

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: «ОБГРУНТУВАННЯ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНОСТІ НЕОГЕН-  
МЕЗОЗОЙСЬКОГО РОЗРІЗУ СОЛОТВИНСЬКОЇ ЗАПАДИНИ ЗА ДАНИМИ  
ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН І МОДЕЛЮВАННЯ ТЕРМІЧНОЇ ІСТОРІЇ  
БАСЕЙНУ»

Виконала студентка 2 курсу магістратури  
групи геофізиків  
Діана АКІМОВА

Науковий керівник ст. наук співр., кандидат геол. наук  
Ірина БЕЗРОДНА

Науковий консультант професор, доктор геол. наук  
Сергій ВИЖВА

Робота рекомендується до захисту (протокол № 10 засідання кафедри геофізики  
від 21.05.2024)

Завідувач кафедри доцент, кандидат геол. наук  
Віктор ОНИЦУК

Київ – 2024

**ЗМІСТ**

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ .....	3
ВСТУП .....	4
1. АНАЛІЗ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ І ПОТОЧНОЇ ВИВЧЕНОСТІ СОЛОТВИНСЬКОЇ ЗАПАДИНИ.....	7
2. СУЧАСНА КОНЦЕПЦІЯ ГЕОЛОГІЧНОЇ ІСТОРІЇ ТА БУДОВИ СОЛОТВИНСЬКОЇ ЗАПАДИНИ .....	36
2.1. Стратиграфія.....	36
2.2. Тектоніка та історія геологічного розвитку регіону.....	45
3. ПЕРЕІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ ПЕТРОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ КЕРНУ ТА ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН.....	55
3.1. Аналіз досліджень керну.....	55
3.2. Переінтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин .....	60
3.3. Моделювання вмісту ТОС за даними керну і каротажу.....	80
4. МОДЕЛЮВАННЯ ТЕРМІЧНОЇ ІСТОРІЇ БАСЕЙНУ ТА ЗРІЛОСТІ ОРГАНІЧНОЇ РЕЧОВИНИ В РОЗРІЗІ СОЛОТВИНСЬКОЇ ЗАПАДИНИ.....	89
ВИСНОВКИ .....	100
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	106
ДОДАТКИ .....	119

### ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

<i>a</i>	Коефіцієнт звивистості каналів пустотного простору ( <i>Tortosity factor</i> )
BK	Боковий каротаж
BS	Номинальний діаметр свердловини ( <i>Bit Size</i> )
CALI	Діаметр свердловини, дані каверноміру ( <i>Caliper</i> )
DT (DTP)	Акустичний каротаж
GK	Гамма-каротаж
GZ (GZ3)	Градiєнт-зонд стандартного каротажу
GZ1-5	Градiєнт-зонди бокового каротажного зондування
HI	Водневий iндекс (для нафтогазоматеринських порід)
IKA	Індукційний каротаж, активна складова
IKR	Індукційний каротаж, реактивна складова
m	Експонента цементації породи ( <i>Cementation exponent</i> )
n	Експонента насичення ( <i>Saturation exponent</i> )
NGK	Нейтронний гамма-каротаж
OGZ	Обернений градiєнт-зонд в боковому каротажному зондуванні
PHIE_NS	Ефективна пористість за нейтронним та акустичним каротажем ( <i>Neutron-Sonic</i> )
PHIE_S	Ефективна пористість за акустичним каротажем ( <i>Sonic</i> )
PHIT_NS	Загальна пористість за нейтронним та акустичним каротажем ( <i>Neutron-Sonic</i> )
PHIT_S	Загальна пористість за акустичним каротажем ( <i>Sonic</i> )
PSE	Елементи нафтогазоносної системи ( <i>Petroleum System Elements</i> )
PZ	Потенціал-зонд стандартного каротажу
SP	Зонд спричиненої поляризації
SW_AR	Коефіцієнт водонасичення за моделлю Арчі
SWT_DUAL	Коефіцієнт водонасичення за моделлю подвійної води
SWE_INDO	Коефіцієнт водонасичення за моделлю Індонезія
SWE_SIM	Коефіцієнт водонасичення за моделлю Симанду
TNPH	Нейтронна пористість
TOC	Сумарний вміст органічного вуглецю ( <i>Total Organic Carbon</i> )
Ro	Відбивальна здатність вітриніту
RT	Опір непромитої частини розрізу ( <i>Formation Resistivity</i> )
v/v	Об'ємна частка
VSH_GR	Коефіцієнт глинистості за гамма-каротажем
VSHALE	Об'єм глини
VSAND	Об'єм піщано-алевритистої складової
VCALC	Об'єм карбонатної складової
UE	Умовні одиниці (у.о.) вимірювання нейтронного гамма-каротажу
ГДС	Геофізичні дослідження свердловин
ПЗ	Програмне забезпечення

## ВСТУП

**Постановка проблеми.** Сукупність економічних, геополітичних та географічних чинників зумовили реформування поглядів на енергонезалежність України та методологію досліджень у сфері пошуків та розвідки вуглеводнів. У багатьох аспектах орієнтир з кількості змістився на якість, що зумовило впровадження нових технологій до обробки та інтерпретації геолого-геофізичних даних, їх комплексного аналізу та моделювання – в тому числі з застосуванням сучасного програмного забезпечення.

Солотвинська западина входить до Західного нафтогазоносного регіону України і, як загалом Закарпаття, характеризується набагато меншою вивченістю порівняно з Прикарпаттям – попри те, що їх вивчення і розвідка почались приблизно в один час. Це зумовлено низкою історичних факторів і є однією з причин, чому дана територія розглядається як другорядний регіон пошуків вуглеводнів – що, відтак, не нівелює її фактичний потенціал. Численні прямі та непрямі докази свідчать про перспективність різновікових відкладів – від неогенових до мезозойських, – про можливість знаходження і нафтових покладів, попри історично складену думку щодо газоносності.

Підвищення ефективності буріння, пошук та розвідка нових покладів вуглеводнів неможливі без комплексного розуміння геології та історії формування об'єкта, що обумовлює доцільність нових і необхідність систематизації та перегляду минулих наукових досліджень.

**Актуальність** роботи полягає в залученні сучасних геофізичних методик і спеціалізованого програмного забезпечення для деталізації поточної концепції геологічної будови та нафтогазоносності Солотвинської западини – для її обґрунтування як перспективного об'єкта пошуків вуглеводнів.

**Мета роботи** – оцінка перспектив нафтогазоносності відкладів Солотвинської западини на основі даних керну та геофізичних досліджень свердловин.

**Об'єкт дослідження** – неоген-палеогенові та мезозойські відклади Солотвинської западини Закарпатського прогину.

**Предмет дослідження** – нафтогазоматеринські та колекторські властивості відкладів неогенового, палеогенового та мезозойського віку, встановлені за методами петрофізики, каротажу та спеціальних геолого-геохімічних досліджень.

**Завдання роботи:**

1. Провести облік та систематизацію даних попередніх досліджень у Солотвинській западині, використовуючи результати геологічних та геофізичних зйомок, структурно-пошукового та параметричного буріння, спеціалізованих досліджень під пошуки інших корисних копалин; даних, висвітлених в наукових періодичних виданнях. Проаналізувати причини успіхів та невдач цих досліджень та їх вплив на становлення концепції нафтогазоносності Солотвинської западини;

2. Систематизувати доступні дані петрофізичних досліджень керну та геофізичних досліджень свердловин на площі робіт, провести їх переінтерпретацію за допомогою програмних продуктів Techlog, ГеоПошук, Statistica;

3. Побудувати 1D-моделі теплового потоку для оцінки зрілості органічної речовини та історії нафтогазогенерації у середовищі Petromod 1D;

4. На основі отриманих результатів зробити комплексний висновок щодо нафтогазоперспективності досліджуваних відкладів Солотвинської западини, сформулювати методичні та практичні рекомендації щодо залучення додаткових даних для вдосконалення її геолого-геофізичної моделі.

**Методологічні засади роботи** спираються на концепцію термогенного та біогенного походження вуглеводнів, класичні методики обробки та інтерпретації даних ГДС.

**Новизна** отриманих результатів полягає в комплексному аналізі теплового поля, геофізичних досліджень свердловин і петрофізичних досліджень керну для обраної території. Використання комплексу ГДС та лабораторних досліджень є класичною практикою геолого-геофізичних робіт, проте її поєднання з

програмними засобами моделювання теплового поля проведено вперше для Солотвинської западини. Отримані результати є першим теоретичним і практичним наближенням моделі, що буде вдосконалюватись із залученням нових даних.

**Апробація** дослідження виконана в рамках конференції EAGE 7-10 листопада 2023 року (*«Modelling of the thermal history and hydrocarbon generation potential for Solotvyno depression using Petromod 1D software»*), XIV Всеукраїнської молодіжної наукової конференції-школи «Сучасні проблеми наук про Землю» 10-12 квітня 2024 року (*«Аналіз геолого-геофізичної інформації щодо перспективності нафтогазоносності палеоген-мезозойського фундаменту Солотвинської западини»*).

Робота складається з вступу, основної частини з чотирьох розділів, висновків, списку з 101 посилання, з яких 67 – посилання на фондові геолого-геофізичні матеріали, 34 – на науково-періодичні видання, монографії, дисертації, навчальні посібники, та 1 додаток. У текстовій частині використано 51 рисунок та 11 таблиць. Всього 128 сторінок.

## 1. АНАЛІЗ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ І ПОТОЧНОЇ ВИВЧЕНОСТІ СОЛОТВИНСЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Даний розділ є основоположним для розуміння обсягу та надійності даних, з якими пов'язана практична частина роботи. Для всестороннього охоплення теми автором проаналізовано 67 виробничих звітів, що зберігаються у фондах ДНВП «Геоінформ України». Також залучено 34 публікації з наукових періодичних видань, монографії (в тому числі іноземні), картографічні джерела.

Дослідження Солотвинської западини можна поділити на три періоди:

- дорадянський – до 1946 року;
- радянський – 1946-1991 рр.;
- незалежної України – з 1991 року по даний час.

Дорадянський період відрізняється оглядовістю геологічних досліджень, першою фрагментарною постановкою регіональних геофізичних робіт. Протягом відносно короткого проміжку часу Закарпаття входило до складу кількох імперій, що унеможливлювало послідовне вивчення, спричинило втрату геолого-геофізичних даних через роботу різних колективів авторів та бойові дії.

Перші геологічні дослідження Закарпаття припадають на кінець XVIII століття: праці Фіхтеля (1780) та Карабінського (1786). Вони зосереджені навколо соленості району Солотвино: стратиграфічного положення соляних покладів та газопроявів, встановлених в процесі шахтної розробки родовищ. Ці дослідження були деталізовані у 1806-1826 роках, зокрема у 1822 році було висунуто припущення про приналежність солених формацій Передкарпаття та Закарпаття до однієї і тієї ж моласової формації; проводились мікропалеонтологічні дослідження (Чернышев, 1958).

Збереглись задокументовані дослідження ефузивів Вигорлат-Гутинського хребта, датовані 1818 роком. В подальшому цією темою займалось багато

австрійських геологів, зокрема Ф. Рихтгофен, Ф. Гауер, Ф. Крейтц тощо (*Щерба і др., 1968*). Перші праці з тектоніки та перспектив нафтогазоносності належать В. Улигу, В. Тейсейре, Д. Андрусову, Л. Лоці, але всі вони мали досить епізодичний характер і не стосувались загальної геології регіону. Горизонт дацитових туфів, що має регіональне поширення в Солотвинській западині та за віком старший за вулканізм Вигорлат-Гутинського хребта, досліджувався з кінця XIX століття (*Чернышев, 1958*).

Першими геофізичними роботами, виконаними в Закарпатті, стали маятникові спостереження по профілю Стрий-Сколе-Лавочне-Мукачево з геодезичною метою (*Бородатый и Шерешевская, 1949*). Власне в Солотвинській западині геофізичні методи були застосовані на кілька десятиліть пізніше.

Матеріали досліджень К. Гофмана (1872), С. Гезель (1876), Л. Бюкка (1894), Т. Позевица (1895, 1896) та інших вчених стали основою для складання геологічної карти Угорської імперії масштабу 1:900 000, опублікованої в 1922 році.

У роботі (*Бородатый и Шерешевская, 1949*) згадується про так званий «Атлас Галіції», опублікований у 1885-1915 рр. за результатами геологічної зйомки масштабу 1:75000 на території Східних Карпат та передгір'я (кер. Р. Зубер). Ці роботи вперше підняли питання насувної будови Карпат.

Дотичною до Закарпатського регіону роботою стала праця А. Кока (1884-1900) «Третинні відклади Семиградського (Трансильванського) басейну». Багато з наведених там геологічних висновків знайшли підтвердження в наступних дослідженнях і залишаються актуальними донині. Зокрема автор навів перші досить детальні відомості про дацитові туфи Трансильванії, що мають значне поширення в неогеновому розрізі Закарпаття, їх хімічний склад, описи мергелів та глинистих вапняків підсольової товщі, прошарків гіпсу, ангідриту, солі. Логічним продовженням стали дослідження В. Уліга (огляд тектоніки Вигорлат-Гутинського хребта та розломів, з якими він пов'язаний, 1903), І. Садечкого «Дослідження туфів Трансильванського басейну» (ориг. Szadeczky I. «Tufstudien in Siebenburgen», 1917-

1918), В. Скриванека (дослідження туфів Мармарошського масиву, 1926) (*Демчук, 1962; Петрашкевич, 1962; Щерба и др., 1983*).

Знахідки нафти у Закарпатті відмічено з кінця ХХ століття: у Велико-Березнянському районі, поблизу с. Ясіня, с. Липча на північ від м. Хуст, с. Нересниця поблизу м. Вишково тощо (*Муромцев, 1949*). Перші дві знахідки не належать до Солотвинської западини (Чоп-Мукачівська западина та Рахівський район відповідно), наступні приурочені до її західної частини. Спільною рисою для всіх нафтопроявів є еоценовий вік колекторів, який далі не обговорювався в жодній з опрацьованих робіт – і відтак без даних про глибину залягання зараз неможливо ні підтвердити, ні спростувати ці дані відповідно до поточної стратиграфічної концепції.

Цільові регіональні дослідження нафтогазоносності припадають на 1920-1930 рр. У 1922 році І. Попеску-Войтешті провів детальний опис геологічної будови Румунії з аналізом віку солі та перспектив підсольових відкладів. В 1935 році було опубліковано працю «Нафтові родовища Румунії» з оглядом геологічної будови Мармароського масиву та характеристикою діапїризму регіону Карпат (*Чернышев, 1958*). Проводились петрографічні дослідження крейдових відкладів Східних Карпат в районі селищ Бусовисько, Верхнє та Довге, що знаходяться у Львівській області. Автором (*Кокошинская, 1946*) відмічено знаходження радіолярій та спікул губок у чорних кремнистих сланцях, а також чорних твердих роговиків – лідитів (нині також відомі під назвою «шунгіт»), на 1/3-1/4 складених скелетами радіолярій. Багато радіолярій мали хорошу збереженість, що інтерпретовано як накопичення у дуже спокійних водах, де існування придонних форм організмів було утруднене. Між пластів майже чорних вапняків, розбитих жилами кальциту, знайдено чорні графітні глинисті пропластки з блискучою поверхнею і чорні пісковики.

Роботи прямо не пов'язані з територією Солотвинської западини, але результати регіональної кореляції (*Приходько та ін., 2019*) та палеогеографічних

досліджень (*Jan et al., 2006*), проведеної вже сучасними авторами, дозволяють припустити про наявність аналогічних відкладів у Закарпатті. Відтак ще до 40-х років ХХ століття було задокументовано описи потенційних нафтогазоматеринських порід мезозойського віку.

У 1939 році доктором Квятковським було складено першу карту ізоаномал сили тяжіння в редуції Фая та Буге. Її інтерпретація виконана наступного року Субботіним С.І., Звистовським В.С. та іншими дослідниками з застосуванням додаткових даних електророзвідки.

До останніх досліджень дорадянського періоду належать варіометричні зйомки на ділянках Хуст-Солотвино (1939) та Мукачево-Ужгород (1943) (*Бородатый и Шерешевская, 1949*), виконані Угорським геофізичним інститутом. Виявлені за ними локальні мінімуми по лініях Солотвино-Бедевля-Теребля та Вульховець-Теребля-Данилово стали відправною точкою для постановки подальших пошукових і розвідувальних робіт на вуглеводні.

Через втрату великої кількості геолого-геофізичної інформації під час Другої світової війни перші дослідження радянського періоду багато в чому повторювали напрацювання минулих років. Водночас трестом «Львіввуглерозвідка» (1946-1947 рр.) проводились якісно нові роботи з вивчення вугленості відкладів (*Буреш и др., 1947; Вартанова, 1948; Литвиненко, 1946; Луговой, 1946; Ткалич и Луговой, 1947*). Автори переважно досліджували вугільні пласти та пропластки у відкладах бадену (світи від новоселицької до тересвинської за сучасною стратиграфією, див. Рисунок 1.3) і сармату, що еродовані в межах Солотвинської западини і в даній кваліфікаційній роботі не розглядаються. У розрізі відмічено як буре, так і кам'яне вугілля, лігніт.

Також є робота (*Ткалич и Луговой, 1947*), що містить витяг з регіональної стратиграфії, складеної з залученням даних геології Мармароського масиву: охарактеризовано метаморфічні породи палеозою, ймовірно метаморфізовані

карбонатно-теригенні відклади тріасу, вапнякові товщі юри та флішові відклади крейди-палеогену.

Досліджені вугільні пласти в районі сіл Нересниця, Угля, Вишково та Шаян належать до надсольових неогенових відкладів, з локальними рисами контактного метаморфізму при наближенні до зони Вигорлат-Гутинського пасма (Литвиненко, 1946).

Таблиця 1.1. Хімічний склад вугілля на площі Вишково (за даними (Буреш и Григорьев, 1947; Литвиненко, 1946))

Компонент	Район Вишково (Литвиненко, 1946)	Район Новоселиці-Углі (Буреш и Григорьев, 1947)
Волога	2,56%	2,30%
Зола	14,08%	4,09%
Леткі сполуки	41,29%	33,89%
Сірка	2,33%	2,91%
Кокс	58,71%	36,11%
Калорійність	3,500 кал	7,851 кал

Дослідження 1946-1947 рр. також стали логічним продовженням вивчення нафтогазоносності третинних і крейдових відкладів, зокрема бітумінозності окремих стратиграфічних підрозділів. У роботі (Порфирьев и Гринберг, 1946) зосереджено увагу на менілітових та спаських сланцях – відомих нафтогазоматеринських породах Передкарпаття, аналоги яких, на думку авторів, є і в Закарпатському прогині. Основні положення цього дослідження:

1. Породи палеозою розглядаються як високометаморфізовані ще до початку накопичення мезозойських відкладів і не розглядаються в контексті нафтогазоносності;
2. Товща тріасу та юри не містить збагачених органічною речовиною порід (що в подальшому було спростовано);
3. При цьому палеогеографічні реконструкції для юрського часу зображують територію Карпат як неглибоке море з архіпелагом островів – обстановка, що вважається сприятливою для накопичення органічної речовини. У якості прикладу

наведено нафту в юрських відкладах родовищ Доман та Аніна в Румунії (що також спростовує попереднє твердження, але, задля об'єктивності, варто відзначити, що ці родовища далеко від Солотвинської западини – в 20 км від румунсько-сербського кордону);

4. Флішові нижньокрейдові відклади містять смолисто-чорні кремені, іноді з піритом;

5. Неогеновий розріз не містить бітумінозних порід (також в подальшому спростовано);

6. Певну роль у генерації вуглеводнів може відігравати тонкодисперсна органічна речовина.

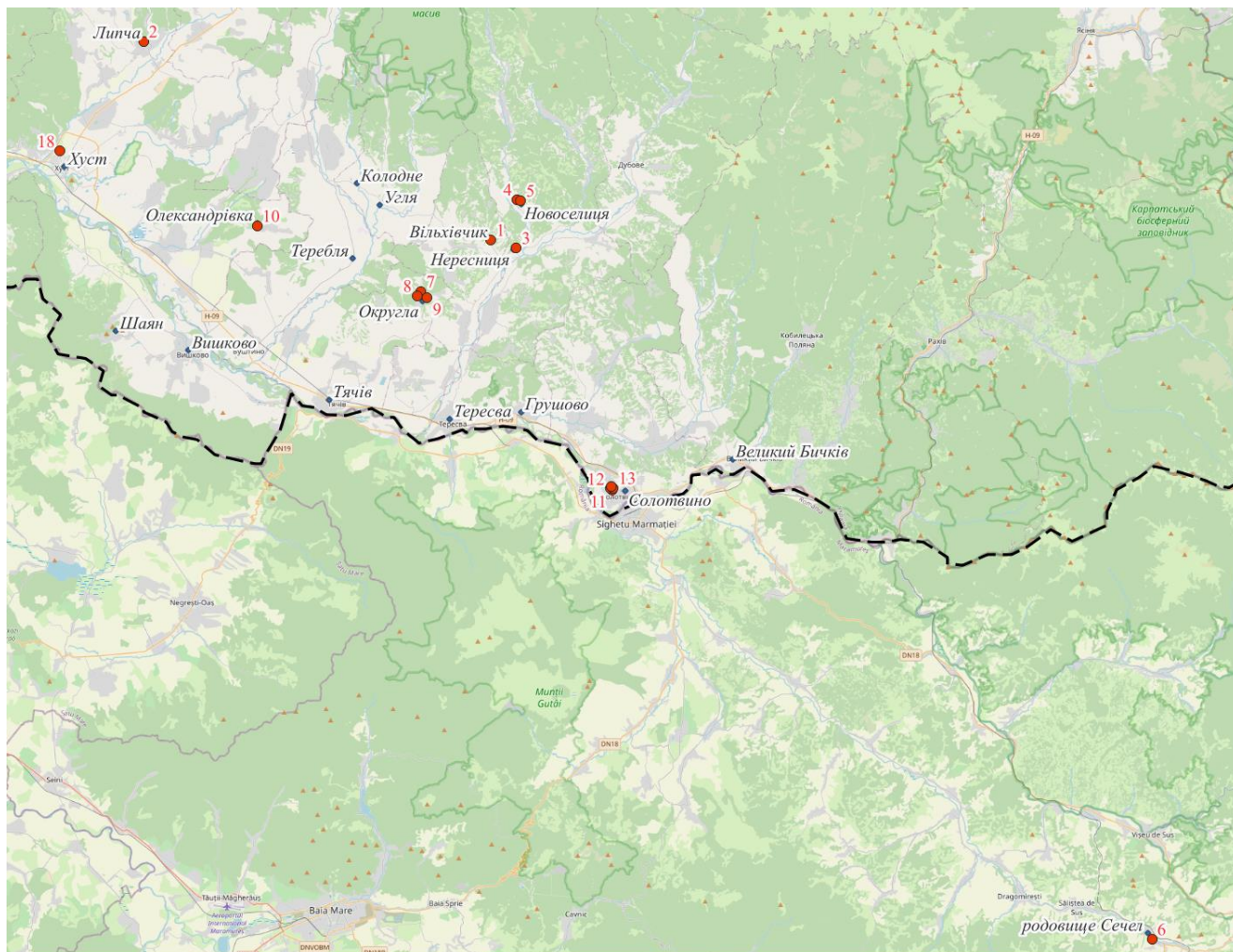
Некоректність деяких висновків спричинена обмеженою вибіркою відслонень і передусім відсутністю на той час даних розвідувального та опорного буріння.

Продовженням досліджень з палеогеографії регіону стали роботи (*Забелин и Шантар, 1948; Немков, 1950*), що розглянули умови осадконакопичення з часів верхньої крейди до міоцену. За результатами (*Немков, 1950*), ймовірно, вперше висунуто припущення про сірководневе зараження в олігоценовому морі і його зв'язок з інтенсивним накопиченням органічної речовини.

Розвиваючи гіпотезу щодо наявності нафтогазоматеринських порід в розрізі крейди, інші колективи авторів повертались до питання спаських сланців (*Маслакова и Муратов, 1949*), представлених чорними блискучими аргілітами, чорними піщаними сланцюватими глинами, перешарованих з мергелистими сланцями (так звана «чорна крейда»).

У роботах (*Забелин и Шантар, 1948; Колтыпин, 1949*) наведено більш комплексний огляд нафтогазопроявів у Солотвинській западині, основний зміст яких наведено в таблиці 1.2 та на рисунку 1.1.

У дослідженні (*Алферьев и др., 1950*) розглянуто питання терешульських конгломератів – локально розповсюджених відкладів на межі олігоцену та міоцену, складених перевідкладеними породами мезозою.



**Рисунок 1.1. Нафтогазопрояви в Солотвинській западині, зафіксовані до початку масштабних пошуково-розвідувальних робіт. Числові позначення відповідно до № п/п Таблиці 1.2**

Серед геофізичних досліджень 40-х років ХХ століття варто відзначити гравірозвідку, виконану Закарпатською і Станіславською партіями (*Бородатий і Шерешевская, 1949*). Її результатами стали карти градієнтів та ізоаномал сили тяжіння для району Хуст-Солотвино в масштабі 1:100 000, за якими чіткіше окреслено Солотвинський (до 9 мГал), Теремлянський (окреслений спільною ізоаномалою 10 мГал навколо населених пунктів Терново-Керекхед-Теребля через недостатній обсяг матеріалу для деталізації) і Тячівський (незамкнутий з південного сходу) мінімуми сили тяжіння.

У 1949 році Українською геофізичною конторою під керівництвом А.В. Мухіна та О.А. Авраменко було проведено електророзвідувальні роботи методом ВЕЗ, в результаті яких уточнено залягання покрівлі опорного горизонту в районі Солотвино, Тячево та Сокирниці, детальніше оконтурена Данилово-Тереблянська структура (Щерба *и др.*, 1968).

*Таблиця 1.2. Прямі та непрямі ознаки нафтогазоносності різновікових відкладів Солотвинської западини за даними (Забелин *и Шантар*, 1948;*

*Колтыпин*, 1949). Номер звіту вказано за каталогом ДНВП «Геоінформ України»

№ п/п	№ звіту	Місце	Опис
1	7759	р. Вульховчик	Вихід сірководневих джерел
2	8590	с. Липча	Нафтопрояви у фліші в свердловині на глибині 251 м
3	8590	с. Нересниця	Просочування нафти з еоценового мергелистого сланцю
4	7759	с. Новоселиця	Просочування нафти на контакті міоценових відкладів і карпатського флішу
5	7759	с. Новоселиця	Вихід сірководневих джерел
6	7759, 8590	Мармарош, 45 км на південь від Солотвино	Видобування нафти (родовище Сечел)
7	7759	с. Округла	При розробці соляної шахти «Фелікс» відмічено приток горючого газу
8	8590	с. Округла	Обвалення шахти Кунігінда через вибух горючого газу
9	7759	с. Округла	Вихід сірководневих джерел
10	8590	с. Олександрівка	Вихід сірководневих джерел
11	7759	Солотвинське родовище солі, св. Н-7 (607 м)	Сліди асфальту і нафти в прошарках міжсолевих теригенних порід
12	7759	Солотвинське родовище солі, св. Н-5 (453 м)	Сліди асфальту і нафти в прошарках міжсолевих теригенних порід
13	8590	Солотвинське родовище солі, св. 4	Бітумінозні глини з зернами асфальтиту
14	8590	Солотвинське родовище солі, св. 5, 7, 14	Асфальтові гнізда, жили і вкраплення у пісковиках і глинах
15	8590	Солотвинське родовище солі, св. 5, 7	Сліди асфальтитів в туфах і пісковиках
16	8590	Солотвинське родовище солі, св. 7	Глинисті сланці з сильним запахом нафти, сліди нафти в товщі солі

17	8590	Солотвинське родовище солі, св. 21	Виділення горючого газу з глинистих сланців у другому горизонті шахти ім. Хрущова протягом 40 років
18	8590	м. Хуст	Нафто- і газопрояви в колодцях (усні свідчення)

Роботи наступного десятиліття – 1950-1960 рр. – продовжували серію регіональних геологічних досліджень і значною мірою були сконцентровані навколо соленосних структур. Після виявлення і надійного обґрунтування за даними граві- та електророзвідки почалося креліусне (*Белоусов, 1951*) та опорне (*Карпинская и Курсакова, 1952*) буріння на площі Данилово-Теребля, на Олександрівському (*Васильев и Коростомовец, 1957*), Солотвинському (*Коросташовец, 1957; Чернышев, 1958*) і Тереблянському (*Васильев и др., 1962*) родовищах солі. Картувальне буріння було також виконано на площах Хуст-Сокирниця і Мукачево-Кибляри (*Матвеева и Гермак, 1959*). За результатами цих робіт було не лише уточнено форму соляних покладів, але і отримано перші дані щодо глибинної будови території, літології та петрофізичних властивостей відкладів. Опорною свердловиною Данилово-1 (2506 м) було розкрито газonosні відклади палеогену.

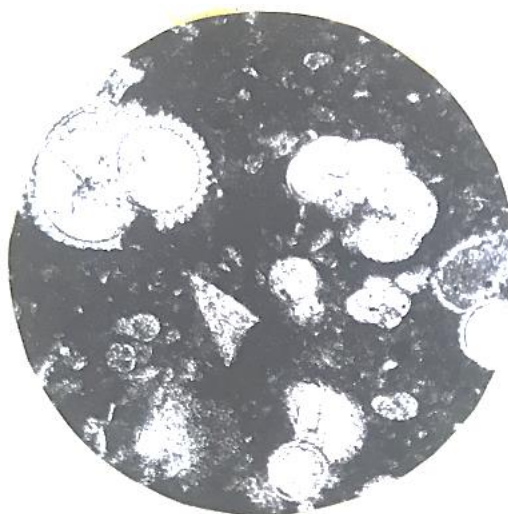
Також проводилась розвідка інших корисних копалин регіону, зокрема мармуровидних вапняків в басейні р. Теребля (*Славин и Солонинко, 1952*), петрографічні описи з яких є досить важливими для розуміння тріас-юрських умов осадконакопичення. Проводились дослідження петрографії, мінералогічна та хімічна характеристика міоценових відкладів Закарпаття (*Демчук, 1962; Петрашкевич, 1962*).

У 1953 р. з залученням нових геологічних даних О.С. Вялов запропонував схему тектонічного районування Східних Карпат, виділивши у складі Закарпатського прогину Вигорлат-Гутинську, Солотвинську та Чопську зони (*Щерба и др., 1968*). У 1955 р. І.Б. Плешаков завершив зведену працю по неогенових відкладах Закарпаття з наведенням палеонтологічного обґрунтування їхньої стратиграфічної схеми.

1960-1970 рр. стали часом масштабних бурових і геофізичних робіт. Дослідження Закарпаття часто відбувалось паралельно з Передкарпаттям, що

заклало серію щорічних звітів з розвідувального буріння тресту «Львівнафтогазрозвідки» (Недбайло, 1965; Щерба *и др.*, 1964, 1965, 1966, 1968 та інші). Окремо проводилось буріння на площах Тересва і Тячів (Матвеева *и др.*, 1965; Матвеева *и Муравецкий*, 1968).

У звіті (Щерба *и др.*, 1964), можливо, вперше згадується розчленування відкладів палеогену за даними буріння. Виокремлено дві світи: лазовську (пізніше в літературі згадується як «чорний палеоген»), складену сірими до чорних алевролітами, пісковиками та мергелями – і байлівську, складену строкатим перешаруванням теригенних відкладів. Також встановлено наявність стратиграфічної перерви між верхньої крейдою та неогеном, оскільки деякі тереблянські свердловини не розкрили палеоген. З даних, особливо важливих для даної кваліфікаційної роботи, звіт містить частину результатів петрофізичних досліджень керну для свердловини Теребля-2.



**Рисунок 1.2. Мергель з мікрофауною. Свердловина Данилово-1 (1736-1739 м), новоселицька світа (Демчук, 1962)**

Робота (Щерба *и др.*, 1965) розглядає площі Теребля з позиції завершення буріння перших двох параметричних свердловин, містить результати визначення фізичних властивостей порід керну.

Звіт (*Скордули и др., 1966*) спирається переважно на результати буріння на площі Теремля, частково площі Тячів, але також тут згадуються результати буріння розвідувальної свердловини Солотвино-4. Зокрема вказано газоносність палеогену в інтервалі 2864-3104 м (82 000 м<sup>3</sup>/добу), виокремлено інші інтервали для випробування.

Досліджувались також фації та регіональні перспективи нафтогазоносності Закарпаття. В (*Демчук, 1962; Петрашкевич, 1962*) знову згадуються скупчення органічної речовини та піриту в туфових відкладах міоцену (новоселицька світа), детально аналізуються палеонтологічні знахідки та літологія порід.

Звіт (*Габинет и др., 1963*) детально розглядає питання тонкодисперсної органічної речовини у відкладах крейдового флішу. Переважний обсяг досліджень сконцентровано на територіях, що межують з Карпатами і, відповідно, представлені дещо іншими породами, але багато інформації також наведено для свердловини Теремля-2. У крейдових відкладах відмічено нерівномірну піритизацію (до 0,5-1,5%), пов'язану зі вмістом дисперсної органіки, наявність скупчень чорно та темно-коричневого бітуму, обвуглених рослинних решток. У вапняках кількість піриту іноді сягає 2%.

У звіті наведено також результати хімічного аналізу бітумів, відповідно до яких:

1. Максимальний вміст дисперсної органічної речовини відмічено в пісковиках;
2. У складі бітумів пісковиків переважає хлороформний бітум «А», в аргілітах – спиртобензольний бітум «С» та гумінові речовини. Авторами зроблено висновок, що легший бітум «А» мігрував з аргілітів до пісковиків, тоді як аргіліти збагатились менш рухомими бітумами типу «С»;
3. Вміст дисперсної органіки у відкладах тисальської і пухівської світ складає в середньому 0,1-0,3%, тоді як верхньокрейдіві відклади Теремлі-2 мають дещо підвищений її вміст (в середньому 0,8%);

4. Аналіз діагенетичних мінеральних перетворень (доломітизації, анкретизації) вказує, що в районі Терєблї осадоконакопичення відбувалось в менш солоному басейні, який є менш сприятливим для накопичення та збереження органічної речовини. Відтак, об'єднуючи з попередніми пунктами, автори зробили підсумок про міграцію бітумів з глибших горизонтів на цій площі.

Питання бітумів Терєблянської площі також розглядається у (*Недбайло, 1965; Орчакевич и др., 1964*), де співвідношення хлороформного бітуму до спиртобензольного більше за 1 розглядається як ознака сприятливих умов для збереження покладів вуглеводнів (що узгоджується з дослідженнями вище). Характеристика органічної речовини у крейдових відкладах, розкритих свердловиною Терєбля-2, наведено у Таблиці 1.3.

Бітумінологічний аналіз відкладів на площі Тячів розглянуто у звіті (*Скордули и др., 1966*); найбільший вміст бітумів на цій площі зафіксовано у відкладах новоселицької світи (0,1%), вони належать до маслянисто-смолянистої групи. Легкі та середні бітуми знайдено лише у свердловині Тячів-3, також у відкладах новоселицької світи (інтервал 1170-1171 м). Вміст бітумів там 0,0025%. Розрізнені відомості також наведені для свердловини Данилово-1: окремі інтервали солотвинської і терєблянської світ містять 1,4525-3,136% бітуму, відклади палеогену мають 0,002-0,009%, рідко до 0,09% бітумів.

Вивчення фізичних властивостей відкладів крейди за даними керну (*Скордули и др., 1966; Щерба и др., 1965 та інші*) показало їх малу ефективну пористість (рідко більшу за 3%), проникність (в середньому 0,1 мД) – і при цьому визначальну роль тріщинуватості, оскільки, попри низьку фільтраційно-ємнісні властивості, ці відклади виявились газоносними з високими стартовими дебітами (20-40 тис. м<sup>3</sup>/добу).

Проводились також дослідження гідрогеологічних умов і складу підземних вод Закарпаття (*Селецкий и др., 1964*), але вони більше зосереджені на надсольових відкладах та площах Чоп-Мукачівської западини.

Особливе місце посідають роботи зі створення стратиграфічної схеми Закарпаття і Солотвинської западини зокрема. Як було зазначено вище, з 1955 р. прийнятою вважалась схема І.Б. Плешакова. У 1956 році В.М. Утробін запропонував свою стратиграфічну схему, яка незначною мірою відрізнялась від попередньої в інтервалі надсольових відкладів. Нині ж застосовною є стратиграфія М.Й. Петрашкевича (1961 р.). Співставлення всіх трьох схем наведено на Рисунку 1.3 і детально аналізується в ряді робіт (*Щерба і др., 1968; Щерба і Павлюк, 1967*). Це дуже важливий аспект досліджень, оскільки одні і ті ж назви (наприклад, солотвинська світа) в публікаціях різних років позначають різні відклади.

Впродовж 1960-1970-х років було проведено широкий спектр геофізичних досліджень. Спираючись на результати попередніх варіометричних, граві- та електрометричних робіт, для деталізації будови та форми аномалій від Терезлянської структури було проведено польові роботи методами ВЕЗ та електропрофілювання, повторна варіометрія крупнішого масштабу (*Иванченко, 1967*) (див. Рисунок 1.4).

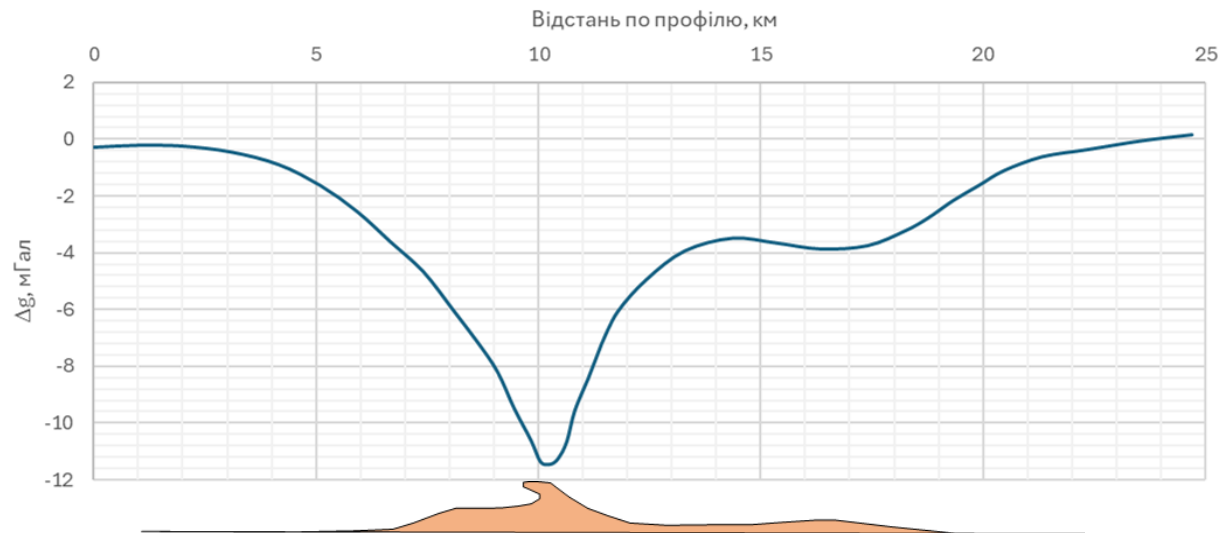
Також в цей час почалося активне застосування сейсмозв'язки – спершу методами РНП (регульованого направлено прийому) (*Бойко і др., 1967*) та МВХ (методом відбитих хвиль) (*Бойко і др., 1968; Бударкевич і Вытрыкуш, 1969*), пізніше більш глибинними методами ГСЗ (глибинного сейсмічного зондування) та КМЗХ (кореляційним методом заломлених хвиль) (*Соллогуб і др., 1968*). Завдання сейсмозв'язки охоплювали широкий спектр від деталізації будови структур, потенційних на поклади вуглеводнів, до регіонального геологічного картування і вивчення будови земної кори.

Результати цих робіт були нерозривно пов'язані з сейсмокаротажними дослідженнями (*Борейко і др., 1967*), що були використані для конвертації часових даних сейсмозв'язки у глибинний розріз. Проте становлення методики цих робіт ще тільки починалось, і більшість зі згаданих праць мали більш дослідний, методичний характер: вивчались оптимальні характеристики джерел коливань,

форми імпульсу та інші параметри зйомки. Вихідними даними ставали здебільшого сейсмогеологічні розрізи з переривчастими умовними горизонтами, прослідкованими за найбільш чіткими фазами.

Плешаков І.Б. (1955)						В.М. Утробін (1956)				М.Й. Петрашкевич (1961)			
Система	Відділ	Ярус	Серія	Світа	Підсвіта	Система	Відділ	Ярус	Світа	Система	Відділ	Ярус	Світа
Третинна	Міоцен	Тортон	Тересвинська	Вульховецька		Неоген	Міоцен	Верхній Тортон	Тячівська	Неоген	Міоцен	Верхній Тортон	Тересвинська
				Тячівська				Нижній Тортон	Хустецька			Нижній Тортон	Солотвинська
				Н'ягівська				Гельвет	Солотвинська			Гельвет	Новоселицька
		Солотвинська	Гладка										
		Тереблянська	Банська										
		Данилівська	Затонська										

**Рисунок 1.3. Співставлення стратиграфічних схем неогену Закарпатського прогину. Складено автором за даними (Щерба і Павлюк, 1967)**



**Рисунок 1.4. Варіометричний профіль 2, ділянка Теребля (Іванченко, 1967)**

Таблиця 1.3. Характеристика органічної речовини крейдових відкладів у свердловині Тербля-2

№ п/п	Інтервал відбору зразка	Страт. горизонт	Порода	Орг. речовина, вміст у %	Вміст бітуму у породі, %					бітум "А" хл.	бітум "А" с-б	бітум "А"+"С" с-б	бітум "А" хл.	Ступінь бітум. "А" хл.	Органічна Речовина	Гумінових кислот в породі, %
					"А" хлор.	"А" сп-б	"С" хлор.	"С" сп-б	"А"+"С"							
1	1647-1654	крейда	пісковик	0.27	0.092	0.020	-	0.028	0.14	4.6	0.52	34.10	не виявлено			
2	1661-1666	крейда	пісковик	1.21	0.04	0.014	-	0.043	0.097	2.86	1.43	3.31	не виявлено			
3	1712-1715	крейда	пісковик	0.27	0.066	0.025	-	0.102	0.193	2.64	1.93	24.42	не виявлено			
4	2056-2059	крейда	пісковик	-	0.018	0.007	-	0.034	0.059	2.58	2.28	-				
5	1672-1676	крейда	алевроліт	0.45	0.033	0.027	-	0.013	0.073	1.22	1.21	7.35	не виявлено			
6	1824-1828	крейда	алевроліт	0.47	0.028	0.017	-	0.039	0.084	1.65	2.00	5.96				
7	2018-2021	крейда	алевроліт	0.43	0.025	0.015	-	0.037	0.077	1.67	2.08	5.82	не виявлено			
8	2224-2227	крейда	алевроліт	0.60	0.027	0.014	-	0.051	0.092	1.93	2.41	4.50				
9	1265-1268	крейда	аргіліт	0.53	0.032	0.014	-	0.023	0.069	2.28	1.16	6.04	не виявлено			
10	2007-2010	крейда	аргіліт		0.034	0.026	-	0.009	0.069	1.31	1.03	-				
11	2073-2083	крейда	аргіліт	0.76	0.018	0.019	-	0.045	0.082	0.95	3.56	2.37	не виявлено			
12	2103-2107	крейда	аргіліт	0.19	0.019	0.010	-	0.026	0.055	1.90	1.37	10.00				
13	2310-2314	крейда	аргіліт	0.33	0.019	0.014	-	0.036	0.069	1.36	2.63	5.75				
14	2339-2370	крейда	аргіліт	0.21	0.024	0.012	-	0.059	0.095	2.00	2.96	1.40				
15	2370-2375	крейда	аргіліт	0.45	0.015	0.012	-	0.010	0.037	1.25	1.47	3.34				
16	2406-2410	крейда	аргіліт	0.54	0.027	0.018	-	0.059	0.104	1.50	2.86	5.00				
17	1300-1304	крейда	мергель	0.71	0.019	0.020	-	0.009	0.048	0.95	1.53	2.66				
18	1329-1333	крейда	мергель	0.16	0.021	0.021	-	0.013	0.055	1.00	1.62	13.12	не виявлено			
19	1467-1470	крейда	мергель	0.76	0.019	0.022	-	0.011	0.052	0.86	1.73	2.50	не виявлено			
20	1499-1501	крейда	мергель	0.80	0.024	0.007	-	0.010	0.041	3.43	0.71	3.00	не виявлено			
21	1565-1568	крейда	мергель	0.56	0.030	0.012	-	0.011	0.053	2.50	0.77	5.35	не виявлено			
22	1595-1600	крейда	мергель	0.76	0.038	0.025	-	0.013	0.076	1.52	1.00	5.00				
23	1774-1778	крейда	мергель	0.56	0.012	0.014	-	0.036	0.062	0.86	4.16	2.14	не виявлено			
24	1933-1935	крейда	мергель	0.39	0.025	0.015	-	0.050	0.09	1.67	2.60	6.40	не виявлено			
25	2184-2190	крейда	мергель	0.48	0.022	0.017	-	0.047	0.086	1.30	2.91	4.58	не виявлено			
26	2702-2706	крейда	мергель	1.16	0.036	0.040	-	0.012	0.088	0.90	1.44	3.10	не виявлено			

Потрібно відмітити, що геологічні особливості Солотвинської западини й досі ускладнюють сейсморозвідувальні роботи на цій площі: гірська та напівгірська місцевість не завжди сприятлива для фізичного прокладання профілів, соленосна формація дуже розсіює пружні хвилі, а флішові відклади палеоген-мезозою дуже рідко містять чіткі відбиваючі границі. Відтак графічні побудови традиційно складались для одиничних більш-менш контрастних границь: тереблянської та новоселицької світ (сіль-туфи), новоселицької світи та фундаменту западини (туфи-фліш).

