

Міністерство освіти і науки України  
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна  
Факультет геології, географії, рекреації і туризму  
Кафедра фундаментальної та прикладної геології

*До захисту перед ЕК допущено*  
*В.о. зав. кафедри \_\_\_\_\_ доц. Сухов В.В.*  
*«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 року*

**«Геологічна будова та газоносність  
Трансільванського басейну (Карпати)»**

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА**

Виконав:  
студент 4 курсу, група ГН-41,  
спеціальність 103 Науки про Землю,  
освітньо-професійна програма  
«Геологія нафти і газу»  
**Сидорченко Георгій Юрійович**  
Керівник:  
к. геол. н., доц.  
**Сухов Валерій Васильович**

*Кваліфікаційна робота захищена*  
*з оцінкою «\_\_\_\_\_»*  
\_\_\_\_\_  
*Голова ЕК Безрук К.О.*  
\_\_\_\_\_  
*Секретар ЕК Тищенко І.І.*  
*«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 року*

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	3
Розділ 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ .....	5
Розділ 2. СТРАТИГРАФІЯ.....	6
Розділ 3. ТЕКТОНІКА .....	14
Розділ 4. ГАЗОНОСНІСТЬ.....	19
Розділ 5. ІНШІ КОРИСНІ КОПАЛИНИ.....	23
Розділ 6. ІСТОРІЯ ГЕОЛОГІЧНОГО РОЗВИТКУ .....	25
Розділ 7. ГЕОМОРФОЛОГІЯ.....	28
Розділ 8. ГІДРОГЕОЛОГІЯ.....	31
Розділ 9. ОЦІНКА ПЕРСПЕКТИВНОСТІ ТЕРИТОРІЇ .....	34
ВИСНОВКИ.....	36
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ .....	41

## ВСТУП

Трансильванський басейн є одним із важливих регіонів у Центральній Європі з точки зору геології та тектоніки. Його складна структура зумовлена багатофазним розвитком тектонічних процесів, які відбувалися протягом палеогену, неогену та четвертинного періоду. Вивчення тектонічної будови басейну має велике значення для розуміння геодинамічних процесів, що впливали на формування осадових товщ, а також для оцінки ресурсного потенціалу, зокрема нафтових і газових покладів.

Тектонічна структура Трансильванського басейну поділяється на три основні зони: зовнішню моноклінальну, середню діапирову та внутрішню зону куполоподібних структур. Кожна з цих зон має свої особливості, які відображають різні етапи геологічного розвитку та характер тектонічних деформацій. Розуміння просторового розподілу цих зон і механізмів їх формування є ключовим для геологічного моделювання та прогнозування розміщення корисних копалин.

Метою даної роботи є комплексний аналіз тектонічної будови Трансильванського басейну, включно з характеристикою його зон, вивченням систем тектонічних порушень та етапів тектонічного розвитку. Особлива увага приділяється ролі тектоніки у формуванні структур, що контролюють газоносність регіону.

Практичне значення дослідження полягає у покращенні методів геологічного прогнозування та оптимізації розвідки та розробки нафтових і газових родовищ у басейні, що сприятиме ефективнішому використанню природних ресурсів.

### Мета дослідження

Визначити особливості тектонічної будови Трансильванського басейну, охарактеризувати основні тектонічні зони та системи розломів, а також оцінити їх вплив на формування структур, які контролюють нафто- і газоносність регіону.

### Об'єкт дослідження

Трансильванський осадовий басейн, зокрема його тектонічна структура і зональний поділ.

Предмет дослідження

Тектонічні зони, структурні особливості та розломи Трансильванського басейну, їх генезис і роль у формуванні структур нафто- і газоносності.

Завдання (цілі) дослідження

Провести огляд літературних джерел щодо тектонічної будови Трансильванського басейну.

Описати та проаналізувати основні тектонічні зони басейну: моноклінальну, діапірову та зону куполоподібних структур.

Визначити особливості системи глибинних розломів і їх вплив на геологічну будову регіону.

Вивчити етапи тектонічного розвитку басейну та їх роль у формуванні осадового покриву.

Оцінити вплив тектонічних процесів на формування газоносних структур.

Методи дослідження

Аналіз та узагальнення літературних джерел і геологічних карт.

Структурний і стратиграфічний аналіз тектонічних зон.

Інтерпретація геологічних і сейсмічних даних.

Порівняльний аналіз геодинамічних моделей.

Картографічний метод для побудови структурних схем.

