7	1789,7	47	20	38	2.258	Tuff+sandstone
Slt-7	1801,1	75	6	100	2.423	Tuff+sandstone
Slt-7	1821,35	91	5	100	2.403	Tuff+sandstone
Slt-7	1837,5	83	3	100	2.384	Tuff+sandstone
Slt-7	1853,8	98	5	100	2.335	Tuff
Slt-7	1866	76	15	36	2.130	Tuff
Slt-7	1870,7	100	3	100	2.389	Tuff
Slt-7	1875,85	50	6	83	2.979	Siltstone
Slt-7	1883,05	100	8	100	2.394	Tuff
Slt-7	1894,2	70	26	26	2.183	Shale
Slt-7	1914,1	78	8	79	2.448	Shale
Slt-7	1931,25	69	10	51	2.800	Siltstone
Slt-7	1935,85	88	11	48	2.402	Shale
Slt-7	1938,55	52	8	73	3.057	Siltstone
Slt-7	1941,3	89	10	41	2.521	Shale
Slt-10	1545,45	63	13	38	2.435	Shale
Slt-10	1557,95	94	22	16	2.316	Tuff
Slt-10	1568,65	94	6	60	2.363	Tuff
Slt-10	1591,7	94	11	34	2.347	Tuff
Slt-10	1639,5	94	9	32	2.378	Tuff
Slt-10	1674,45	94	15	100	2.378	Tuff
Slt-10	1683,85	94	0	70	2.459	Tuff
Slt-10	1697,25	91	13	13	2.451	Tuff+sandstone

Slt-10	1720,65	79	4	46	2.410	Tuff+sandstone
Slt-10	1739,7	75	23	14	2.581	Shale
Slt-10	1754,4	74	9	34	2.644	Shale
Slt-10	1769	69	20	13	2.807	Siltstone
Slt-15	1505,3	69	14	21	2.496	Shale
Slt-15	1511,9	69	12	24	2.721	Shale
Slt-15	1517,65	100	0	67	2.481	Tuff
Slt-15	1522,6	100	3	82	2.440	Tuff
Slt-15	1525,75	100	0	28	2.558	Tuff
Slt-15	1537,35	84	7	44	2.770	Siltstone
Slt-15	1550,35	96	11	27	2.372	Shale
Slt-15	1555,5	69	10	29	2.763	Shale
Slt-15	1563,45	100	0	79	2.486	Tuff
Slt-15	1571,05	87	7	38	2.544	Shale
Slt-15	1574,65	60	2	100	2.455	Tuff
Slt-15	1577,9	65	12	23	2.343	Tuff+sandstone
Slt-15	1583,35	70	4	72	2.432	Tuff+sandstone
Slt-15	1590,05	68	11	25	2.421	Tuff+sandstone
Slt-15	1595,85	65	0	100	2.500	Tuff+sandstone
Slt-15	1600,45	82	5	52	2.373	Tuff
Slt-15	1603,3	67	0	100	2.540	Tuff
Slt-15	1608,6	53	5	53	2.471	Tuff+sandstone
Slt-15	1617,35	68	2	100	2.858	Shale
Slt-15	1625,35	54	2	100	3.480	Shale
Slt-15	1630,3	100	0	44	2.534	Tuff
Slt-15	1634,85	66	3	74	2.475	Tuff+sandstone
Slt-15	1639	61	9	30	3.327	Shale
Slt-15	1641,9	90	0	100	2.508	Tuff
Slt-15	1644,45	53	0	24	3.260	Marl
Slt-15	1647,65	69	15	19	2.769	Shale
Slt-15	1652,45	71	18	15	2.557	Shale
Slt-15	1657,85	76	7	43	2.657	Shale
Slt-15	1661,55	66	0	100	2.585	Tuff+sandstone
Slt-15	1666,65	64	7	43	2.793	Shale
Slt-15	1673,25	62	2	100	2.545	Tuff
Slt-15	1685,05	55	4	66	2.545	Tuff+sandstone
Slt-15	1698,75	35	5	55	2.545	Tuff