Простежені горизонти, як було зазначено вище, являли собою умовні глибинні побудови – оскільки обсяг сейсмокаротажу, виконаний у Солотвинській западині і Закарпатті загалом, є порівняно невеликим (*Бурдин, 1988*), а застосування запису з однієї-двох свердловин в області солянокупольних структур часто дає значні похибки глибин через стрімку зміну літології по розрізу.

Загалом для обробки та інтерпретації даних сейсморозвідки залучались дані сейсмокаротажу площ Солотвино, Теребля, Тячів і Тересва (*Бойко и др., 1967*).

Дослідження методом ГСЗ (*Соллогуб и др., 1968*) дали одні з перших результатів щодо глибини залягання поверхні Мохо: 27-30 км під Закарпаттям і до 20-25 км під Угорською западиною (Паннонським басейном), що важливо для моделювання термічної історії відносно сучасності. Також за результатами регіонального простеження сейсмічних горизонтів оцінено орієнтовну товщину палеоген-мезозойського фундаменту в межах Закарпаття – близько 3-4 км. Палеозойський фундамент так і не був розкритий в процесі буріння, але результати сейсморозвідки дозволяють припустити і його товщину: 3-3,5 км для північно-західної частини Солотвинської западини до майже відсутності у південно-східній частині. Також у звіті аналізуються багато інших сейсмо-густинних властивостей земної кори, які не є дотичними до теми кваліфікаційної роботи і відтак не представлені в цьому огляді.

У 1967-1968 рр. було проведено гравіметричні дослідження на площі Хуст-Тячів-Солотвино в масштабі 1:50000 (*Фильштинский и др., 1968*). Крім власне вихідних даних зйомки, оброблених і представлених на карті аномалій в редукції Буге, колективом авторів виконано розрахунок залишкових аномалій при різних радіусах осереднення: 2, 4 та 8 км, а також спроби аналітичного перерахунку поля у верхній півпростір на висоту 3 км.

Також у 1968 р. (*Кутас и Гордиенко, 1968*) виконано одні з найперших комплексних досліджень, зосереджених на питанні теплового потоку та термічної історії басейну (див. Рисунок 1.5). Основною зоною інтересу цієї праці є Передкарпаття (більшість вимірювань температури проведено у свердловинах саме цього регіону). Закарпаття ж у вибірці представлено двома свердловинами: Тербля-2 і Залуж-2. Для оцінки параметрів теплового потоку та початку інтенсивного нагріву, супроводжуваного нестационарною складовою потоку, було залучено дані одразу для всього Карпатського регіону і результати досліджень сейсморозвідкою ГСЗ, згадані вище.

В результаті встановлено, що при величині аномального теплового потоку  $1,3 \text{ мкал}/(\text{см}^2 \cdot \text{с})$  ( $155 \text{ Вт}/\text{м}^2$ ) та глибині залягання джерела теплоти 25-30 км час початку нагріву припадає на  $36 \pm 1$  млн років тому з виходом на асимптотичні значення на  $42 \pm 2$  млн років тому. Напруження, що перевищували границі міцності порід і мали б призвести до тектонічних наслідків, були досягнуті в інтервалі 22-27 млн років тому. Автори пов'язують із цим процесом підняття території Закарпаття на величину до 1,5 км, що призвело б до інтенсивних ерозійних процесів і узгоджується з накопиченням значної товщі палеогенового флішу в Солотвинській западині.

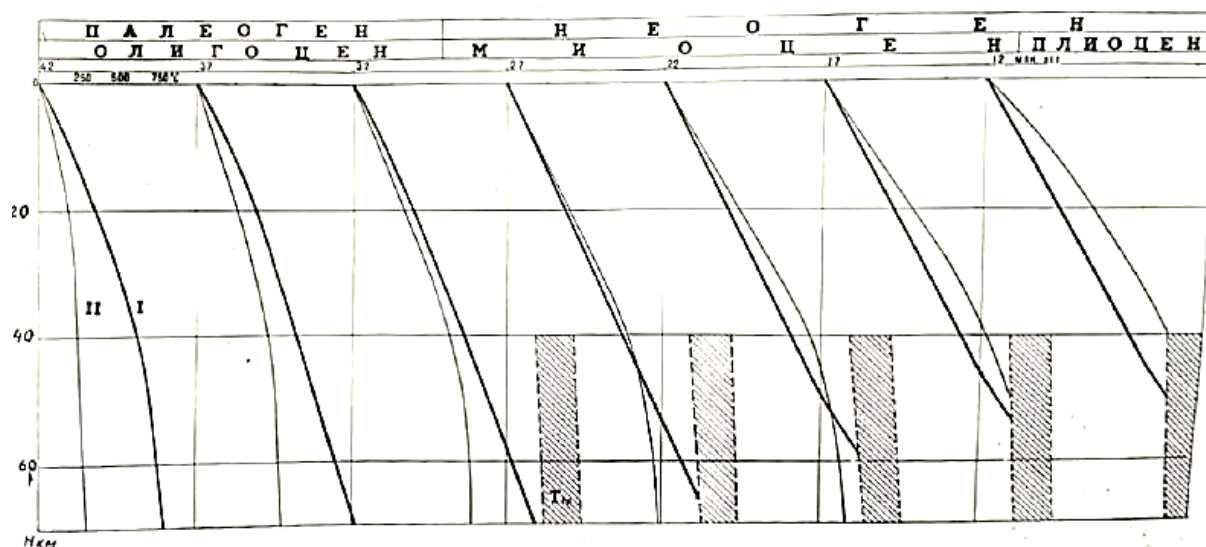
Наприкінці десятиліття проводились пошуково-розвідувальні роботи на термальні води (*Репяшник, 1969*). В комплексних оглядових працях з перспектив нафтогазоносності Закарпаття (*Свириденко и др., 1970*) з'являється більше відомостей про «чорну крейду», розкриті бурінням на площі Сокирниця;

виділяється кричівська світа, що і нині фігурує в стратиграфічному розчленуванні прогину. Детальніше охарактеризовано «чорний палеоген» дубравської світи, а саме темноколірні, часто чорні алевроліти та аргіліти з прошарками пісковиків.

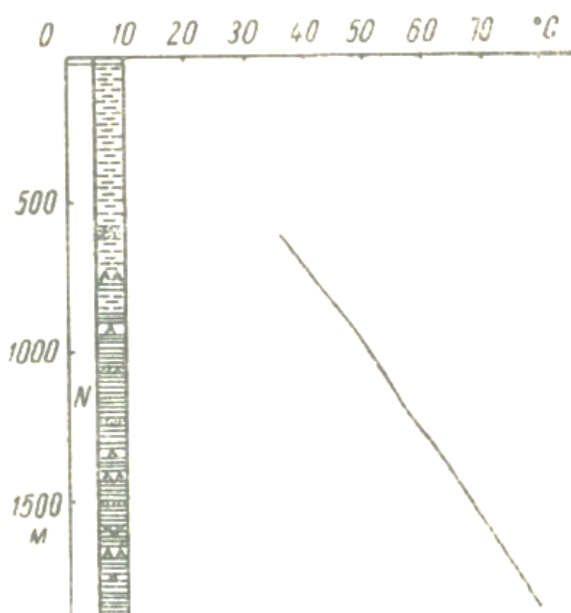
Роботи 1970-1990 рр. були представлені крупномасштабним геологічним картуванням, гідрогеологічними зйомками, застосуванням нових модифікацій геофізичних методів.

У 1971 р. вийшла монографія «Теплове поле України» (Кутас і Гордиенко, 1971), де розглянуто багато аспектів щодо вимірювань температур у свердловинах, впливу терміну відстоювання на показники і приведено значний обсяг фактичного матеріалу для свердловин різних регіонів. З Солотвинської западини розглянуто лише одну свердловину – Тереля-2, – і для неї наведено термограму до глибини 1899 м (див. Рисунок 1.6).

Комплексні геофізичні дослідження в районі Солотвино (Кабін, 1970) проводились з застосуванням методів ВЕЗ та комбінованого електропрофілювання; дослідно-методичні роботи проводились за методами природного електричного поля, ВЕЗ-ВП, СЕП і методом зарядженого тіла. Результати сприяли простеженню тектонічних порушень і зон розвитку карсту, визначенню динаміки підземних вод навколо соляного штоку.



**Рисунок 1.5. Глибинні палеотемператури Карпат (I) та Закарпаття (II) (Кутас і Гордиенко, 1968)**



**Рисунок 1.6. Термограма для свердловини Теребля-2 (Кутас и Гордиенко, 1971)**

Продовжувалось глибоке розвідувальне буріння на площах Теребля, Тячів, Сокирниця (33543), параметричне - на площі Апшиця (Удич, 1990).

У 1982 р. свердловиною 68-3, пробуреною на північному крилі Солотвинської структури з метою дорозвідки соляного тіла, було отримано промисловий приплив газу – і таким чином розпочалося пошуково-розвідувальне буріння на самій Солотвинській площі (Сащенко, 1983). Тут потрібно відзначити, що нумерація кількох свердловин повторюється (Солотвино-1, Солотвино-2), оскільки аналогічні вже були пробурені на самому соляному штоку в 1960-х роках. Свердловини ж 1982 р. і далі були спрямовані на розвідку виключно газового родовища. Цільовим горизонтом стали туфи новоселицької світи, але вибій більшості свердловин знаходиться глибше, у палеогенових відкладах.

Новий етап сейсмозвідувальних робіт пов'язаний з переходом на метод СГТ (спільної глибинної точки) і проведенням 2D зйомок на Доробратівській (Вытрыкуш и др., 1983), Грушівській (Кулинич и др., 1984), Добрянській (Вытрыкуш, 1985) і Стеблівській (Вытрыкуш и др., 1987) площах. Як і в зйомках методом РНП, основними результатами стали сейсмогеологічні профілі, карти покрівель новоселицької світи та палеогену, але їх якість та інформативність стали

суттєво вищими. Профілі зазначених чотирьох зйомок перетинаються, утворюючи єдину різну за густиною сітку.

Крім власне геофізичної частини, в перших розділах зазначених звітів традиційно наведено загальні відомості щодо будови та геологічної вивченості території. Тут потрібно відмітити роботу (*Вытрыкуш и др., 1983*), де проводиться аналогія «чорного палеогену» дубравської світи з товщами олігоцену та еоцену, розкритими в румунській провінції Марамуреш. Відзначається наявність в розрізі умовно олігоценових чорних аргілітів з лускою риб.

Автори підкреслюють сильний вплив тонкошаруватості переважної частини розрізу Солотвинської западини (надсольові відклади, палеоген-крейдовий фліш) і дислокованості фундаменту на якість сейсмічного запису, вплив інтерференції хвиль в такому середовищі. Дані сейсмокаротажу демонструють наявність значних як вертикальних, так і горизонтальних градієнтів швидкостей (*Витрыкуш, 1991; Петрашкевич, 1988*).

У звіті (*Вытрыкуш и др., 1983*) та інших згадується наявність насуву, ніби встановленого свердловиною Солотвино-4 у вигляді крейдових відкладів серед еоценових, але існують альтернативні уявлення, які зараховують всю цю товщу до палеогену. Також наявність яких-небудь неоднорідностей не відображена на сейсмічних матеріалах: крім приштокових зон, залягання порід переважно полого-моноклінальне або горизонтальне. Невизначені нерегулярні артефакти трапляються на глибині залягання фундаменту (Рис. 1.7б), але важливо переконатись, що вони дійсно відповідають дійсним границям, а не є результатом інтерференції та інших процесів.

На цьому моменті важливо розглянути питання тектоніки за результатами інтерпретації сейсміки, а саме виділення порушень і визначення їх амплітуди. Традиційно склалося уявлення про наявність високоамплітудних розломів (до 300-400 м), що проходять від фундаменту до приповерхневих відкладів і ділять Солотвинську западину на велику кількість блоків.

При цьому, як видно з рисунку 1.7а, не всі інтерпретатори притримувались цієї думки – і проводили порушення з невеликими вертикальними зміщеннями по зонах інтенсивного затухання відбиттів.

Численні блоки виділялись зокрема за інтерпретацією (*Кудла та Дучук, 2007*) та (*Вытрыкуш и др., 1987*), де розломи часто проходили через рівні границі відбиттів, що викликає певні сумніви і потребує перегляду (рисунки 1.8).

Також сейсмохвильові розрізи суттєво відрізняються від представлення геології за даними буріння. Вище це було зазначено для свердловини Солотвино-4, але аналогічна ситуація спостерігається на Сокирницькій площі (*Вытрыкуш и др., 1987*), де інтерпретовано трикратне повторення у розрізі тріасових, юрських і крейдових відкладів – тоді як на сейсміці подібного не спостерігається (Рисунок 1.9). Нижня відбивка крейди нанесена за даними свердловинних відбивок.

Іноземними дослідниками в цей час досліджувалась румунська частина Закарпаття. У монографії «Romanian Oil and Gas Fields» (*Paraschiv, 1979*) зокрема приводяться дані щодо нафтогазоносності олігоценових відкладів та вмісту в них органічної речовини.

Період досліджень за часів незалежної України (з 1991 р.) переважно сконцентрований на систематизації та узагальненні наявної геолого-геофізичної інформації, проведенні кореляції відкладів Закарпаття з суміжними територіями та представлений порівняно невеликим обсягом польових геолого-геофізичних робіт і буріння.

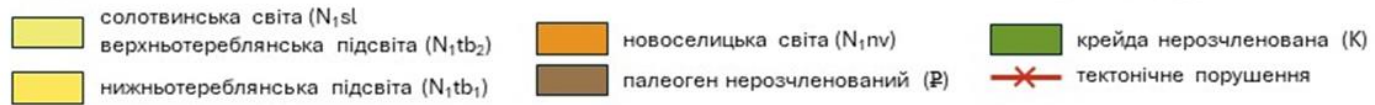
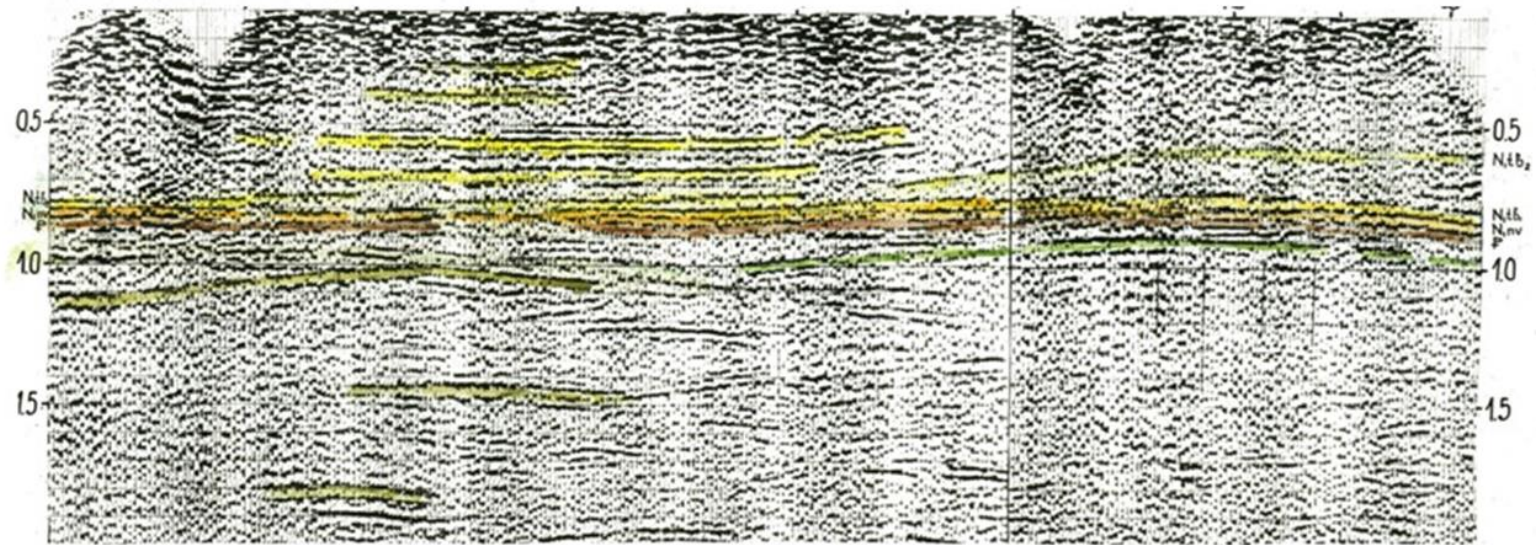
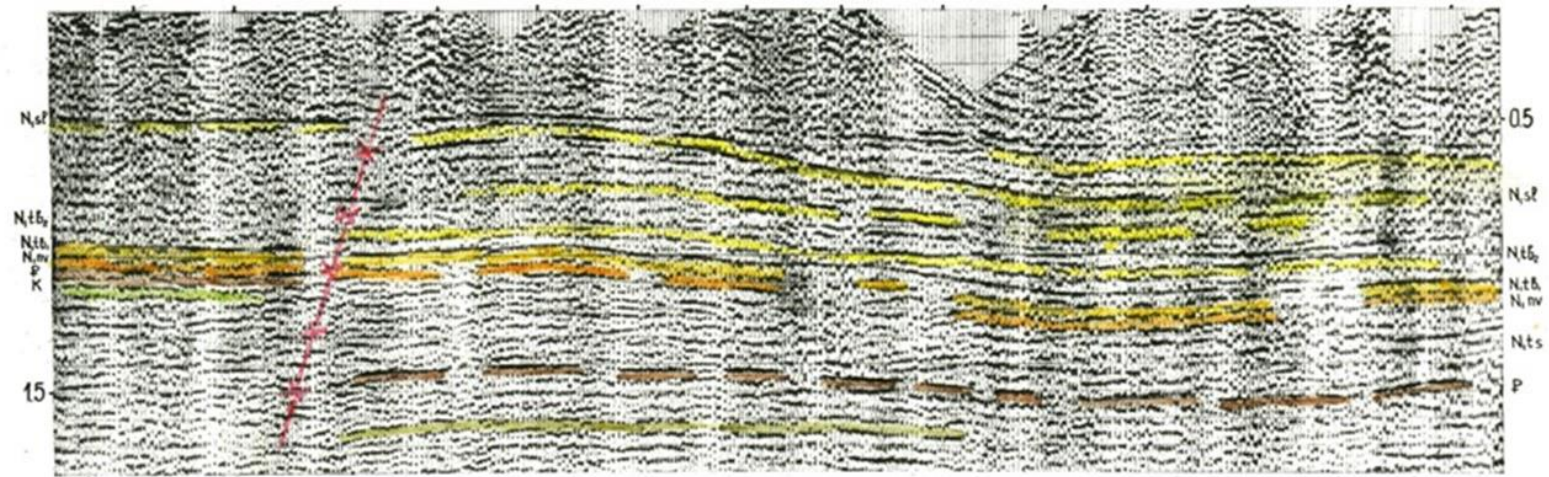
У (*Петрашкевич, 1988; Удич, 1990*) розглянуто результати буріння параметричної свердловини Апшиця-1, що розкрила чорні мергелі та аргіліти так званої лужської світи (в подальшому стратиграфія була переглянута – і цю частину розрізу почали відносити або до нерозчленованого палеогену, або до грушівської світи). Дослідження представляє інтерес, оскільки наводять відомості про румунський Марамуреш: наявність еоценової конгломерат-піщано-аргілітової пачки (близько 100 м), пачки піщаних вапняків з фауною нумулітів і молюсків (150

м) та товщу олігоцену (400-500 м), представлену піщаними колекторами Борша (Borsa) – цільовими горизонтами видобутку вуглеводнів в тій зоні. Материнською породою для них та інших відкладів вважаються олігоценові чорні менілітоподібні аргіліти з відбитками луски риб та скелетів риб – шар Вале Карелор (Valea Carelor), який за описом і віком повністю аналогічний відкладам, що розкриті Апшицею-1.

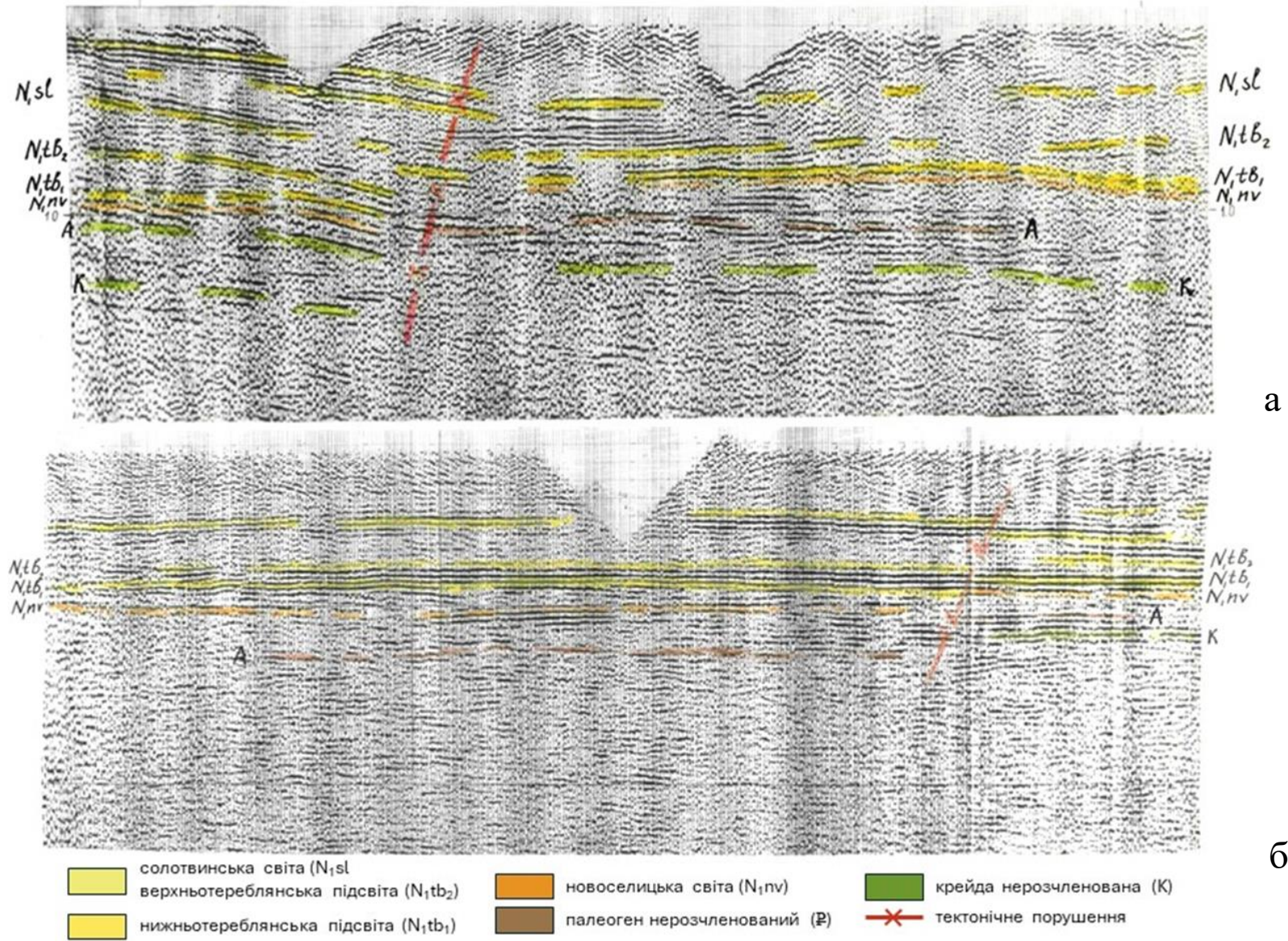
У (Петрашкевич, 1988) розглядається наявність у палеогені насувів і лусок, що локально зафіксовані в румунському продовженні Солотвинської западини і з ними пов'язані літологічні пастки вуглеводнів (на родовищі Сечел це нафта) (Рисунок 1.10).

Супутньо з розглядом питань перспективності тих чи інших структур і горизонтів розглядались також причини успіху та невдач різних пошукових робіт (Петрашкевич, 1995). Зокрема дослідження мезозойських відкладів Терелянської структури припинилось попри встановлену численними свердловинами газоносність, оскільки вивченість фундаменту залишалась незадовільною попри величезні обсяги буріння. Це викриває одну з суттєвих проблем геологорозвідувальних робіт радянського періоду: попри кількість, багато з них відрізнялись низькою якістю проектування та реалізації (наприклад, закладання свердловин в неоптимальних умовах, величезні відмінності між проектним та фактичним розрізами через некоректно інтерпретовані глибини за сейсмікою тощо).

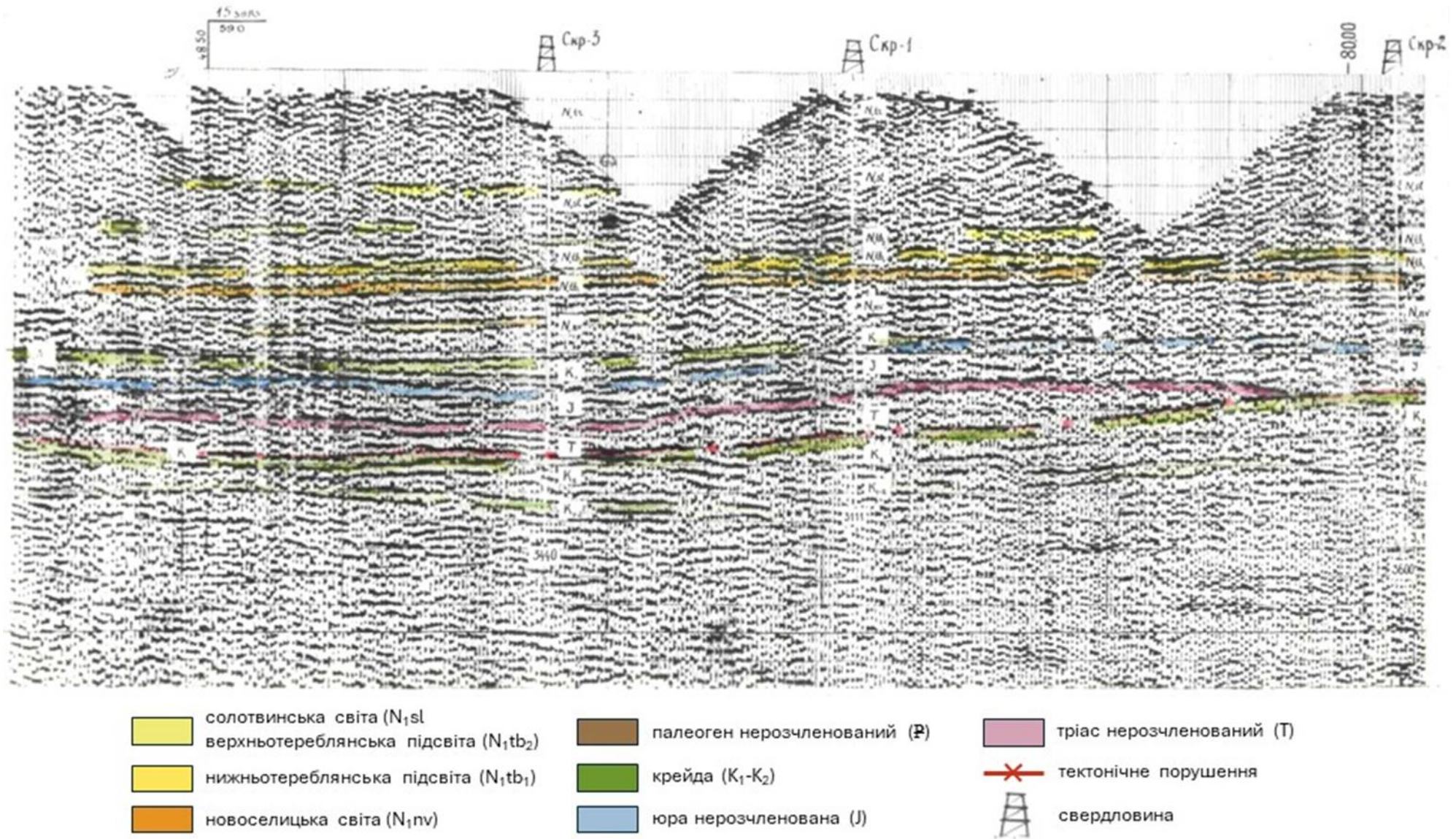
Через величезний обсяг інформації та виконання робіт різними організаціями при систематизації даних часто трапляються неузгодження. Зокрема, у (Петрашкевич, 1995) вказано результати випробування свердловин Солотвино-4 (3102-2868 м) та Солотвино-5 (3400-3933 м) з дебітами 10 000 м<sup>3</sup>/добу з палеогену, тоді як задокументовані дебіти складали 80 000 та 32 000 м<sup>3</sup>/добу (що згадується в цьому ж звіті в наступних розділах). У звіті пояснено припинення бурових робіт у зв'язку з «непромисловістю» цих відкладів, що протирічить численним випробуванням з цих та інших солотвинських свердловин.



**Рисунок 1.7. Сейсмічні профілі через Добрянську площу (Витрыкуш, 1985)**



**Рисунок 1.8. Сейсмічні профілі через Стеблівську площу (Витрыкуш и др., 1987)**



**Рисунок 1.9. Сейсмічний профіль через Стеблівську площу (Вытрыкуш и др., 1987)**



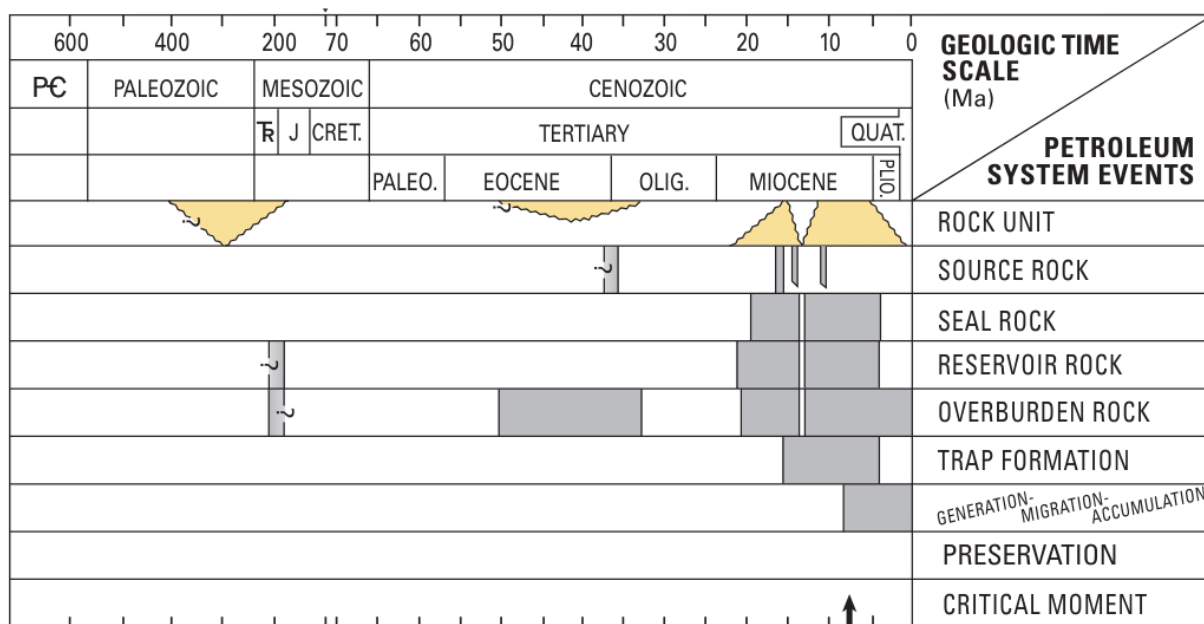
тектонічної будови цих структур. Серед бурових робіт, проведених за цей період, можна відзначити буріння розвідувальних свердловин на Солотвинському та Грушівському газових родовищах, а також на площі Буштино.

Більшість опублікованих закордонних досліджень щодо нафтогазоносності Закарпаття і Солотвинської западини також припадають на період незалежної України. Спектр охоплених ними тем дуже широкий: від розподілу теплового потоку, моделювання палеогеографії, відтворення хронології неогенового вулканізму, аналіз нафтогазоперспективності та літології різновікових відкладів.

Авторами (*Pécskay et al., 2006*) розглянуто вулканічну активність Закарпаття та суміжних територій від раннього міоцену до сучасності. Періодизація етапів вулканізму здійснювалась за петрографією порід та віком, встановленим за калій-аргоновим методом. Тут важливо відмітити, що вулканізм став закономірним наслідком регіонального нагріву і розплавлення земної кори під Паннонським басейном – суміжною з Закарпаттям структурою, – згаданих раніше у цьому розділі. При потенційному початку цього процесу близько 40 млн років тому, виверження, наслідком яких стало утворення туфів новоселицької світи, відбувалися 15,5-14,5 млн років тому.

В контексті Румунії розглядалися олігоцені нафтогазоносні системи Valea Carelor-Borsa, згадані вище, але для Закарпаття класично закріпилась думка щодо новоселицьких туфів як основного горизонту, який і розглядається у більшості басейнових реконструкцій та при оцінці запасів (*Transcarpathian Neogene, (Dolton, 2006)*). Також потрібно зауважити, що всюди Солотвинська западина аналізується з позиції виключно газоносності, а наявність колекторів у палеогенових та мезозойських відкладах, неодноразово підтверджених бурінням, не згадується (див. Рисунок 1.11).

Детальніше огляд даних з іноземних публікацій представлено у розділах 2-4.



**Рисунок 1.11. Хронологічна схема (event chart) накопичення відкладів у Закарпатті відповідно до їх ролі в нафтогазоносних системах (Dolton, 2006)**

У підсумку розділу 1, потрібно відмітити величезний обсяг досліджень, виконаних у Солотвинській западині різними геолого-геофізичними експедиціями та організаціями. Це відіграло дуже позитивну роль, адже забезпечує подальші дослідження великим обсягом інформації. Водночас не можна ігнорувати наявність численних неузгоджень і протиріч, викликаних переінтерпретацією даних різними авторами та вилучення певного їх обсягу з розгляду. Останнє особливо очевидно з перспективами нафтоносності, в контексті яких українська частина Солотвинської западини не розглядається – попри їх численні прямі і непрямі ознаки.

Економіко-політичні зміни та дослідження різними організаціями ускладнили збір всієї геолого-геофізичної інформації для її комплексної обробки та інтерпретації. В контексті моделювання термічної історії та визначення властивостей материнських на вуглеводні порід обсяг даних набагато менший, ніж для інших структурних одиниць України (Прикарпаття, ДДЗ). Це значно обмежило обсяг вхідних даних, але не виключає необхідності продовження робіт в цьому напрямку для кращого розуміння нафтогазоносності Солотвинської западини.

## 2. СУЧАСНА КОНЦЕПЦІЯ ГЕОЛОГІЧНОЇ ІСТОРІЇ ТА БУДОВИ СОЛОТВИНСЬКОЇ ЗАПАДИНИ

У тектонічному плані Солотвинська западина знаходиться у південно-східній частині Закарпатського прогину, відмежована від сусідньої Чоп-Мукачівської западини Вигорлат-Гутинським вулканічним хребтом. Іншими суміжними геологічними структурами є Складчасті Карпати з півночі та північного сходу, Паннонський басейн - з півдня та південного сходу. В політико-географічному положенні западина межує з Румунією та Угорщиною.

Даний розділ присвячено стратиграфічній характеристиці розрізу території досліджень, відповідно до схеми М.Й. Петрашкевича 1961 року з невеликими правками та доповненнями, внесеними сучасними дослідниками для палеоген-мезозойських відкладів. Також розглянуто реконструкції палеогеографічних умов – переважно за даними публікацій в науково-періодичних виданнях.

### 2.1. Стратиграфія

У будові Солотвинської западини виділяються, головним чином, два структурні поверхи: верхній – неогеновий, складений моласовими відкладами, та нижній – палеоген-мезозойський, часто названий фундаментом. Палеозойські відклади не розкриті бурінням; єдиним джерелом інформації про них є відслонення Мармароського масиву, де вони представлені різнотипними метаморфічними породами.

#### **Мезозойська ератема (MZ)**

##### ***Тріасова система (Т)***

Виокремлена досить умовно на основі кореляції з розрізом Західних Карпат Угорщини та Румунії. Прямі ж палеонтологічні знахідки, які підтверджували б даний вік, не були виявлені (*Линецкая, 1973*).

Тріасові відклади в межах Солотвинської западини розкриті свердловинами Сокирниця-3 (2758-3060, 3188-3258 м), Сокирниця-2 (2550-3106 м) і Сокирниця-1 (2090-2553 м) (*Линецкая, 1973*). Пізніше стратиграфічні відбивки були переглянуті, зокрема в (*Петрашкевич, 1995*) зазначені інтервали Сокирниця-1, 2 віднесено до юри – також без підтвердження палеонтологічними рештками.

Відклади літологічно неоднорідні: пісковики червоно-коричневі і зелено-сірі нерівномірнотзернисті гравійні з карбонатним або кремнисто-серицитовим цементом, алевроліти, міцні філітизовані аргіліти. Всі згадані різновиди сильно слюдисті та мають червоно-коричневу пігментацію за рахунок високого вмісту оксидів заліза. Трапляється пірит різного ступеня окиснення.

У звіті (*Вытрыкуш, 1985*) на основі суміщення даних буріння на Сокирницькій площі з результатами для Чоп-Мукачівської западини (площі Залуж, Велика Добронь, Невицька) тріасові відклади представлені доломітами і доломітизованими вапняками з прошарками алевролітів та мергелів, темними криптокристалічними органогенними вапняками з масовими скупченнями радіолярій (*Линецкая, 1973*), що підтверджує латеральну строкатість відкладів цього віку.

Поза межами Солотвинської западини, в Чоп-Мукачівській, свердловиною Берегово-8 було розкрито вулканогенно-карбонатно-кремнисту товщу, представлену темно-сірими до чорних спілітами та зелено-сірими діабазами з прошарками туфів, вапняків, аргілітів і червоних яшмовидних порід (*Петрашкевич, 1990*). У цій же свердловині вік цих відкладів підтверджено як доюрський за виявленими скелетами радіолярій.

Товщина розкритої частини – 32-400 м.

### ***Юрська система (J)***

Відклади юри розкриті свердловинами Сокирниця-1 (1817-1983 м), Сокирниця-2 (2190-2550, 3220-3600 м), Сокирниця-3 (2083-2330, 2621-2759 м)

(Линецкая, 1973), причому у Сокирниці-1 в інтервалі 1983-2090 м достовірно встановлено нижньоюрський (синемюр-лотаринзький) вік за знахідною амоніта роду *Vermiceras* та уламків остракод. За первинною інтерпретацією (Щерба и Павлюк, 1967), сумарний інтервал юрський відкладів у Сокирниці-1 був на 1817-2036 м, що дещо відрізняється від зазначеного вище, а одна з останніх інтерпретацій (Петрашкевич, 1995) пропонує третій варіант розбивок: 1800-2010 м для Сокирниці-1, 3100-3500 м для Сокирниці-2, 1860-2758 м та 3060-3188 м для Сокирниці-3.

Також відклади юри розкриті свердловинами Тереля-8 (3113-3205 м) і, за даними інших звітів, Тячів-8 (967-1164 м), Тересва-5 (1475-1774 м).

Представлені відклади темно-сірими глинистими криптокристалічними та мікрозернистими вапняками та мергелями з прошарками майже чорних тонкослюдистих аргілітів. По латералі співвідношення цих складових змінюється: деякими свердловинами розкрито розріз переважно аргілітів та алевролітів, іншими – перешарування вапняків та мергелів. Аргіліти подекуди містять землісті агрегати піриту. Мергелі трапляються двох різновидів: позбавлені органічних решток, переважно складені криптокристалічним кальцитом та з домішками піриту, та мергелі з великою кількістю органічних решток. Останні поділяються на спікулові, посідонієві та радіолярит-спікулові мергелі – залежно від переважного виду знахідок (Линецкая, 1973). Свердловиною Тересва-5 розкриті посідонієві шари, складені перешаруванням темно-сірих до чорних аргілітів, мергелів, вапняків і рідше алевролітів. Породи тріщинуваті та перем'яті, вапняки переважно глинисті, органогенні, спікулові з залишками радіолярій та остракод (Петрашкевич, 1990).

На площі Тереля відклади юри представлені рожевими кристалічними вапняками з фрагментами водоростей, іноді кріноїдей, брекчійованих, збагачених землістими агрегатами окисненого піриту. Ці вапняки датуються титон-нижньоберіасовим віком.

Поза межами Солотвинської западини серією свердловин в районі Мужієво розкрито товщу діабазів сіро-коричневих, спілітів темно-сірих, зелено-сірих, місцями фіолетових і коричневих, вапняків і доломітів з прошарками туфітів; діабазо-порфіритів, габро-діабазів (Рисунок 2.2). (*Вытрыкуш, 1985; Петрашкевич, 1990*). Їх юрський вік підтверджений поодинокими палеонтологічними знахідками.

Сумарна товщина юрських відкладів оцінюється до 900 м.

### ***Крейдова система (К)***

Відклади розкриті великою кількістю свердловин на площах Сокирниця, Тербля, Тересва, Тячів.

Крейда неокомського (беріас-барем) віку, розкрита у Сокирниці-1, представлена перешаруванням сірих і темно-сірих алевритистих мергелів, аргілітів, лінзовидних утворень дрібнозернистих пісковиків та прошарків сірих вапняків. Особливістю цієї товщі є наявність у вапняках та мергелях планктонних фрагментів водоростей, які іноді є породоутворювальними. Цемент часто містить землясті утворення піриту (*Линецкая, 1973*).

Відклади, розкриті свердловинами Тербля-1 і Тербля-3 (3060-4006 м), представлені сірими мергелями, чорними глинистими вапняками з прошарками темно-сірих і чорних кременистих аргілітів, алевролітів, різнозернистих пісковиків (*Вытрыкуш, 1985*) – і в теперішній стратиграфічній схемі відповідають *дулівській (K<sub>1dl</sub>)* світі.