## Розділ 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ

У структурно-тектонічному плані Трансильванський басейн є міжгірською западиною, обмеженою із заходу давнім гірським масивом Апусень (Семиградські гори), з півдня – кристалічним масивом Південних Карпат, зі сходу та північного сходу – масивом ефузивних порід Східних Карпат (Харгіта-Калімані). У північно-західній частині басейн з'єднується через вузький Гольфсільванський протік з Паннонським басейном.

Формування Трансильванського басейну почалося в нижньому палеогені. У цей час встановився морський режим, що зберігався протягом усього палеогену та майже всього неогену. У процесі осадконакопичення відбувалося поступове занурення дна басейну, що сприяло нагромадженню значної товщі осадів (понад 5000 м).

Майже весь комплекс порід, що бере участь у будові басейну, виходить на денну поверхню в різних його частинах. На півночі та північному заході поширені відклади палеогену (еоцен і олігоцен), трохи південніше, ближче до середньої частини басейну, оголюються породи бурдігала і гельвета, далі – тортону й сармату. Центральна частина басейну зміщена трохи на південь і представлена на поверхні пліоценовими (паннонськими) утвореннями. На поверхні південно-східної околиці басейну широко поширені породи сармату, тортону і бурдігала. Східна периферійна частина басейну перекрита покривом андезитів і туфів хребта Харгіта-Калімані.

Потужність відкладів і їхні літолого-петрографічні особливості змінюються залежно від глибини залягання фундаменту та характеру поведінки навколишньої суші.

Уявлення про геологічну будову Трансильванського басейну, як і про його газоносність, сформувалися на основі робіт Л. Мразека (1932, 1935), А. Ванча (1929, 1938, 1942), Д. Чіупазе (1935), К. Онческу (1952, 1959), Г. Реплеану (1954), І. Думітреску (1957) та ін. У 1959 р. автор мав можливість під час наукового відрядження особисто ознайомитися в польових умовах із розрізом міоценового комплексу порід та його газоносністю.

## Розділ 2. СТРАТИГРАФІЯ

**Стратиграфічний розріз порід Трансильванського басейну** представлений відкладами еоцену, олігоцену, міоцену та пліоцену.

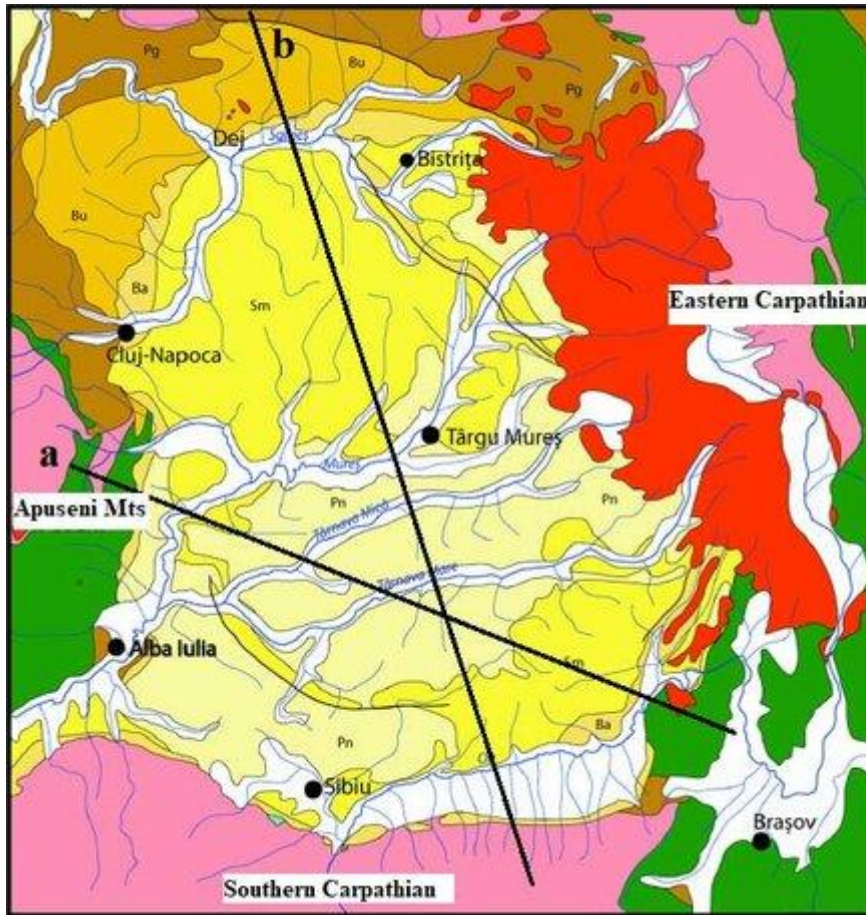
Еоцен

Відклади еоценового віку на території Трансильванського басейну охоплюють три стратиграфічні підрозділи: лютетський, оверський і бартонський яруси. Усі вони добре виражені як у літологічному, так і в палеонтологічному відношенні, що дозволяє докладно охарактеризувати умови осадконакопичення цього періоду.