Першочергово віднесене до нижньої крейди – аптського та альбського ярусів (*Линецкая, 1973*) – перешарування темно-сірих, майже чорних вапнистих аргілітів, світло-сірих алевролітів, дрібнозернистих пісковиків, темно-сірих та сірих мергелів і вапняків нині виокремлюється в *кричівську* світу (*K<sub>2kr</sub>*) верхньої крейди (*Вытрыкуш, 1985*). Розбивки горизонтів суттєво відрізняються в різних інтерпретаціях, подекуди об'єднуючи кричівську світу з дулівською (*Линецкая, 1973; Петрашкевич, 1995; Приходько та ін., 2019*). Товща чорних аргілітів,

мергелів та вапняків з частими включеннями піриту також фігурує під назвою «чорної крейди» (Щерба и Павлюк, 1967), а інтервал 2599-2601 м свердловини Тереля-1 (Петрашкевич, 1990), складений доломітистими вапняками з прошарками чорних кременів та аргілітів, оцінюється як можливий аналог покрівля шипотської та спаської світ Карпат, що є материнськими породами на межі верхньої та нижньої крейди.

Ближче до Вишківської зони і на площі Тереля відклади верхньої крейди (сеноман-кампан) представлені пухівською світою ( $K_2ph$ ): строкатим перешаруванням мергелів сірих, зеленуватих, буруватих і червоних з прошарками аргілітів та алевролітів (Рисунок 2.1). Кут падіння порід коливається від  $20^\circ$  до  $80^\circ$ .

Сумарна товщина крейдових відкладів перевищує 2500 м.



**Рисунок 2.1. Пухівський мергель св. Тересва-12 (а) та юрський вапняк св. Тячів-8, 976-979 м, первинно інтерпретований як крейдовий (б). Фотографії зі звіту (Гуржий и др., 1967)**



**Рисунок 2.2. Мигдалевидний діабаз брекчійований, тріщини виповнені кальцитом. Св. Тересва-13, 1843 м. Фотографія зі звіту (Гуржий и др., 1967)**

### Кайнозойська ератема

#### ***Палеогенова система (Р)***

Відклади палеогену розкриті свердловинами Солотвинської, Грушівської, Апшицької, частково Тересвинської (св. 12, 27), Тячівської (св. 16), Теремлянської (св. 1) площ та опорною свердловиною Данилово-1. Представлені дубравською, лазовською, байлівською та грушівською світами (Щерба и Павлюк, 1967).

#### ***Лазовська світа (Р<sub>2</sub>lz)***

Представлена алевролітами з підлеглими прошарками мергелів, пісковиків, вапняків та аргілітів.

Алевроліти темно-сірі поліміктові слюдисті слабовапнисті, щільні, косо- або паралельношаруваті. Пісковики сірі дрібно- та середньозернисті, вапнисті, тонкошаруваті, тріщинуваті. Аргіліти та мергелі сірі, місцями чорні, сильно вапнисті. Породи містять дрібний планктон, вуглефіковані уривки багряних водоростей, гнізда та прожилки кальциту (Линецкая, 1973; Свириденко и др., 1970).

Породи мають кути падіння 50-90°, рідше 20-35°. Вік еоценовий.

### *Байлівська світа (P<sub>2</sub>bv)*

Представлена строкатими пісковиками, алевролітами, мергелями, гравелітами з невеликими пропластками туфів і туфітів. Вік еоценовий.

Пісковики різнокольорові (червоно-коричневі, зелені, до сірих), різнозернисті вапнисті слюдисті олігоміктові, часто з залізисто-карбонатним цементом з домішкою ангідриту; місцями переходить у гравеліти. Алевроліти темно-сірі з зеленуватим відтінком, слюдисті, вапнисті. Аргіліти коричнево-сірі щільні, мергелисті, коричневого, сіро-коричневого та зелено-сірого кольору. Алевроліти та аргіліти часто містять вуглисті рештки. Крім кварцу та польових шпатів, уламки складені кислими та основними магматичними породами, вапняками, темними аргілітами, поліміктовими пісковиками.

### *Дубравська світа (P<sub>2</sub>db)*

Також згадується під назвою «чорного» палеогену. Представлена товщею сірих масивних пісковиків з прошарками темно-сірих, чорних алевролітів, аргілітів.

Пісковики сірі різнозернисті (переважно дрібнозернисті, рідше від середньозернистих до гравелітистих), масивні, шаруваті, з прожилками кальциту і тонким глинистим матеріалом по площинах напластування (*Свириденко и др., 1970; Смирнов, 1973*).

Алевроліти темно-сірі до чорних, з поступовим переходом у дрібнозернисті пісковики, шаруваті слабослюдисті.

Породи мають великі кути падіння – найчастіше 60-90°. Вік еоценовий.

### *Грушівська світа (P<sub>3</sub>gr, N<sub>1</sub> – P<sub>3</sub>gr)*

Початково виділена як верхня – олігоценова – частина палеогенового розрізу, частково нижньоміоценова. Зараз під назвою грушівської світи часто об'єднують відклади всіх світ, описаних вище.

Представлена переважно алевролітовою темно-сірою товщею з прошарками мергелів, пісковиків і аргілітів. Алевроліти і пісковики сірі і темно-сірі, щільні, карбонатні, слюдисті, дрібно- та середньозернисті. Мергелі темно-сірі, чорні, щільні, міцні, слабослудисті, вапнисті, косо- та паралельно шаруваті з рештками обвугленої органіки. Аргіліти темно-сірі, слюдисті, вапнисті, алевритисті.

У відкладах світи трапляються численні залишки лусок, плавників і скелетів риб, поодиноких молюсків, піритизовані рештки (Андрейчук, 2019).

### ***Неогенова система (N)***

#### ***Буркаліська світа (N<sub>1br</sub>)***

Представлена темно-сірими пісковиками, алевролітами та аргілітами з прошарками гравелітів і мергелів. Має неповсюдне поширення.

Пісковики сірі різнозернисті поліміктові, часто олігоміктові або кварцові, вапнисті. Аргіліти темно-сірі слабовапнисті.

Товщина світи – до 80-120 м (Приходько та ін., 2019).

#### ***Терешульська світа (N<sub>1trs</sub>)***

Представлена добре сортованими окатаними гальками юрських, крейдових і палеогенових порід, зцементованих карбонатно-глинистим цементом (26050). У (Свириденко и др., 1970) навпаки уламки несортовані, неокатані або напівокатані.

Породи поліміктового складу: уламки юрських вапняків, вишнево-червоних мергелів, аргілітів, кварцитів, роговиків, слюдистих сланців (Рисунок 2.3). Розповсюдження локальне вздовж давніх ерозійних понижень.

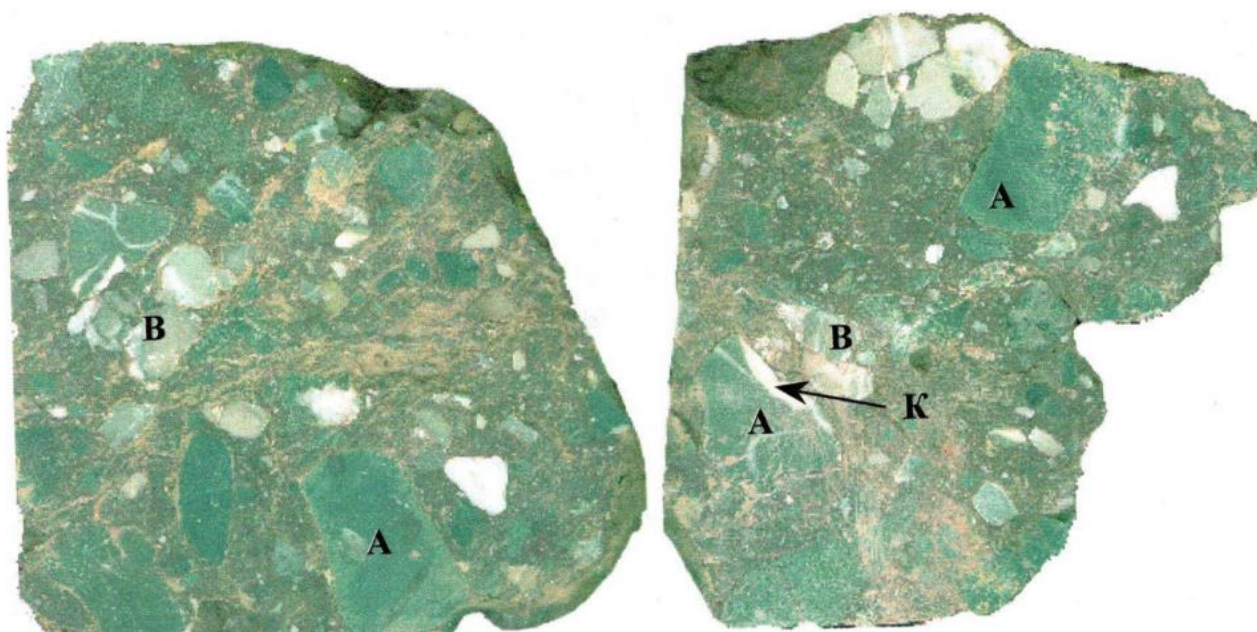
#### ***Новоселицька світа (N<sub>1nv</sub>)***

Представлена вулканогенно-осадовим комплексом.

Туфи дацитові, ріоліт-дацитові зелено-сірого кольору, переважно кристаловітрокlastичні з підлеглими прошарками туфітів, туфоаргілітів,

туфопісковиків, мергелів та конгломератів. Наявні численні дрібні зерна та сферичні стяжіння піриту, крупні уривки чорної піритизованої злегка окисненої органіки, а також зерна і скупчення вторинних карбонатів, розвинутих по вулканічному склу (Скордули *и др.*, 1966).

Товщина світи дуже змінна – від 25-60 м у північно-східній частині западини до 700 м у свердловині Данилово-1.



**Рисунок 2.3. Терешульські конгломерати з уламками аргіліту палеогенового флішу (А), мезозойських вапняків (В), кальциту (К). Витяг зі справи свердловини Солотвинського родовища**

#### *Тереблянська світа ( $N_{1tb_1} + N_{1tb_2}$ )*

Представлена двома підсвітами. Нижня – теригенна – складена чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків з прошарками туфів і туфітів. Аргіліти темно-сірі, майже чорні, вапнисті, слюдисті, містять рослинний детритус. Алевроліти темно-сірі вапнисті слюдисті. Пісковики сірі дрібнозернисті вапнисті слюдисті косошаруваті. Туфи і туфіти сірі та зеленувато-сірі (Іванченко, 1967). Товщина підсвіти – 50-750 м. Верхня – галогенна – представлена білою та сірою кам'яною сіллю з домішками ангідриту та глинистого матеріалу. Трапляються також прошарки соленосних глин.

Товщина підсвіти – від 50 м; також виходить на денну поверхню у вигляді соляних штоків, де товщина може складати 1100 м.

#### *Солотвинська світа (N<sub>1sl</sub>)*

Складена глинами, аргілітами та алевролітами з прошарками пісковиків.

Глини блакитно-сірі або темно-сірі, щільні аргілітоподібні сланцюваті вапнисті. Пісковики вапнисті, дрібно- та середньозернисті смугасті, зі слідами ієрогліфів. Алевроліти темно-сірі вапнисті слюдисті, щільні. Регіональні репери ліпарито-дацитових туфів мають сіро-зелений колір, псамітові, масивні (*Скордули* и др., 1966).

Товщина світи – 50-1000 м.

#### *Тересвинська світа (N<sub>1ts</sub>)*

Представлена монотонною товщею аргілітів з прошарками пісковиків, алевролітів, мергелів і туфітів. Товщина світи – до 1350 м.

#### *Четвертинні відклади (Q)*

Представлені валунно-галечниковими відкладами. Товщина до 25 м.

### 2.2. Тектоніка та історія геологічного розвитку регіону

Солотвинська западина як складова частина Закарпатського прогину є структурою, закладеною на гетерогенному фундаменті Внутрішніх Карпат (*Муровська, 2019*). Як було зазначено вище, у розрізі виділяються два структурні поверхи: неогеновий моласовий і палеоген-мезозойський фундамент, переважно сформований флішовими відкладами.

Відклади западини мають як поперечну, так і поздовжню зональність, зумовлену особливостями палеоумов осадконакопичення та системою різнонаправлених розломів. Найбільший з них – Припаннонський глибинний

розлом – відмежовує прогин від суміжного Паннонського басейну. Оашський розлом проходить по напрямку Вигорлат-Гутинського пасма і розділяє Солотвинську і Чоп-Мукачівську западини під кутом  $45^\circ$  (Муровська, 2019).

Існує припущення (Муровська, 2019; Чекунов и др., 1969), що Чоп-Мукачівська западина формувались як одна структура з фундаментом у вигляді кристалічного масиву Центральних Західних Карпат, тоді як Солотвинська западина закладалась на палеозойських відкладах, аналогічних Зовнішнім Карпатам.

З огляду на вплив неогенового магматизму, земна кора в цьому регіоні має зменшену товщину. Дослідженнями (Кутас и Гордиенко, 1968; Муровська, 2019; Соллогуб и др., 1968) встановлено наявність границі Мохо – на 25-29 км. У різних джерелах та інтерпретаціях на картографічних матеріалах ці величини коливаються з незначною похибкою.

В межах Солотвинської западини виділяються соляно-діапірові та криптодіапірові структури, пов'язані з проявами соляної тектоніки (Матвеева и Муравецкий, 1968): Данилово-Тереблянська, Округлянська, Тячівська, Сокирницька та Солотвинська куполоподібні складки.

Розглядаючи тектонічну історію регіону, варто відзначити куди детальнішу вивченість неогенового етапу порівняно з палеоген-мезозойським. Різні дослідження (Jan et al., 2006; Kovacs et al., 2017 та інші) пропонують дещо відмінні погляди на рух тектонічних елементів і пов'язані з ними умови осадконакопичення (Рисунок 2.4), але основні положення залишаються незмінними:

1. Основними в тектонічній будові регіону та околиць є блоки Алкапа (ALCAPA – Alpine-Carpathian-Pannonian), Тися (Tisza) і Дакія (Dacia), що в літературі також згадуються як терейни;

2. Протягом мезозой-кайнозойської історії ці терейни зазнавали різнонаправлених рухів, в тому числі обертальних (особливо у кінці палеогену, коли формувалась Карпатська складчаста споруда і закладався Закарпатський прогин);

3. Періоди розтягу припускаються на пізньотріасовий-ранньоюрський час (Рис. 2.5-2.9) і підтверджуються знаходженням вулканітів у розрізі західної частини Солотвинської западини та в Мукачівській западині;

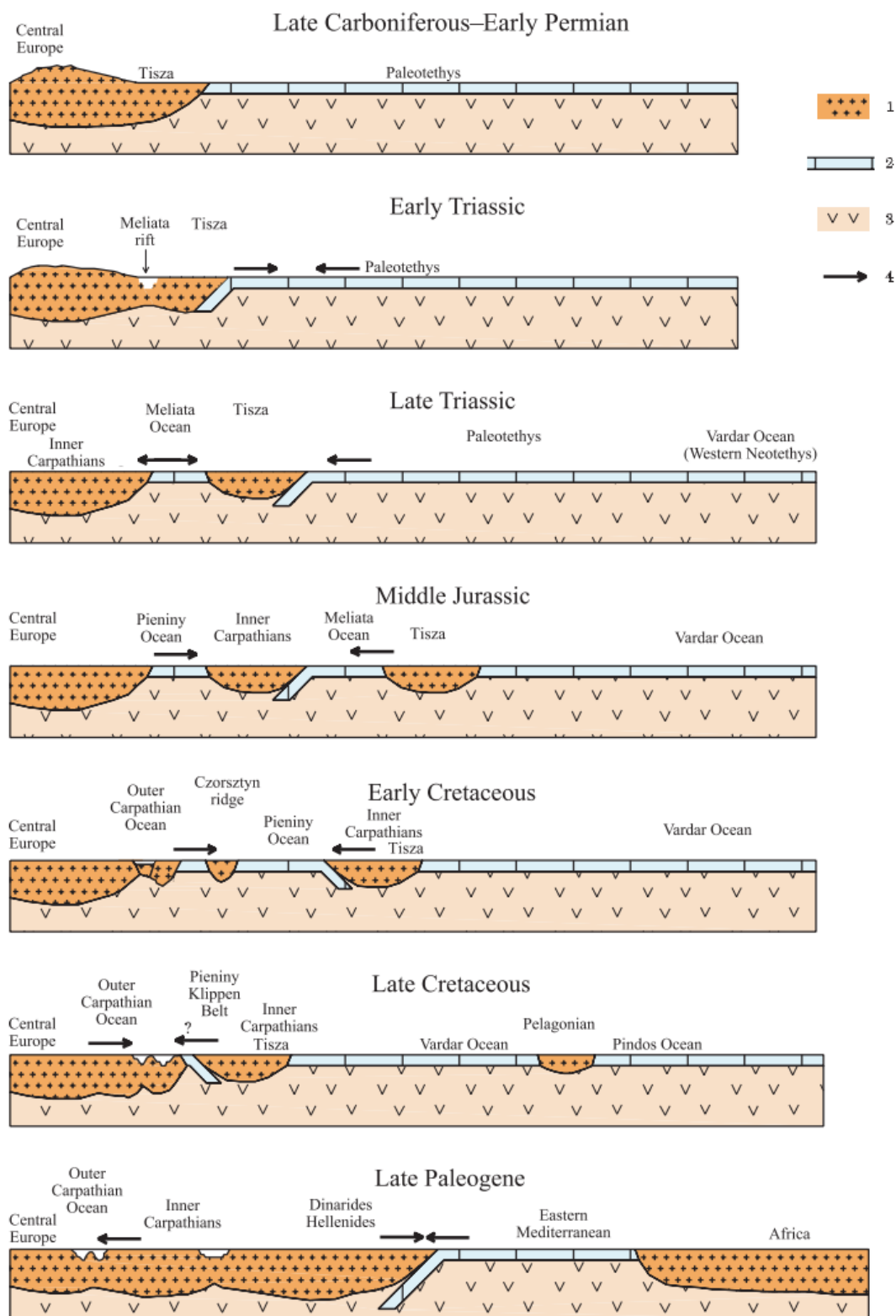
4. Періоди стиснення припускаються у крейді та в палеогені, підтвердженням чого є закладання Карпат та інтенсивне осадконакопичення через різке збільшення інтенсивності ерозії;

5. Обертальні рухи терейнів під час супутнього стиснення зумовили формування складної системи розломів у Закарпатському прогині, його блокову структуру та розвиток неогенового вулканізму (сукупно з регіональним підняттям астеносфери під Паннонським басейном).

Як наслідок, породи крейдового і палеогенового часу відрізняються великою дислокованістю та тріщинуватістю, кутами падіння 50-80°, іноді до вертикального залягання, - що узгоджується з такою концепцією тектонічних рухів у мезозойський час. Водночас деякі дослідження (*Вытрыкуш, 1985; Петрашкевич, 1995; Щерба и др., 1968 та інші*) пропонують насувну (складчасту) будову фундаменту Закарпатського прогину, виділяючи перекинуті складки у свердловинах Сокирниця-1,2,3 (трикратне повторення тріасових і юрських відкладів) та Солотвино-4,5 (луска крейдового флішу у товщі еоцену) (*Сащенко, 1983*). Такі висновки залишаються дискусійними, оскільки, як було проілюстровано у розділі 1, вони не підтверджуються даними сейсмозв'язки і недостатньо проілюстровані палеонтологічними знахідками. Також потрібно враховувати, що знаходження давніших решток не завжди є ознакою давнішого віку порід, що особливо актуально для Солотвинської западини, де були широко розповсюджені процеси розмиву та перевідкладення гірських порід.

Тектонічні рухи зумовлювали зміну палеогеографічних умов, що відображувалось у зміні гранулометричного та хімічного складу відкладів (Рисунок 2.5). У (*Paraschiv, 1979*) умови накопичення верхньокрейдного флішу та вапняків

пов'язуються з літорально-неритовими умовами, що відповідають глибинам шельфу (до 200 м).



**Рисунок 2.4. Схема тектонічного розвитку Карпатського регіону та навколишніх тектонічних елементів за (Jan et al., 2006)**

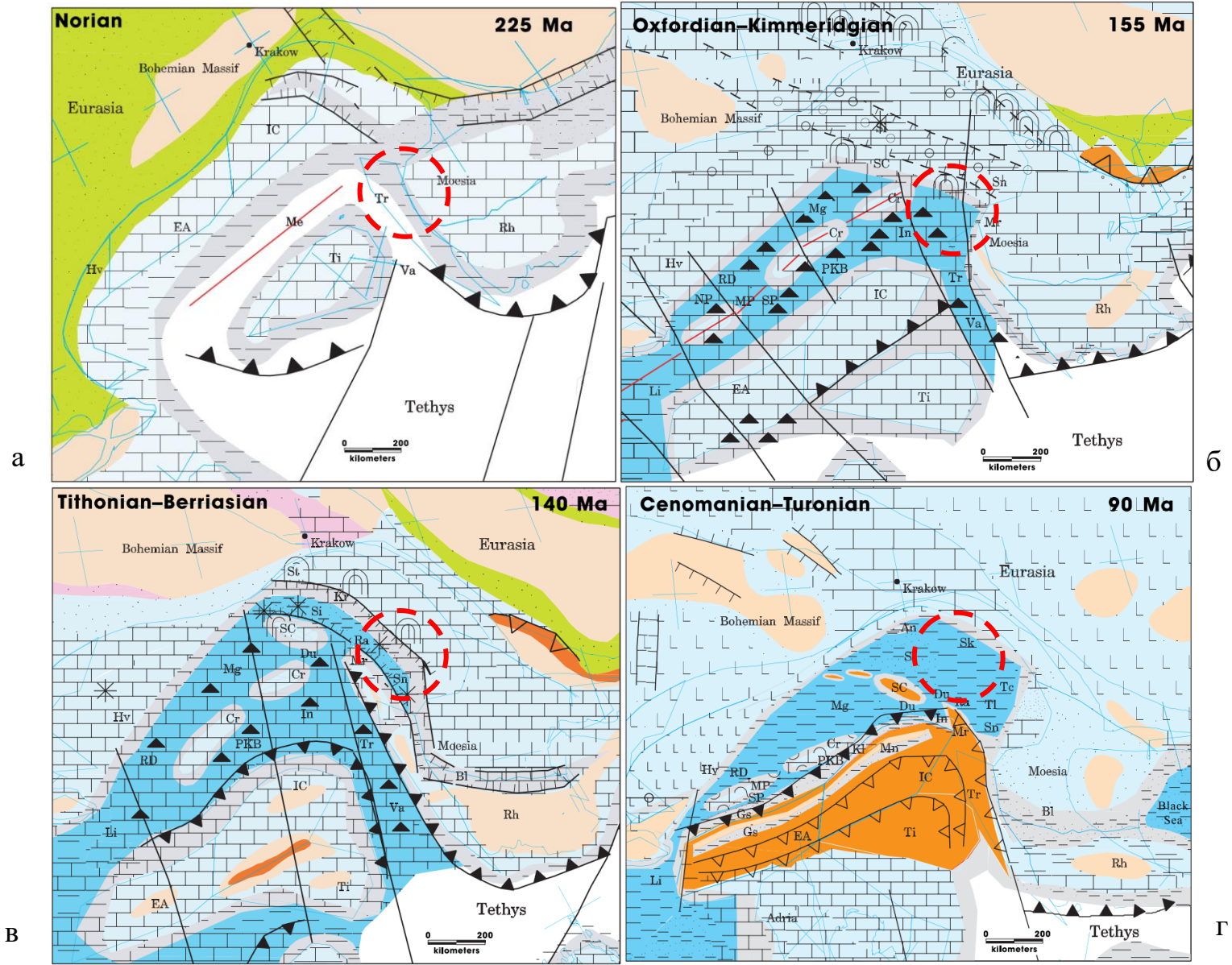


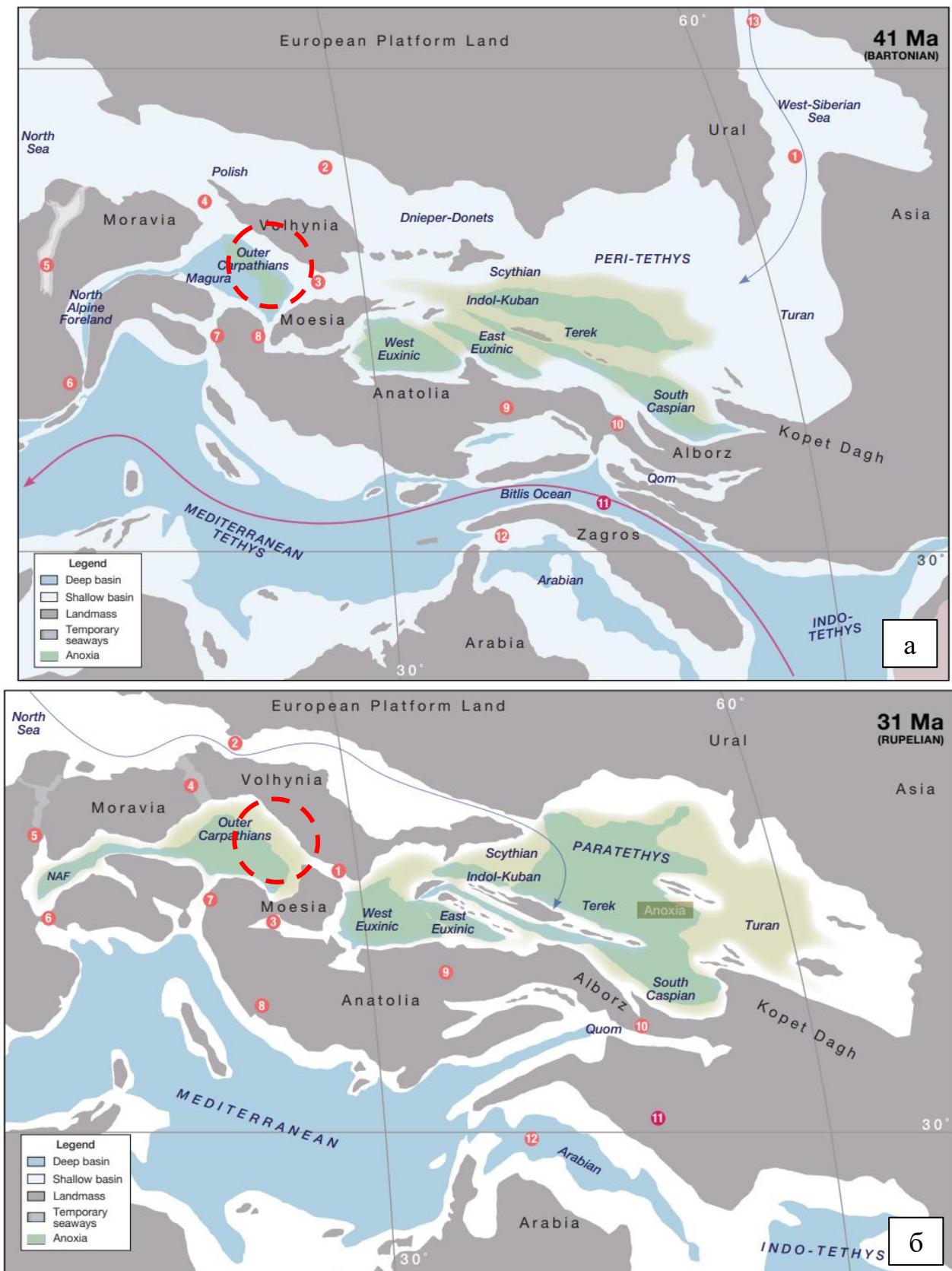
Рисунок 2.5. Палеогеографічні реконструкції для мезозойського часу за даними (Jan et al., 2006)

У геологічних звітах з буріння та геологічних зйомок, як було наведено у розділі 1, міститься досить обмежена інформація щодо накопичення та збереження органічної речовини – і, переважно, наявні висновки були зроблені на основі загальних описів керну (переважаючий колір порід, наявність прямих ознак вуглеводнів, як у випадку «чорної крейди» та «чорного палеогену»). Деякі ж зарубіжні публікації, охоплюючи більш регіональний контекст (*Palcu and Krijgsman, 2021*), прийшли до висновків щодо розповсюдження аноксійних подій протягом геологічного часу, коли, у зв'язку з обмеженням доступу окремих водних об'єктів до Світового Океану, мінливістю течій та дислокованістю морського дна, відбувалось становлення безкисневих умов (Рисунок 2.6). Автори (*Palcu and Krijgsman, 2021*) обґрунтовують наявність двох періодів аноксії у палеогені: кумська (англ. *Kuma*, середній еоцен) та майкопська (олігоцен, до раннього міоцену). Майкопська серія Карпат є підтвердженою нафтогазоматеринською товщею з показниками дещо нижчими, ніж у менілітів, і виявлена зокрема на Кримському півострові. Найбільше її розповсюдження спостерігається у Східному Паратетисі.

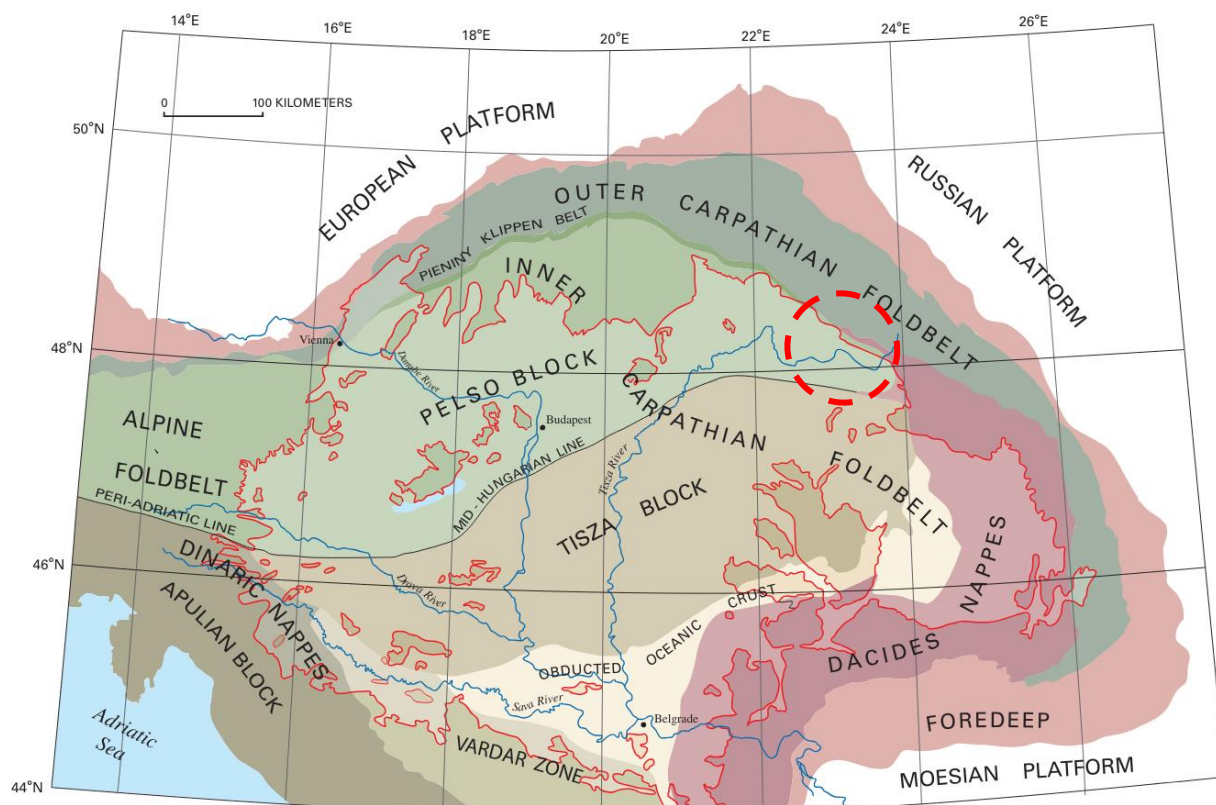
Строкати за кольором відклади палеогену інтерпретуються як результат накопичення в насичених киснем глибоководних умовах, з періодичним утворенням турбідитів. Піщані турбідитові відклади авторами (*Palcu and Krijgsman, 2021*) оцінюються як верхньоеоценові-ранньоолігоценові.

Турбідитне походження пісковиків палеогену та їх накопичення у досить глибоководних умовах також розглядаються в (*Dolton, 2006*) для блоку Тиса та більш епіконтинентальне для відкладів блоку Пелсо, в межах якого, ймовірно, і знаходиться Солотвинська западина (Рисунок 2.7).

Тим не менш, встановлені за описами керну та згадані в публікаціях – зокрема (*Paraschiv, 1979*) – прошарки чорних сланців трапляються і в піщаних товщах, що може означати масштабність і витриманість аноксійних подій. Такі риси простежуються як в українській частині Солотвинської западини, так і в румунській частині, де ці товщі мають назву шарів Borsa.



**Рисунок 2.6. Поширення аноксійних (безкисневих) умов у Паратетисі в палеогені за реконструкціями (Palsu and Krijgsman, 2021)**

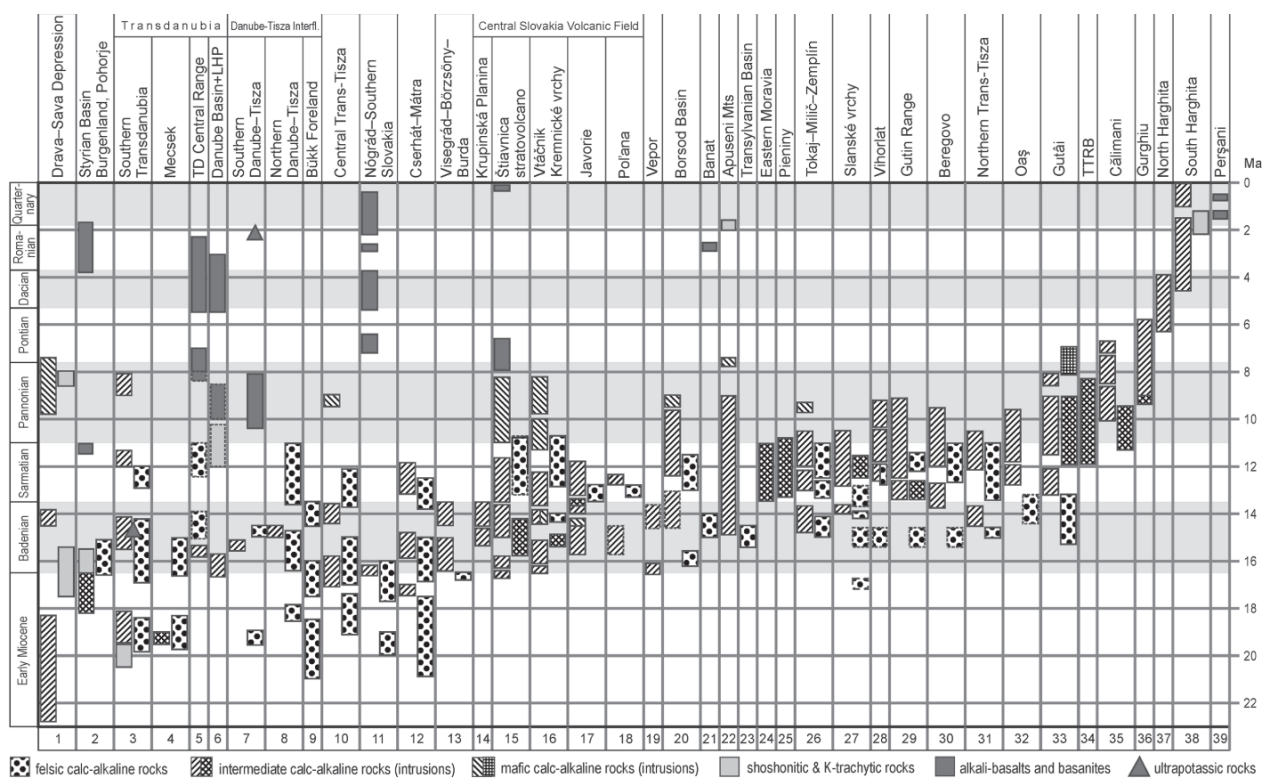


**Рисунок 2.7. Тектонічне районування Паннонського басейну за даними (Dolton, 2006)**

Неогенові відклади поділяються на синрифтові (англ. *synrift*), утворені в ранній-середній міоцен, та пост-рифтові, сформовані на пізній та сучасній стадіях розвитку басейну (Dolton, 2006). Ці дві групи відкладів залягають незгідно через зменшення інтенсивності прогинання басейну у пізньому міоцені (для Солотвинської западини; у Чоп-Мукачівській западині осадконакопичення продовжувалось також у сарматський та паннонський час).

Додатковими факторами, що зумовили незгідне залягання порід, є міоценовий вулканізм та соляна тектоніка. В межах Солотвинської западини видимим результатом вулканізму стало накопичення значної товщі кислих туфів – від 100 до 700 метрів. Виверження відбувались поза межами западини на території Угорщини (масив Оаш) та Румунії (масив Гутай). Відповідно до (Marinel et al., 2006; Pécskay et al., 2006), стадія кислого вулканізму тривала 15.4-14.5 млн років тому.

Наступні – андезитова та базальтова – стадії вулканізму відбувались у сарматський та паннонський час; в межах Солотвинської западини їхні відклади або не накопичувались, або були еродовані (Рисунок 2.8).



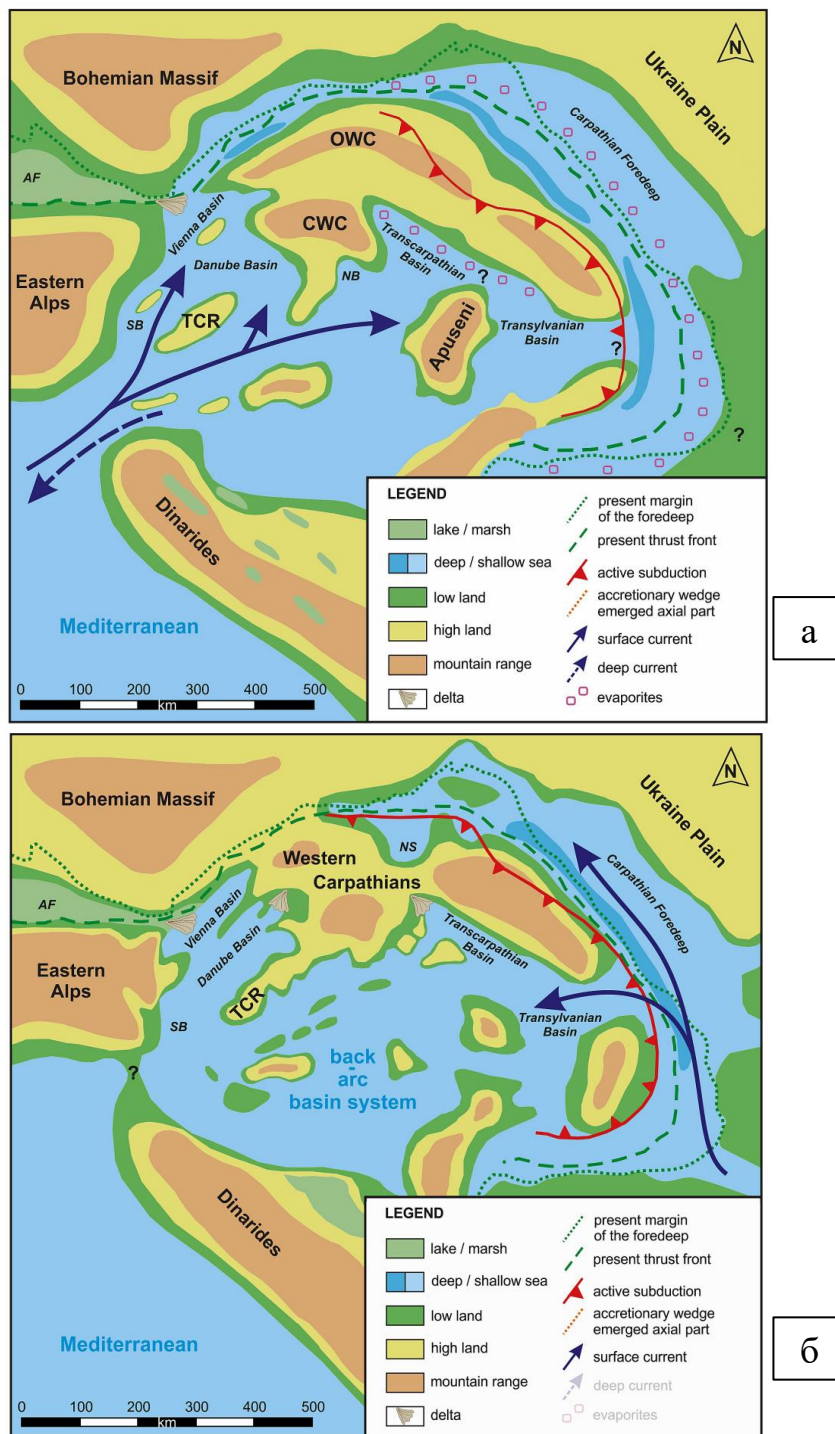
**Рисунок 2.8. Періодизація неогенового вулканізму в Карпатсько-Паннонському регіоні за даними (Pécskay et al., 2006)**

Накопичення соляних товщ пов'язано з відмежуванням моря Паннонського басейну від Світового океану та становленням лагунних умов осадконакопичення (Kovac et al., 2017) (Рисунок 2.9). Наступна трансгресія тимчасово поєднала їх знову, після чого територія Солотвинської западини з часом остаточно перетворилась на сушу.

У підсумку розділу 2, потрібно відмітити складну мінливу літологію в розрізі Солотвинської западини, представлену теригенними, карбонатними породами та їх тонкоритмічним перешаруванням (флішем). Також періодичні трансгресії та регресії моря є причиною фаціальних змін по площі. Ці фактори стали обов'язковими до врахування на наступному етапі з інтерпретації ГДС, оскільки

одновікові товщі можуть по-різному відображатись на каротажних діаграмах, а відібраний керн – ілюструвати окремі літотиби, перешаровані у різному відсотковому відношенні.

Висновки з тектонічної історії регіону та відповідних умов осадконакопичення є важливими для обґрунтування вхідних даних до моделювання у розділі 4.



**Рисунок 2.9. Палеогеографічні умови під час пізнього міоцену (накопичення терелянської-тересвинської світ) за даними (Kovacs et al., 2017)**

### 3. ПЕРЕІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ ПЕТРОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ КЕРНУ ТА ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

Автором розглянуто результати збору та аналізу даних петрофізичних досліджень керну, зокрема фільтраційно-ємнісних параметрів, та особливостей їх використання для інтерпретації даних ГДС при наявному обсязі та змісту даних. Описано застосовану методику інтерпретації каротажних даних і прогнозування за ними вмісту ТОС (Total Organic Carbon) у різновікових відкладах.

#### 3.1. Аналіз досліджень керну

Дані досліджень керну є опорними при інтерпретації каротажу, оскільки є вимірюваннями безпосередньо на фактичному матеріалі. Відповідно до обсягу та якості цих визначень дуже залежить надійність петрофізичної моделі.

При поточному дослідженні збір даних керну є непростим завданням, що також згадується у роботах (*Петрашкевич, 1990, 1995*) та інших. Це зумовлено низкою причин, у тому числі виконанням бурових робіт різними організаціями: «Західукргеологія» (*Удич, 1990*), «Львівнафтогазрозвідка» (*Леськив и др., 1972; Матвеева и Муравецкий, 1968; Щерба и др., 1964 та інші*), «Укрнафтогазрозвідка» (*Белоусов, 1951*), Самбірська контора розвідувального буріння (*Щерба и др., 1965, 1968; Щерба и Павлюк, 1967 та інші*), Стрийське ВБР БУ «Укрбургаз» тощо), що спричинило розосередження первинної геологічної інформації. Аналогічна ситуація з лабораторними дослідженнями за напрямком фільтраційно-ємнісних властивостей (комплексна тематична партія тресту «Львівнафтогазрозвідка» (*Матвеева и Муравецкий, 1968*), «Західукргеологія» для свердловин Солотвинського родовища, УкрНДІгаз для Грушівського тощо), вмісту органічної речовини (УкрДГРІ, (*Орчакевич и др., 1964*)).

Подання результатів у звітності також відіграє роль. Так, у роботах (*Матвеева и Муравецкий, 1968*) з буріння на площі Тересва згадується аналіз 514 проб керну,

але результати представлені у таблиці у вигляді інтервальних значень пористості, проникності, карбонатності та електричного опору, які з огляду на великий розмах інтервалу глибин (100-400 м) врахувати не можна.

Попри наявність каротажу для свердловин Солотвинського родовища, дані досліджень керну були наявні не в повному обсязі через неповноту справ свердловин. Таблиці даних по керну, представлені в геолого-економічній оцінці (*Андрейчук, 2019*), перекриваються з доступними даними і не додають нових відомостей.

Таким чином, обсяг використаних для аналізу вимірювань по керну значно менший від сумарного обсягу по родовищах Солотвинської западини – і така ситуація притаманна всім без винятку узагальнювальним роботам, що виконані до теперішнього моменту.

Шляхом аналізу звітності у фондах ДНВП «Геоінформ України» та УкрНДІгаз, автором було зібрано відомості по 21 свердловинах Солотвинської западини з понад 80 пробурених (разом опорних, параметричних, пошуково-розвідувальних та експлуатаційних), або 436 зразків керну, представлених у Додатку 1. Цей обсяг є в рази більшим, ніж використаний в інших роботах з узагальнення геологічних даних (зокрема у (*Петрашкевич, 1995*) розглянуто лише 70 зразків). Для вичерпної характеристики різновікових відкладів товщі в понад 4006 м (максимальна глибина буріння в западині, свердловина Тереля-3) цього однозначно замало, але розмір вибірки дозволяє провести загальний статистичний аналіз для:

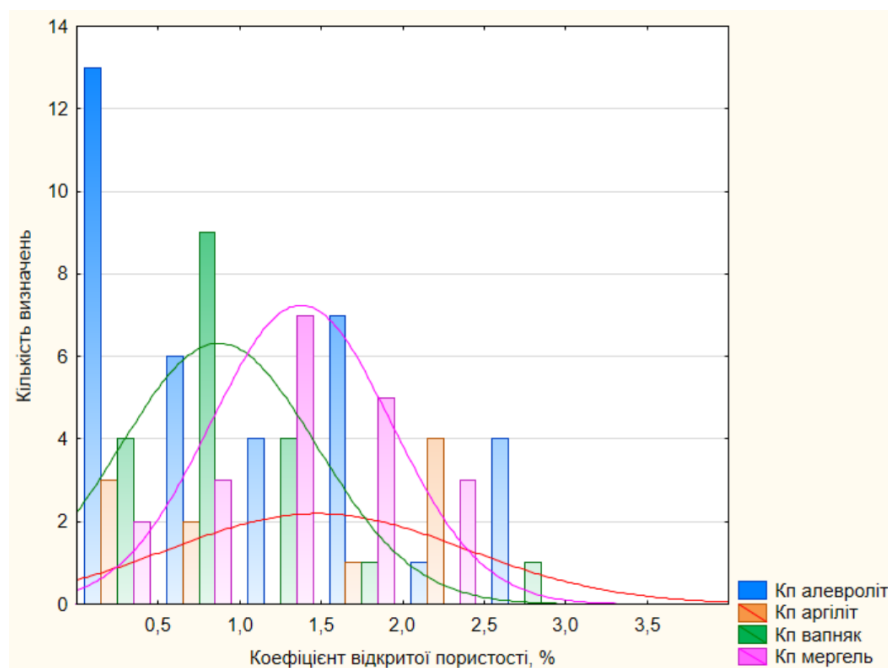
- солотвинської і тересвинської світ (об'єднані з огляду на літологічну подібність) – 54 зразки;
- терелянської світи (верхня та нижня підсвіти об'єднані) – 34 зразки;
- новоселицької світи – 126 зразків;
- палеогенових відкладів – 98 зразків;
- крейдові відклади – 116 зразків.

Для юрських і тріасових відкладів вибірка нерепрезентативна (по 2 зразки), і загальний виконаний обсяг визначень також невеликий: 28 зразків для тріасу (26 за свердловинами площі Залуж, що знаходиться поза Солотвинською западиною, і 2 у Сокирниці-3, (Петрашкевич, 1990)), ще менше для юри.

Серед параметрів, підданих аналізу, – коефіцієнт відкритої пористості, карбонатність, густина.

Для статистичного аналізу даних керну використано програму Statistica (модулі Descriptive Statistics та Histogram).

У випадку крейдових відкладів із 116 зразків до аналізу залучено 84, представлених алевролітами, аргілітами, вапняками та мергелями, що мають достатню кількість визначень на літотип. Для порівняння, у дослідженнях (Петрашкевич, 1990) та (Петрашкевич, 1995) вибірка включала 58 зразків. Розподіл відкритої пористості наведено на Рисунку 3.1.



**Рисунок 3.1. Розподіл значень відкритої пористості (%) для крейдових відкладів Солотвинської западини**

Як видно з рисунку, незалежно від літотипу коефіцієнт пористості крейдових відкладів не перевищує 3%, але водночас ці відклади є доведеними колекторами зі значними дебітами газу (наприклад, 20 0000 м<sup>3</sup>/добу зі свердловини Теремля-1) (Петрашкевич, 1995). Це пов'язано з тріщинуватим типом колекторів, що

виявляється як за описами керну, так і за даними каротажу, що розглянуті далі. Невеликий обсяг вибірок не дозволяє зробити остаточні висновки стосовно істинного характеру розподілу та чинників, що вплинули на нього.

*Таблиця 3.1. Статистичні характеристики вибірок відкритої пористості для крейдових відкладів Солотвинської западини*

Літологія	Кількість визначень	Середнє значення	Мінімальнє значення	Максимальнє значення	Стандартнє відхилення
Алевроліт	35	1,243	0,300	2,800	0,804
Аргіліт	10	1,470	0,400	2,500	0,909
Вапняк	19	0,866	0,200	2,700	0,600
Мергель	20	1,370	0,500	2,300	0,551

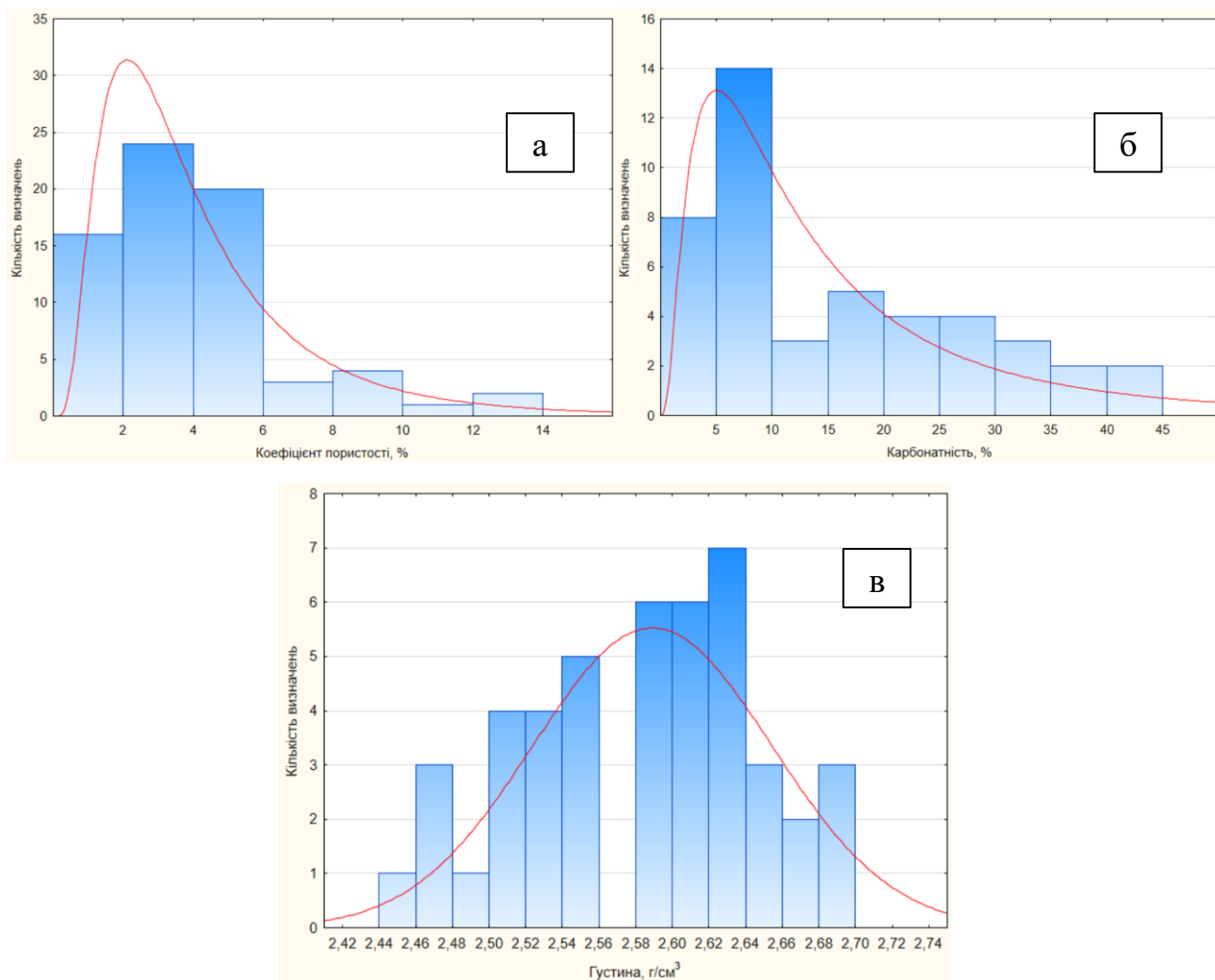
Вибірка для палеогенових відкладів містила 98 зразків, з яких до аналізу взято 75 складених пісковиками. Решта зразків представлені алевролітами, аргілітами, брекчіями, мергелями та іншими літотипами. Обсяг визначень є досить суттєвим для підбиття певних висновків – зокрема логнормального розподілу значень пористості та карбонатності (Рисунок 3.2)

*Таблиця 3.2. Статистичні характеристики вибірок петрофізичних параметрів для пісковиків палеогену Солотвинської западини*

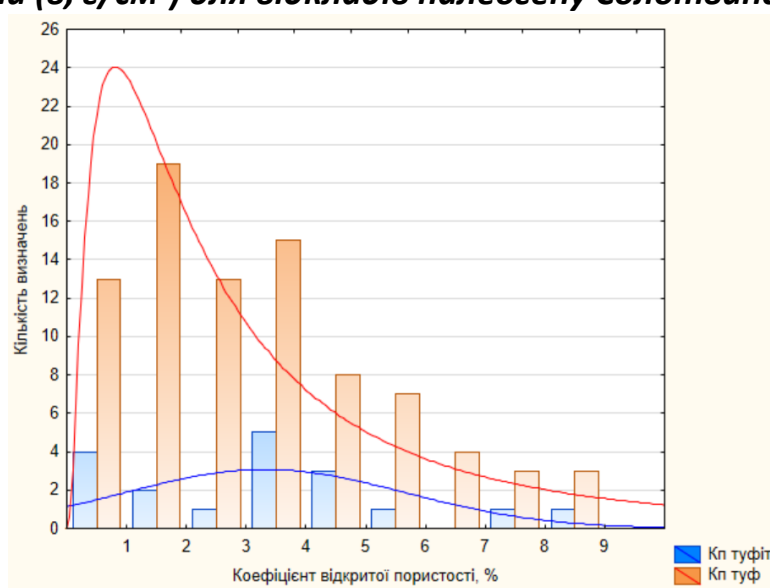
	Кількість визначень	Середнє значення	Мінімальнє значення	Максимальнє значення	Стандартнє відхилення
Коефіцієнт пористості, %	70	4.079	0.700	13.340	2.665
Карбонатність, %	45	15.831	1.500	42.200	11.569
Густина, г/см <sup>3</sup>	45	2.588	2.460	2.700	0.065

*Таблиця 3.3. Статистичні характеристики петрофізичних параметрів відкладів новоселицької світи Солотвинської западини*

	Літологія	Кількість визначень	Середнє значення	Мінімальнє значення	Максимальнє значення	Стандартнє відхилення
Коефіцієнт пористості, %	Туфіт	18	3.3	0.3	8.5	2
Карбонатність, %		13	2.092	0	13.7	4
Густина, г/см <sup>3</sup>		18	2.527	2.42	2.64	0
Коефіцієнт пористості, %	Туф	85	3.2	0.02	8.6	2
Карбонатність, %		55	5.053	0	33.2	8
Густина, /см <sup>3</sup>		52	2.51	2.31	2.7	0



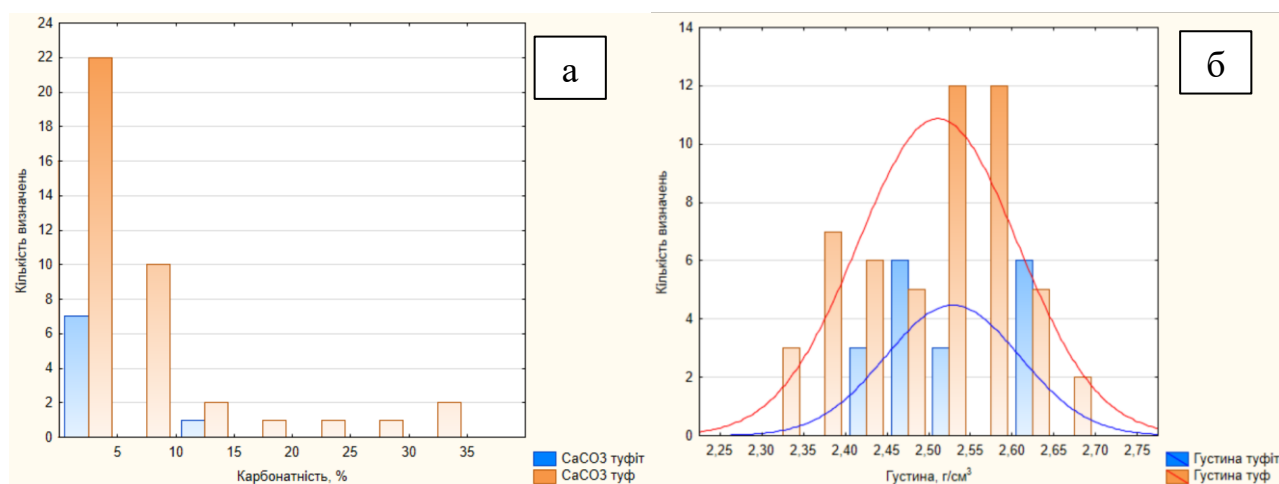
**Рисунок 3.2. Розподіл значень відкритої пористості (а, %), карбонатності (б, %) та густини (в, г/см<sup>3</sup>) для відкладів палеогену Солотвинської западини**



**Рисунок 3.3. Розподіл значень відкритої пористості (%) для відкладів новоселицької світи Солотвинської западини**

Для новоселицької світи вибірка містила 126 зразків, з яких до аналізу взято 103, представлених туфами і туфитами – основними літотипами. Як показано на Рисунку 3.5, вони мають суттєво різний розподіл, що водночас може бути спричинено набагато меншою вибіркою для туфітів (Рисунки 3.3-3.4).

Солотвинська і тересвинська світи не представлені достатньою вибіркою для проведення аналізу.



**Рисунки 3.4. Розподіл значень карбонатності (а, %) та густини (б, г/см<sup>3</sup>) для відкладів новоселицької світи Солотвинської западини**

### 3.2. Переінтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин

Переінтерпретація каротажних даних минулих років, як і у випадку з переробкою сейсмічних профілів, є обов'язковим етапом досліджень, що дозволяє покращити розуміння геологічного розрізу за рахунок використання нових методик і технологій (програмного забезпечення). Особливо це актуально для геолого-геофізичної інформації радянських часів, яка здебільшого оброблялась та інтерпретувалась вручну, а отже деталізація отриманих тоді результатів була досить низькою.

При роботі з каротажними даними існує два варіанти інтерпретації:

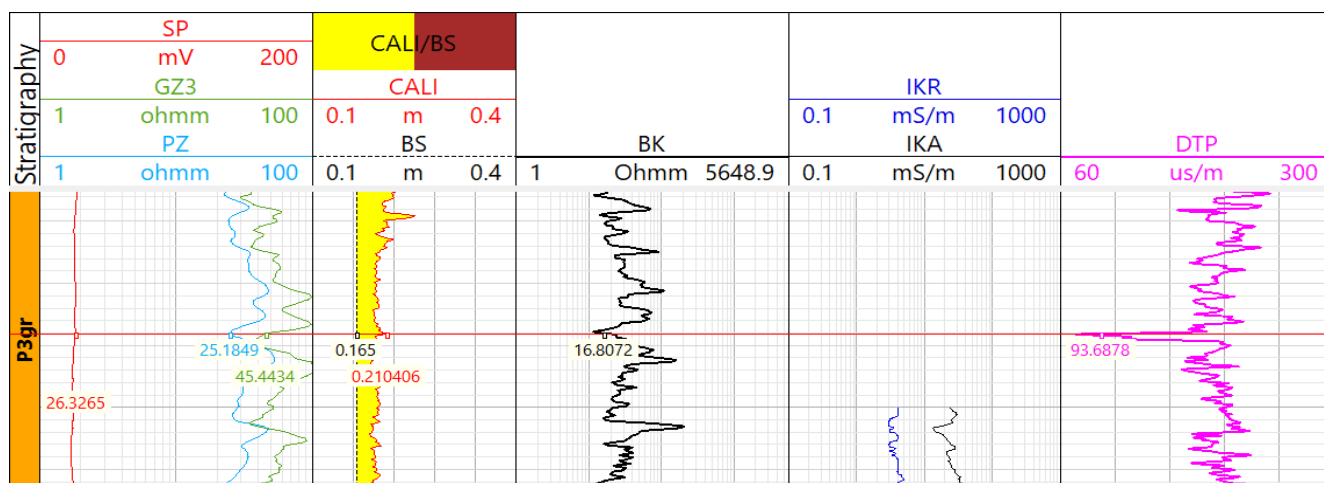
1. Попластовий – найбільш поширений на території пострадянського простору; передбачає зняття попластових відліків з кривих різних методів та їх обробку. Також використовується при підрахунку запасів вуглеводнів, вод та інших корисних

копалин. Серед його переваг – можливість отримання усереднених параметрів, які підходять для подальшого просторового геологічного моделювання;

2. Поточковий – більш притаманний «західному» стилю роботи з каротажем; передбачає розрахунок петрофізичних та інших параметрів за поточковими відліками, отриманими під час запису у свердловині. Серед його переваг – більш детальне розчленування розрізу з можливістю компонентного аналізу відкладів та дослідження локальних ефектів, що мають відображення на каротажних діаграмах (впливу тріщинуватості, кавернозності, фаціальних змін тощо).

Сучасне програмне забезпечення (Schlumberger Techlog, Interactive Petrophysics, ГеоПошук та інші) адаптоване до обох видів інтерпретації, що дозволяє вирішувати широкий спектр задач. Оскільки більшість свердловин у Солотвинській западині пробурені до часів незалежності, їх інтерпретація проводилась вручну і попластово, що обмежує розуміння літології розрізу – особливо в інтервалах тонкоритмічних перешарувань літотипів різного складу. Відтак даний етап дослідження є актуальним і важливим не лише для оцінки нафтогазоперспективності через вміст органічної речовини, але і для комплексного переосмислення наявних відомостей щодо властивостей порід.

У даній роботі інтерпретацію проведено у програмному забезпеченні Techlog та ГеоПошук.



**Рисунок 3.5. Дефекти акустичного каротажу однієї з інтерпретованих свердловин**

Перший етап передбачав підготовку даних: зшивку та ув'язку кривих за глибиною, контроль якості. Особливо важливим він став при роботі з акустичним каротажем, якому властиві локальні пропуски першого вступу (Рисунок 3.5).

На наступному етапі було проведено розрахунок різницевих параметрів для радіоактивного каротажу:

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

де  $I_{\gamma}$  – знятий відлік з кривої ГК;  $I_{\gamma max}$  – максимальне значення по кривій, що відповідає найбільш глинистим пластам;  $I_{\gamma min}$  – мінімальне значення по кривій, що відповідає інтервалам найчистіших (неглинистих) колекторів.

$$\Delta I_{n\gamma} = \frac{I_{n\gamma} - I_{n\gamma min}}{I_{n\gamma max} - I_{n\gamma min}} \quad (3.2)$$

де  $I_{n\gamma}$  – знятий відлік з кривої НГК (аналогічно до визначення  $\Delta I_{\gamma}$ ).

При розрахунку коефіцієнта глинистості за даними гамма-каротажу випробувано різні моделі, що описують більш і менш оптимістичні сценарії щодо колекторських властивостей. Лінійна модель розраховується аналогічно до рівняння (3.1). Модель Ларіонова для порід третинного віку:

$$K_{г\text{л}} = 0.083(2^{(3.7\Delta I_{\gamma})} - 1) \quad (3.3)$$

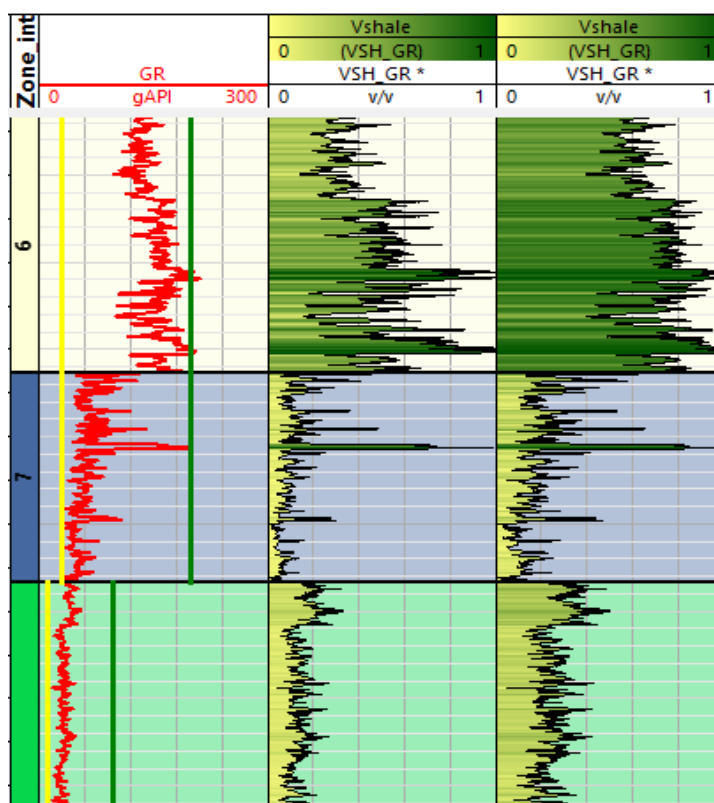
Модель Ларіонова для давніших порід [100]:

$$K_{г\text{л}} = 0.33(2^{2\Delta I_{\gamma}} - 1) \quad (3.4)$$

Відмінність між отриманими коефіцієнтами глинистості суттєва і продемонстрована на Рисунку 3.6. Для тересвинської світи  $K_{г\text{л}} = 20\text{-}25\%$ , у солотвинській більш глинистій світі збільшуючись до  $30\text{-}35\%$ ; міжсольові пропластки глин та алевролітів мають  $K_{г\text{л}} = 30\text{-}35\%$ ; палеогенові відклади від  $15\text{-}25\%$  у верхній частині до  $35\text{-}60\%$ , а глинистість крейдових відкладів зазвичай не перевищує  $15\%$ , ближче до вибою свердловини розкриваючи пласти з  $K_{г\text{л}}$  до  $40\%$ .

Аналізуючи отримані значення глинистості, варто зазначити відмінні граничні значення для кайнозойських і мезозойських відкладів, що зумовлено зміною розрізу з теригенного на теригенно-карбонатний і карбонатний. Також для деяких

горизонтів розраховане значення глинистості перевищує 100%, що очевидно не відповідає дійсності і спричинене додатковою природною радіоактивністю, не прив'язаною до вмісту глин. З огляду на часті згадки пропластків органічної речовини у відкладах новоселицької світи та палеогену, а також знаходження у них гнізд асфальтиту та просочувань нафти, цілком ймовірно можна припускати їхній вплив на покази гамма-каротажу (Рисунок 3.7).



**Рисунок 3.6. Вихідні данні (ліворуч) та порівняння коефіцієнтів глинистості, розрахованих за поєднанням моделей Ларіонова (в центрі) та лінійної (праворуч). ПЗ Techlog**

Для крейдових відкладів можна було б припустити сценарій підвищеної глинистості – наприклад, за лінійною моделлю, – але, судячи з показів акустичного каротажу в інтервалі 143-164 мкс/м, все ж більш ймовірним є малоглинистий карбонатний розріз, складений вапняками та ангідритами.

Для подальшого визначення водневмісту (W) за нейтронним гамма-каротажем було проведено оцінку значень пористості за даними акустичного каротажу та порахованого коефіцієнта глинистості:

$$K_{\Pi}^{AK} = \frac{\Delta T - \Delta T_{CK}}{\Delta T_B - \Delta T_{CK}} - K_{ГЛ} \cdot \left( \frac{\Delta T_{ГЛ} - \Delta T_{CK}}{\Delta T_B - \Delta T_{CK}} \right) \quad (3.5)$$

де  $\Delta T$  – відлік з кривої АК,  $\Delta T_{CK}$  – значення  $\Delta T$  у скелеті породи,  $\Delta T_B$  – значення  $\Delta T$  у флюїді в пустотному просторі,  $\Delta T_{ГЛ}$  – значення  $\Delta T$  в глинистій складовій породи.

Відповідно до описів відкладів у геологічних звітах і справах свердловин, скелет теригенної частини розрізу представлений уламками кварцу, рідше – кварцу та польових шпатів (поліміктовий). Туфові різновиди новоселицької світи також кислого складу, що означає переважання кварцової складової. Відтак значення  $\Delta T_{CK}$  для неогенових та палеогенових відкладів прийнято рівним 164 мкс/м (Латышова и др., 2007).

Для карбонатно-теригенного розрізу крейди, представленого мергелями, вапняками та ангідритами з прошарками інших літотипів  $\Delta T_{CK}$  обрано 154 мкс/м (кальцит).

Кількісні мінералогічні визначення глин проводились лише для солотвинської і тересвинської світ в дуже малому обсязі (Гуржий и др., 1967), тож для оцінки значення  $\Delta T_{ГЛ}$  також використано дані літологічного опису керну. Відклади всіх світ, крім верхньотереблянської, дуже часто слюдисті і формувались у морських умовах (розглянуто у розділі 4), що унеможлиблює значні вмісти каолініту. Відтак за середнім значенням для глин різного складу для глибини 1000-3000 м (Латышова и др, 2007) обрано значення 300 мкс/м.

Для визначення  $\Delta T_B$  використано дані пластового тиску, електричного опору пластових вод і температур. За електричним опором та палеткою (Рисунок 3.8) розраховано мінералізацію вод хлор-натрієвого складу, а за палеткою Гехарда-Оуена (Рисунок 3.9) – безпосередньо значення  $\Delta T_B$ .

Відтак водневміст за даними НГК розраховано як:

$$W = 10^{[lg_{K_{ПВ}} \Delta I_{ny} \times (lg_{K_{ПВ}} - lg_{K_{ПЩ}})]} \quad (3.6)$$

де  $lg_{K_{ПВ}}$  – коефіцієнт пористості в опорному високопористому пласті,  $lg_{K_{ПЩ}}$  – в опорному низькопористому.



Таблиця 3.4. Вихідні дані до розрахунку коефіцієнта глинистості у ПЗ Techlog

Zone	Top	Bottom	GR_matrix	GR_shale	GR unit	GR method
1	0.00	28.07	29.00	198.15	gAPI	Larionov - Tertiary rocks
2	28.07	979.05	29.00	198.15	gAPI	Larionov - Tertiary rocks
3	979.05	1147.46	29.00	198.15	gAPI	Larionov - Tertiary rocks
4	1147.46	2046.31	29.00	198.15	gAPI	Larionov - Tertiary rocks
5	2046.31	2198.68	29.00	198.15	gAPI	Larionov - Tertiary rocks
6	2198.68	2413.28	29.00	198.15	gAPI	Larionov - Tertiary rocks
7	2413.28	2533.19	29.00	199.87	gAPI	Larionov - older rocks
8	2533.19	2999.23	10.00	97.08	gAPI	Larionov - older rocks

Таблиця 3.5. Вихідні дані розрахунку нейтронної пористості (TNPH) у ПЗ Techlog

Zone	Top	Bottom	POR_max	POR_min	POR Unit	NKT_min	NKT_max	NKT Unit
1	0.0	28.1	0.18	0.01	v/v	0.92	5.47	UE
2	28.1	979.0	0.18	0.01	v/v	0.92	5.47	UE
3	979.0	1147.5	0.18	0.01	v/v	0.92	5.47	UE
4	1147.5	2046.3	0.18	0.01	v/v	0.92	5.47	UE
5	2046.3	2198.7	0.18	0.01	v/v	0.92	5.47	UE
6	2198.7	2413.3	0.18	0.01	v/v	0.92	5.47	UE
7	2413.3	2533.2	0.18	0.01	v/v	0.92	5.47	UE
8	2533.2	2999.2	0.18	0.01	v/v	0.92	5.47	UE

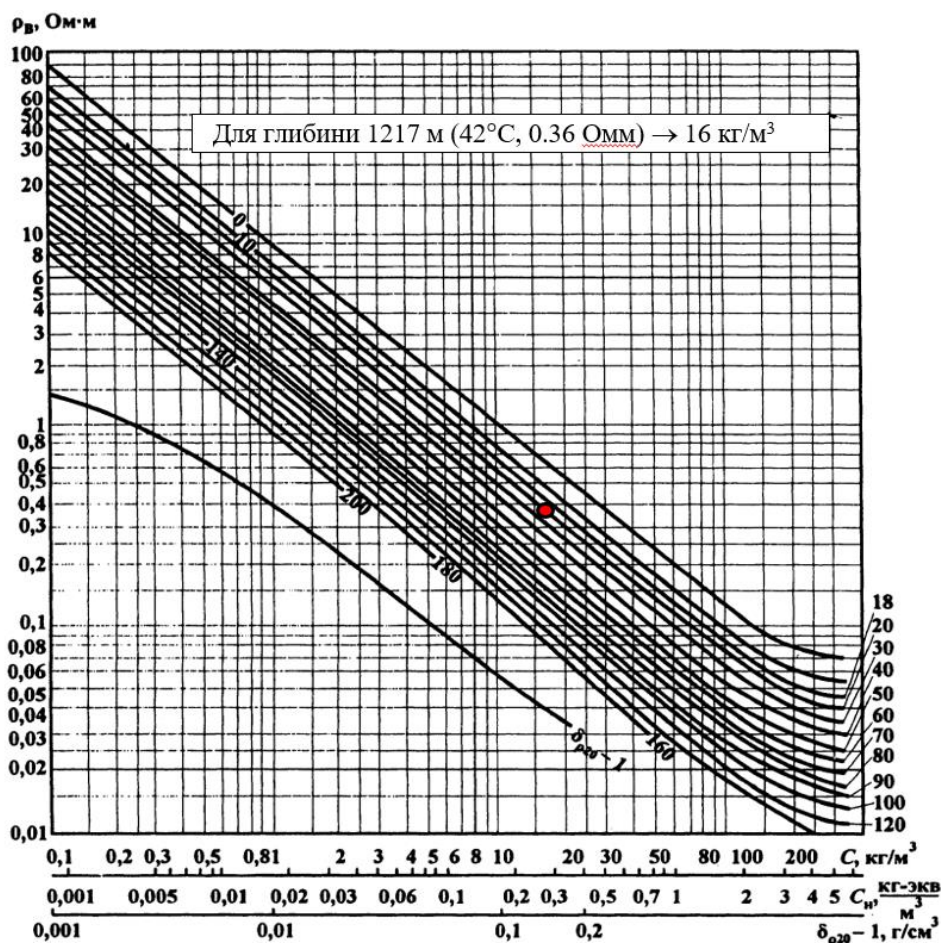
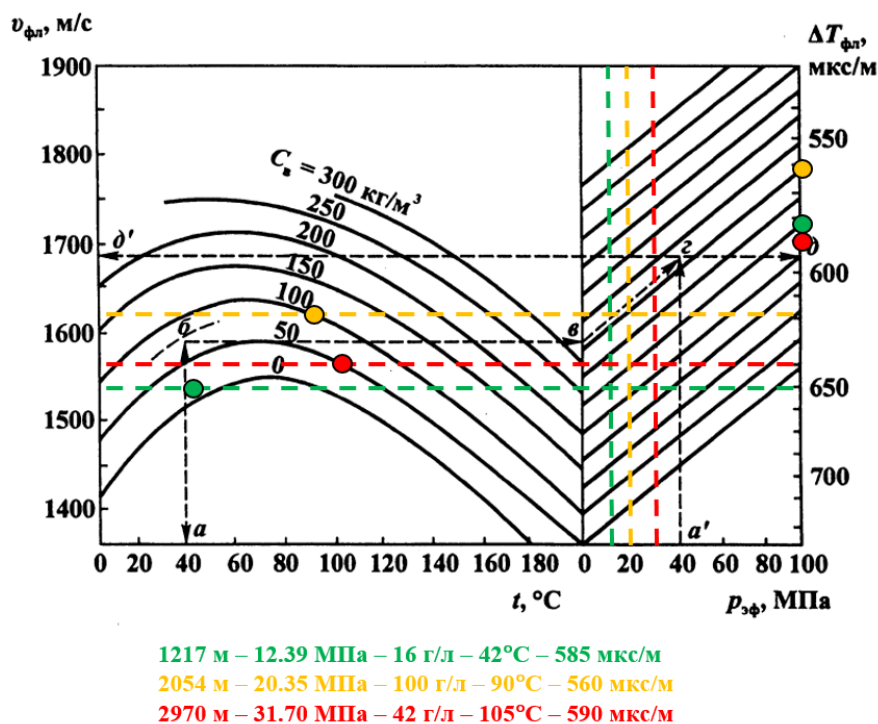


Рисунок 3.8. Визначення мінералізації пластових вод за палеткою (Латышова и др., 2007)



**Рисунок 3.9. Визначення  $\Delta T_B$  за палеткою Гехарда-Оуена (Латышова и др., 2007)**

Коефіцієнт пористості за НГК розраховано як:

$$K_{\Pi} = W - K_{ГЛ} * W_{ГЛ} \quad (3.7)$$

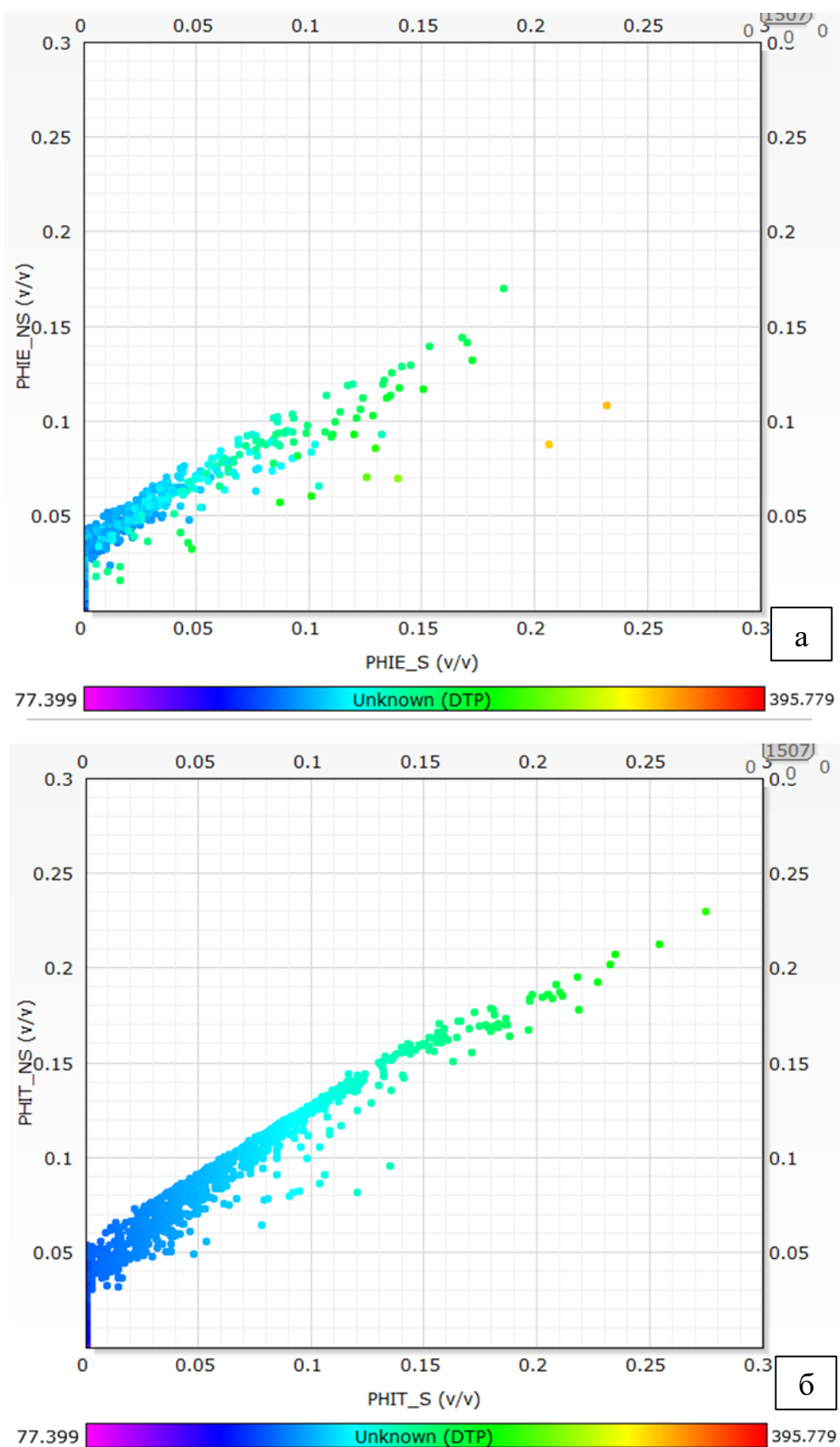
Через змішану літологію розрізу, що одночасно поєднує теригенні, вулканогенно-теригенні та карбонатні товщі, потрібно відмітити, що результати визначень пористості не завжди збіжні за різними методами (Рисунок 3.11). Особливо це спостерігається для інтервалів вулканітів і товщ, попередньо оцінених як збагачених органічною речовиною. У першому випадку очевидною причиною є невідповідність порохованого значення глинистості істинному, адже підвищена природна радіоактивність цих відкладів пов'язана з їх кислим складом (відповідно більшим вмістом калієвих польових шпатів з радіоактивним ізотопом  $^{40}\text{K}$ ) та потенційні пропластки органічної речовини та асфальтиту, згадані вище. Також систематично занижені значення пористості за НГК для туфів можуть бути пов'язані з мінливістю складу глин, а відтак використання спільної  $W_{ГЛ}$  для всієї новоселицької світи призводить до похибок. Без кількісних визначень мінералогічного складу поки не можна дати остаточний висновок. Водночас чим

менша розрахована за ГК глинистість, тим меншою є розбіжність пористостей, отриманих за двома методами (Рисунок 3.12б).

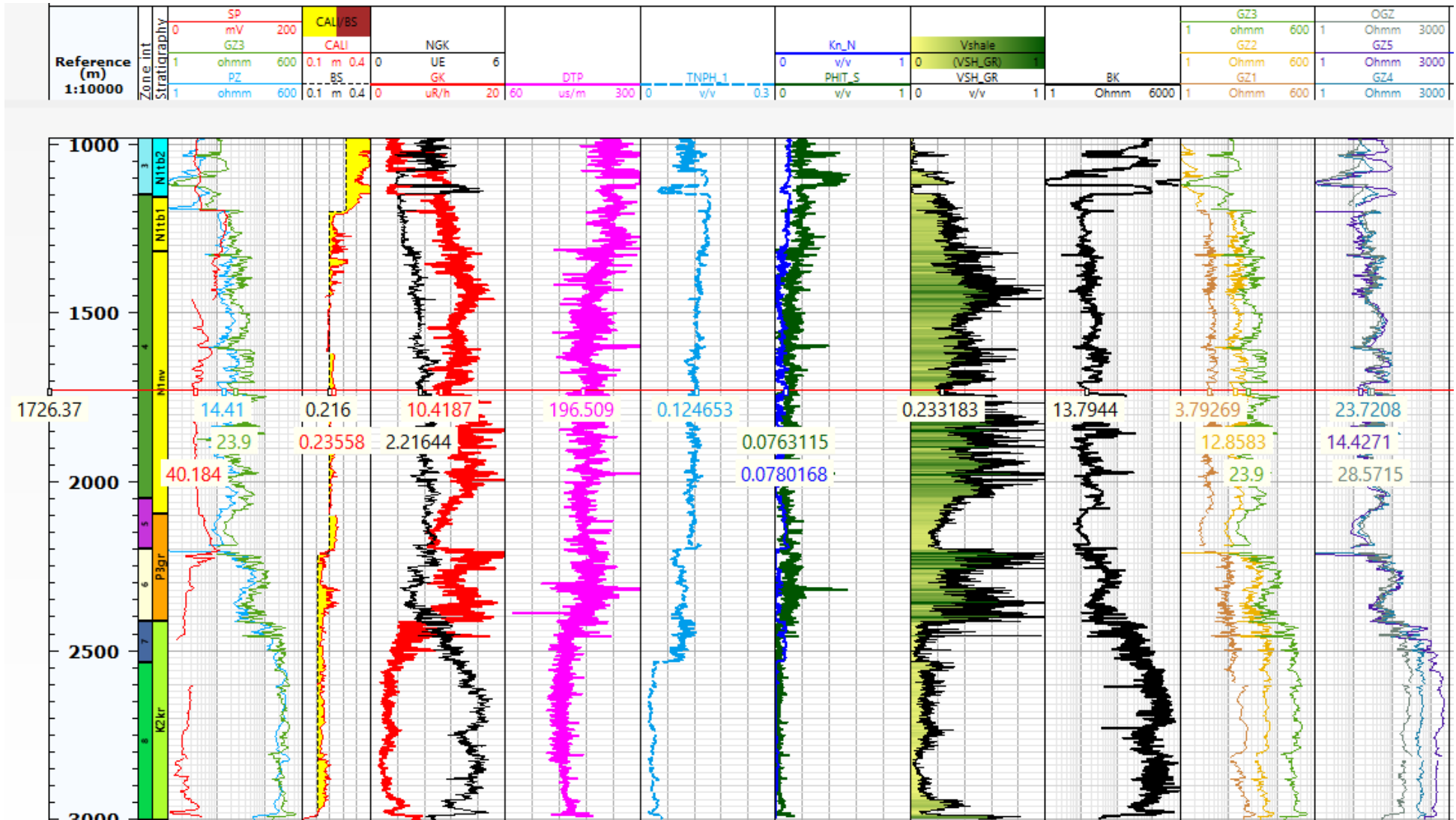
У другому випадку – ймовірній концентрації органічної речовини у теригенних відкладах палеогену – потрібно відмітити синхронні зростання опору за електричними методами та занижені величини нейтронної пористості (TNPН на Рисунку 3.12б). З огляду на умови осадконакопичення в палеогені та аноксію (безкисневі умови), а також знаходження у керованому матеріалі численних стяжінь піриту та піритизованої органіки, причина може бути саме в збільшеній його кількості (TNPН піриту -0.03).

Водночас збіжність розрахованих значень пористості – як загальної, так і ефективної – помітно краща у східній частині Солотвинської западини (Рисунок 3.10). Кольорову шкалу задано за акустичним каротажем, завдяки чому видно, що найбільші відмінності властиві відкладам з середнім та найбільшим інтервальним часом пробігу хвилі. Це відповідає потенційним глинам, алевролітам та глинистим пісковикам, для яких ефективна пористість дуже залежить від способу цементації уламків.