**Лютетський ярус** залягає в підшві еоценового розрізу та представлений прісноводними червоними глинами і вапняками. Ці відклади формувалися в умовах континентального середовища. Вище за розрізом спостерігається перехід до морських фацій, що свідчить про трансгресію моря. До морських утворень належать нижній гіпсоносний горизонт, що представлений потужними пластами гіпсу, мергелі, а також вапняки, які часто містять морську фауну.

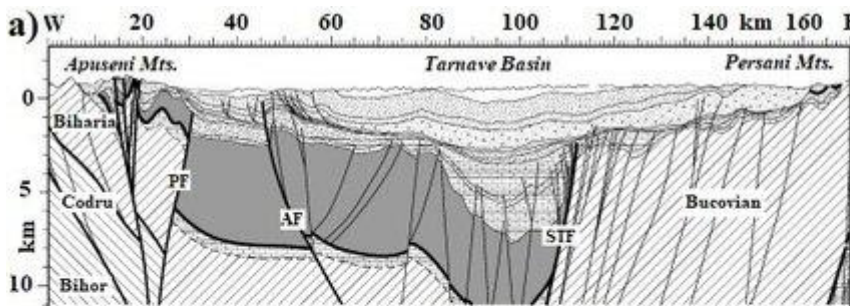
**Оверський ярус** відзначається більш складною будовою. У його нижній частині залягає горизонт аргілітів і мергелів, що містять численну фауну двостулкових молюсків роду *Ostrea*. Над цим горизонтом формується потужна товща великокристалічних вапняків, збагачених форамініферами, яка трактується як нижній горизонт вапняків. Вище в розрізі відмічається послідовність сірих і зеленувато-сірих глин, які завершуються горизонтом прісноводних вапняків, що вказує на зміну умов осадконакопичення до лагунно-озерних.

**Бартонський ярус** представлений так званими "клузьськими шарами", що мають складну літологічну будову. У нижній частині ярусу поширені аргіліти, мергелі, гіпси (верхній гіпсоносний горизонт) та крупнозернисті вапняки (верхній горизонт вапняків). Ці породи утворювалися переважно в умовах неглибокого морського басейну з високою мінералізацією вод. У верхній частині ярусу переважають мергелісті вапняки та мергелі, що свідчить про поступове зменшення енергетики осадкового середовища.