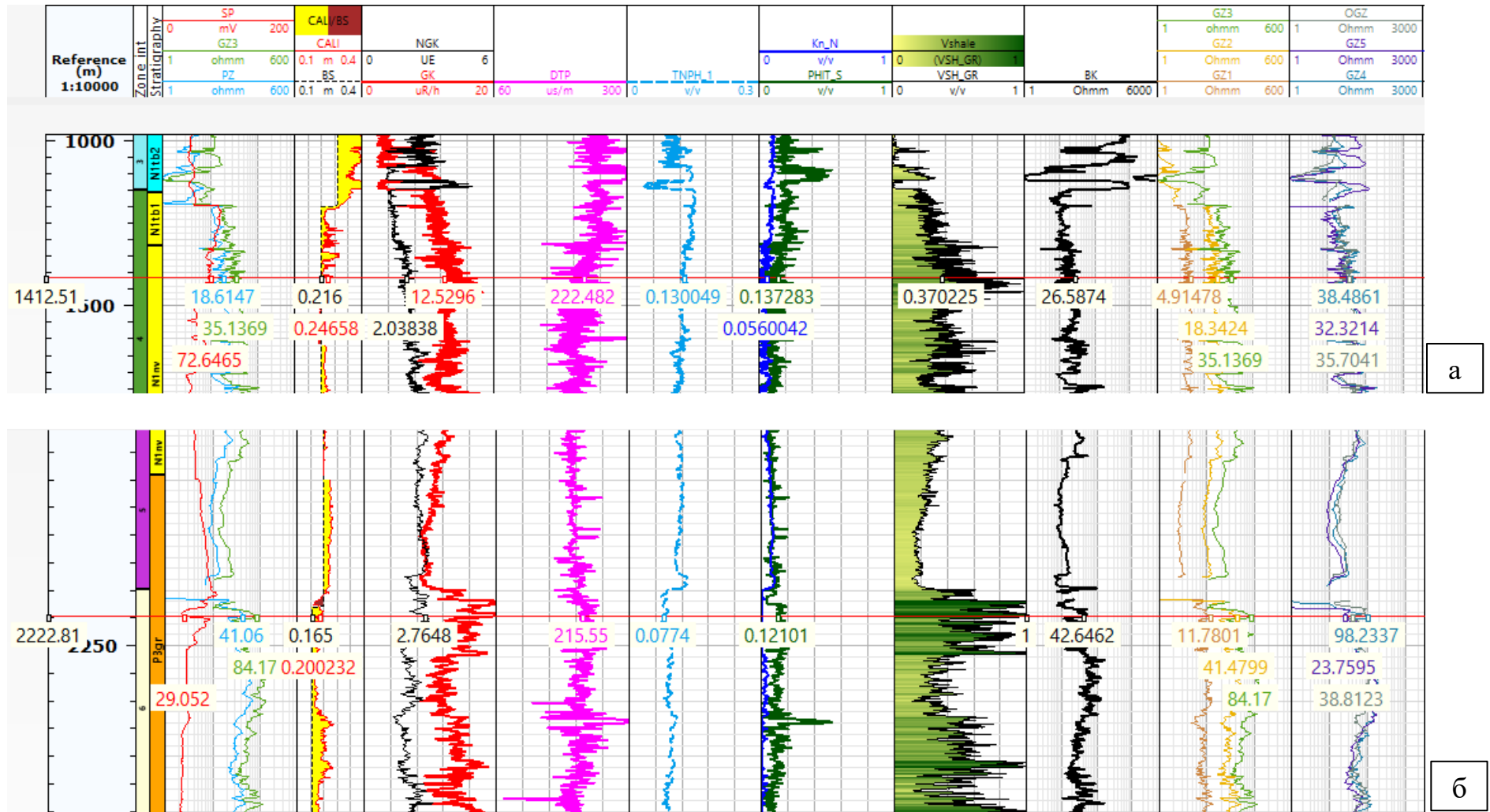
Побудова крос-плотів загалом виявилась дуже ефективною методикою для інтерпретації літології в даному розрізі. Зокрема на крос-плотах акустичного каротажу та електричного опору непромитої зони (*Formation Resistivity*; поточково обрахована у ПЗ Techlog шляхом введення поправки в криву індукційного каротажу для зонду 7И1.6) добре видно, як стратиграфічні підрозділи виокремлюються в групи (Рисунок 3.12а). Найменший опір і при цьому найбільші значення інтервального часу властиві міжсольовим глинам та засоленим глинами верхньотереблянської світи. Найбільш електричні опори при найнижчих значеннях інтервального часу (позначені синім та бузковим кольорами, Рисунок 3.13) притаманні карбонатам і мергелям крейди. Відповідно до методики (*Латышова и др., 2007*), більшість відкладів належать до шаруватих колекторів та колекторів з глинистим цементом.



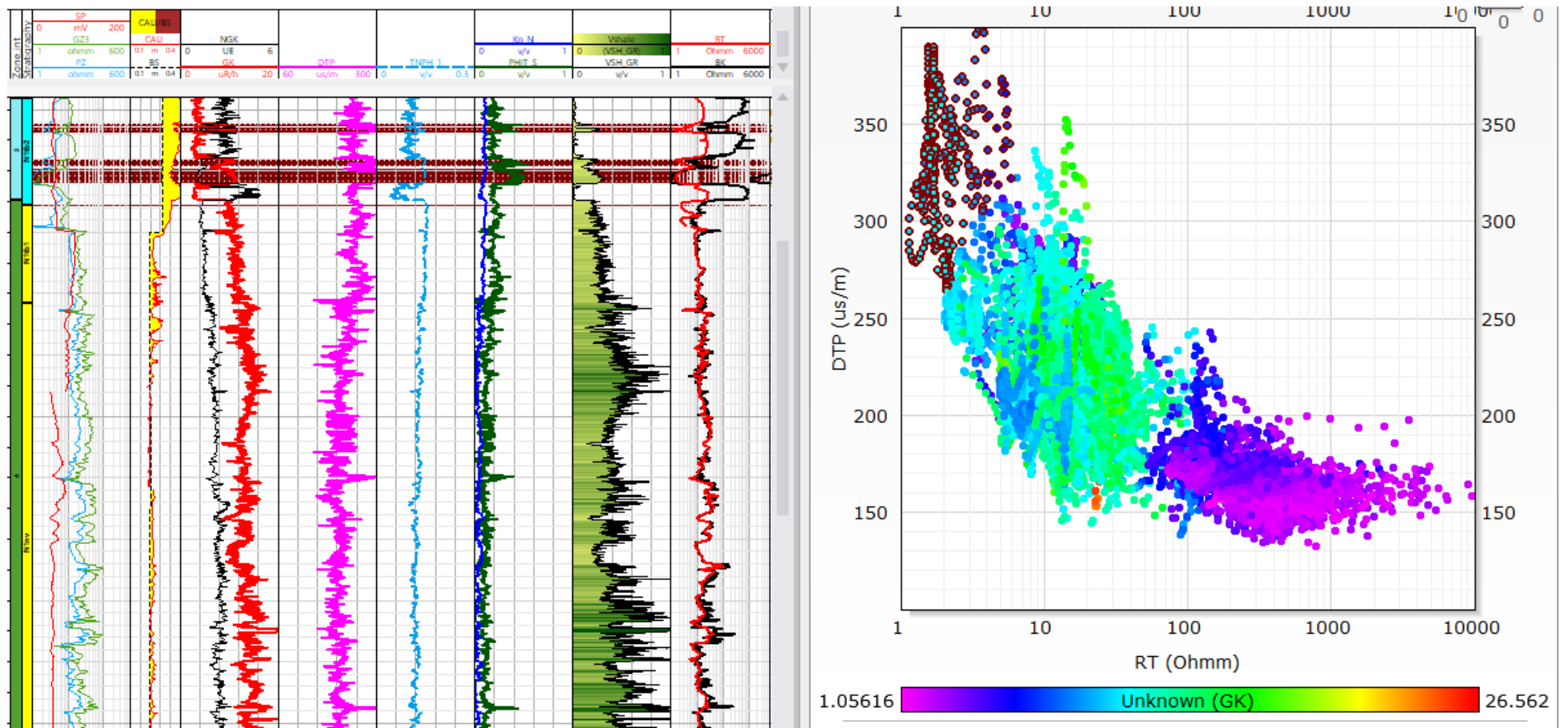
**Рисунок 3.10. Крос-плоти розрахованих ефективної (а) та загальної (б) пористостей для відкладів палеогену свердловини східної частини Солотвинської западини**



**Рисунок 3.11. Результат інтерпретації глинистості та пористості відкладів у розрізі західної частини Солотвинської западини. TNPH позначає нейтронну пористість**



**Рисунок 3.12. Розбіжності результатів визначення пористості у вулканітах новоселицької світи (а) та потенційно збагачених органічною речовиною теригених відкладів палеогену (б) для свердловини у західній частині Солотвинської западини**



**Рисунок 3.13.** Крос-плот акустичного каротажу та електричного опору непротої зони для свердловини західної частини Солотвинської западини та відповідний йому інтервал каротажних діаграм

Коефіцієнт пористості за АК, порахований для відносно малоглинистих відкладів палеогену, коливається в межах 7-15%, що відповідає другій половині розподілу з рисунку 3.2. Це може бути індикатором фаціальних змін в межах палеогенових відкладів – зокрема їх відносно меншою пористістю у східній частині западини, звідки використаний для статистики керн, та більшою пористістю у напрямку на захід, де проведено інтерпретацію за каротажем. Відклади, для яких методи АК та НГК дають абсолютно збіжні значення залягають витриманою товщею з пористістю 7%.

Водночас потрібно відмітити, що результати такого розрахунку не враховують вплив тріщинної та кавернозної вторинної пористості.

Розрахунок коефіцієнта нафтогазонасичення та виокремлення перспективних горизонтів є непростим завданням, і оперативні заключення з інтерпретації часто не містили таких відомостей (Удич, 1990). Це пов'язано зі змішаним складом розрізу, особливо у порід палеогену та крейди.

Для розрахунку коефіцієнта нафтогазонасичення потрібно знати наступні величини:

$$K_B = \frac{\sqrt[n]{\left(\frac{a}{K_{\Pi}^m} \times \rho_B\right)}}{\rho_{\Pi}}$$

де  $\frac{a}{K_{\Pi}^m}$  – параметр пористості (в іноземній літературі часто фігурує під назвою *Formation Factor*);  $a$  – параметр звивистості, що характеризує структуру пустотного простору;  $m$  – параметр цементації, що характеризує спосіб цементації;  $K_{\Pi}$  – коефіцієнт пористості;  $\rho_B$  – опір пластової води;  $\rho_{\Pi}$  – опір породи (*Formation Resistivity*);  $n$  – експонента насичення (зазвичай  $\sim 2.0$ ).

Параметри  $m$ ,  $n$ ,  $a$  визначаються за результатами спеціальних досліджень керну (Darling, 2005), які для порід Солотвинської западини не були проведені. Інтервали подальших випробувань переважно визначались за найбільшими коефіцієнтами пористості, визначеними за акустичним каротажем (що, як було

продемонстровано вище, не завжди є однозначним та об'єктивним рішенням), та фактичними проявами газоносності, встановленими в процесі буріння.

Для обрахунку коефіцієнта нафтогазонасичення можна використати усереднені дані для визначених типів порід (*Asquith and Krygowski, 2004*), Рисунок 3.14:

<i>a</i> : Tortosity factor	<i>m</i> : Cementation exponent	Comments
1.0	2.0	Carbonates <sup>1</sup>
0.81	2.0	Consolidated sandstones <sup>1</sup>
0.62	2.15	Unconsolidated sands (Humble formula) <sup>1</sup>
1.45	1.54	Average sands (after Carothers, 1968)
1.65	1.33	Shaly sands (after Carothers, 1968)
1.45	1.70	Calcareous sands (after Carothers, 1968)
0.85	2.14	Carbonates (after Carothers, 1968)
2.45	1.08	Pliocene sands, southern California (after Carothers and Porter, 1970)
1.97	1.29	Miocene sands, Texas–Louisiana Gulf Coast (after Carothers and Porter, 1970)
1.0	$\phi^{(2.05-\phi)}$	Clean granular formations (after Sethi, 1979)

**Рисунок 3.14. Типові величини параметра звивистості та експоненти цементації для різних типів порід (*Asquith and Krygowski, 2004*)**

Для туфів розрахунок коефіцієнта нафтогазонасичення не проводився через неможливість обрахунку для них об'єктивного коефіцієнта глинистості, відтак увагу було зосереджено навколо відкладів палеогену та крейди.

$\rho_B$  було прийнято 0.36 Ом\*м за результатами аналізу пластових вод в конкретній свердловині.

Визначення  $\rho_{II}$  було проведено у модулі «Електрометрія» у ПЗ ГеоПошук (Рисунок 3.15) та шляхом перерахунку індукційного каротажу у *Formation Resistivity*. Це передбачало низку операцій: зняття попластових відліків з кривих БКЗ, ІК, БК та потенціал-зонда, проведення первинного розрахунку, уточнення опору промивної рідини на основі вибору опорних пластів та коригування розрахунку шляхом виключення аномальних покалів зондів. Найчастіше вилучення зазнавали покази індукційного каротажу, оскільки переважно розріз був досить високоомним.

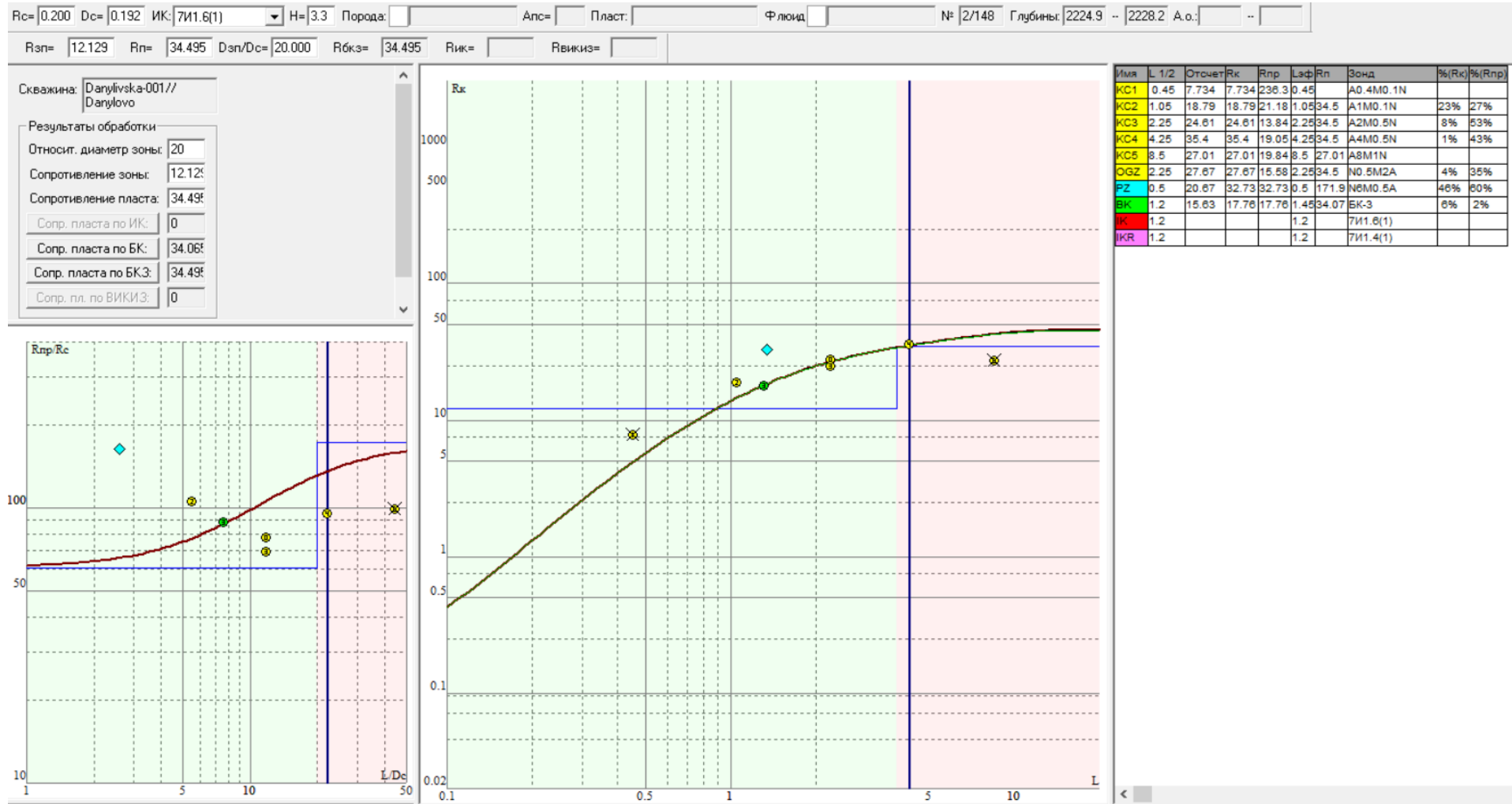
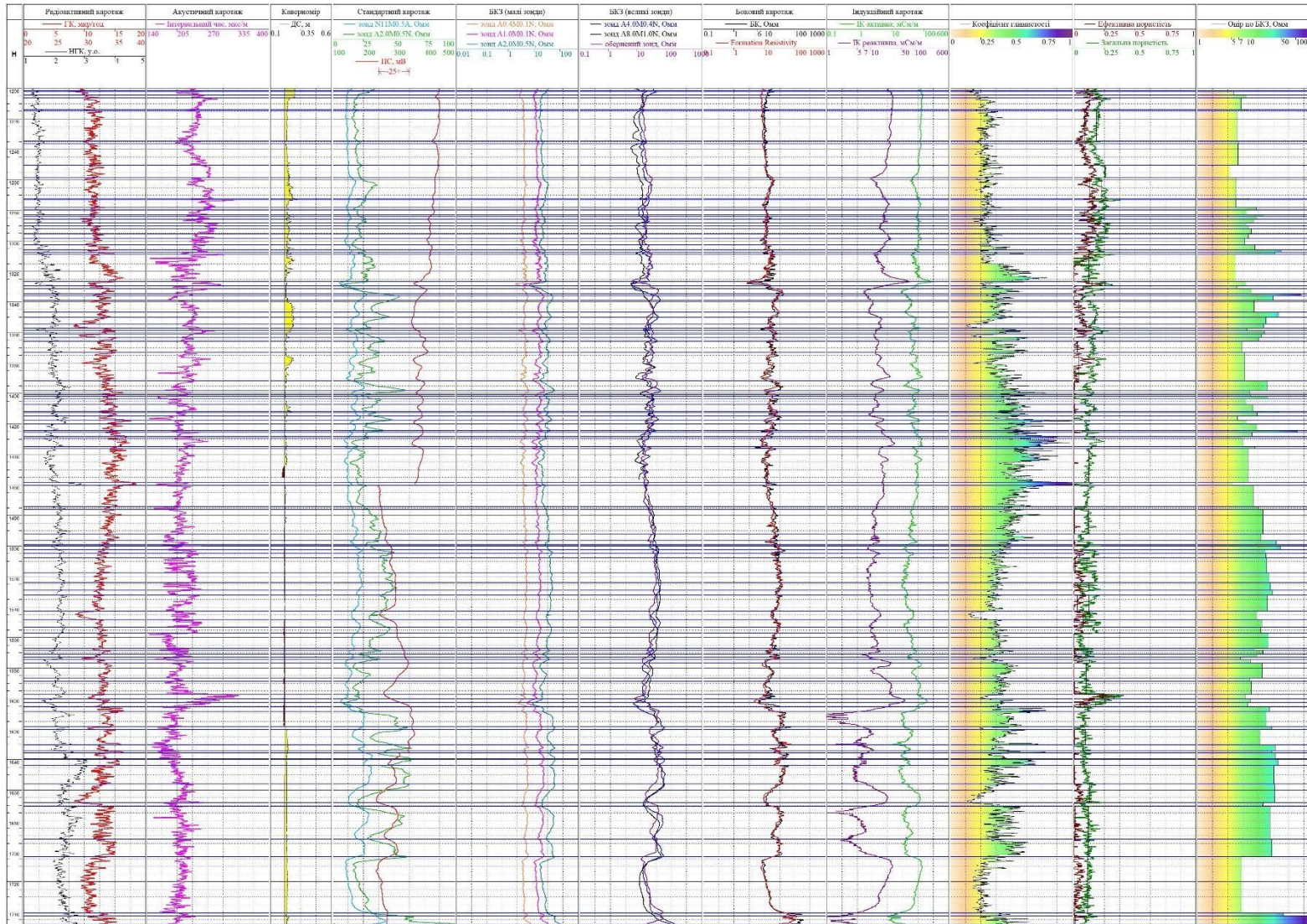
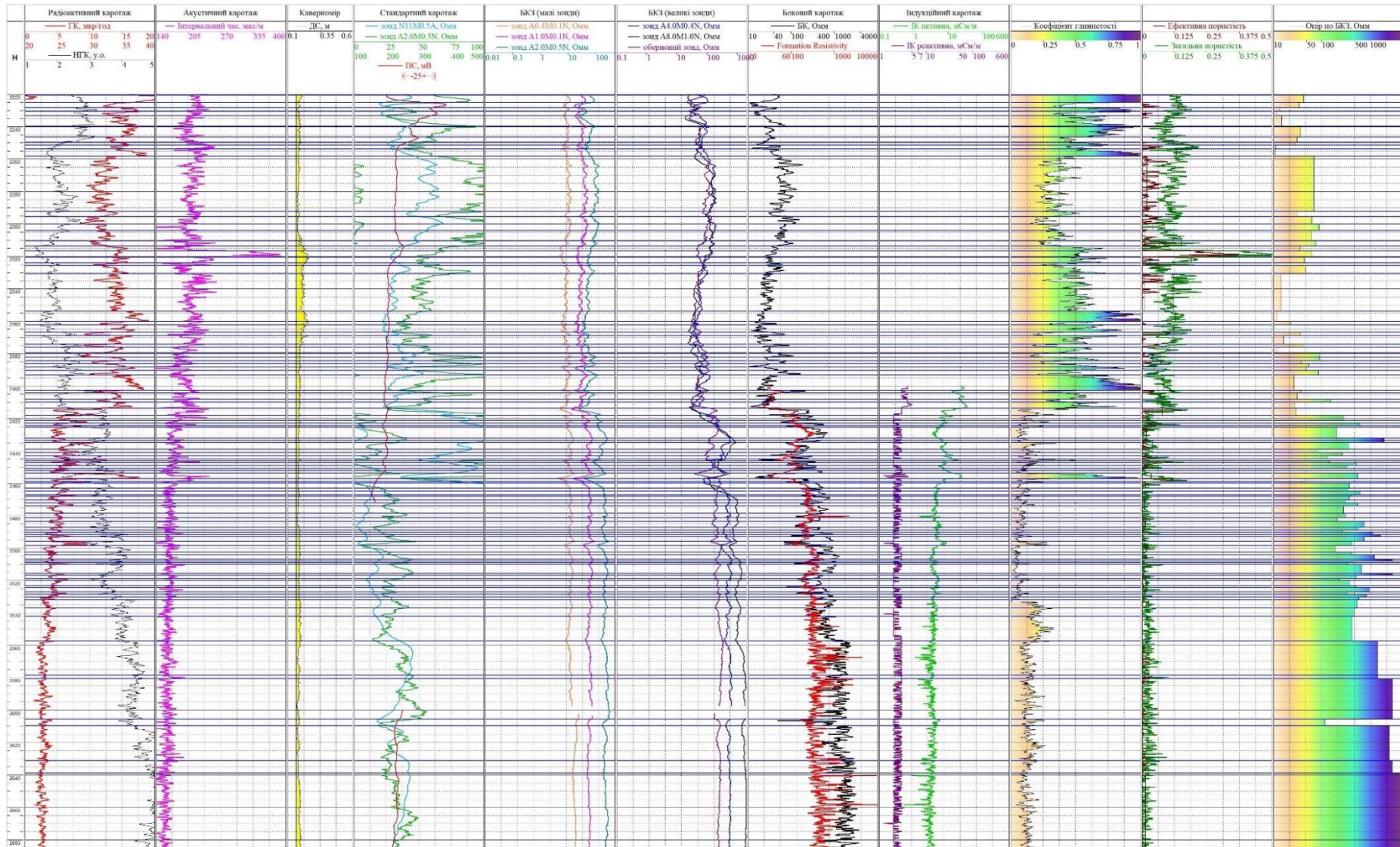


Рисунок 3.15. Визначення істиного опору порід у модулі «Електрометрія» (глинистий пласт у відкладах палеогену)



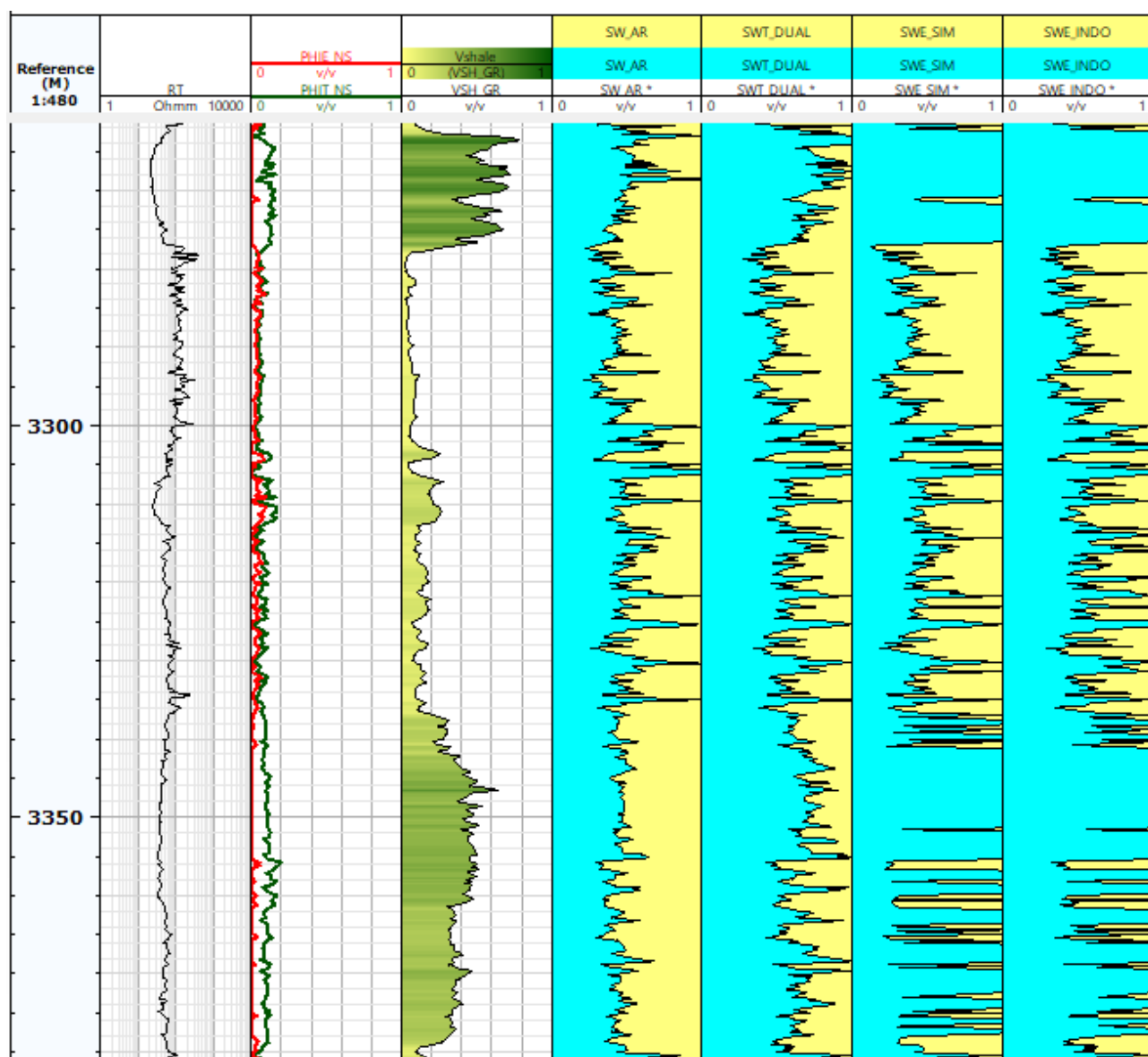
**Рисунок 3.16. Зіставлення каротажних діаграм з результатами попластового обрахунку істиного електричного опору порід (для відкладів палеогену)**



**Рисунок 3.17. Зіставлення каротажних діаграм з результатами попластового обрахунку істиного електричного опору порід (для відкладів крейди)**

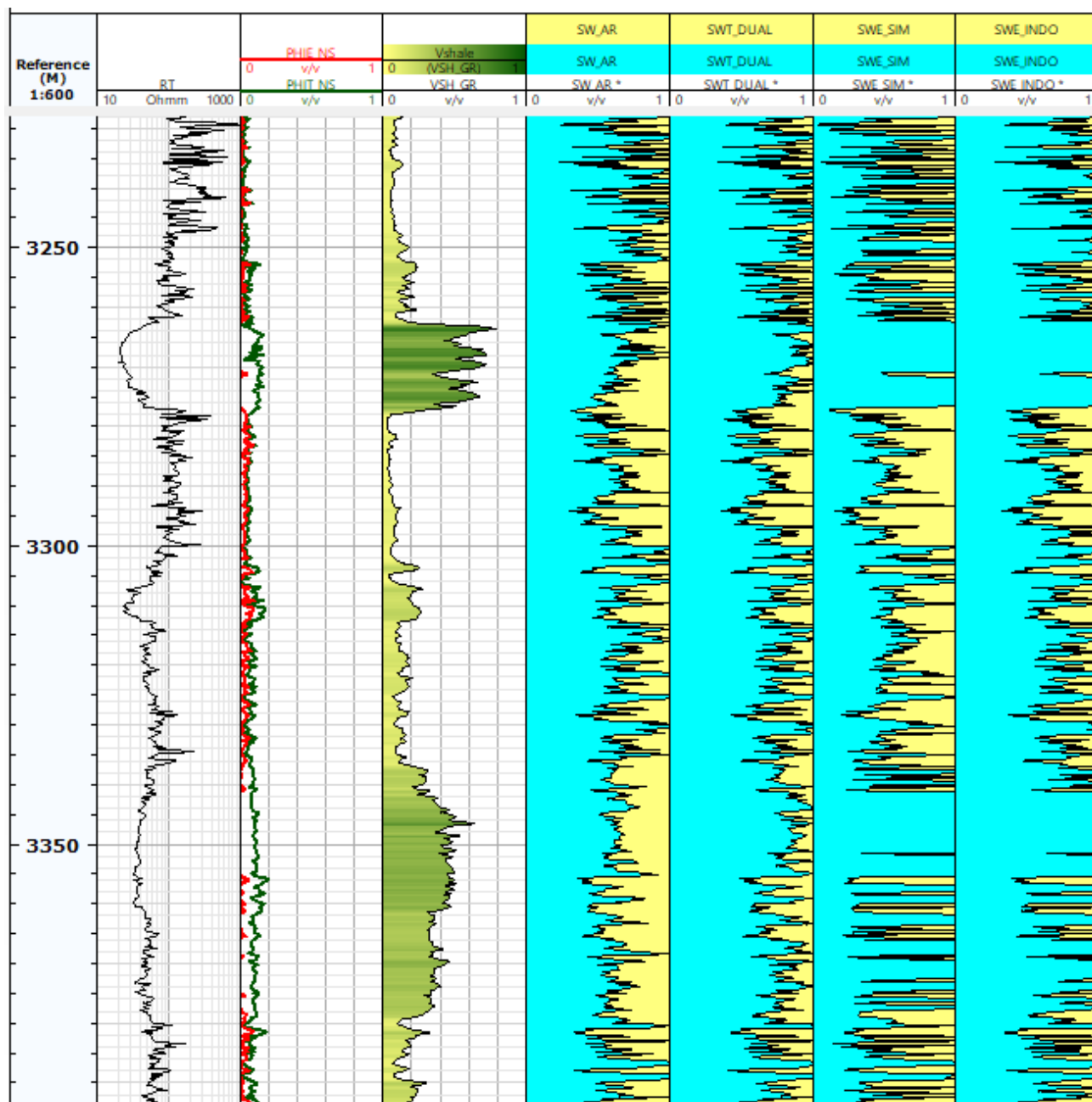
В результаті визначення істинних електричних опорів порід ще раз підкреслюється відносна високоомність розрізу – навіть на глинистих інтервалах, де опір 11-20 Ом·м. Це очевидно пов'язано з карбонатним (карбонатно-глинистим) цементом, що переважно спостерігається по розрізу. Це ускладнює визначення характеру насичення.

Попластову методику не завжди раціонально використовувати, оскільки є проблематичним усереднення значень коефіцієнта пористості та літології в одному інтервалі (Рисунки 3.16-3.17).



**Рисунок 3.18. Результат розрахунку коефіцієнта водонасичення за різними методами для відкладів палеогену (коефіцієнти для літотипу глинистих пісковиків)**

У ПЗ Techlog автором використано алгоритми поточної інтерпретації для розрахунку коефіцієнта водонасичення за методами Арчі, подвійної води, Симанду та Індонезія. При цьому використано величини коефіцієнтів для глинистих пісковиків, якими умовно можна апроксимувати літологію флішових відкладів палеогену (Рисунок 3.18). Також протестовано варіант для карбонатних пісковиків (Рисунок 3.19).



**Рисунок 3.19. Результат розрахунку коефіцієнта водонасичення за різними методами для відкладів палеогену (коефіцієнти для літотипу карбонатних пісковиків)**

В результаті встановлено необ'єктивність розрахунків за методикою Арчі, що видно за значеннями коефіцієнта водонасичення для глинистих інтервалів (~50%). Ця ж величина зберігається переважно по всьому розрізу палеогену, що є досить сумнівним з огляду на суттєві відмінності літології на кривих каротажу.

Методи Симанду та Індонезія показують результати, досить збіжні з іншими методами, на малоглинистих інтервалах при подібних значеннях загальної та ефективно пористостей (яку вони і враховують при розрахунку).

Метод подвійної води, як і метод Арчі, передбачає використання загальної пористості і на думку автора дає найбільш оптимальні результати. За ним під глинистою товщею виділяється інтервал відносно зменшеного водонасичення, що є ознакою нафтогазонасичення.

Використання значень коефіцієнтів для карбонатних пісковиків завищує показники водонасичення, з середньою його величиною по розрізу до 70%, що унеможлиблює виокремлення потенційних колекторів. Це підкреслює необхідність проведення спеціальних досліджень керну для залучення точних коефіцієнтів до розрахунку та мінімізації невизначеностей.

Для солотвинської і тересвинської світ моделювання коефіцієнту водонасичення не проводилось з огляду на переважно глинистий літологічний склад, відсутність потенційних пластів-покришок та нестабільні невисокі дебїти газу, встановлені за результатами випробувань у свердловинах. Як автором продемонстровано у розділі 4, для цих відкладів також властивий інший механізм генерації вуглеводнів, що робить їх другорядними зонами інтересу.

### 3.3. Моделювання вмісту ТОС за даними керну і каротажу

Для наступного моделювання розподілу ТОС за даними каротажу використано модуль Unconventionals у ПЗ Techlog, що заснований на методиці  $\Delta\text{LogR}$  з використанням даних електричних методів, акустичного і гамма-каротажу.

Для попередньої оцінки зв'язку між цими даними використано фактичні визначення ТОС (Локтев, 2019а) та відповідні інтервалам відбору поплатові значення БК, АК та ГК (див. Таблиця 3.6). Вибір поплатових значень аргументується тим, що точні глибини відбору зразків переважно невідомі, відтак неможливо прив'язати точкове значення ТОС.

Заставлення даних каротажу та визначень ТОС надано на рисунку 3.20.

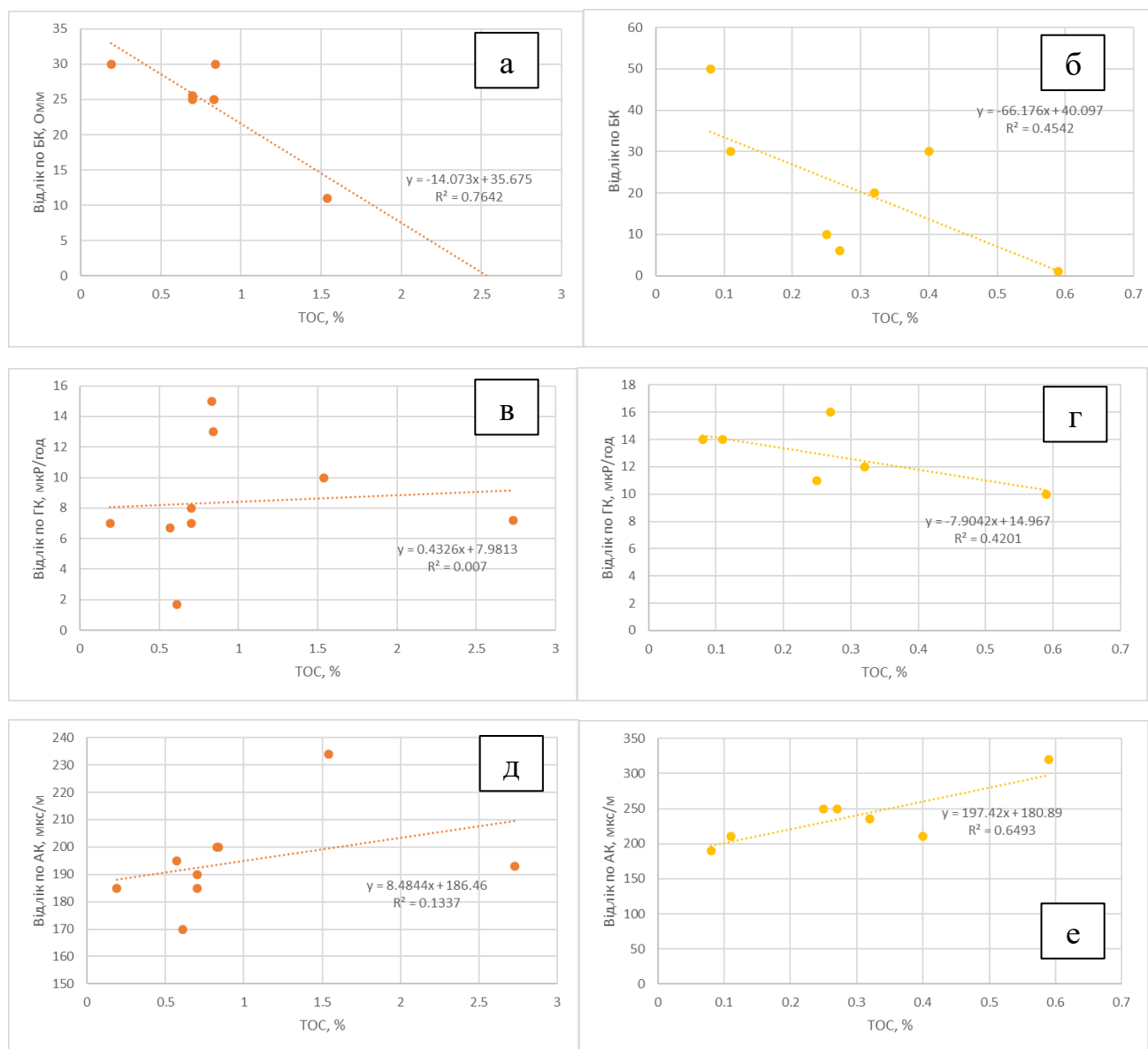
*Таблиця 3.6. Значення ТОС для різновікових відкладів Солотвинської западини (жовтим кольором позначено неогенові теригенні відклади, рожевим – туфові відклади новоселицької світи, помаранчевим – палеогену)*

Глибина відбору	ТОС, %	Відлік по БК, Омм	Відлік по ГК, мкР/год	Відлік по АК, мкс/м
403-411	0.27	6	16	250
1100-1106	0.59	1	10	320
1208-1211	0.25	10	11	250
1342-1350	0.32	20	12	235
1607-1612	0.08	50	14	190
1690-1696	0.11	30	14	210
2003	0.4	30	4	210
3016	0.61		1.7	170
3270-3275	0.84	30	13	200
2011-2017	0.83	25	15	200
2151	2.73		7.2	193
2155	0.57		6.7	195
2153	0.19	30	7	185
2198	0.7	25.5	7	190
2396	1.54	11	10	234
2351-2353	0.7	25	8	185

Однозначно, що дані вибірки не можуть бути оцінені як ілюстративні через невелику кількість визначень, але як основа при побудові моделі вони цілком можуть бути використані. Як видно з рисунків, більш-менш тісний взаємозв'язок ТОС з даними каротажу спостерігається для неогенових відкладів і набагато гірший – для палеогенових. При цьому треба відмітити тенденцію до зменшення електричного опору зразків при збільшенні вмісту органічного вуглецю, що протирічить «канонічному» сценарію. Поясненням може бути як низький вміст самої органічної речовини, яка не може надто вплинути на покази бокового

каротажу, або встановлені за описом керну стяжіння піриту та його розвиток по органічній речовині, який навпаки збільшує провідність відкладів.

Модуль Unconventionals дає можливість залучити різноманітні дані до розрахунку: крім даних АК, БК та ГК, ще можуть бути густина за гамма-гамма-щільнісним каротажем (який ще не проводився, коли бурились більшість свердловин Солотвинської западини), вміст урану, торію та інших елементів за спектральним каротажем та інші параметри, серед яких доступною є лише порохвана нейтронна пористість.



**Рисунок 3.20. Зіставлення визначень ТОС за керном з показами бокового, акустичного та гамма-каротажу. Помаранчевим кольором позначено палеогенові відклади, жовтим – неогенові**

Вхідні дані розрахунку наведено у таблиці 3.7, результат моделювання – на Рисунках 3.21-3.23. Супутньо також наведено результати побудови колонок компонентного складу.

В основі методики обрахунку ТОС лежить розв’язання рівнянь (*Sun et al., 2013*):

$$\Delta \log R = \frac{\log R}{R_{baseline}} + 0.0061(\Delta t - \Delta t_{baseline}), \quad (3.8)$$

де  $\Delta \log R$  – різниця між кривою пористості та кривою опору;  $R$  – електричний опір в Омм;  $\Delta t$  – інтервальний час в мкс/м;  $R_{baseline}$  – електричний опір, що разом з інтервальним часом  $\Delta t_{baseline}$  відповідає нематеринським породам.

$$TOC = \Delta \log R \times 10^{(2.297 - 0.168 LOM)} + \Delta TOC, \quad (3.9)$$

де  $LOM$  – рівень метаморфізму органічної речовини (Level of Organic Metamorphism);  $\Delta TOC$  – регіональний рівень ТОС (стохастичний вміст у відкладах, що не є нафтогазоматеринськими).

Рівень метаморфізму органічної речовини задається за коефіцієнтом відбивальної здатності вітриніту, визначення якого наведено в розділі 4 в іншому програмному забезпеченні.

Таблиця 3.7. вхідні дані до розрахунку моделі ТОС за допомогою модуля *Unconventionals (Techlog)*

Zone	Top	Bottom	Vitrinite Reflectance	Resistivity Baseline	Resistivity Baseline Unit	DT Baseline	DT Baseline Unit	NPHI Baseline	NPHI Baseline Unit	DeltaLogR Model	TOC Type
1	0	28	0.5	5	ohm.m	290	us/m	0.3	m3/m3	Sonic	II
2	28	979	0.5	5	ohm.m	290	us/m	0.3	m3/m3	Sonic	II
3	979	1147	0.5	5	ohm.m	290	us/m	0.3	m3/m3	Sonic	II
4	1147	2046	1	5	ohm.m	290	us/m	0.3	m3/m3	Sonic	II
5	2046	2198	1	5	ohm.m	290	us/m	0.3	m3/m3	Sonic	II
6	2198	2413	1	5	ohm.m	290	us/m	0.3	m3/m3	Sonic	II
7	2413	2533	1	5	ohm.m	290	us/m	0.3	m3/m3	Sonic	II
8	2533	2999	1.5	5	ohm.m	290	us/m	0.3	m3/m3	Sonic	II

Розраховані значення ТОС для новоселицької світи в середньому дорівнюють 0.5-0.8% (0.005-0.008 в частках одиниці), що узгоджується з даними визначень по керну попри згадані неоднозначності у величині нейтронної пористості.

Для малоглинистих монотонних відкладів палеогену розраховані значення ТОС близькі до нуля, що є цілком ймовірним з огляду на строкате перешарування пісковиків, алевролітів та аргілітів у цій товщі. Також неодноразово у геологічній

звітності було відмічено збільшення зернистості відкладів вище по розрізу, спричинене регресією моря та синхронним підняттям територій навколо Карпат. Безпосередньо нижче залягають більш глинисті відклади з розрахованим значенням ТОС до 2.4%, що відповідає дуже хорошим нафтогазоматеринським властивостям.

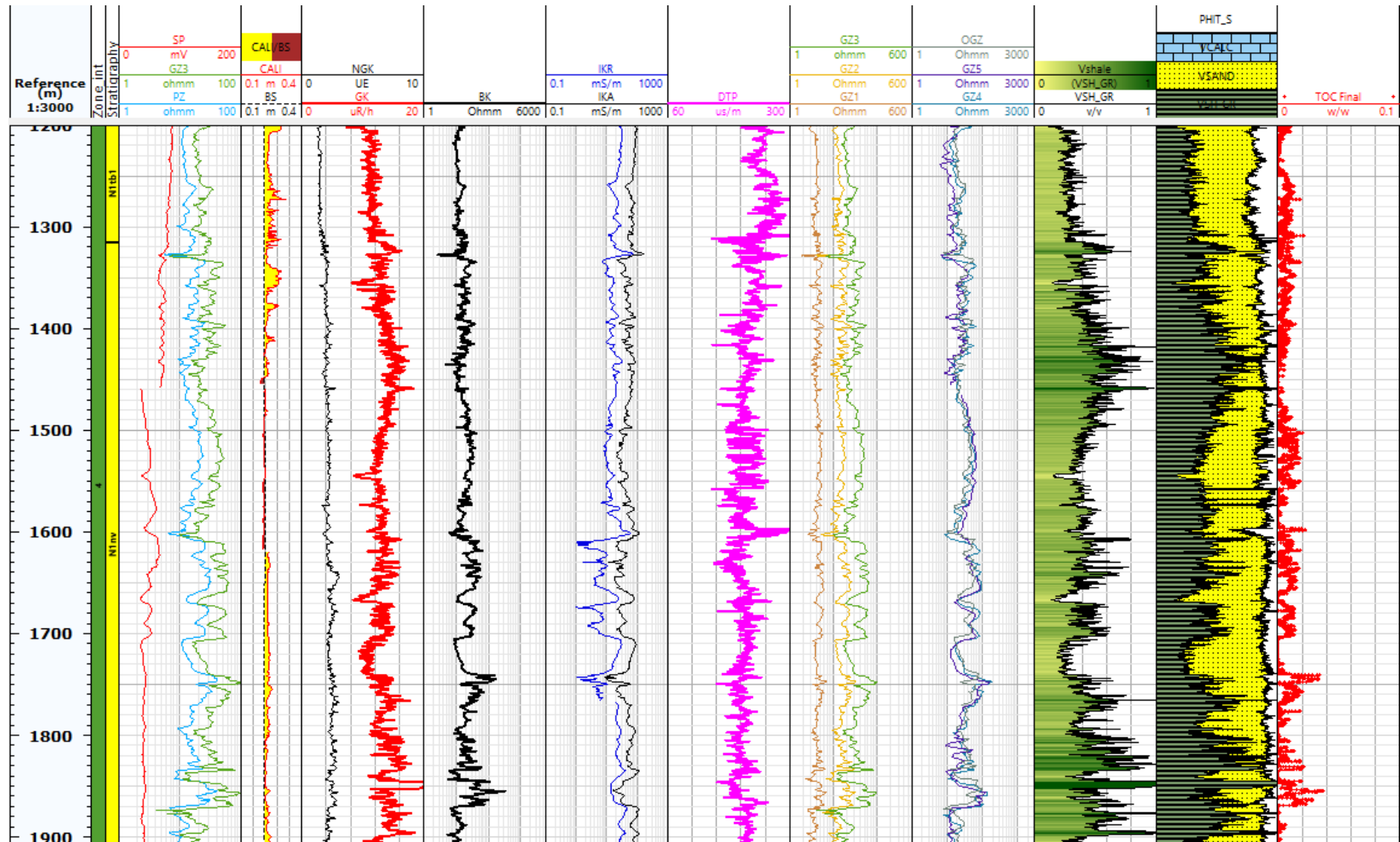
У відкладах крейди ТОС оцінюється в середньому 2-3%, з поодинокими підвищеннями до 4%. Для крейди не було проведено представницьких визначень вмісту органічної речовини – або вони були одиничними і ще не опрацьовані на момент даного дослідження, – проте літологічні описи стверджують строкатість цих відкладів аналогічно до палеогенових, з інтервалами більшого та меншого збагачення органічною речовиною, відображеного у кольорі порід. Тож отримані значення цілком можуть бути об'єктивними, але потребують перевірки за фактичними визначеннями по керну.

До розрахунків компонентних колонок за даними каротажу потрібно додати, що вказана «піщана» складова також вміщує фактичну алевролітову. На жаль, у даному тонкошаруватому розрізі в умовах обмеженої кількості даних по керну та майже відсутніх аналізів гранулометричного складу важко робити однозначні прогнози.

У підсумку розділу 3, варто зазначити потрібно відмітити застосовність наявних досліджень керну – пори їх обмежену кількість – та даних геофізичних досліджень свердловин для оцінки вмісту ТОС у різновікових відкладах Солотвинської западини. Побудована модель є першим наближенням, яке буде вдосконалюватись з залученням нових свердловин та мінералогічних досліджень, зокрема мінерального складу глин, що впливає на інтерпретацію радіоактивних методів. Результати інтерпретації каротажу також пропонують низку граничних параметрів, що можуть бути використані для розрахунку глинистості та пористості в інших свердловинах.

Окремо потребують аналізу тріас-юрські відклади, згадані у розділі 2, але розкриті дуже обмеженою кількістю свердловин на Сокирницькій площі. На момент написання кваліфікаційної роботи автор не має доступу до даних ГДС цієї площі; основним джерелом інформації залишаються узагальнення зі звітів 1960-1970 рр. За даними (*Леськив и др., 1972; Петрашкевич, 1990 та інші*), відклади юри є переважно обводненими, представленими доломітами та вапняками з достовірно не визначеною пористістю; в процесі буріння спостерігалися незначні газопрояви. Відклади тріасу не вивчались за керном в межах Солотвинської западини, а поза нею – на площі Залуж – характеризуються пористістю до 5%. Спеціалізовані дослідження керну, визначення глинистості також не проводились.

Також варто пам'ятати, що ці відклади датовані тріас-юрським віком на основі кореляції з розрізом Угорщини, що, з огляду на мінливість літофаціального складу та непідтвердження наявності перекинутих складок за даними сейсмозв'язки, може бути досить хибною інтерпретацією. Відповідно питання прогнозування нафтогазоносності відкладів, давніших за крейду або навіть найнижчих підрозділів нижньої крейди, залишається відкритим.



**Рисунок 3.21. Результати моделювання ТОС та розрахунку компонентного складу для відкладів новоселицької світи**



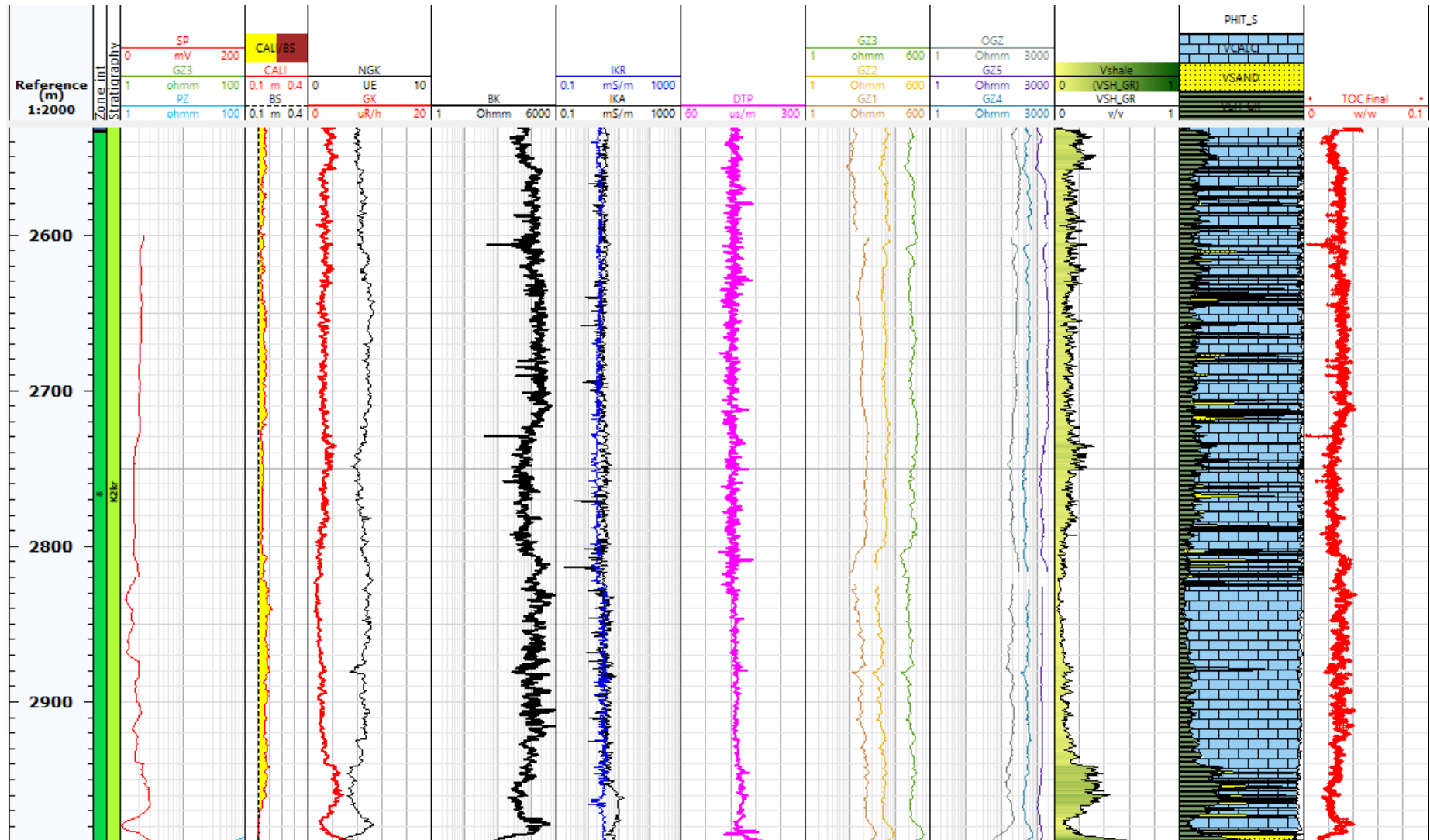


Рисунок 3.23. Результати моделювання ТОС та розрахунку компонентного складу для відкладів крейди

#### 4. МОДЕЛЮВАННЯ ТЕРМІЧНОЇ ІСТОРІЇ БАСЕЙНУ ТА ЗРІЛОСТІ ОРГАНІЧНОЇ РЕЧОВИНИ В РОЗРІЗІ СОЛОТВИНСЬКОЇ ЗАПАДИНИ

У даному розділі підсумовано результати, отримані автором на попередніх етапах дослідження, для побудови термічної моделі Солотвинської западини.

Моделювання проводилось з використанням програмного забезпечення Schlumberger Petromod 1D, що передбачає одновимірний – свердловинний – формат аналізу. В роботі використано три свердловини з різних частин Солотвинської западини.

Процес моделювання включав наступні етапи:

1. Задання геології розрізу (*Main Input*) – стратиграфічних розбивок, віку та головного літотипу відкладів, ерозійних подій;
2. Визначення складових нафтогазоносних систем (*Petroleum System elements*) – материнських порід розрізу, колекторів та покришок;
3. Зазначення сумарного вмісту органічного вуглецю (*TOC*), водневого індексу (*HI*);
4. Внесення палеогеографічних даних (*Paleo-Water Depths*) – абсолютних відміток денної поверхні;
5. Розрахунок приповерхневих температур (*Surface Temperatures*);
6. Задання моделі теплового потоку (*Heat Flow*).

Етап задання літології вимагав компромісних рішень з огляду на переважання тонкоритмічних перешарувань у розрізі, які важко апроксимувати одним літотипом. Для тересвинської світи, яка неодноразово відзначалась як менш глиниста за солотвинську, обрано літотип піщанистих глин та аргілітів, бідних на органічну речовину – shale (organic lean, sandy), – тоді як солотвинську світу апроксимовано глинистими та заглинизованими пісковиками (clay-rich sandstone).

За аналогічним принципом нижньотереблянську підсвіту внесено за літотипом як алевритисті глини та аргіліти, новоселицьку – як кислі туфи, грушівську

– як алевроліти з підвищеним вмістом ТОС, крейдові відклади – як мергелі за домінуючим літотипом.

Також до вхідних даних внесено три ерозійні події:

- Пліоцен-плейстоценову: відображається у відсутності в розрізі Солотвинської западини сарматських і молодших відкладів (на відміну від Чоп-Мукачівської западини, де ці відклади широко розповсюджені і мають значну товщину);
- Ранньоміоценову: відображається існуванням терешульських конгломератів, що залягають на розмитій поверхні палеогенових, крейдових та юрських відкладів і складені з їхніх уламків;
- Палеоценову: цей відділ відсутній у палеогеновому розрізі.

Наявність інших ерозійних подій та перерв в осадконакопиченні є цілком ймовірною, але вони не підтверджені очевидними регіональними доказами.

Відсоток ТОС внесено з даних (*Локтев, 2019б; Наумко та ін., 2022*) та результатів інтерпретації каротажу, що продемонстровані в попередньому розділі. Через малий обсяг фактичних вимірювань по керну прийняті величини не є абсолютно достовірними і можуть бути уточнені при наступних дослідженнях.

У продовження попереднього пункту, оскільки в межах Солотвинської западини і Закарпаття загалом дослідження органічної речовини та її властивостей майже припинились з 1960-х років, а роботи (*Локтев, 2019*) не містять відомостей про дослідження по типу Rock-Eval та аналогів, неможливо казати про тип керогену, кінетику та водневий індекс відкладів з достатньою надійністю. Непрямі докази – зокрема змінні умови осадконакопичення, рух берегової лінії через періодичні трансгресії та регресії моря, а також знаходження в одновікових відкладах як нафти, так і газу (родовища Сечел і Солотвино в палеогеновому фліші) – дозволяють припускати тип керогену опосередковано.

Дослідження менілітової світи – вікового аналогу нафтогазоматеринських товщ палеогену Солотвинської западини – на установці Rock-Eval дозволили визначити II тип керогену (*Крупський та ін., 2014*), сформований у морських

умовах. Цей тип керогену передбачає генерацію як нафти, так і газу, що узгоджується зі знаходженням газових покладів у грушівській світі та водночас наявністю нафтового родовища Сечел в одновікових відкладах на території Румунії (*Paraschiv, 1979*). Дослідження (*Sachsenhofer et al., 2018*) відзначає III тип керогену як другорядний. Формація Валеа Карелор та меніліти мають приблизно однаковий вміст органічного вуглецю – до 6% (в менілітах трапляються окремі інтервали з 20% ТОС), що дозволяє припускати наявність таких відкладів і в межах Солотвинської западини. Це є цілком можливим з огляду на те, що у східній її частині жодна зі свердловин не розкрила повну товщину палеогену (попри проходку до 1700 м у цих відкладах).

У дослідженні (*Мачулина, 2020*) тип органічної речовини розглянуто для різновікових відкладів. Відзначається формування нижньо- та середньоюрських відкладів у морських умовах та відновлювальних умовах, що частково узгоджується з розкриттям чорних вапняків та аргілітів, та вміст розсіяної органічної речовини до 0,5%. Тип органічної речовини оцінюється як сапропелево-гумусовий, а катагенетична перетвореність – на стадіях МК<sub>2</sub>-МК<sub>3</sub> (мезокатагенез), що відповідають коефіцієнту відбивальної здатності вітриніту Ro 0.8-1.3 (*Вакарчук та ін., 2013*).

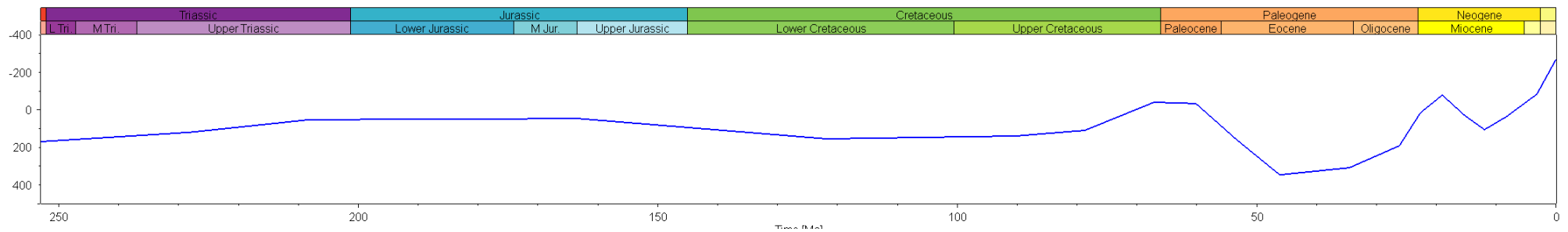
Верхньоюрські відклади інтерпретуються (*Матвеева и др., 1965*) як відклади глибоководних морських басейнів зі вмістом розсіяної органічної речовини не більше 0,1% та сапропелевим типом органічної речовини у вапняках, сапропелево-гумусовим – у мергелях.

У роботі (*Popescu, 2021*) на основі кореляції з шарами Валеа Карелор вказано II-III тип керогену з середнім ТОС 2-3% та Ro 0.86-1.2.

Відтак, за сукупністю даних можна припустити II-III тип керогену для відкладів юри, крейди та палеогену. З огляду на умови осадконакопичення, такий же тип можна припустити для новоселицької світи та надсолевих відкладів.

Age [Ma]	Name top/well pick	Depth [m]	Thickness [m]	Event type	Name layer/event	Paleodeposition/ erosion [m]	Lithology	PSE	Kinetic	TOC [%]	HI [mgHC/gTOC]
0.00	Quarterary	-270	20	↓ Deposition	Quarterary		Conglomerate (typical)	none			
5.00	Pliocene-Pleistocene erosion	-250	0	↑ Erosion	Pliocene-Pleistocene erosion	0					
13.00	Teresvynska	-250	150	↓ Deposition	Teresvynska		Shale (organic lean, sandy)	Source Rock	Burnham(1989)_TIII	0.40	
13.10	Solotvynska	-100	690	↓ Deposition	Solotvynska		Sandstone (clay rich)	Source Rock	Burnham(1989)_TIII	0.40	
13.50	Upper-Tereblianska	590	190	↓ Deposition	Upper-Tereblianska		Salt	Seal Rock			
13.75	Lower-Tereblianska	780	190	↓ Deposition	Lower-Tereblianska		Shale (organic lean, silty)	Source Rock	Burnham(1989)_TIII	0.50	
15.50	Novoselytska	970	880	↓ Deposition	Novoselytska		Tuff (felsic)	Source Rock	Burnham(1989)_TIII	0.50	
16.50	early Miocene erosion	1850	0	↑ Erosion	early Miocene erosion	0					
23.30	Grushivska	1850	360	↓ Deposition	Grushivska reservoir		Siltstone (organic rich, 2-3% TOC)	Source Rock	Burnham(1989)_TIII	2.00	
40.00	Paleocene erosion	2210	0	↑ Erosion	post-mezozoic erosion	0					
67.00	Krychevska	2210	990	↓ Deposition	Krychevska		Marl	Reservoir Rock			
102.00	Dulivska	3200	1000	↓ Deposition	Dulivska possible		Marl	Source Rock	Burnham(1989)_TIII	1.00	
146.00	Jurassic undivided	4200	400	↓ Deposition	Jurassic late		Limestone (organic rich - 1-2% TOC)	Source Rock	Burnham(1989)_TIII	1.00	
205.00	Triassic undivided	4600	400	↓ Deposition	Triassic		Dolomite (organic lean, silty)				
253.00	Paleozoic (basement)	5000									

**Рисунок 4.1. Вхідна таблиця даних для моделювання свердловини E (Main Input)**



**Рисунок 4.2. Палеоглибини у першому наближенні (Paleo-Water Depths)**

Таблиця 4.1. Узагальнення палеогеографічних умов Солотвинської западини впродовж геологічного часу (складено за сукупністю опрацьованих джерел)

Вік, млн р.	Умови осадконакопичення	Типова літологія відкладів	Прийняті глибини
0-13	Ерозія/перерва в осадконакопиченні	–	до 250-300 м (сучасні абс. висоти)
13.0-13.5	Порівняно мілководні умови з частими коливаннями берегової лінії	Монотонне глинисто-піщане перешарування	до -100
13.5-13.7	Лагунні умови, сухий клімат	Сіль	до -20 м
13.7-15.0	Відносно глибоководні умови з можливою аноксією	Глини, аргіліти, туфтоаргіліти	-100   - 300 м
15.0-15.5	Порівняно мілководні умови	Туфи та похідні літотипи	-50   -100 м
16.0-20.0	Ерозія/перерва в осадконакопиченні	Терешульські конгломерати	~ 80 м
23.0-33.0	Глибоководні та шельфові морські умови	Перешарування пісковиків, алевролітів, аргілітів	-100   - 300 м
33.0-45.0	Глибоководні морські умови, аноксія	Перешарування переважно алевролітів та аргілітів	-300 м, можливо глибше
45.0-70.0	Ерозія/перерва в осадконакопиченні	–	Додатні абсолютні висоти (невідомі)
70.0-145.0	Порівняно мілководні умови, але дещо глибші порівняно з умовами юрських вапняків (область зносу)	Карбонатний фліш (мергелі з пропластками аргілітів, алевролітів, вапняків)	-50   -70 м
145.0-201.0	Мілководні умови	Вапняки	-20   -50 м
205.0-235.0	Мілководні умови, сухий клімат	Вапняки, доломіти	-20   -70 м

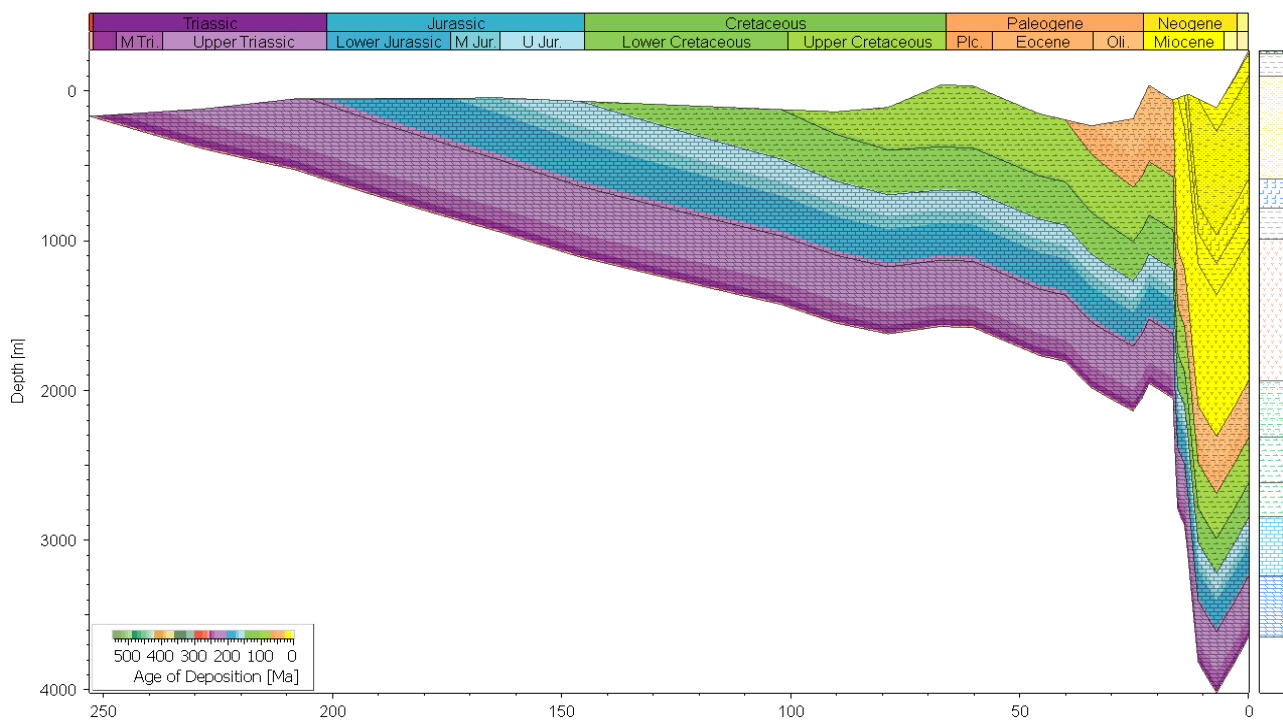


Рисунок 4.3. Модель осадконакопичення (Burial plot) для однієї зі свердловин Солотвинської западини

Цілеспрямовані реконструкції палеоглибин раніше проводились в дуже обмеженому обсязі і переважно для неогенових відкладів; реконструкції ж для палеоген-мезозойського часу представлені оглядовими картами палеоумов, як на рисунках 2.6-2.15. Основним джерелом інформації залишаються описи керну, за якими можна оцінити приблизні умови осадоконакопичення.

Відносно точними можна вважати глибини для верхньотереблянської світи, оскільки формування солей та засолених глин відбувалось в очевидно лагунних умовах. Також, з огляду на знаходження численних стяжінь піриту та окисненої органіки у відкладах палеогену, іноді також крейди, можна припускати домінування тоді умов глибокого шельфу та континентального схилу (глибини близько 300 м). Формування ж більшості неогенових відкладів відбувалось в умовах частих регресій і трансгресій моря, тож з огляду на досить високий вміст алевритової та глинистої компонент обрано середні глибини близько 100 метрів.

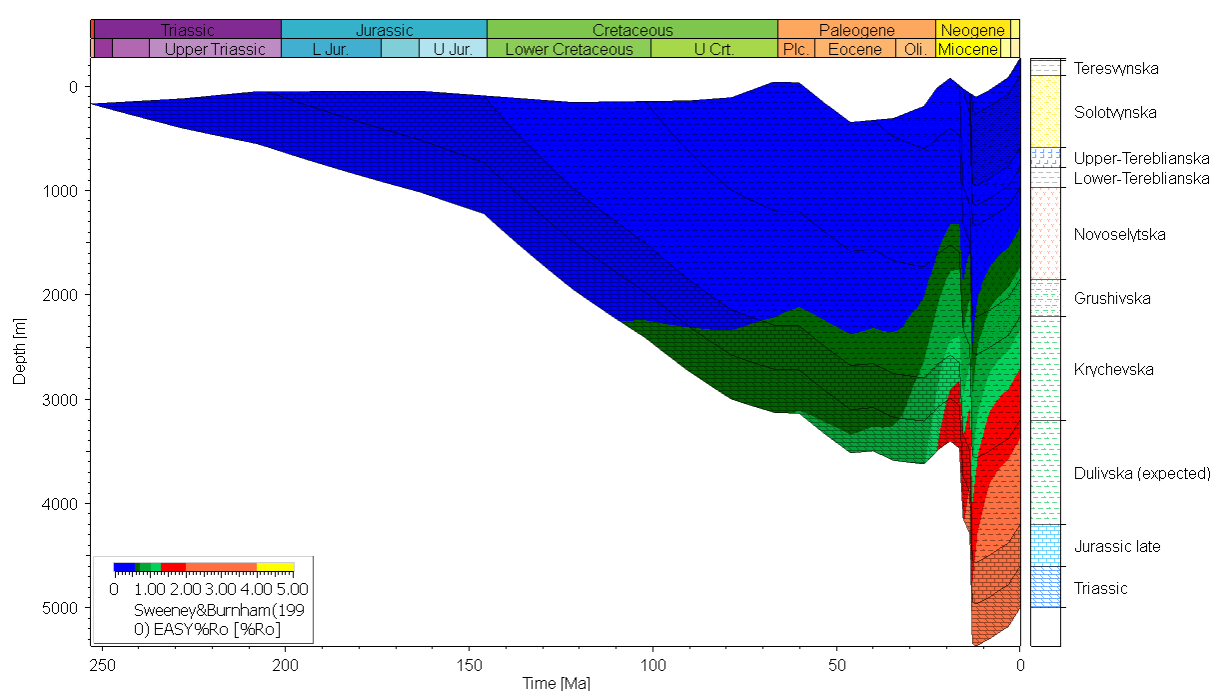
Узагальнений опис умов осадоконакопичення наведено у таблиці 4.1 і використано для задання PWD-треку в Petromod.

Реконструкція теплового потоку є одним зі складніших завдань даного моделювання, оскільки є велика кількість невідомих:

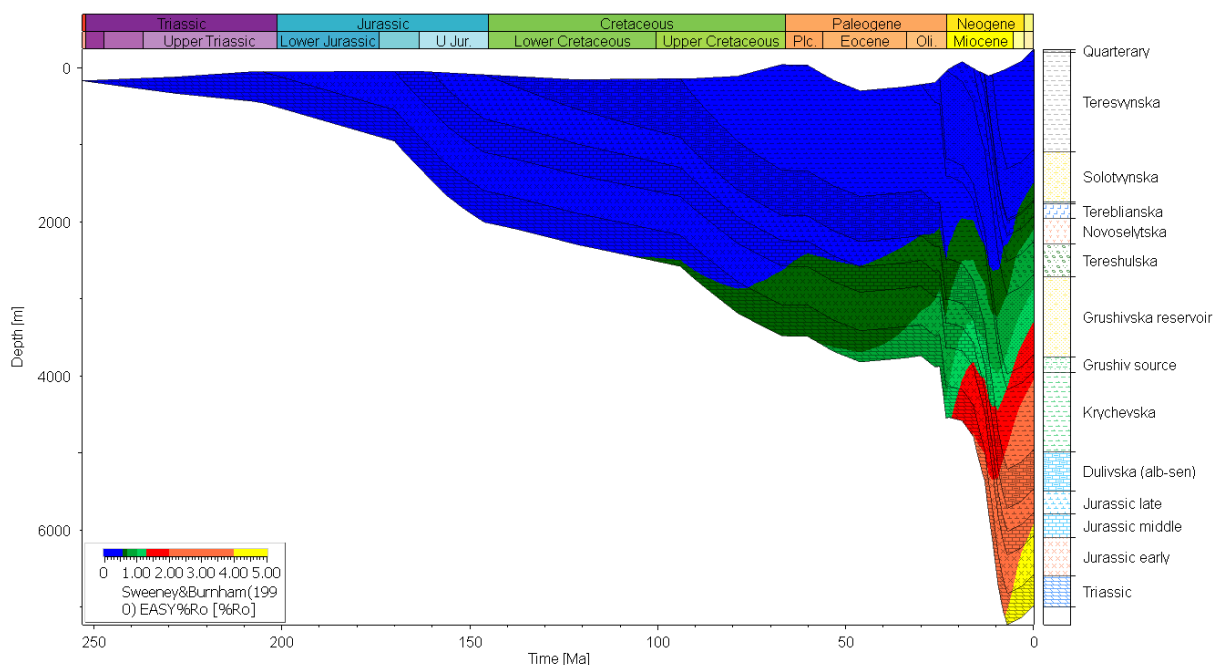
- Підвищений тепловий потік від тріас-юрського вулканізму, вираженого у появі в розрізі спілітів, діабазів і туфів;
- Ефекти тертя при зіткненні та стисненні терейнів Тися-Дакія с Акальпою, що також генерують додаткове тепло;
- Кількісні параметри палеоген-неогенового підняття астеносфери під Паннонським басейном з наступним вулканізмом, які вивчені дещо краще і апроксимовані різними моделями (*Кутас и Гордиенко, 1968, 1971*).

Основним засобом контролю об'єктивності обраного теплового потоку була відповідність отриманих значень температур та фактичних вимірів у свердловині. Для переважної більшості свердловин Солотвинської западини ці вимірювання проводились без належного відстоювання, часто протягом 1-3 днів з моменту

розкриття пласта, що унеможливило відновлення пластових температур. Відтак при оцінці надійності моделі було прийнято можливість похибки до 10°C, загалом оптимальної для першого наближення.

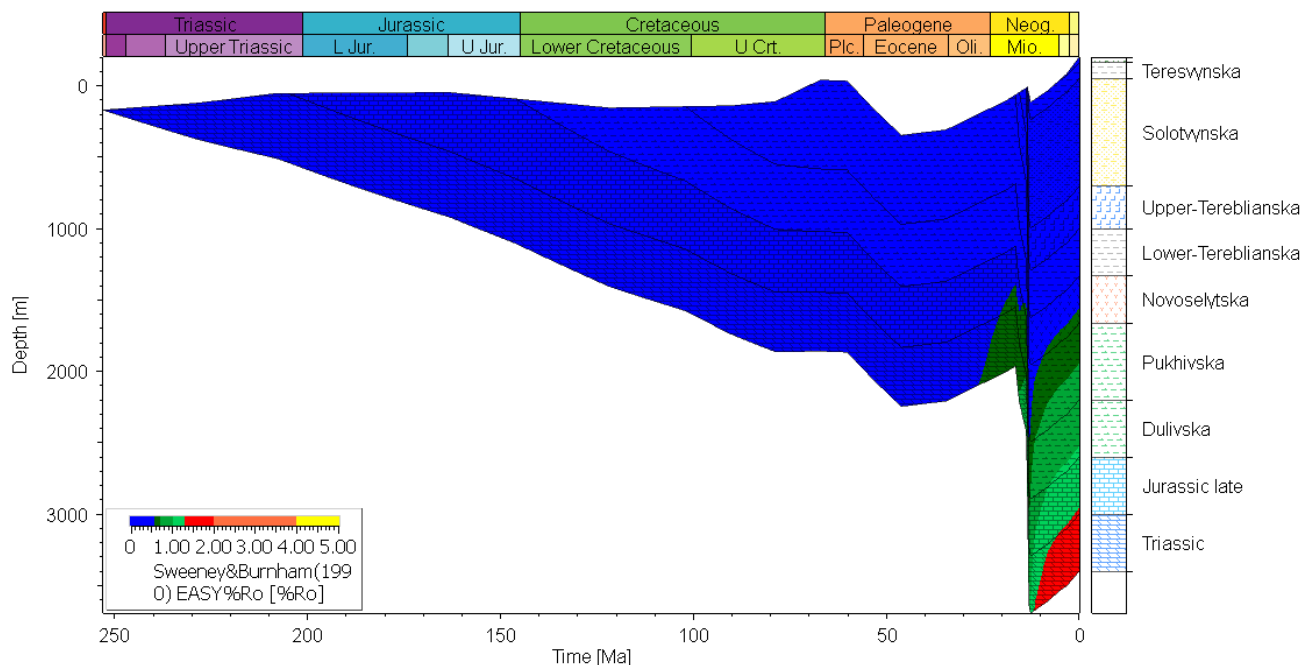


**Рисунок 4.4. Результати моделювання зрілості органічної речовини для свердловини 1 Солотвинської западини**



**Рисунок 4.5. Результати моделювання зрілості органічної речовини для свердловини 2 Солотвинської западини**

В результаті коригування моделі отримано треки зрілості відкладів в нафтогазоматеринському відношенні та очікувані коефіцієнти відбивальної здатності вітриніту, використані для моделювання вмісту ТОС у розділі 3 (рисунки 4.4-4.6).



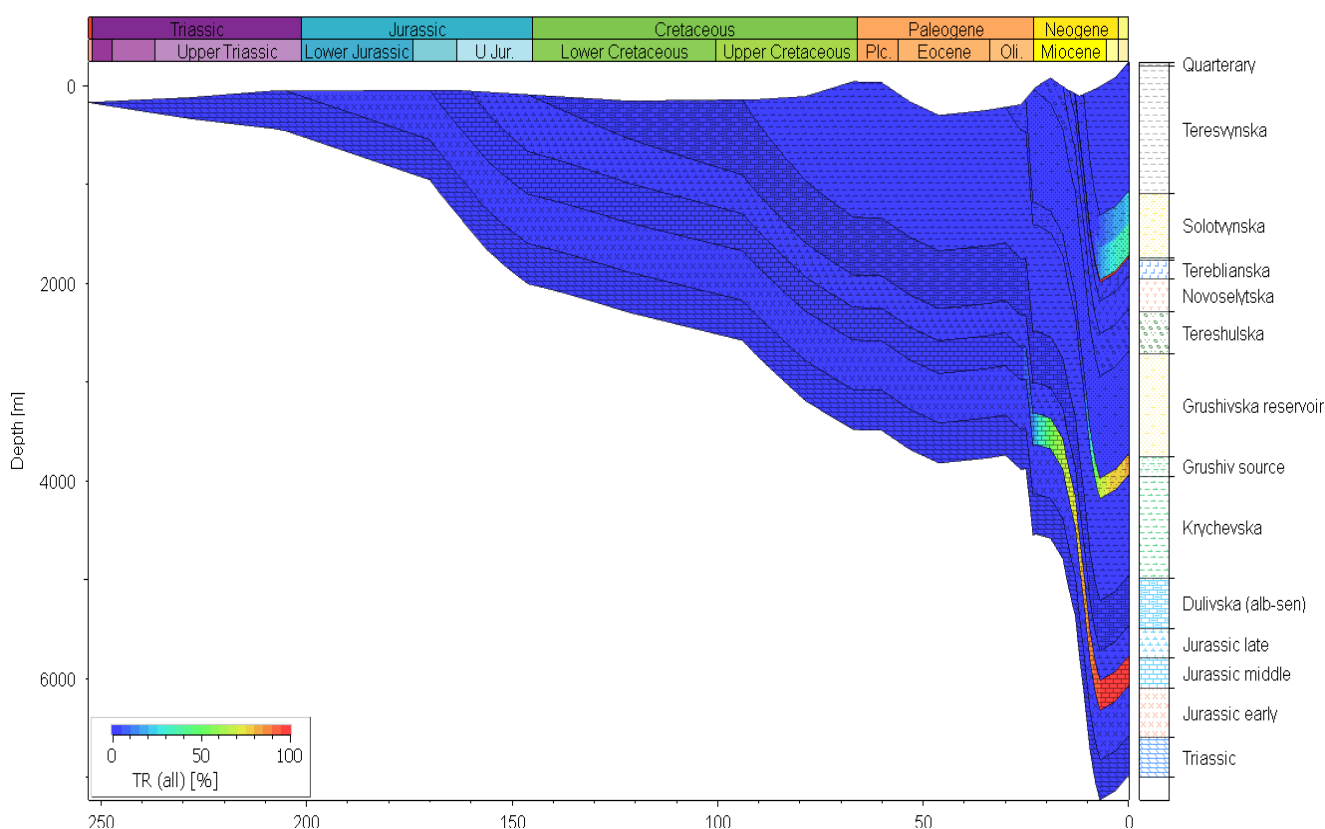
**Рисунок 4.6. Результати моделювання зрілості органічної речовини для свердловини 3 Солотвинської западини**

Як видно з отриманих результатів, зона достатньої зрілості органічної речовини починається з низів новоселицької світи, де вона представлена нафтовим вікном. Відтак можна припускати, що знаходження нафти в туфах та вище залягаючих аргілітів, алевролітів нижньотереблянської світи пов'язані саме зі внутрішньою генерацією у цих світах, а не притоком з нижчих горизонтів. Збільшення частки азоту та  $\text{CO}_2$  у складі новоселицького газу, відмічене у справах багатьох свердловин Солотвинської западини, також може бути спричинене порівняно низькими температурами генерації, що роблять можливим перебіг інших реакцій.

Більш зрілими є відклади палеогену та особливо крейди, яка, ймовірно, знаходиться вже в газовому вікні або зоні перезрілих порід. Для давніших порід

початок генерації вуглеводнів – за умови наявності в них достатнього обсягу органічної речовини – був можливий з верхньої крейди.

На прикладі свердловини, що знаходиться ближче до західного краю Солотвинської западини на межу з Вигорлат-Гутинським хребтом (Рисунок 4.6), потрібно відмітити незрілість неогенових відкладів, що узгоджується з відсутністю припливів вуглеводнів як в процесі буріння, так і при подальших випробуваннях.



**Рисунок 4.7. Обсяг генерованих з органічної речовини вуглеводнів у % від максимально можливого обсягу**

Також, попри недосягнення тересвинською та солотвинською світами оптимальних умов для генерації вуглеводнів термічним шляхом, потрібно відмітити умови для генерації біогенового метану, для якого температури (40-60°C) є цілком оптимальними (Рисунок 4.7).

У підсумку проведених досліджень, заснованих на переінтерпретації даних керну, ГДС та результатах термічного моделювання, автором пропонується

доповнення схеми осадконакопичення відкладів, що мають різну роль у нафтогазоносних системах западини. Основою для порівняння є Рисунок 1.11, зазначений у розділі 1, що є єдиним зі знайдених узагальнень для даного регіону.

Основні положення запропонованої схеми:

- Розріз солотвинської западини складений відкладами неогену (баденський ярус), палеогену (еоцен-олігоцен), крейди (верхня та нижня) та, потенційно, юри і крейди. Палеозойський фундамент не розкритий свердловинами в межах западини і за всіма чинниками (глибиною залягання, термобаричними умовами та відповідним рівнем метаморфізму) очікується як безперспективний у нафтогазовому відношенні;

- Ранньоміоценові та палеоценові відклади повністю еродовані або поки немає свердловин, які б їх розкривали;

- Розсіяна органічна речовина наявна у відкладах новоселицької світи міоцену, у палеогенових та крейдових відкладах. Наявність чорних аргілітів та вапняків у потенційно юрських відкладах дозволяє припускати наявність органічної речовини і в них. Ймовірно також існування окремих біль-менш витриманих пластів з переважанням чорних аргілітів та/або вугілля;

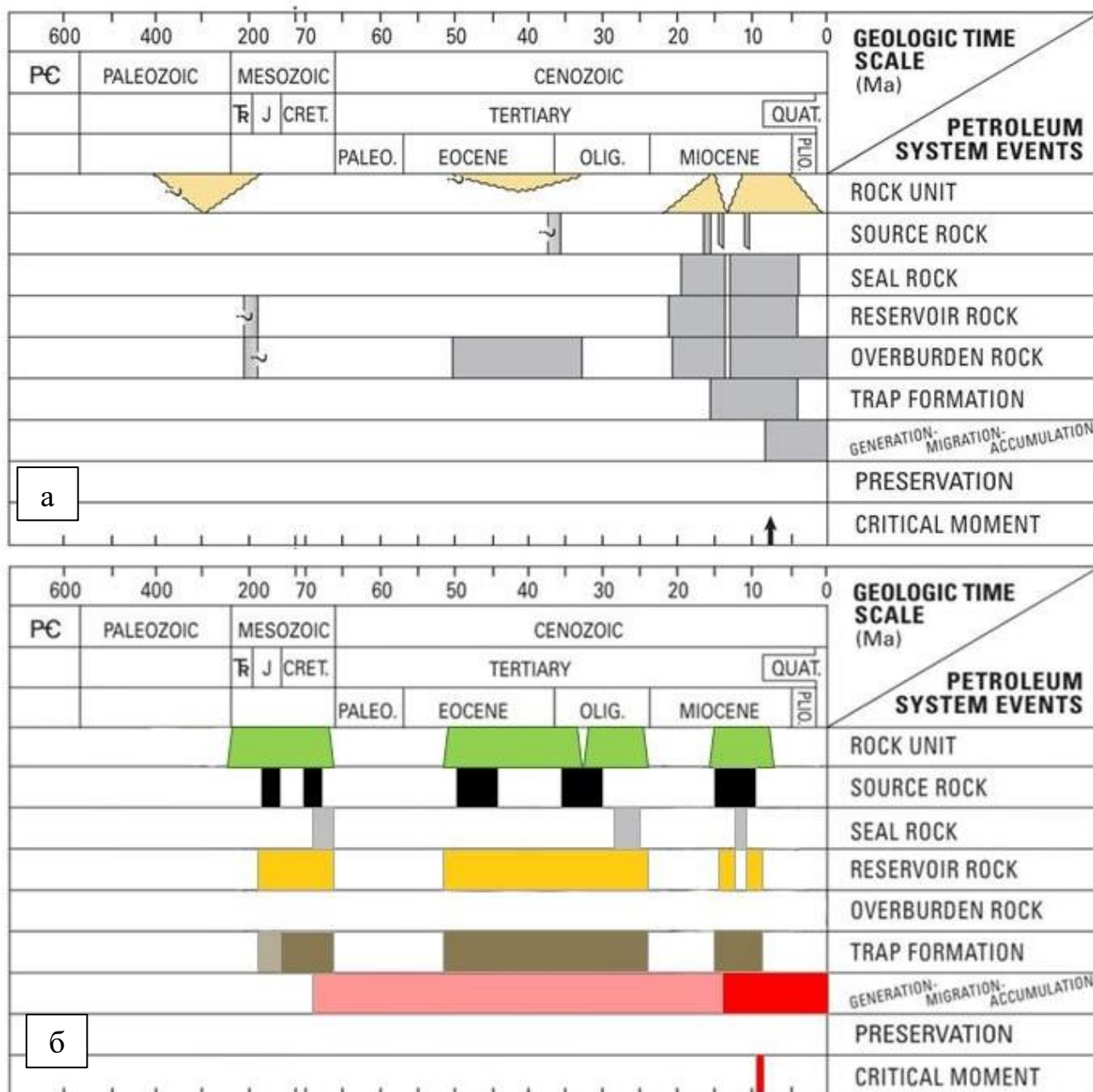
- Породи-колектори часто суміжні з нафтогазоматеринськими інтервалами і спостерігаються в усіх стратиграфічних підрозділах, крім верхньотереблянської підсвіти (сіль);

- Породи-покришки чітко приурочені до верхньотереблянської підсвіти і, глинистого (глинисто-карбонатного) складу, мають місце серед відкладів палеогену, крейди;

- Генерація вуглеводнів відбувалася з пізнього мезозою і триває до сучасності, відповідно до побудованих моделей у Petromod 1D. Зміщення цього інтервалу в бік давніших порід можливе, якщо буде встановлено чіткий обсяг еродованих відкладів палеогену та крейди, а також істинну товщину відкладів юри та крейди (у моделі використано товщину розкритої свердловинами частини розрізу). Також

важливу роль відіграють оцінки теплового потоку у триас-юрський час, оскільки ця частина розрізу містить вулканогенні породи.