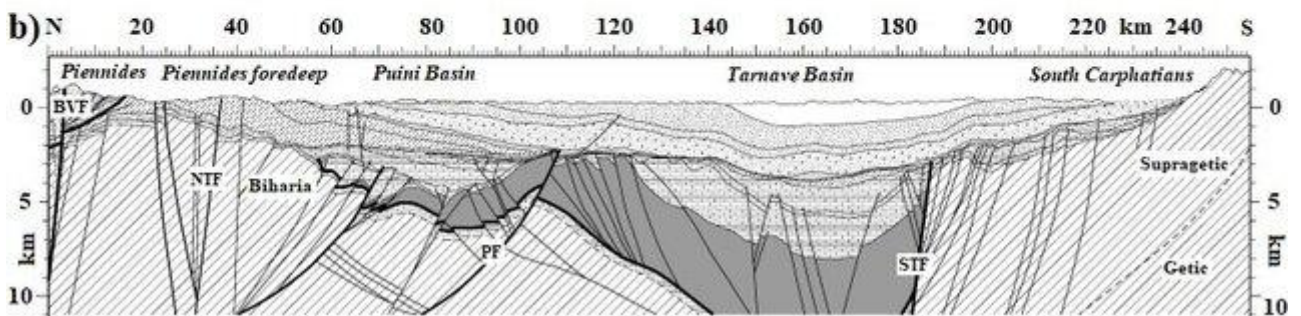


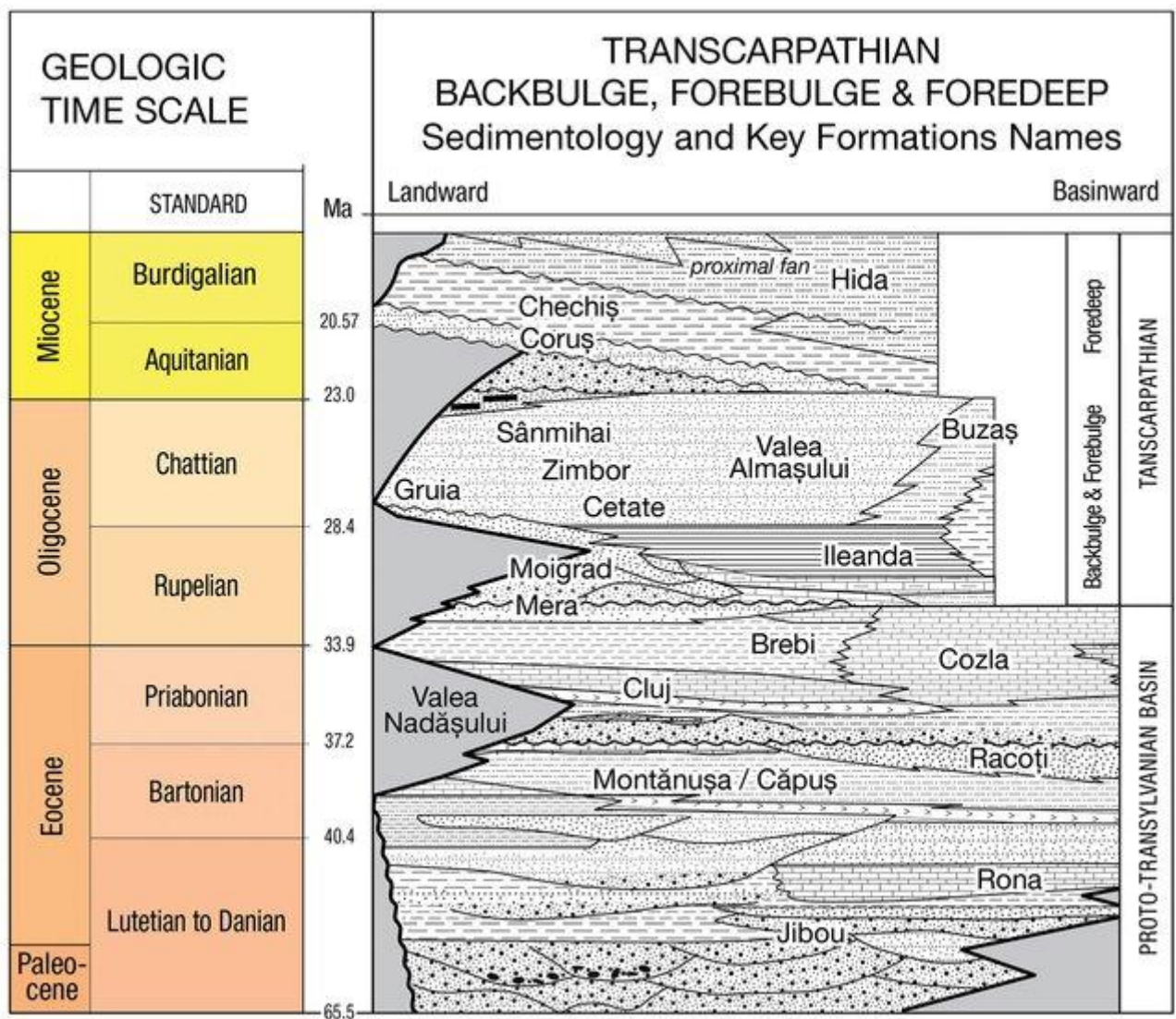
### Legend

- Quaternary
- Vulcanites and volcano-sedimentary Neogene
- Pannonian
- Sarmatian
- Badenian
- Lower Miocene
- Paleogene
- Mesozoic sedimentary
- Metamorphics
- Cross - section



- Neogene volcanics
- Pannonian
- Sarmatian
- Badenian
- Badenian salt
- Lower Miocene
- Paleogene
- Mesozoic
- Transylvanides basement (ophiolites)
- Median Dacides (i.e. "Dacia")
- Internal Dacides (i.e. "Tisza")





Загальна потужність еоценових відкладів становить близько 1000 метрів. Вони відображають складну історію зміни морських і континентальних умов, а також активну тектонічну та осадову еволюцію Трансильванського басейну в еоцені.

### Олігоцен

Олігоценові відклади Трансильванського басейну вирізняються значним літологічним різноманіттям, що зумовлено як тектонічною активністю, так і чергуванням морських та континентальних умов осадження. У стратиграфічному плані вони поділяються на латторфський, рупельський, хаттський і аквітанський яруси. Загальна потужність комплексу сягає до **1300 м**.