Графічне представлення запропонованих положень представлено на Рисунок 4.8.



**Рисунок 4.8.** Запропонована автором концепція нафтогазоносних систем Солотвинської западини за результатами опрацьованих джерел та власних досліджень (а) – у порівнянні зі схемою, опублікованою (а, Dolton, 2006)

## ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі розглянуто питання перспективності Солотвинської западини для пошуку вуглеводнів з позиції виділення в її розрізі потенційно нафтогазоматеринських відкладів та оцінки їх термічної зрілості.

Основні результати роботи містять аналіз даних керну, доступних з геологічної звітності 1946-2019 рр. та публікацій у наукових виданнях, результати переінтерпретації комплексу ГДС для кількох свердловин та термічну модель басейну в першому наближенні.

1. Автором зібрано та систематизовано результати петрофізичних досліджень 436 зразків керну відкладів Солотвинської западини на основі 67 геолого-геофізичних звітів минулих років. Водночас, очевидною є неможливість отримання стандартних петрофізичних залежностей (пористість-проникність, пористість-залишкова водонасиченість тощо) за відсутності сучасних досліджень. Наприклад, зіставлення відкритої пористості з абсолютною газопроникністю неможливе через переважно тріщинний тип проникності як для кайнозойських, так і мезозойських відкладів. Зіставлення пористості та густини не може бути використане через відсутність даних гамма-гамма щільнісного каротажу та мінливість літологічного складу, зокрема глинисто-карбонатного цементу та подекуди поліміктового складу скелету, які впливають на густину куди більше за пористість. Обмеженість застосування зв'язку пористості з електричним опором насичених зразків зумовлена двома факторами: невеликою вибіркою самих зразків та мінливістю електричного опору власне пластових вод, опір яких досліджувався дуже рідко і який не можна достовірно визначити палетковим способом через різні дані щодо температурних умов у свердловинах. Відтак, на думку автора, зібрані матеріали по керну найбільш застосовні для визначення розподілу коефіцієнта пористості – і прогнозування значень, очікуваних за інтерпретацією каротажу.

2. За аналізом досліджень керну також співставлено 16 визначень ТОС з усередненими показами бокового, акустичного та гамма-каротажу. Виявлено слабкий зв'язок між даними величинами і зворотний зв'язок ТОС з електричним опором, що не узгоджується з загальноприйнятим досвідом кореляції ТОС з даними промислової геофізики. Причини цього пояснюються переважанням розсіяної органічної речовини у відкладах різної літології, а також невеликим обсягом вибірки.

3. Результати інтерпретації ГДС дозволили провести літологічну диференціацію розрізу на більш детальному рівні, ніж проводилось раніше для свердловин Солотвинської западини. Автором встановлені величини середніх коефіцієнтів глинистості (20-25% для тересвинської світи, 30-35% для солотвинської та тереблянської, 15-25% для відкладів палеогену, до 15% для крейди), які визначені вперше. Також обґрунтовано необ'єктивність розрахунку коефіцієнта глинистості за даними ГДС для відкладів новоселицької світи через вплив природної радіоактивності кислих туфів та їх домішок у складі вулканогенно-теригенних літотипів.

4. Розраховано за даними нейтронного та акустичного каротажу також коефіцієнти відкритої та загальної пористості, що дуже відрізняються для більш глинистих різновидів та вулканітів. Причини цього можуть полягати у змішаній літології розрізу, неможливості врахування впливу глинистості для вулканітів, досить частій піритизації розсіяної органічної речовини, що здатна впливати на середню величину нейтронної пористості, тріщинуватості та різному типі цементації, що зумовлює різний ступінь ізоляції пустот. Пористість новоселицької світи оцінюється в 7-11% за даними переважно акустичного каротажу, палеогену - 5-10%, крейди – переважно до 4%. Розподіли, побудовані за даними петрофізичних досліджень керну, ілюструють інший розподіл, більш зміщений в область низькопористих ущільнених порід, що пов'язано з відбором керну в інтервалах переважно низьких колекторських властивостей.

5. Істинні величини електричного опору порід визначені шляхом поплатової обробки даних електричних методів та поточкового розрахунку за даними ІК як методу з найбільшим радіусом досліджень. Для новоселицької світи опір складає 5-40 Ом·м, для відкладів палеогену – 20-70 Ом·м, крейди – понад 250 Ом·м, причому для палеоген-мезозойських відкладів суттєву роль у цьому відіграє карбонатність.

6. Виконаний автором розрахунок коефіцієнта водонасичення демонструє найбільшу ефективність методики подвійної води, якраз орієнтованої для аналізу тонкошаруватих розрізів. Водночас змішаний літологічний склад може зумовлювати похибки в обрахунку коефіцієнта водонасичення – і, відтак, похибки виділення пластів, перспективних на вуглеводні. Найбільш перспективні об'єкти приурочені до інтервалів малоглинистих кварцових пісковиків з пористістю 7-9%, але це не завжди є достовірним індикатором через тонкошаруватість розрізу.

7. На поточному етапі дослідження автором побудовано колонки компонентного складу за об'ємом пустот, вмісту глинистої, піщано-алевритистої та карбонатної складових. Відзначається неможливість створення комплексних мінералогічних моделей (наприклад, у модулі Quanti.Elan ПЗ Techlog) через замалий обсяг досліджень складу та об'ємного вмісту глин у різновікових відкладах, часті зриви акустичного каротажу та його похибки через тріщинуватість розрізу, переважання тонкоритмічного флішового перешарування відкладів.

8. Сукупність геологічної, палеогеографічної і термометричної інформації автором зведено до одновимірної (свердловинної) моделі термічної історії басейну, яку протестовано на трьох свердловинах. Даний вид моделювання вперше застосовано для розрізу Солотвинської западини і вперше отримано розподіл очікуваної зрілості різновікових відкладів у контексті нафтогазоносності. Відповідно до нього, відклади низів новоселицької світи неогену, палеогену та верхньої частини крейди є зрілими і знаходяться у вікні з очікуваним коефіцієнтом відбивальної здатності вітриніту  $R_o = 1,0-1,5$ . Час їх дозрівання тісно пов'язаний з

пізньопалеогеновим стоншенням астеносфери під суміжним Паннонським басейном та неогеновим вулканізмом, що спричинили збільшення теплового потоку. Тріас-юрські відклади, ймовірно, досягли зрілості на межі нижньої та верхньої крейди. Зростання теплового потоку у палеоген-неогеновий час та тектонічні порушення створили оптимальні умови для переходу цих відкладів в умови газового вікна та міграції вуглеводнів у ближчі до поверхні горизонти. Це, зокрема, узгоджується з результатами бітумінологічного аналізу керну, виконаними у минулому столітті.

9. Встановлені значення відбивальної здатності вітриніту та результати інтерпретації даних ГДС автором поєднано для створення моделі розрахунку значень ТОС по розрізу Солотвинської западини; отримано середні значення 0.5-0.8% для новоселицької світи, 0-3.0% для палеогенових і 2.0-4.0% для крейдових відкладів. Отримані результати узгоджуються з точковими визначеннями, що робить модель цілком придатною для подальших вдосконалень. Водночас автор відзначає суттєвий вплив змішаного складу розрізу на можливості такого моделювання і все ж надає перевагу фактичним визначенням ТОС на зразках керну.

10. На основі всієї опрацьованої інформації та отриманих результатів автором запропоновано оновлену схему нафтогазоносних систем Солотвинської западини. Ця схема повніше характеризує історію формування трьох нафтогазоносних систем западини: неогенової (міоценової), палеогенової та мезозойської. Відмічено наявність олігоценних та еоценових багатих на органічну речовину відкладів, що потенційно можуть поділяти палеогенову систему на дві окремі підсистеми, аналогічно з відкладами юри та крейди. Одночасне формування материнських відкладів та потенційних колекторів підводить до висновку щодо внутрішньоформаційної генерації вуглеводнів за рахунок розсіяної органічної речовини. Результати моделювання у Petromod 1D дозволяють припустити початок генерації вуглеводнів ще у мезозої, що разом з відсутністю у розрізі палеоценових

відкладів змушує ставитись з обережністю щодо колекторських перспектив крейди, для яких могло не бути відкладів-покришок.

З огляду на особливості досліджуваного розрізу, автором відзначається необхідність нових досліджень керну – як власне петрофізичних (повторне визначення проникності з використанням різних флюїдів, визначення електричного опору, інтервального часу пробігу поздовжніх та поперечних хвиль, залишкова водонасиченість та структура пустотного простору за даними центрифугування), так і мінералогічних (визначення складу глин, параметрів звивистості пустотного простору, цементації). Моделювання петрофізичних параметрів в лабораторних умовах має також потенціал до вирішення проблеми тріщинуватих колекторів, що складають більшість розрізу Солотвинської западини незалежно від літології і які потребують особливих умов розробки та буріння – для уникнення задавлювання пластів буровим розчином та швидкого обводнення.

11. Серед методів ГДС раціонально рекомендувати гамма-гамма каротаж, який не використовувався для свердловин Солотвинської западини з метою визначення густини (попри наявність значної вибірки визначень густини по керну, які можуть бути основою інтерпретації даного методу). Обов'язковим, на думку автора, є вимірювання термоградієнта в свердловинах після тривалого їх відстоювання для стабілізації теплового потоку.

Крім використання різного програмного забезпечення для інтерпретації ГДС, доцільно тестувати інші програми і для моделювання теплового потоку, в тому числі для профільного та просторового моделювання.

Результати даної кваліфікаційної роботи можуть бути використані як основа наступних досліджень з переінтерпретації даних каротажу – зокрема для більш точного встановлення розподілу піщано-глинистої компоненти, оцінки впливу тріщинуватості, прослідковування горизонтів з потенційно підвищеним вмістом органічної речовини. Залучення повного обсягу досліджень керну, виконаних на площах Солотвинської западини, сприятиме побудові більш надійних

кореляційних залежностей і, ймовірно, знаходженню нових зв'язків між петрофізичними та геолого-геохімічними параметрами.

Автором планується продовження опрацювання геолого-геофізичної звітності, не відображеної у даній кваліфікаційній роботі, з метою збору кращої мінералого-петрографічної основи для переінтерпретації ГДС та вдосконалення термічних моделей, з перспективою їх тестування у двовимірному – профільному варіанті.

**СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ**

1. Алферьев Г.П. и др. (1950). *Геологическая характеристика северо-восточной части Верхнетиссенской впадины в Закарпатской области УССР (бассейны рек Апшица и Тересва)*. Главзападгеология треста Львоуглегеология. Кн.1. 334 с.
2. Андрейчук М.М. (2019). *Геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів Солотвинського газового родовища Закарпатської області станом на 01.01.2019*. Кн. 1. 234 с.
3. Белоусов М.М. (1951). *Отчет о крелиусном бурении на площади Данилово-Теребля Закарпатской области УССР в 1949-1950 гг.* Трест Укрнефтеразведка, Геолого-поисковая контора. Кн. 1. 99 с.
4. Бойко В.И. и др. (1967). *Отчет о сейсмических исследованиях методом РНП в юго-западной части Солотвинской зоны Закарпатского прогиба Тереблянкой сейсморазведочной партии №49/66*. ЗУГРЭ треста Укргеофизразведка. Кн. 1. 75 с.
5. Бойко В.И. и др. (1968). *Отчет о сейсмических исследованиях МОВ-РНП, проведенных Стебливской сейсморазведочной партией №57/67 на площади Тячево-Хуст-Иза-Теребля в Солотвинской впадине Закарпатского прогиба в 1967 году*. ЗУГРЭ треста Укргеофизразведка. Кн. 1. 76 с.
6. Борейко И.Ф. и др. (1967). *Отчет о работах сейсмокаротажной партии №50/66*. ЗУГРЭ треста Укргеофизразведка. Кн. 1. 103 с.
7. Бородатый И.И., Шерешевская С.Я. (1949). *Отчет о работах Закарпатской №9/48 и Станиславской №8/48 гравиметровых партий, проведенных в Западных областях УССР*. Главнефтегеофизика, Украинское отделение. Кн. 1.
8. Бударкевич М.Д., Вытрыкуш М.Д. (1969). *Отчет о сейсмических исследованиях МОВ-РНП Хустской сейсморазведочной партии №57/68 на площади Хуст-Горинчево-Теребля-Грушево Солотвинской зоны Закарпатского прогиба*. ЗУГРЭ треста Укргеофизразведка. Кн. 1. 95 с.

9. Бурдин В.Б. (1988). *Скважинные сейсмические исследования ВСП и МПГС с целью изучения скоростных параметров и волновых полей в околоскважинном пространстве в Карпатском регионе, партия 60/86, 1986-1988гг.* ЗУГРЭ объединения «Укргеофизика». Кн. 1. 120 с.

10. Буреш Е.В., Григорьев А.В. (1947). *Отчет о работах Закарпатской бурогольной партии за 1946 г.* Геол. Упр. УССР, Львовское отделение. Кн. 1. 173с.

11. Вакарчук С.Г., Зейкан О.Ю., Довжок Т.Є., Михайлов В.А., Гладун В.В. та ін. (2013). *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга V. Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти Східного нафтегазоносного регіону України: монографія.* ТОВ «ВТС ПРИНТ». 240 с.

12. Вартанова Н.С. (1948). *Геологическое строение Вышковского района Закарпатской области УССР. Масштаб 1:50 000.* Львовский Госуниверситет. Кн. 1. 150 с.

13. Васильев И.Н. (1957). *Отчет о детальной разведке, проведенной на Солотвинском месторождении каменной соли в Закарпатской области УССР в 1954-1956гг.* Укргеолуправление. Кн. 1. 258 с.

14. Васильев И.Н. и др. (1962). *Отчет о результатах детальной разведки каменной соли на Теребленском месторождении, проведенной Закарпатской экспедицией в 1956-57 гг.* Трест Киевгеология. Кн. 1. 41 с.

15. Васильев И.Н., Коростомовец И.Н. (1957). *Отчет о геологоразведочных работах на Александровском месторождении каменной соли за 1956-1957 гг.* Киевское геолуправление. Кн. 1. 79 с.

16. Витрикуш М.Д. (1991). *Розшуки і підготовка нафтогазоперспективних об'єктів в Закарпатському прогині (звіт про результати сейсмозвідувальних робіт МОГТ та ВСП), 1989-1991рр.* ЗУГРЭ, трест «Укргеофизика». Кн. 1. 143 с.

17. Вытрыкуш М.Д. и др. (1983). *Отчет о сейсмических исследованиях МОГТ в пределах Мукачевской и Солотвинской впадин Закарпатского внутреннего*

*прогиба на Доробратовской площади (партия 59/82, 1982 г.). ЗУГРЭ объединения «Укргеофизика». Кн. 1. 139 с.*

18. Вытрыкуш М.Д. (1983). *Отчет о сейсмических исследованиях МОГТ с применением продольно-непродольного профилирования в пределах юго-восточной части Солотвинской впадины Закарпатского внутреннего прогиба на Добрянской площади (партия 55/84, 1984-85гг.). ЗУГРЭ объединения «Укргеофизика». Кн. 1. 136 с.*

19. Вытрыкуш М.Д. и др. (1987). *Отчет о сейсмических исследованиях МОГТ в юго-западной части Солотвинской впадины Закарпатского внутреннего прогиба на Стебливской площади (партия 59/85, 1985-1986гг.). ЗУГРЭ объединения «Укргеофизика». Кн. 1. 156 с.*

20. Габинет М.П. и др. (1963). *Геохимические особенности и условия формирования флишевых пород, сильно обогащенных тонкодисперсным органическим веществом, в Советских Карпатах. УкрНИГРИ. Кн. 1. 447 с.*

21. Гуржий Д.В. и др. (1967). *Факторы формирования коллекторских свойств пород и изменение их во времени в Карпатской нефтегазоносной зоне (на примере Закарпатского неогенового прогиба). Институт геологии и геохимии горючих ископаемых. Кн. 1. 198 с.*

22. Демчук Н.Н. (1962). *Отчет по теме 476: «Нефтегазоносность и фации неогеновых отложений Закарпатья». Кн. 4. «Литология миоценовых отложений Закарпатского прогиба». УкрНИГРИ. 162 с.*

23. Забелин В.Н., Шантар Э.А. (1948). *Геологическое строение района бассейнов р.р. Тячевца и Тересвы Мармарошской впадины Закарпатской области УССР. ВНИГРИ. Кн.1. 95 с.*

24. Иванченко А.И. (1967). *Отчет о геологоразведочных работах, проведенных на Терблинском месторождении каменной соли (Закарпатская область УССР в 1964-1965 гг.). Трест Киевгеология. Кн. 1. 180 с.*

25. Кабин Н.Н. (1970). *Отчет Солотвинской геофизической партии 50/69-70: Результаты комплексных геофизических исследований в районе пос. Солотвино*. Киевская геофизическая КЭ, трест Киевгеология. Кн. 1. 44 с.

26. Карпинская Н.Н., Курсакова З.Н. (1952). *Отчет о геофизических исследованиях в Даниловской опорной скважине (работы по темам 28/52 «Изучение физических свойств горных пород» и 30/52 «Обработка и обобщение промыслово-геофизических исследований в опорных скважинах»)*. Украинский Разведочный геофизический трест. Кн. 1. 112 с.

27. Кокошинская Б. (1946). *Мел Карпат (серия переводов, вып. №9)*. Украинское геологическое управление. Кн. 1. 42 с.

28. Колтыпин С.Н. (1949). *Геологическое строение Терезлинско-Байловского района Закарпатской области УССР*. ВНИГРИ. Кн. 1. 101 с.

29. Коросташовец И.П. (1957). *Гидрогеологические условия Солотвинского месторождения каменной соли в Закарпатской области УССР*. Укргеолуправление. Кн. 1. 251 с.

30. Крупський Ю.З. та ін. (2014). *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга 2. Західний нафтогазоносний регіон: монографія*. Ніка-центр. 400 с.

31. Кулинич В.И. и др. (1984). *Отчет о сейсмических исследованиях МОГТ с применением продольно-непродольного профилирования в пределах юго-восточной части Солотвинской впадины Закарпатского внутреннего прогиба на Грушевской площади (партия 55/83, 1983)*. ЗУГРЭ объединения «Укргеофизика». Кн. 1. 119 с.

32. Кудла П.Й., Дучук С.В. (2007). *Звіт про пошукові геофізичні та геохімічні дослідження на Солотвинській площі Закарпатського прогину*. Кн. 1. 114 с.

33. Кудла П.Й. (2007). *Звіт про пошукові сейсмічні роботи в межах Солотвинської западини Закарпатського прогину на Південно-Буштинській площі*. ЗУГРЕ ДГП «Укргеофизика». Кн. 1. 84 с.

34. Кутас Р.И., Гордиенко В.В. (1968). *Окончательный отчет по разделу темы: «Изучение теплового потока территории Украины» (Тепловое поле и тектоника Восточных Карпат)*. Институт геофизики АН УССР. Кн. 1. 132 с.

35. Кутас Р.И., Гордиенко В.В. (1971). *Тепловое поле Украины*. Наукова думка. 143с.

36. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. (2007). *Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: учебное пособие для вузов*. «Недра-Бизнесцентр». 327 с.

37. Леськив И.В. и др. (1970). *Геологические результаты глубокого разведочного бурения за 1969 год на площадях: Пыняны, Залужаны, Воля Блажевская, Старый Самбор, Теремля, Сокирница*. Самборская НГРЭ треста Львовнефтегазразведка. Кн. 1. 113 с.

38. Леськив И.В. и др. (1972). *Геологические результаты глубокого разведочного бурения за 1971 год на площадях Самборской нефтегазоразведочной экспедиции глубокого бурения: Чижки, Пыняны, Залужаны, Новоселки, Монастырец, Блажев, Старый Самбор, Теремля, Сокирница, Тячев, Ужгород и Чоп*. Трест Львовнефтегазразведка. Кн. 1. 70 с.

39. 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.

40. Литвиненко А.У. (1946). *Отчет о поисковых работах на уголь в Вышковском районе Закарпатской области УССР*. Трест Львовуглеразведка. Кн. 1. 33 с.

41. Локтев А.А. (2019). *Геологічні чинники газоносності Закарпатського прогину. Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук за спеціальністю 04.00.17 «Геологія нафти і газу»*. Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, Інститут геологічних наук НАН України. [Електронний ресурс] – Режим доступу: [https://www.igs-nas.org.ua/images/geology/specradi/D.26.126.02/loktiev/diser\\_loktiev.pdf](https://www.igs-nas.org.ua/images/geology/specradi/D.26.126.02/loktiev/diser_loktiev.pdf)

42. Локтев А.А. (2019). Нові напрями пошуків газу у Закарпатському прогині. *Нафтогазова галузь України: Геологія*. Вип. №2. С. 19-24. [Електронний ресурс] – Режим доступу: [Journal-Naftogazova-galuz-02-2019.pdf](#)

43. Локтев А.В., Русиняк Р.П., Луговий І.О. (2013). *Звіт про науково-дослідну роботу «Звіт за результатами пошукового буріння на Грушівській площі»*. УкрНДІгаз. 198 с.

44. Луговой Г.И. (1946). *Объяснительная записка к обзорной карте угольных месторождений Западных и Закарпатской областей УССР масштаба 1:500000*. Трест Львовуглеразведка. Кн. 1. 16 с.

45. Маслакова Н.И., Муратов М.В. (1949). *Отчет о работах Карпатской геологической экспедиции. Том 4: Меловые и палеогеновые отложения Восточных Карпат*. Геологическое управление УССР. Кн.1. 155 с.

46. Матвеева А.А. и др. (1965). *Геологический отчет о результатах профильного структурно-поискового бурения в юго-восточной части Закарпатского внутреннего прогиба на площади Тячев, проведенного в 1963-1964 г.г.* Трест Львовнефтегазразведка. Кн. 1. 162 с.

47. Матвеева А.А., Гермак И.Ф. (1959). *Отчет о результатах картировочного бурения в Закарпатском внутреннем прогибе на площадях Хуст-Сокирница и Мукачев-Кибляры, проведенных в 1958 году*. Трест Львовнефтегазразведка. Кн. 1. 179 с.

48. Матвеева А.А., Муравецкий В.Н. (1968). *Геологический отчет о результатах структурно-поискового бурения на площади Тересва Закарпатской области УССР, проведенного в 1965-1968 г.г.* Львовская ГРЭ, трест Львовнефтегазразведка. Кн. 1. 73 с.

49. Мачулина С.А. (2020). Углеродистые отложения Карпатского нефтегазоносного региога Украины. *Magyar Tudományos Journal №41*. С. 5-15. [Електронний ресурс] – Режим доступу:

<https://cyberleninka.ru/article/n/uglerodistyie-otlozheniya-karpatskogo-neftegazonosnogo-regiona-ukrainy>

50. Муровська Г.В. (2019). Глибинна будова та альпійська геодинаміка Карпатського та Кримсько-Чорноморського регіонів України: *дисертація на здобуття наукового ступеня доктора геологічних наук за спеціальністю 04.00.22 – геофізика (103 – Науки про Землю)*. Інститут геофізики НАН України, Київ.

51. Муромцев А.С. (1949). *Нефтяные месторождения Закарпатской Украины*. Укргаз. 5 с.

52. Наумко І.М., Павлюк М.І., Локтев А.А., Хоха Ю.В., Сахно Б.Е., Белецька Ю.А., Сава Н.Г. (2022). Особливості флюїдного режиму постседиментогенних процесів при формуванні газоносності Закарпатського прогину (в межах України). *Мінерал. журн.* Вип. 44, № 3. С. 99-110. [Електронний ресурс] – Режим доступу: [https://mineraljournal.org.ua/sites/default/files/sites/default/files/2022-3\\_99-110.pdf](https://mineraljournal.org.ua/sites/default/files/sites/default/files/2022-3_99-110.pdf)

53. Недбайло М.А. (1965). *Отчет по теме: «Геохимические исследования скважин на площадях: Красноильск, Соколовка, Теребля, Великие Мосты, Горохов, Тячев, Бобрка-Дубляны и др.»*. Трест Львовнефтегазразведка. Кн. 1. 127 с.

54. Немков Г.И. (1950). *Отчет по теме: «Стратиграфия и фораминиферы палеогена Восточных Карпат (Закарпатская, Станиславская и Черновицкая обл.)»*. ВНИИГАЗ. Кн. 1.

55. Нестеровський В.А. (2020). *Геохімія нафти і газу: навчальний посібник*. ВПЦ «Київський університет». 176 с.

56. Орчакевич В.М., Бойко Г.Е., Голдинов А.А. (1964). *Тема №716: «Содержание и состав рассеянного органического вещества в отложениях Восточных Карпат»*. УкрНИГРИ. Кн. 1. 166 с.

57. Павлюк М., Шлапінський В., Савчак О., Тернавський М., Гузарська Л., Тріска Н., Огренда Н. (2019). Нові підходи до визначення перспектив нафтогазоносності південно-східної частини внутрішніх флішових покривів Українських Карпат. *Geology & Geochemistry of Combustible Minerals* No. 4 (181), С. 5-16.

58. Петрашкевич М.И. (1962). *Отчет по теме 476: «Нефтегазоносность и фации неогеновых отложений Закарпатья»*. УкрНИГРИ. Кн. 1. 221 с.

59. Петрашкевич М.И. (1988). *Изучение критериев нефтегазоносности и обоснование направления геологоразведочных работ в Закарпатском прогибе и на территории деятельности Украинской НГРЭ, 1986-1988гг.* УкрНИГРИ. Кн. 1. 140 с.

60. Петрашкевич М.И. (1990). *Изучить перспективы нефтегазоносности донеогенового основания Закарпатского прогиба и обосновать направления геологоразведочных работ в его пределах, 1988-1990гг.* УкрНИГРИ. Кн. 1. 96 с.

61. Петрашкевич М.И. (1995). *Проаналізувати геолого-геофізичну вивченість Закарпаття з метою вибору першочергових об'єктів та обґрунтування подальших напрямків робіт на нафту і газ, 1993-1995рр.* УкрДГРІ. Кн. 1. 130 с.

62. Петрашкевич М.И. и др. (1966). *Отчет по теме №876: «Анализ и обобщение геолого-геофизических материалов по фундаменту Закарпатского прогиба и оценка его нефтегазоносности»*. УкрНИГРИ. Кн. 1. 149 с.

63. Петрашкевич М.И. и др. (1983). *Тема 1330: «Научное обоснование направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ в Закарпатском прогибе»*. УкрНИГРИ. Кн. 1. 115 с.

64. Порфирьев В.Б., Гринберг И.В. (1946). *Отчет по работам 1946-1947гг. По теме: «Условия образования нефти и нефтяных месторождений Карпатской зоны»*. Институт геол. Наук АН УССР. Кн. 1. 90 с.

65. Приходько М.Г., Андреева-Григорович А.С., Жабіна Н.М., Анікеєва О.В. (2019). *Регіональна стратиграфічна схема мезокайнозойських відкладів фундаменту Закарпатського прогину. Геологічний журнал, вип. №1. С. 88-108. [Електронний ресурс] – Режим доступу: [http://geojournal.igs-nas.org.ua/article/view/159243/pdf\\_149](http://geojournal.igs-nas.org.ua/article/view/159243/pdf_149)*

66. Репяшник Р.С. (1969). *Промежуточный отчет о результатах поисково-разведочных работ на термальные воды в Закарпатском внутреннем прогибе в 1964-1969 гг.* Закарпатская ГЭ треста Киевгеология. Кн. 1. 44 с.

67. Сащенко И.Д. (1983). *Отчет о результатах поисков термальных вод в р-не с. Лесарня и г. Берегово Закарпатской области в 1980-1983 г.* УкрНИГРИ. Кн. 1. 115с.

68. Свириденко В.Г. и др. (1970). *Отчет по теме №1001: «Перспективы поисков нефти и газа в солотвинской части Закарпатского прогиба в свете новых данных о ее глубинном строении и структуре смежных регионов».* УкрНИГРИ. Кн. 1. 135 с.

69. Селецкий Т.М. и др. (1964). *Отчет по теме №608: «Изучение гидрогеологических и гидрохимических показателей нефтегазоносности Закарпатского внутреннего прогиба и Внутренней антиклинальной зоны Карпат».* УкрНИГРИ. Кн. 1. 299 с.

70. Скордули В.Д. и др. (1966). *Отчет по теме: «Обработка и обобщение материалов структурно-поискового бурения за 1965 год».* Трест Львовнефтегазразведка. Кн. 1. 172 с.

71. Славин В.И., Солонинко И.С. (1952). *Отчет о результатах поисково-опробовательских работ на месторождениях мраморовидных известняков в бассейне р. Тербли Закарпатской области УССР.* Трест Укрнерудпром. Кн. 1. 378с.

72. Смирнов С.Е. (1973). *Палеоген Мармарошской и Пенинской зон Украинских Карпат.* Укр. научно-исследовательский геолого-разведочный институт. 120 с.

73. Смирнов Б.И. и др. (1966). *Отчет по теме №46-с: «Влияние вулканических гидротермальных процессов на формирование закарпатских бурых углей и редкометальной минерализации в них».* Институт минеральных ресурсов. Кн. 1. 203 с.

74. Соллогуб В.Б. и др. (1968). *Отчет об опытно-методических работах КМПВ и ГСЗ, проведенных в 1965-67 гг. в Карпатском регионе экспедицией №1 Института геофизики АН УССР.* Трест Укргеофизразведка. Кн. 1. 313 с.

75. Ткалич С.М., Луговой Г.И. (1947). *К вопросу стратиграфии угленосных отложений Закарпатской Украины.* Трест Львовуглеразведка. Кн. 1. 48 с.

76. Удич Н.Ф. (1990). *Результаты научной обработки материалов бурения Апшицкой параметрической скважины №1 Солотвинской впадины Закарпатского прогиба, проведенного в Закарпатской области УССР в 1987-89 гг.* ТП объединения «Запукргеология». Кн. 1. 103 с.

77. Фильштинский Л.Е. и др. (1968). *Отчет о гравиметрических исследованиях Владимир-Волынской №61/67 и Рава-Русской №69/67-68 гравиметровых партий на Владимир-Волынской и Рава-Русской площадях Львовского палеозойского прогиба и в Солотвинской впадине Закарпатского прогиба.* ЗУГРЭ треста Укргеофизразведка. Кн. 1. 112 с.

78. Чекунов А.В., Ливанова Л.П., Гейко В.С. (1969). *Глубинное строение земной коры и некоторые особенности тектоники Закарпатского прогиба.* *Советская геология*, 10. С. 57-68.

79. Чернышев Ю.Н. (1958). *Геологический отчет о результатах структурно-поискового бурения на площади Солотвино, проведенного в 1957 г.* Трест Львовнефтегазразведка. Кн. 1. 70 с.

80. Щерба В.М. и др. (1964). *Геологические результаты глубокого разведочного бурения за 1963 год на площадях: Воля Блажевская, Ходновичи-Нижанковичи, Свалява, Теремля.* Трест Львовнефтегазразведка. Кн. 1. 173 с.

81. Щерба В.М. и др. (1965). *Геологические результаты глубокого разведочного бурения за 1964 год на площадях: Ходновичи, Нижанковичи, Воля Блажевская, Ломна, Теремля, Свалява.* Самборская контора разведочного бурения треста Львовнефтегазразведка. Кн. 1. 143 с.

82. Щерба В.М. и др. (1966). *Геологические результаты глубокого разведочного бурения за 1965 год на площадях: Мостиска, Ходновичи, Садковичи, Нижанковичи, Воля Блажевская, Ломны, Долгое, Ужгород, Иршава, Теремля*. Трест Львовнефтегазразведка. Кн. 1. 236 с.

83. Щерба В.М. и др. (1968). *Геологические результаты глубокого разведочного бурения за 1967 год на площадях: Мостиска, Садковичи, Пыняны, Озерная, Воля Блажевская, Старый Самбор, Ломна, Ужгород, Великая Добронь, Иршава, Теремля, Сокирница*. Самборская контора разведочного бурения, трест Львовнефтегазразведка. Кн. 1. 72 с.

84. Щерба В.М., Павлюк И.С. (1967). *Геологические результаты глубокого разведочного бурения за 1966 г. На площадях Мостиска, Садковичи, Пыняны, Озерная, Нижанковичи, Воля Блажевская, Ломна, Долгое, Ужгород, Великая Добронь, Иршава, Теремля, Сокирница*. Самборская контора разведочного бурения, трест Львовнефтегазразведка. Кн. 1. 199 с.

85. Anastasiu N. (2019). Standard Source Rocks in the Romanian Petroleum Systems – An Overview/ *roc. Rom. Acad.* 121-136. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://www.researchgate.net/publication/332353389\\_STANDARD\\_SOURCE\\_ROCKS\\_in\\_THE\\_ROMANIAN\\_PETROLEUM\\_SYSTEMS\\_-\\_AN\\_OVERVIEW](https://www.researchgate.net/publication/332353389_STANDARD_SOURCE_ROCKS_in_THE_ROMANIAN_PETROLEUM_SYSTEMS_-_AN_OVERVIEW)

86. Asquith G., Krygowski D. (2004). *Basic Well Log Analysis (Second Edition)*. AAPG. 248.

87. Darling T. (2005). *Well Logging and Formation Evaluation*. Gulf Professional Publishing. 335.

88. Gordon L. Dolton (2006). *Pannonian Basin Province, Central Europe (Province 4808)—Petroleum Geology, Total Petroleum Systems, and Petroleum Resource Assessment*. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://pubs.usgs.gov/bul/2204/b/pdf/b2204-b\\_508.pdf](https://pubs.usgs.gov/bul/2204/b/pdf/b2204-b_508.pdf)

89. Jan G., Gahagan L., Krobicki M., Marko F., Slaczka A. (2006). *Plate Tectonic Evolution and Paleogeography of the Circum-Carpathian Region*. [Электронный ресурс]

- Режим доступа:  
[https://www.researchgate.net/publication/234002386\\_Plate\\_Tectonic\\_Evolution\\_and\\_Paleogeography\\_of\\_the\\_Circum-Carpathian\\_Region](https://www.researchgate.net/publication/234002386_Plate_Tectonic_Evolution_and_Paleogeography_of_the_Circum-Carpathian_Region)
90. Kovac M., Hudackova N., Halásová E., Kováčová M., Holcová K., Oszczypko-Clowes M., Baldi K., Less G., Nagymarosy A., Ruman A., Klučiar T., Jamrich M. (2017). The Central Paratethys palaeoceanography: A water circulation model based on microfossil proxies, climate, and changes of depositional environment. *Acta Geologica Slovaca*. 9. [Электронный ресурс] – Режим доступа:  
[https://www.researchgate.net/publication/319955662\\_The\\_Central\\_Paratethys\\_palaeoceanography\\_A\\_water\\_circulation\\_model\\_based\\_on\\_microfossil\\_proxies\\_climate\\_and\\_changes\\_of\\_depositional\\_environment](https://www.researchgate.net/publication/319955662_The_Central_Paratethys_palaeoceanography_A_water_circulation_model_based_on_microfossil_proxies_climate_and_changes_of_depositional_environment)
91. Krupsky Y. *Geodynamics and Gas Bearings of the Transcarpathian Foredeep*. [Электронный ресурс] – Режим доступа:  
[geologicacarpathica.com/data/files/files/special issue/K/Krupsky.pdf](http://geologicacarpathica.com/data/files/files/special%20issue/K/Krupsky.pdf)
92. Marinel K., Fulop A., Pécskay Z. (2006). Neogene Calc-Alkaline Magmatism in Oas-Gutai Mts., Eastern Carpathians, Romania. Time and Space Evolution. *CBGA Conference*, 2006. [Электронный ресурс] – Режим доступа:  
[https://www.researchgate.net/publication/282319614\\_NEOGENE\\_CALC-ALKALINE\\_MAGMATISM\\_IN\\_OAS-GUTAI\\_MTS\\_EASTERN\\_CARPATIANS\\_ROMANIA\\_TIME\\_AND\\_SPACE\\_EVOLUTION](https://www.researchgate.net/publication/282319614_NEOGENE_CALC-ALKALINE_MAGMATISM_IN_OAS-GUTAI_MTS_EASTERN_CARPATIANS_ROMANIA_TIME_AND_SPACE_EVOLUTION)
93. Palcu D. V., Krijgsman W. (2021). The dire straits of Paratethys: Gateways to the anoxic giant of Eurasia. *Geological Society London Special Publications*. SP523-2021. [Электронный ресурс] – Режим доступа:  
[https://www.researchgate.net/publication/356908721\\_The\\_dire\\_straits\\_of\\_Paratethys\\_Gateways\\_to\\_the\\_anoxic\\_giant\\_of\\_Eurasia](https://www.researchgate.net/publication/356908721_The_dire_straits_of_Paratethys_Gateways_to_the_anoxic_giant_of_Eurasia)
94. Paraschiv D. (1979). *Romanian Oil and Gas Fields*. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://easereading.com/books/romanian-oil-and-gas-fields>

95. Pécskay Z., Lexa J., Szakács A., Seghedi I., Balogh K., Konečný V., Zelenka T., Marinel K., Póka T., Fulop A., Márton E., Panaiotu C., Cvetković V. (2006). Geochronology of Neogene magmatism in the Carpathian arc and intra-Carpathian area. *Geologica Carpathica*. 57. 511-530. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://www.researchgate.net/publication/228654582\\_Geochronology\\_of\\_Neogene\\_magmatism\\_in\\_the\\_Carpathian\\_arc\\_and\\_intra-Carpathian\\_area](https://www.researchgate.net/publication/228654582_Geochronology_of_Neogene_magmatism_in_the_Carpathian_arc_and_intra-Carpathian_area)

96. Popescu B. (1995). Romania's petroleum systems and their remaining potential. *Petroleum Geoscience*. vol 1. 337-350. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://www.researchgate.net/publication/260155275\\_Romania's\\_petroleum\\_systems\\_and\\_their\\_remaining\\_potential](https://www.researchgate.net/publication/260155275_Romania's_petroleum_systems_and_their_remaining_potential)

97. Popescu B. (2021). Transcarpathian Petroleum Province in Romania. *Geo-Eco-Marina*. 27. 5-35. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://www.researchgate.net/publication/358104466\\_Transcarpathian\\_Petroleum\\_Province\\_in\\_Romania](https://www.researchgate.net/publication/358104466_Transcarpathian_Petroleum_Province_in_Romania)

98. Sachsenhofer R., Popov S., Coric S., Mayer J., Misch D. Morton M.T., Pupp M., Rauball J., Tari G. (2018). Paratethyan Petroleum Source Rocks: An Overview. *Journal of Petroleum Geology*. 41. 219-245. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://www.researchgate.net/publication/325796712\\_PARATETHYAN\\_PETROLEUM\\_SOURCE\\_ROCKS\\_AN\\_OVERVIEW](https://www.researchgate.net/publication/325796712_PARATETHYAN_PETROLEUM_SOURCE_ROCKS_AN_OVERVIEW)

99. Sun S., Sun Y., Liu Z., Tian J., Han J., Yang H. (2013). Methods of calculating total organic carbon from well logs and its application on rock's properties analysis. *GeoConvention 2013: Integration*. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://www.researchgate.net/publication/280353378\\_Methods\\_of\\_calculating\\_total\\_organic\\_carbon\\_from\\_well\\_logs\\_and\\_its\\_application\\_on\\_rock's\\_properties\\_analysis](https://www.researchgate.net/publication/280353378_Methods_of_calculating_total_organic_carbon_from_well_logs_and_its_application_on_rock's_properties_analysis)

100. <https://www.geoloil.com/VshModels.php>

101. <https://geophysics.elte.hu/atlas/>

## ДОДАТОК 1

## Фільтраційно-ємнісні властивості різновікових відкладів Солотвинської западини за даними лабораторних досліджень керну