**Латторфський ярус** представлений двома основними серіями:

**Хопська серія** – мергелісті вапняки, які утворювалися в умовах

мілководного морського середовища з незначним теригенним впливом. Ці вапняки відзначаються підвищеним вмістом вуглецеватих компонентів та інколи мають біогенне походження.

**Куртюська серія** – прісноводні вапняки й глини, часто з прошарками бурого вугілля. Вони є свідченням континентальних умов осадження, зокрема озерно-болотних ландшафтів. У межах цієї серії зустрічаються також лінзи торфу, що пізніше трансформувалися у лігніт.

**Рупельський ярус** включає важливі комплекси морського типу:

**Лірська серія** – глини, пісковики та вапняки, які утворилися в умовах мілководного моря або лагуни з періодичними тектонічними коливаннями та теригенним надходженням.

**Серія Іляндаре** – представлена глинистими бітумінозними сланцями й мергелями з численними залишками рибної луски *Meletta*. Ці відклади мають багато спільного з дизодилловими та менілітовими сланцями флішової зони Східних Карпат, що свідчить про широке поширення аналогічних седиментаційних умов у палеогеновому морі.

**Хатський ярус** також має дві ключові серії:

**Пікова серія** – включає пісковики й глини з прошарками лігніту. Осадження відбувалося в умовах обмеженої морської трансгресії або перехідних (дельтових) умов з активним органогенним накопиченням.

**Читатська серія** – переважно пісковики, інтерпретовані як продукт осадження у прибережному середовищі з високою енергією потоку.

**Аквітанський ярус** завершує олігоцену послідовність і представлений:

**Зимборською серією** – глини з численними прошарками лігніту, що вказує на озерно-болотне або лагунне середовище осадження, з інтенсивним розвитком наземної рослинності.

**Серією «Син Міхай»** – чергування пісковиків і мергелів з шарами бурого вугілля. Ці комплекси вважаються результатом флювіо-делювіального осадження з чергуванням періодів заболочення та активної акумуляції уламкового матеріалу.

## Міоцен

Міоценові відклади Трансильванського басейну вирізняються значною товщею та різноманіттям фацій, що відображають складну тектонічну й осадову історію цього етапу неогену. У стратиграфічному плані вони поділяються на бурдигальський, гельветський, тортонський і сарматський яруси, а також містять перехідний Бугловський горизонт між тортоном і сарматом.

**Бурдигальський ярус** представлений двома чітко вираженими горизонтами:

**Нижній горизонт** – так звана серія Кород, яка складається переважно з пісків. Їх осадження відбувалося у відносно мілководному, дельтовому чи прибережному середовищі.

**Верхній горизонт** – серія Хідалмаш, охоплює різноманітні теригенні утворення: галечники, конгломерати, пісковики та глини, що свідчить про активні флювіальні процеси та коливання рівня моря.

Загальна потужність бурдигальських відкладів становить близько **150 м**.

**Гельветський ярус** репрезентований комплексом шарів Гіда, які мають переважно теригенний характер, але включають також хемогенні та вулканогенні компоненти. До складу входять:

- мергелі;
- пісковики;
- піски;
- конгломерати;
- гіпс;
- кам'яна сіль;
- дацитові туфи.

Ці відклади формувалися в умовах мілководного моря з періодичними впливами вулканізму. Їхня потужність коливається в межах **500–1500 м**, що свідчить про інтенсивну осадконакопичувальну динаміку.

**Тортонський ярус** характеризується вираженим фаціальним розчленуванням:

**Карбонатна фація**, представлена літотамнієвими вапняками, розповсюджена переважно на периферії басейну та пов'язана з біогенним

осадженням у прибережних умовах.

**Теригенна фація**, поширена у центральній частині басейну, включає мергелі, глини та піски.

До найважливіших стратиграфічних одиниць тортону належать:

туфи Деж;

мергелі з глобігеринами;

потужна товща кам'яної солі (600–1000 м);

мергелі з радіоляріями;

мергелі зі спіралісами (*Spiralis*).

У центральній частині басейну сумарна потужність тортонських відкладів може досягати **1500 м**.

**Бугловський горизонт** є перехідною ланкою між тортонськими та сарматськими відкладами. Він містить:

**туфовий горизонт Хедерень** – потужність 2–10 м;

**туфовий горизонт Гіріш** – потужність до 10 м;

між ними – товща теригенних відкладів загальною потужністю **200–300 м**.

Цей горизонт відображає період активної вулканічної діяльності, що супроводжувала зміну седиментаційного режиму.

**Сарматський ярус** представлений тричленною будовою, яка охоплює:

**Нижню частину**, що характеризується чергуванням мергелів і пісків над горизонтом Гіріш; у покрівлі – туф Урка.

**Середню частину** – щільні мергелі з характерним туфовим горизонтом Шермешел, потужність якого досягає **500 м**.

**Верхню частину** – чергування продуктивних мергелів і пісків з туфом Базна у покрівлі.

Сумарна потужність сарматських відкладів становить **1200–1300 м**, що свідчить про стабільне осадження у лагунно-морському середовищі з періодичними виверженнями вулканів.

Пліоцен

Пліоценові відклади Трансильванського басейну представлені утвореннями **паннонського ярусу**, які формувалися в умовах **прісноводного озерного**

**басейну.** Седиментація відбувалася в умовах поступового скорочення зв'язку з відкритим морем і панування континентального гідрологічного режиму.

Однією з важливих стратиграфічних ознак пліоцену є **регіонально поширений горизонт андезитових туфів Ідіш**, який відіграє роль маркерного шару й широко використовується для кореляції розрізів у межах Карпатського регіону.

Стратиграфічна побудова (історична інтерпретація):

**Нижня частина** – піски, потужністю **100–150 м**, що осаджувалися у дельтовому або мілководному озерному середовищі.

**Середня частина** – мергелі, потужністю **приблизно 200 м**, характерні для спокійного озерного осадження.

**Верхня частина** – піски, потужністю до **200 м**, які свідчать про нову фазу активної терасової акумуляції.

Сучасна стратиграфічна інтерпретація:

**Нижні піски** та частина відкладів, що залягають **вище горизонту туфу Базна** (до 100 м), наразі відносяться до **меотичного ярусу**.

**Середні мергелі** та **верхні піски** стратиграфічно інтерпретуються як **понтський ярус**.

Таким чином, у межах Трансильванського басейну **відклади дака і левантину** (які деякі дослідники, зокрема А. Ванч, включають до складу паннонського ярусу) **не встановлені**.

Висновки

**Стратиграфічна будова осадового чохла Трансильванського басейну** охоплює широкий віковий діапазон – від еоцену до пліоцену – й представлена повною послідовністю морських, перехідних та континентальних відкладів.

**Еоценові відклади** сформовані переважно в умовах морського середовища з чергуванням гіпсів, мергелів, вапняків і глин, мають потужність до 1000 м і чітку стратиграфічну зональність (лютет, овер, бартон).

**Олігоцені утворення** демонструють складну літологічну будову з присутністю глин, пісковиків, вапняків, вуглисто-бітумінозних сланців і лігнітів, що свідчить про зміну умов седиментації від морських до прісноводних. Загальна

потужність сягає 1300 м.

**Міоценовий розріз** відзначається значною потужністю (до 1500 м) та різноманіттям фацій – від глибоководних мергелів до карбонатних платформних вапняків і вулканогенних відкладів. Виразна регіональна стратиграфічна зональність спостерігається в межах бурдигальського, гельветського, тортонського та сарматського ярусів.

**Пліоценові (паннонські) відклади**, пов'язані з розвитком прісноводного озерного басейну, свідчать про остаточний перехід до континентальних умов осадження. Характерним є горизонт андезитових туфів Ідіш, що має важливе стратиграфічне значення.

В цілому, **стратиграфічна колонка Трансильванського басейну** відображає складну тектонічну історію регіону, зміну палеогеографічних умов і постійне чергування морських та континентальних фаз розвитку.

### Розділ 3. ТЕКТОНІКА

У тектонічному плані Трансильванський басейн поділяється на три зони, які суттєво відрізняються за своєю будовою: **зовнішню моноклінальну зону**, **середню діапирову зону** та **внутрішню зону куполоподібних структур** (рис.).