Св.	Покрівля	Підшоша	Стратиграфія	Літологія	Кп відкр., %	Кп ефект., %	Кпр, мД	Карбонатність, %	Густина, г/см <sup>3</sup>	Ел. опір, Ом	Опір розчину, Ом	Джерело
A	2658	2670	N <sub>1sl</sub>	Пісковик вапнистий	3.8		0.01	25.7	2.59	40.3	0.08	звіт №52784
A	3249	3252	N <sub>1nv</sub>	Туф	2.3		0.01	1.3	2.60			звіт №52784
A	3252	3255	N <sub>1nv</sub>	Туф	1.9		0.01	3	2.63			звіт №52784
A	3320	3323	N <sub>1nv</sub>	Туф	1.8		0.01	5.9	2.63	47.4	0.0495	звіт №52784
A	3558	3564	P <sub>3gr</sub>	Пісковик вапнистий	1.6		0.01	26.3	2.67	28.7	0.0495	звіт №52784
A	3689	3692	P <sub>3gr</sub>	Пісковик вапнистий	2.7		0.01	21	2.65			звіт №52784
B	202	210	N <sub>1sl</sub>	Аргіліт	2.1			7.8	2.44			справа свердловини
B	202	210	N <sub>1sl</sub>	Аргіліт	1.7			6.5	2.56			справа свердловини
B	403	411	N <sub>1sl</sub>	Туфіт	0.8			2	2.23			справа свердловини
B	403	411	N <sub>1sl</sub>	Туфіт								справа свердловини
B	620	628	N <sub>1sl</sub>	Аргіліт	2.5			0	2.39			справа свердловини
B	620	628	N <sub>1sl</sub>	Аргіліт	0.9			0	2.44			справа свердловини
B	620	628	N <sub>1sl</sub>	Аргіліт	2			0	2.38			справа свердловини
B	620	628	N <sub>1sl</sub>	Аргіліт	1.1			0	2.40			справа свердловини
B	620	628	N <sub>1sl</sub>	Туфіт	2.7			1	2.37			справа свердловини
B	620	628	N <sub>1sl</sub>	Туфіт	2.5			1	2.38			справа свердловини
B	720	728	N <sub>1sl</sub>	Аргіліт	0.5			6.1	2.57			справа свердловини
B	720	728	N <sub>1sl</sub>	Аргіліт	0.7			6.9	2.55			справа свердловини
B	720	728	N <sub>1sl</sub>	Аргіліт	1.6			4.5	2.48			справа свердловини
B	720	728	N <sub>1sl</sub>	Аргіліт	1.1			5.7				справа свердловини
B	720	728	N <sub>1sl</sub>	Аргіліт	0.8			4.1	2.57			справа свердловини
B	720	728	N <sub>1sl</sub>	Аргіліт	0.5			5.7	2.61			справа свердловини
B	847	852	N <sub>1tb2</sub>	Аргіліт	0.7			4.1	2.64			справа свердловини
B	847	852	N <sub>1tb2</sub>	Аргіліт	0.4			4	2.64			справа свердловини
B	847	852	N <sub>1tb2</sub>	Аргіліт	0.3			5.3	2.64			справа свердловини
B	1152	1153	N <sub>1tb2</sub>	Діоритовий порфірит	0.2			6.1	2.67			справа свердловини
B	1152	1153	N <sub>1tb2</sub>	Діоритовий порфірит	0.5			4.5	2.64			справа свердловини
B	1152	1153	N <sub>1tb2</sub>	Діоритовий порфірит	0.3			4.5	2.66			справа свердловини
B	1270	1278	N <sub>1tb2</sub>	Діоритовий порфірит	0.4			1	2.69			справа свердловини
B	1270	1278	N <sub>1tb2</sub>	Діоритовий порфірит	0.7			1	2.70			справа свердловини
B	1270	1278	N <sub>1tb2</sub>	Діоритовий порфірит	0.2			1.2	2.68			справа свердловини
B	1350	1358	N <sub>1tb2</sub>	Діоритовий порфірит	0.1			6.1	2.71			справа свердловини
B	1350	1358	N <sub>1tb2</sub>	Діоритовий порфірит	0.1			4.5	2.72			справа свердловини
B	1350	1358	N <sub>1tb2</sub>	Діоритовий порфірит	0.4				2.64			справа свердловини
B	1350	1358	N <sub>1tb2</sub>	Діоритовий порфірит	0.5			5.3	2.69			справа свердловини
B	1536	1540	N <sub>1tb1</sub>	Аргіліт алевритовий	0.7			1.2	2.71			справа свердловини
B	1536	1540	N <sub>1tb1</sub>	Аргіліт алевритовий	1.1			1	2.65			справа свердловини
B	1730	1737	N <sub>1nv</sub>	Туфіт	1.2			1	2.63			справа свердловини
B	1730	1737	N <sub>1nv</sub>	Туфіт	0.5			1.2	2.64			справа свердловини
B	1730	1737	N <sub>1nv</sub>	Туфіт	0.6			1	2.63			справа свердловини
B	1730	1737	N <sub>1nv</sub>	Туфіт	0.8			3.3	2.63			справа свердловини

B	1730	1737	N <sub>1nv</sub>	Діоритовий порфірит	0.3		1.6	2.65		справа свердловини
B	1730	1737	N <sub>1nv</sub>	Туфіт	1.2		4.1	2.64		справа свердловини
B	1900	1904	K	Вапняк	1.7		21	2.72		справа свердловини
B	1900	1904	K	Вапняк	1.2			2.73		справа свердловини
B	1900	1904	K	Вапняк	0.3			2.75		справа свердловини
B	1900	1904	K	Вапняк	0.2			2.75		справа свердловини
B	1900	1904	K	Вапняк	0.4			2.74		справа свердловини
B	1900	1904	K	Вапняк	0.2			2.75		справа свердловини
B	2000	2004		Вапняк	0.1			2.73		справа свердловини
B	2000	2004		Мергель	1.1			2.70		справа свердловини
B	2000	2004		Туфіт	1.3			2.75		справа свердловини
C	3233.0	3235.0	Р <sub>3gr</sub>	Пісковик вапнистий	0.80	0.01				звіт №52717
C	3350.0	3353.0	Р <sub>3gr</sub>	Пісковик вапнистий	0.70	0.01				звіт №52717
D	1320	1328	N <sub>1sl</sub>	Вапнистий аргіліт	1.7		8.3	2.66		звіт 2013р.
D	1320	1328	N <sub>1sl</sub>	Пісковик темно-сірий	6.8		4.4	2.46		звіт 2013р.
D	1420	1428	N <sub>1sl</sub>	Пісковик щільний	5.9		4.7	2.41		звіт 2013р.
D	1420	1428	N <sub>1sl</sub>	Пісковик з аргілітом	3.8		4.7	2.44		звіт 2013р.
D	1750	1758	N <sub>1sl</sub>	Вапнистий пісковик	5.9		22.7	2.53		звіт 2013р.
D	1750	1758	N <sub>1sl</sub>	Вапнистий пісковик	5.5		12.6	2.58		звіт 2013р.
D	2640	2648	N <sub>1nv</sub>	Піскуватий вапняк	1.2		75.7	2.80		звіт 2013р.
D	3016	3024	N <sub>1ts</sub>	Вапнистий аргіліт	1.2		28.1	2.68		звіт 2013р.
D	3016	3024	N <sub>1ts</sub>	Вапнистий аргіліт	0.9		37.7	2.69		звіт 2013р.
D	3140	3148	Р <sub>3gr</sub>	Вапнистий аргіліт	0.9		49.3	2.69		звіт 2013р.
D	3140	3148	Р <sub>3gr</sub>	Вапнистий аргіліт	1.3		37.1	2.70		звіт 2013р.
D	3270	3278	Р <sub>3gr</sub>	Аргіліто-алевритиста брекчія	1.1		4.8	2.76		звіт 2013р.
D	3270	3278	Р <sub>3gr</sub>	Аргіліто-алевритиста брекчія	0.8		1.1	2.73		звіт 2013р.
E	1262	1270	N <sub>1nv</sub>	Аргіліт вапнистий	2.50	0.01	11.4	2.63		справа свердловини
E	1569	1577	N <sub>1nv</sub>	Туф	2.70	0.01	0.0	2.58		справа свердловини
E	1655	1663	N <sub>1nv</sub>	Туф	3.90	0.03	0.5	2.53		справа свердловини
E	1690	1697	N <sub>1nv</sub>	Туф вапнистий	6.00	0.07	5.1	2.49		справа свердловини
E	1802	1808	N <sub>1nv</sub>	Туф вапнистий	7.00	0.03	8.6	2.43		справа свердловини
E	1983	1989	N <sub>1nv</sub>	Туф вапнистий	3.90	0.02	10.7	2.53		справа свердловини
E	2120	2126	N <sub>1trs</sub>	Туфопісковик вапнистий	9.30	0.87	8.9	2.40		справа свердловини
E	2483	2490	K	Конгломерат вапнистий	1.40	0.03	50.0	2.68		справа свердловини
E	2542	2550	K	Аргіліт з прожилками кальциту	0.90	0.01	80.8	2.68		справа свердловини
E	2600	2605	K	Аргіліт вапняний	0.40	0.01	46.4	2.65		справа свердловини
E	2605	2613	K	Аргіліт з прожилками кальциту	2.50	0.01	53.2	2.60		справа свердловини
E	2730	2738	K	Аргіліт з прожилками кальциту	0.40	0.01	58.9	2.70		справа свердловини
E	2992	3000	J	Аргіліт	1.50	0.01	3.8	2.64		справа свердловини

F	1816.0	1819.8	J		7.70		0.01					звіт №52717
G	2978.0	2985.0	T	Пісковик	1.90		0.7					звіт №52717
G	3005.0	3015.0	T	Пісковик	1.10		0.01					звіт №52717
H	1335	1360	N <sub>1</sub> tb <sub>1</sub>	Туф	3.6		0.01	4.9	2.39	23.5	0.08	справа свердловини
H	1335	1360	N <sub>1</sub> tb <sub>1</sub>	Туф	3.9		0.01	2.4	2.42	29.6	0.08	справа свердловини
H	1395	1402	N <sub>1</sub> tb <sub>1</sub>	Туф	4.7		0.05	3.0	2.26	17.8	0.08	справа свердловини
H	1395	1402	N <sub>1</sub> tb <sub>1</sub>	Туф	3.7		0.01	3.3	2.32	20.2	0.08	справа свердловини
H	1395	1402	N <sub>1</sub> tb <sub>1</sub>	Туф	4.0		0.05	4.9	2.28	14.6	0.08	справа свердловини
H	1420	1425	N <sub>1</sub> nv	Туф	0.02		0.01	17.2	2.70	48.2	0.08	справа свердловини
H	1420	1425	N <sub>1</sub> nv	Туф	0.02		0.01	25.1	2.68	40	0.08	справа свердловини
H	1445	1448	N <sub>1</sub> nv	Туфіт	0.3		0.01	13.7	2.61	54.1	0.08	справа свердловини
H	1445	1448	N <sub>1</sub> nv	Туф	1.0		0.01	5.9	2.62	66.4	0.08	справа свердловини
H	1448	1450	N <sub>1</sub> nv	Туфіт	3.5		0.01		2.42			справа свердловини
H	1448	1450	N <sub>1</sub> nv	Туфіт	3.5		0.01		2.48			справа свердловини
H	1448	1450	N <sub>1</sub> nv	Туфіт	4.1		0.01		2.46			справа свердловини
H	1448	1450	N <sub>1</sub> nv	Туфіт	3.6		0.01		2.47			справа свердловини
H	1450	1458	N <sub>1</sub> nv	Туф	4.1		0.01		2.38			справа свердловини
H	1450	1458	N <sub>1</sub> nv	Туф	5.3		0.01		2.38			справа свердловини
H	1458	1464	N <sub>1</sub> nv	Туф	6.4		0.01		2.45			справа свердловини
H	1458	1464	N <sub>1</sub> nv	Туф	5.5		0.01		2.47			справа свердловини
H	1458	1464	N <sub>1</sub> nv	Туф	7.7		0.01		2.37			справа свердловини
H	1458	1464	N <sub>1</sub> nv	Туф	6.6		0.01		2.41			справа свердловини
H	1482	1483	N <sub>1</sub> nv	Туф	1.5		0.01		2.61			справа свердловини
H	1483	1484	N <sub>1</sub> nv	Туф	0.9		0.01		2.56			справа свердловини
H	1513	1517	N <sub>1</sub> nv	Туфіт	2.7		0.01		2.48			справа свердловини
H	1517	1523	N <sub>1</sub> nv	Туф	4.9		0.01		2.55			справа свердловини
H	1517	1523	N <sub>1</sub> nv	Туф	6.4		0.01		2.52			справа свердловини
H	1517	1523	N <sub>1</sub> nv	Туф	1.7		0.01		2.54			справа свердловини
H	1517	1523	N <sub>1</sub> nv	Туф	1.5		0.01		2.60			справа свердловини
H	1517	1523	N <sub>1</sub> nv	Туф	0.7		0.01		2.62			справа свердловини
H	1523	1534	N <sub>1</sub> nv	Туф	4.9		0.01		2.40			справа свердловини
H	1523	1534	N <sub>1</sub> nv	Туф	4.5		0.01		2.41			справа свердловини
H	1523	1534	N <sub>1</sub> nv	Туф	5.1		0.01		2.37			справа свердловини
H	1523	1534	N <sub>1</sub> nv	Туф	4.7		0.01		2.40			справа свердловини
H	1523	1534	N <sub>1</sub> nv	Туф	8.4		0.01		2.34			справа свердловини
H	1523	1534	N <sub>1</sub> nv	Туф	5.3		0.01		2.35			справа свердловини
H	1540	1548	N <sub>1</sub> nv	Туф	8.6		0.01		2.31			справа свердловини
H	1609	1622	N <sub>1</sub> nv	Туф	8.4		0.02	5.8	2.36	14.5	0.08	справа свердловини
H	1609	1622	N <sub>1</sub> nv	Туф	7.1		0.01	0	2.42	29.5	0.08	справа свердловини
H	1609	1622	N <sub>1</sub> nv	Туф	3.9		0.01	0	2.41	35	0.08	справа свердловини
H	1647	1656	N <sub>1</sub> nv	Туф	4.2		0.01	13.2	2.59	24.2	0.08	справа свердловини
H	1647	1656	N <sub>1</sub> nv	Туф	3.0		0.01	6.6	2.58	27.8	0.08	справа свердловини
H	1647	1656	N <sub>1</sub> nv	Туф	3.9		0.01	3.2	2.54	30.9	0.08	справа свердловини
H	1647	1656	N <sub>1</sub> nv	Туф	7.3		0.01	0	2.50	38.9	0.08	справа свердловини
H	1647	1656	N <sub>1</sub> nv	Туф	3.3		0.01	23.2	2.58	23.9	0.08	справа свердловини
H	1647	1656	N <sub>1</sub> nv	Туф	3.4		0.01	0	2.50	15.4	0.08	справа свердловини

H	1647	1656	N <sub>1nv</sub>	Туф	5.0	0.01	0	2.48	27.8	0.08	справа свердловини
H	1647	1656	N <sub>1nv</sub>	Туф	3.6	0.01	0	2.55	17.1	0.08	справа свердловини
H	1647	1656	N <sub>1nv</sub>	Туф	2.1	0.01	6.8	2.57	23.8	0.08	справа свердловини
H	1647	1656	N <sub>1nv</sub>	Туф	2.4	0.01	6.3	2.56	36.9	0.08	справа свердловини
H	1647	1656	N <sub>1nv</sub>	Туф	3.7	0.01	0	2.57	20	0.08	справа свердловини
H	1647	1656	N <sub>1nv</sub>	Туф	2.1	0.01	2.7	2.53	45.8	0.08	справа свердловини
H	1647	1656	N <sub>1nv</sub>	Туф	4.4	0.01	0	2.55	17.8	0.08	справа свердловини
H	1647	1656	N <sub>1nv</sub>	Туф	3.3	0.01	5.3	2.60	19.9	0.08	справа свердловини
H	1647	1656	N <sub>1nv</sub>	Туф	2.8	0.01	9.8	2.57	33.1	0.08	справа свердловини
H	1647	1656	N <sub>1nv</sub>	Туф	1.4	0.01	0	2.53	30.7	0.08	справа свердловини
H	1647	1656	N <sub>1nv</sub>	Туф	3.5	0.01	0	2.51	33	0.08	справа свердловини
H	1693	1708	N <sub>1nv</sub>	Туфіт	3.1	0.01	1.9	2.52	50	0.08	справа свердловини
H	1693	1708	N <sub>1nv</sub>	Туфіт	8.5	0.01	0	2.42			справа свердловини
H	1693	1708	N <sub>1nv</sub>	Туфіт	7.4	0.01	1.0	2.44	34.4	0.08	справа свердловини
H	1693	1708	N <sub>1nv</sub>	Туфіт	5.5	0.01	0	2.49	32	0.08	справа свердловини
H	1693	1708	N <sub>1nv</sub>	Туфіт	3.8	0.01	0	2.52	37	0.08	справа свердловини
H	1693	1708	N <sub>1nv</sub>	Туфіт	5	0.01	0	2.51	20.6	0.08	справа свердловини
H	1693	1708	N <sub>1nv</sub>	Туфіт	4.1	0.01	0	2.50	44.8	0.08	справа свердловини
H	1751	1756	P <sub>3gr</sub>	Туф	3.1	0.01	10.6	2.50	41.8	0.08	справа свердловини
H	1763.8	1763.8	P <sub>3gr</sub>	Пісковик	5.4	0.01	1.5	2.52			справа свердловини
H	1765.8	1765.8	P <sub>3gr</sub>	Пісковик	4.7	0.01	10.4	2.47			справа свердловини
H	1768.2	1768.2	P <sub>3gr</sub>	Пісковик	4.9	0.01	9.3	2.56			справа свердловини
H	1847.2	1847.2	P <sub>3gr</sub>	Пісковик вапнистий	3	0.01	40.9	2.70			справа свердловини
H	1851.2	1851.2	P <sub>3gr</sub>	Пісковик вапнистий	3.4	0.01	42.2	2.62			справа свердловини
H	1854.4	1854.4	P <sub>3gr</sub>	Пісковик вапнистий	3.7	0.01	30.2	2.64			справа свердловини
H	1860	1860	P <sub>3gr</sub>	Алевроліт вапнистий	3.5	0.01	46.1	2.62			справа свердловини
H	1866.6	1866.6	P <sub>3gr</sub>	Мергель	3.9	0.01	42.4	2.53			справа свердловини
H	1872	1879	P <sub>3gr</sub>	Конгломерат	2.1	0.01	18.5	2.65	31.2	0.08	справа свердловини
H	1872	1879	P <sub>3gr</sub>	Конгломерат	0.7	0.01	16.1	2.67	86.9	0.08	справа свердловини
H	1872	1879	P <sub>3gr</sub>	Конгломерат	0.5	0.01	19.2	2.68	121	0.08	справа свердловини
H	1872	1879	P <sub>3gr</sub>	Конгломерат доломітизований	2.2	0.01	21.7	2.64	29.7	0.08	справа свердловини
H	1875	1875	P <sub>3gr</sub>	Пісковик	3.7	0.01	25.3	2.64			справа свердловини
H	1880	1880	P <sub>3gr</sub>	Пісковик	3.6	0.01	20.9	2.70			справа свердловини
H	1902.4	1902.4	P <sub>3gr</sub>	Алевроліт	4.5	0.01	3	2.55			справа свердловини
H	1905.5	1905.5	P <sub>3gr</sub>	Пісковик вапнистий	2.5	0.01	23.2	2.60			справа свердловини
H	1909	1915	P <sub>3gr</sub>	Пісковик вапнистий	1.7	0.01	19.4	2.61			справа свердловини
H	1910.8	1910.8	P <sub>3gr</sub>	Пісковик вапнистий	6	0.01	27.8	2.51			справа свердловини
H	1912.7	1912.7	P <sub>3gr</sub>	Мергель	2.2	0.01	60.9	2.61			справа свердловини
H	1914	1914	P <sub>3gr</sub>	Мергель	2.6	0.01	65.7	2.59			справа свердловини
H	1979	1990	P <sub>3gr</sub>	Гравеліт	2.8	0.01	16.6	2.63	13.5	0.08	справа свердловини
H	1990	1999	P <sub>3gr</sub>	Гравеліт	4.5	0.01	5.2	2.55	16.9	0.08	справа свердловини
H	1990	1999	P <sub>3gr</sub>	Гравеліт	2.6	0.01	0	2.59	34.5	0.08	справа свердловини
H	1990	1999	P <sub>3gr</sub>	Пісковик	2.1	0.01	1.7	2.60	13.7	0.08	справа свердловини
H	1999.4	1999.4	P <sub>3gr</sub>	Пісковик	3.4	0.01	2.1	2.64			справа свердловини
H	1999	2005	P <sub>3gr</sub>	Гравеліт	1.6	0.01	19.4	2.65	40.3	0.08	справа свердловини

H	1999	2005	Рзgr	Гравеліт	2.8	0.01	25.7	2.60	32.2	0.08	справа свердловини
H	1999	2005	Рзgr	Пісковик	4.3	0.01	37.6	2.59	25.1	0.08	справа свердловини
H	1999	2005	Рзgr	Пісковик	5.6	0.06	9.6	2.56	12.6	0.08	справа свердловини
H	1999	2005	Рзgr	Пісковик	5.2	0.01	3.2	2.54	20.6	0.08	справа свердловини
H	1999	2005	Рзgr	Пісковик	4.3	0.01	9.5	2.55	14.4	0.08	справа свердловини
H	1999	2005	Рзgr	Пісковик	1.8	0.01	9.3	2.65	31.1	0.08	справа свердловини
H	2004	2004	Рзgr	Пісковик	4.7	0.01	9.5	2.62			справа свердловини
H	2011	2011	Рзgr	Пісковик	5.3	0.01	7.7	2.55			справа свердловини
H	2016	2016	Рзgr	Пісковик	4.3	0.01	15.7	2.59			справа свердловини
H	2024.4	2024.4	Рзgr	Пісковик	3	0.01	13.9	2.67			справа свердловини
H	2086.8	2086.8	Рзgr	Пісковик	4.8	0.01	7.3	2.52			справа свердловини
H	2088	2088	Рзgr	Пісковик	4.7	0.01	8.6	2.53			справа свердловини
H	2089.2	2089.2	Рзgr	Пісковик	8.3	0.10	2.7	2.46			справа свердловини
H	2090	2090	Рзgr	Пісковик	4.2	0.01	9.7	2.60			справа свердловини
H	2091	2091	Рзgr	Пісковик	5.6	0.01	6.5	2.54			справа свердловини
H	2092	2092	Рзgr	Пісковик	3.8	0.01	2.7	2.70			справа свердловини
H	2093	2093	Рзgr	Пісковик	4.9	0.01	7.4	2.62			справа свердловини
H	2094.6	2094.6	Рзgr	Пісковик	4.3	0.01	17.8	2.59			справа свердловини
H	2095.8	2095.8	Рзgr	Пісковик	4.8	0.01	16.4	2.52			справа свердловини
H	2102	2111	Рзgr	Пісковик	1.9	0.01	8.7	2.65	26.6	0.08	справа свердловини
H	2102	2111	Рзgr	Пісковик	7.3	0.05	11.7	2.49	8.7	0.08	справа свердловини
H	2102	2111	Рзgr	Пісковик	7.8	0.07	3.1	2.47	15	0.08	справа свердловини
H	2102	2111	Рзgr	Пісковик	6.7	0.05	2.9	2.48	19.2	0.08	справа свердловини
H	2102	2111	Рзgr	Пісковик	5.5	0.02	8.4	2.54	21	0.08	справа свердловини
H	2141	2146	Рзgr	Пісковик	3	0.02	9.6	2.55	26.2	0.08	справа свердловини
H	2141	2146	Рзgr	Пісковик	1.1	0.01	17.7	2.63	51	0.08	справа свердловини
I	2056.0	2062.0	Рзgr	Пісковик	10.20	0.03					звіт №52717
I	2056.0	2062.0	Рзgr	Пісковик	8.80	0.02					звіт №52717
I	2056.0	2062.0	Рзgr	Пісковик	8.90	0.02					звіт №52717
I	2056.0	2062.0	Рзgr	Пісковик	9.80	0.02					звіт №52717
I	2056.0	2062.0	Рзgr	Пісковик	3.00	0.01					звіт №52717
J	2144.0	2145.5	Рзgr	Пісковик	13.34	0.01					звіт №52717
J	2192.5	2195.5	Рзgr	Пісковик	1.24	0.01					звіт №52717
J	2368.0	2370.0	Рзgr	Пісковик	1.17	0.1					звіт №52717
J	2418.0	2419.5	Рзgr	Пісковик	12.12						звіт №52717
J	2588.7	2589.7	Рзgr	Пісковик	1.04	0.1					звіт №52717
J	2931.0	2933.0	Рзgr	Пісковик	1.10	0.1					звіт №52717
J	2945.3	2948.3	Рзgr	Пісковик	0.85	0.1					звіт №52717
K	2157.0	2166.0	Рзgr	Пісковик вапнистий	3.10	0.1					звіт №52717
K	2224.0	2234.0	Рзgr	Пісковик вапнистий	2.20	0.01					звіт №52717
K	2265.0	2272.0	Рзgr	Пісковик	3.20	0.09					звіт №52717
K	2344.0	2352.0	Рзgr	Пісковик вапнистий	2.80	0.01					звіт №52717
K	2344.0	2352.0	Рзgr	Аргіліт	3.50	0.01					звіт №52717
K	2476.0	2488.0	Рзgr	Аргіліт алевритистий	0.90	0.01					звіт №52717
K	2315.0	2526.0	Рзgr	Пісковик вапнистий	2.50	0.01					звіт №52717
K	2575.0	2583.0	Рзgr	Аргіліт алевритистий	1.00	0.01					звіт №52717

K	2631.0	2639.0	Р <sub>3gr</sub>	Пісковик вапнистий	2.40		0.01				звіт №52717
K	2631.0	2639.0	Р <sub>3gr</sub>	Пісковик	1.60		0.01				звіт №52717
K	2631.0	2639.0	Р <sub>3gr</sub>	Пісковик вапнистий	1.80		0.01				звіт №52717
K	2652.0	2661.0	Р <sub>3gr</sub>	Пісковик вапнистий	4.30		0.01				звіт №52717
K	2652.0	2661.0	Р <sub>3gr</sub>	Пісковик вапнистий	2.60		0.01				звіт №52717
K	2652.0	2661.0	Р <sub>3gr</sub>	Пісковик	2.90		0.01				звіт №52717
K	2652.0	2661.0	Р <sub>3gr</sub>	Пісковик вапнистий	3.10		0.01				звіт №52717
K	2652.0	2661.0	Р <sub>3gr</sub>	Пісковик вапнистий	3.90		0.01				звіт №52717
K	2652.0	2661.0	Р <sub>3gr</sub>	Пісковик	4.00		0.01				звіт №52717
L	2303.0	2308.0	Р <sub>3gr</sub>	Пісковик вапнистий	1.30		0.01				звіт №52717
L	2617.0	2622.0	Р <sub>3gr</sub>	Пісковик	1.20		0.01				звіт №52717
M	617	624	N <sub>1sl</sub>	Пісковик				5	2.62		справа свердловини
M	617	624	N <sub>1sl</sub>	Пісковик				17	2.59		справа свердловини
M	617	624	N <sub>1sl</sub>	Пісковик				8	2.61		справа свердловини
M	617	624	N <sub>1sl</sub>	Пісковик				12	2.64		справа свердловини
M	617	624	N <sub>1sl</sub>	Пісковик				9	2.64		справа свердловини
M	617	624	N <sub>1sl</sub>	Пісковик				10	2.64		справа свердловини
M	617	624	N <sub>1sl</sub>	Пісковик				8	2.63		справа свердловини
M	617	624	N <sub>1sl</sub>	Пісковик				12	2.64		справа свердловини
M	617	624	N <sub>1sl</sub>	Пісковик				12	2.64		справа свердловини
M	804	812	N <sub>1sl</sub>	Пісковик				6	2.65		справа свердловини
M	804	812	N <sub>1sl</sub>	Пісковик				5	2.62		справа свердловини
M	804	812	N <sub>1sl</sub>	Пісковик				10	2.66		справа свердловини
M	804	812	N <sub>1sl</sub>	Пісковик				7	2.64		справа свердловини
M	804	812	N <sub>1sl</sub>	Пісковик				22	2.68		справа свердловини
M	804	812	N <sub>1sl</sub>	Пісковик				7	2.62		справа свердловини
M	804	812	N <sub>1sl</sub>	Пісковик				11	2.60		справа свердловини
M	804	812	N <sub>1sl</sub>	Пісковик				7	2.62		справа свердловини
M	2100	2104	Р <sub>3gr</sub>	Аргіліт				21	2.65		справа свердловини
M	2151	2155	Р <sub>3gr</sub>	Пісковик				22	2.63		справа свердловини
M	2151	2155	Р <sub>3gr</sub>	Пісковик				32	2.62		справа свердловини
M	2151	2155	Р <sub>3gr</sub>	Пісковик				36	2.63		справа свердловини
M	2151	2155	Р <sub>3gr</sub>	Пісковик				33	2.64		справа свердловини
M	2151	2155	Р <sub>3gr</sub>	Пісковик				30	2.61		справа свердловини
N	1447	1450	N <sub>1nv</sub>	Алевроліт		0.60					звіт №25380
N	1500	1503	N <sub>1nv</sub>	Туф		3.40	0.10	4.90			звіт №25380
N	1500	1503	N <sub>1nv</sub>	Туф		1.80	0.10	33.20			звіт №25380
N	1500	1503	N <sub>1nv</sub>	Пісковик		1.90	0.10	4.00			звіт №25380
N	1500	1503	N <sub>1nv</sub>	Пісковик		2.60	0.10				звіт №25380
N	1500	1503	N <sub>1nv</sub>	Пісковик		3.70	0.10				звіт №25380
N	1526	1531	N <sub>1nv</sub>	Туф			0.10				звіт №25380
N	1571	1576	N <sub>1nv</sub>	Алевроліт		10.40	0.10				звіт №25380
N	1571	1576	N <sub>1nv</sub>	Туф		1.60					звіт №25380
N	1571	1576	N <sub>1nv</sub>	Алевроліт		1.60					звіт №25380
N	1576	1581	N <sub>1nv</sub>	Туф		3.10	0.10	0.90			звіт №25380
N	1576	1581	N <sub>1nv</sub>	Туф		5.10		4.90			звіт №25380

N	1585	1590	N <sub>1</sub> nv	Туф		1.60					звіт №25380
N	1585	1590	N <sub>1</sub> nv	Туф		3.90					звіт №25380
N	1618	1620	N <sub>1</sub> nv	Туф		2.10					звіт №25380
N	1618	1620	N <sub>1</sub> nv	Туф		1.20					звіт №25380
N	1620	1621	N <sub>1</sub> nv	Туф		1.70	0.10	0.00			звіт №25380
N	1621	1625	N <sub>1</sub> nv	Туф		0.80					звіт №25380
N	1621	1625	N <sub>1</sub> nv	Пісковик		1.00					звіт №25380
N	1710	1718	N <sub>1</sub> nv	Туф		2.90	0.10	0.00			звіт №25380
N	1710	1718	N <sub>1</sub> nv	Туф		2.10					звіт №25380
N	1726	1728	N <sub>1</sub> nv	Пісковик		0.30					звіт №25380
N	1728	1731	N <sub>1</sub> nv	Туф		0.70					звіт №25380
N	1760	1762	K	Туф		20.60	0.10	1.00			звіт №25380
N	2011	2016	K	Мергель		1.30	0.10	39.10			звіт №25380
N	1447	1450	N <sub>1</sub> nv	Мергель	0.60		0.10	30.80			звіт №30993
N	1500	1503	N <sub>1</sub> nv	Пісковик	2.60		0.10				звіт №30993
N	1500	1503	N <sub>1</sub> nv	Пісковик	3.70		0.10				звіт №30993
N	1500	1503	N <sub>1</sub> nv	Туф	1.80		0.10	33.20			звіт №30993
N	1500	1503	N <sub>1</sub> nv	Туф	3.40		0.10	4.90			звіт №30993
N	1500	1503	N <sub>1</sub> nv	Туф	1.90		0.10	4.00			звіт №30993
N	1526	1531	N <sub>1</sub> nv	Туф							звіт №30993
N	1571	1576	N <sub>1</sub> nv	Алевроліт	10.40			1.50			звіт №30993
N	1571	1576	N <sub>1</sub> nv	Туф	1.60		0.10	1.10			звіт №30993
N	1571	1576	N <sub>1</sub> nv	Туф	1.60		0.10	2.10			звіт №30993
N	1576	1581	N <sub>1</sub> nv	Туф	1.30		0.10	0.90			звіт №30993
N	1576	1581	N <sub>1</sub> nv	Туф	5.10		0.10	4.90			звіт №30993
N	1585	1590	N <sub>1</sub> nv	Туф	1.60		0.10	1.80			звіт №30993
N	1585	1590	N <sub>1</sub> nv	Туф	3.90		0.10	1.50			звіт №30993
N	1618	1620	N <sub>1</sub> nv	Туф	2.10		0.10	2.40			звіт №30993
N	1618	1620	N <sub>1</sub> nv	Туф	1.20			1.40			звіт №30993
N	1620	1621	N <sub>1</sub> nv	Туф	1.70			0.00			звіт №30993
N	1621	1625	N <sub>1</sub> nv	Туф	0.80			2.70			звіт №30993
N	1621	1625	N <sub>1</sub> nv	Пісковик	1.00			2.30			звіт №30993
N	1710	1718	N <sub>1</sub> nv	Туф	2.60						звіт №30993
N	1710	1718	N <sub>1</sub> nv	Туф	2.10			0.00			звіт №30993
N	1726	1728	N <sub>1</sub> nv	Пісковик	0.30			1.50			звіт №30993
N	1728	1731	N <sub>1</sub> nv	Туф	0.70			2.30			звіт №30993
N	1760	1762	N <sub>1</sub> nv	Туф	0.60			1.00			звіт №30993
N	2011	2016	K	Мергель	1.30		0.10	39.10			звіт №30993
N	1760.0	1762.0	K	Туф	0.60		0.1				звіт №52717
N	2011.0	2016.0	K	Мергель	1.30		0.1				звіт №52717
O	1595	1600	K	Алевроліт			0.1				звіт №24065
O	1595	1600	K	Пісковик			0.1				звіт №24065
O	1595	1600	K	Пісковик		2.80		38.7			звіт №24065
O	1595	1600	K	Пісковик		0.75		47.5			звіт №24065
O	1647	1654	K	Вапняк		0.62		58.3			звіт №24065
O	1647	1654	K	Пісковик			0.1				звіт №24065

О	1661	1666	К	Пісковик			0.1				звіт №24065
О	1661	1666	К	Пісковик		1.10		46.3			звіт №24065
О	1712	1715	К	Пісковик		1.10		56.8			звіт №24065
О	1712	1715	К	Вапняк			0.1				звіт №24065
О	1737	1739	К	Вапняк			0.1				звіт №24065
О	1737	1739	К	Вапняк		0.60		67.4			звіт №24065
О	1824	1828	К	Пісковик		0.90	0.1	50.9			звіт №24065
О	1856	1862	К	Пісковик		0.60	0.1	51.8			звіт №24065
О	1884	1888	К	Пісковик		2.00	0.1	36.3			звіт №24065
О	1972	1975	К	Пісковик		1.00	0.1	42.7			звіт №24065
О	2007	2010	К	Алевроліт		2.70	0.1	69.9			звіт №24065
О	2056	2059	К	Пісковик		1.20	0.1	37.8			звіт №24065
О	2078	2083	К	Пісковик		1.00	0.1	59.3			звіт №24065
О	2129	2134	К	Алевроліт		1.70	0.1	38.6			звіт №24065
О	2152	2156	К	Алевроліт		2.00	0.1	32.1			звіт №24065
О	2184	2190	К	Алевроліт		0.50	0.1	40.1			звіт №24065
О	2224	2227	К	Алевроліт		1.40	0.1				звіт №24065
О	2252	2256	К	Алевроліт		0.50	0.1				звіт №24065
О	2310	2314	К	Алевроліт		0.80	0.1				звіт №24065
О	2338	2340	К	Алевроліт		0.50	0.1				звіт №24065
О	2370	2375	К	Алевроліт		0.50	0.1				звіт №24065
О	1231	1235	N <sub>1nv</sub>	Пісковик			0.1				звіт №24065
О	1231	1235	N <sub>1nv</sub>	Пісковик		3.00		3.62			звіт №24065
О	951	955	N <sub>1sl</sub>	Пісковик		3.80		12.8			звіт №24065
О	951	955	N <sub>1sl</sub>	Пісковик		6.60		19.1			звіт №24065
О	951	955	N <sub>1sl</sub>	Пісковик			0.1				звіт №24065
О	976	979	N <sub>1sl</sub>	Пісковик			0.1				звіт №24065
О	976	979	N <sub>1sl</sub>	Пісковик			0.1				звіт №24065
О	976	979	N <sub>1sl</sub>	Пісковик		7.20		11.3			звіт №24065
О	976	979	N <sub>1sl</sub>	Пісковик		7.40		5.1			звіт №24065
О	837	842	N <sub>1sl</sub>	Пісковик		3.30		20.7			звіт №24065
О	837	842	N <sub>1sl</sub>	Пісковик			0.1				звіт №24065
О	837	842	N <sub>1sl</sub>	Пісковик	3.30		0.10	20.70			звіт №30993
О	951	955	N <sub>1sl</sub>	Пісковик	3.80		0.10	12.80			звіт №30993
О	951	955	N <sub>1sl</sub>	Пісковик	6.60		0.10	19.10			звіт №30993
О	976	979	N <sub>1tb<sub>2</sub></sub>	Пісковик	7.20		0.10	11.30			звіт №30993
О	976	979	N <sub>1tb<sub>2</sub></sub>	Пісковик	7.40		0.10	5.10			звіт №30993
О	1231	1235	N <sub>1nv</sub>	Пісковик	3.00			36.20			звіт №30993
О	1595	1600	К	Алевроліт	2.80		0.10	38.70			звіт №30993
О	1595	1600	К	Пісковик	0.75		0.10	47.50			звіт №30993
О	1647	1654	К	Вапняк	0.62		0.10	58.30			звіт №30993
О	1661	1666	К	Пісковик	1.00		0.10	46.30			звіт №30993
О	1712	1715	К	Вапняк	1.10		0.10	56.80			звіт №30993
О	1737	1739	К	Вапняк	0.60		0.10	67.40			звіт №30993
О	1824	1828	К	Пісковик	0.90		0.10	50.90			звіт №30993
О	1856	1862	К	Пісковик	0.60		0.10	51.80			звіт №30993

O	1884	1888	K	Пісковик	2.00		0.10	36.30			звіт №30993
O	1972	1975	K	Алевроліт	1.00		0.10	42.70			звіт №30993
O	2007	2010	K	Алевроліт	2.70		0.10	69.90			звіт №30993
O	2056	2059	K	Пісковик	1.20		0.10	37.80			звіт №30993
O	2078	2083	K	Пісковик	1.00		0.10	59.30			звіт №30993
O	2129	2134	K	Алевроліт	1.70		0.10	33.60			звіт №30993
O	2152	2156с	K	Алевроліт	2.00		0.10	32.10			звіт №30993
O	2184	2190	K	Алевроліт	0.50		0.10	40.10			звіт №30993
O	2224	2227	K	Алевроліт	1.40		0.10				звіт №30993
O	2252	2256	K	Алевроліт	0.50		0.10				звіт №30993
O	2310	2314	K	Алевроліт	0.80		0.10				звіт №30993
O	2338	2340	K	Алевроліт	0.50		0.10				звіт №30993
O	2370	2375	K	Алевроліт	0.50		0.10				звіт №30993
O	3143	3146	K	Алевроліт	1.90		0.10		2.68		звіт №30993
O	1595.0	1600.0	K	Алевроліт	2.80		0.01				звіт №52717
O	1595.0	1600.0	K	Пісковик	0.75		0.01				звіт №52717
O	1647.0	1654.0	K	Вапняк	0.62		0.01				звіт №52717
O	1661.0	1666.0	K	Пісковик	1.00		0.01				звіт №52717
O	1712.0	1715.0	K	Вапняк	1.10		0.01				звіт №52717
O	1737.0	1739.0	K	Вапняк	0.60		0.01				звіт №52717
O	1824.0	1828.0	K	Вапняк	0.90		0.1				звіт №52717
O	1856.0	1862.0	K	Вапняк	0.60		0.1				звіт №52717
O	1884.0	1888.0	K	Пісковик	2.00		0.1				звіт №52717
O	1972.0	1975.0	K	Алевроліт	1.00		0.1				звіт №52717
O	2007.0	2010.0	K	Вапняк	2.70		0.1				звіт №52717
O	2056.0	2059.0	K	Пісковик	1.20		0.1				звіт №52717
O	2078.0	2083.0	K	Вапняк	1.00		0.1				звіт №52717
O	2129.0	2134.0	K	Алевроліт	1.70		0.1				звіт №52717
O	2152.0	2156.0	K	Алевроліт	2.00		0.1				звіт №52717
O	2184.0	2190.0	K	Алевроліт	0.30		0.1				звіт №52717
O	2224.0	2227.0	K	Вапняк	1.40		0.1				звіт №52717
O	2252.0	2256.0	K	Алевроліт	0.50		0.1				звіт №52717
O	2310.0	2314.0	K	Алевроліт	0.80		0.1				звіт №52717
O	2338.0	2340.0	K	Алевроліт	0.50		0.1				звіт №52717
O	2370.0	2375.0	K	Алевроліт	0.50		0.1				звіт №52717
P	1186	1191	N <sub>1</sub> nv	Пісковик	1.00			16.00			звіт №30993
Q	1514	1519	N <sub>1</sub> tb <sub>1</sub>	Пісковик	1.20		0.10				звіт №30993
Q	1562	1568	N <sub>1</sub> tb <sub>1</sub>	Пісковик	1.50		0.10	6.60			звіт №30993
Q	1562	1568	N <sub>1</sub> tb <sub>1</sub>	Пісковик	1.60		0.10	9.70			звіт №30993
Q	1562	1568	N <sub>1</sub> tb <sub>1</sub>	Пісковик	1.70		0.10	8.10			звіт №30993
Q	1818	1822	N <sub>1</sub> nv	Туф	0.40			0.00			звіт №30993
Q	1818	1822	N <sub>1</sub> nv	Туф	0.70			3.60			звіт №30993
Q	1818	1822	N <sub>1</sub> nv	Туф	0.90				2.54		звіт №30993
R	1340	1345	N <sub>1</sub> tb <sub>1</sub>	Туф	1.20		0.10	3.40			звіт №30993
S	1058	1062	N <sub>1</sub> tb <sub>1</sub>	Алевроліт	3.90		0.10		2.62		звіт №30993
S	1058	1062	N <sub>1</sub> tb <sub>1</sub>	Алевроліт	1.90				2.65		звіт №30993

S	1062	1069	N <sub>1</sub> tb <sub>1</sub>	Пісковик	1.40			2.75		звіт №30993
S	1062	1069	N <sub>1</sub> tb <sub>1</sub>	Пісковик	4.70			2.58		звіт №30993
S	1097	1103	N <sub>1</sub> tb <sub>1</sub>	Аргіліт	2.70			2.65		звіт №30993
S	1097	1103	N <sub>1</sub> tb <sub>1</sub>	Аргіліт	2.50			2.68		звіт №30993
S	1062	1069	N <sub>1</sub> tb <sub>1</sub>	Пісковик	0.80			2.74		звіт №30993
T	1740.0	1747.0	K	Мергель	0.70		0.1			звіт №52717
T	1824.0	1829.0	K	Мергель	2.00		0.1			звіт №52717
T	1901.0	1906.0	K	Мергель	1.30		0.1			звіт №52717
T	1968.0	1973.0	K	Мергель	2.30		0.1			звіт №52717
T	2050.0	2055.0	K	Аргіліт вапнистий	2.40		0.2			звіт №52717
T	2145.0	2150.0	K	Мергель	1.10		0.1			звіт №52717
T	2150.0	2155.0	K	Пісковик	1.50		0.1			звіт №52717
T	2157.0	2160.0	K	Мергель	2.10		0.1			звіт №52717
T	2174.0	2179.0	K	Аргіліт вапнистий	2.30		0.1			звіт №52717
T	2238.0	2245.0	K	Аргіліт вапнистий	2.40		0.1			звіт №52717
T	2254.0	2259.0	K	Аргіліт вапнистий	1.90		0.1			звіт №52717
T	2306.0	2313.0	K	Алевроліт	2.50		0.1			звіт №52717
T	2330.0	2335.0	K	Мергель	1.80		0.1			звіт №52717
T	2359.0	2364.0	K	Мергель	1.80		0.1			звіт №52717
T	2431.0	2435.0	K	Мергель	1.60		0.1			звіт №52717
T	2435.0	2442.0	K	Мергель	1.10		0.1			звіт №52717
T	2468.0	2475.0	K	Аргіліт вапнистий	0.50		0.1			звіт №52717
T	2475.0	2481.0	K	Аргіліт	1.00		0.1			звіт №52717
T	2498.0	2504.0	K	Мергель	0.70		0.1			звіт №52717
T	2510.0	2514.0	K	Мергель	0.50		0.1			звіт №52717
T	2545.0	2551.0	K	Мергель	1.80		0.1			звіт №52717
T	2598.0	2604.0	K	Мергель	1.20		0.1			звіт №52717
T	2645.0	2651.0	K	Мергель	0.90		0.1			звіт №52717
T	2679.0	2686.0	K	Мергель	2.10		0.1			звіт №52717
T	3076.0	3082.0	K	Алевроліт вапнистий	1.40		0.1			звіт №52717
T	3120.0	3128.0	K	Алевроліт вапнистий	1.20		0.1			звіт №52717
T	3147.0	3155.0	K	Алевроліт вапнистий	1.00		0.1			звіт №52717
T	3170.0	3175.0	K	Мергель	0.50		0.1			звіт №52717
T	3215.0	3221.0	K	Алевроліт вапнистий	0.40		0.1			звіт №52717
U	3111.0	3113.0	K	Пісковик	0.80		0.01			звіт №52717