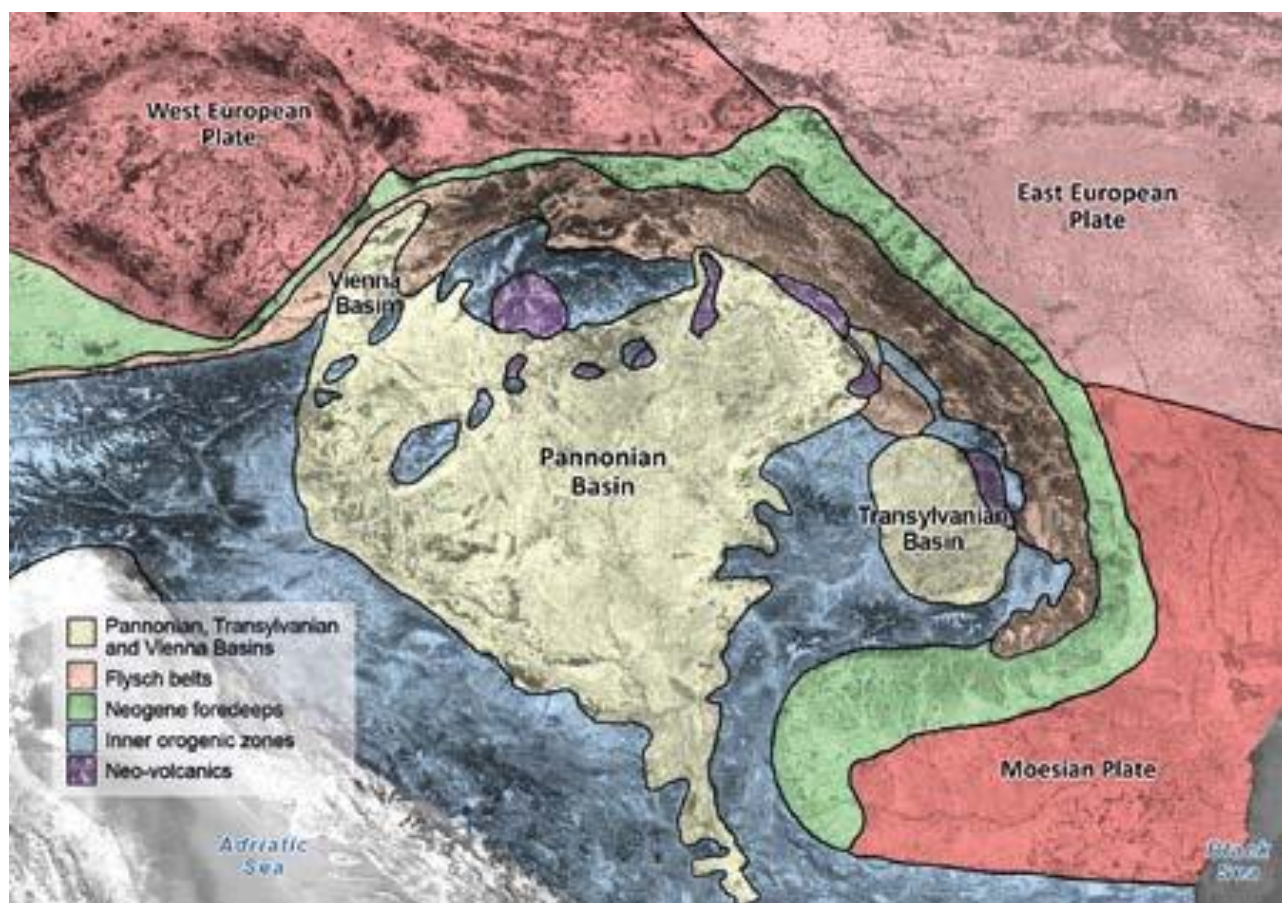


Рис. Тектонічна схема розташування Трансильванського басейну

#### Моноклінальна зона

Ця зона приурочена до країв басейну і характеризується переважно слабвираженою тектонічною деформацією. Осадів товщі тут залягають горизонтально або з невеликим моноклінальним зануренням у напрямку центру басейну. На північному заході та півночі моноклінальна зона складена палеогеновими відкладами, які занурюються під кутом 5–15°. На заході та півдні – міоценовими породами, що поступово заглиблюються під покрив пліоценових утворень. Східна частина зони прикрита товщею вулканогенних утворень гірського масиву Харгіта-Келіман.

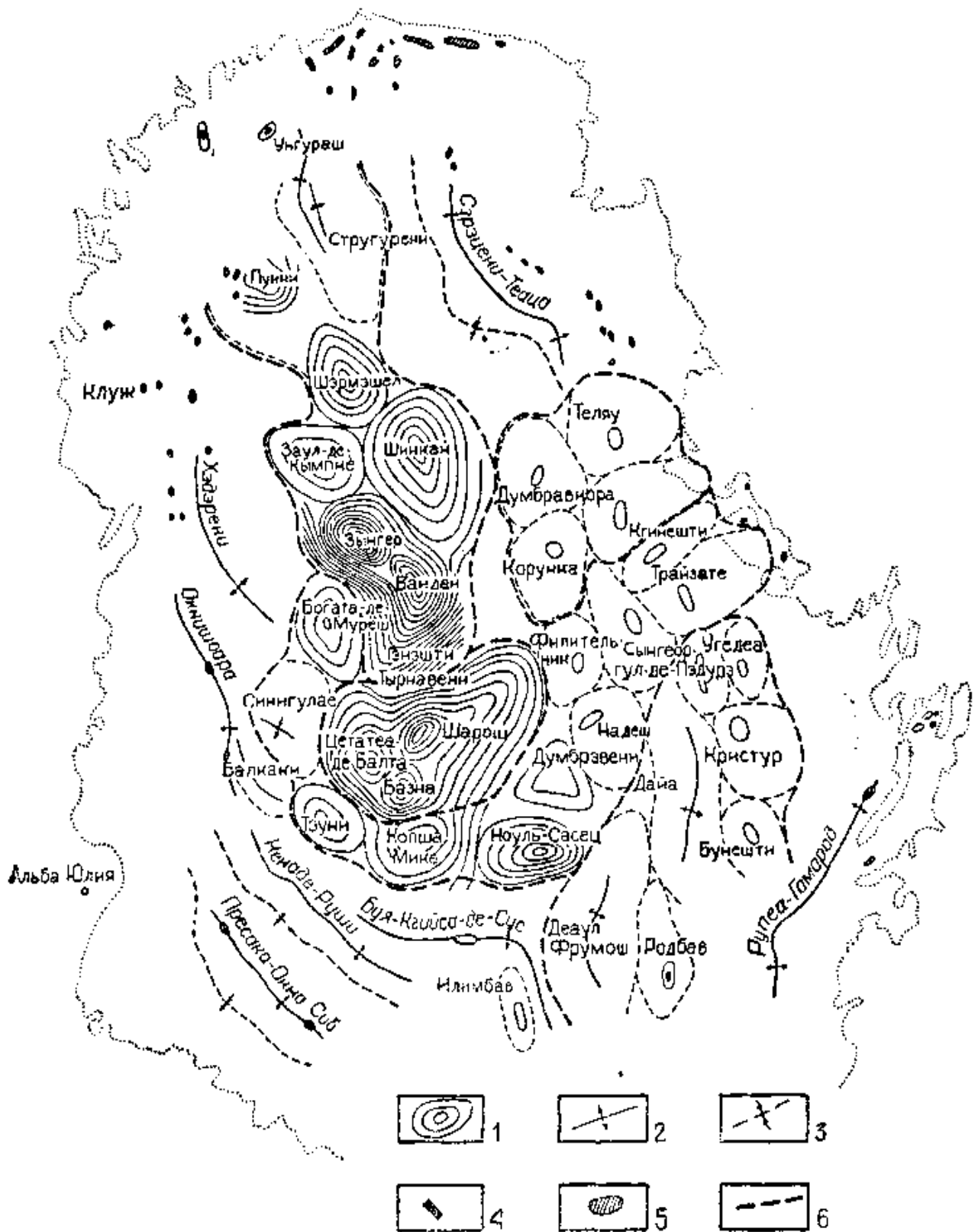


Рис. Структурна схема Трансильванського басейну (за А. Ванча)

- 1 – структурні підняття;
- 2 – антиклінальні лінії піднять;
- 3 – синклінальні прогини;
- 4 – масиви солі, що виходять на денну поверхню;
- 5 – масиви солі, поховані;
- 6 – лінії, що відокремлюють групи структур.

## Діапірова зона

Ця зона має складчасту будову з розвитком характерних діапірових складок, прорваних соляними штоками. Вона простягається вузькою смугою між моноклінальною зоною та внутрішньою зоною куполоподібних структур. Діапірові складки формують витягнуті лінійні зони, які орієнтовані:

на сході: Прайд – Совата – Пинтін – Бистрина;

на півночі: Бистрина – Беклеан – Деж;

на заході: Деж – Турда – Окна Мурешулуй;

на південному заході: Блаж – Пресака – Окна Сибиулуй.

Встановлено, що таке лінійне поширення соляних куполів пов'язане з регіональними тектонічними розривами. Один із них тягнеться вздовж антикліналі Буя–Кгійша-де-Сус, інший – уздовж куполів Пресака–Окна Сибиулуй, простягаючись на понад 100 км до купола Турда.

## Внутрішня зона куполоподібних структур

Центральна частина басейну (ширина близько 70 км) характеризується розвитком брахіантиклінальних і куполоподібних складок, які розділені між собою округлими або еліптичними мультиморфними прогинами. Брахіантикліналі мають полого занурення крил (зазвичай 5–10°). У межах цієї зони виділяються три структурні групи:

**Північна група:** Пуїні, Шермешел, Заул-де-Кимпіє, Шинкай, Зінгер, Богата-де-Муреш, Вайдай;

**Центральна група:** Цетатея-де-Балта, Шарош, Базна, Теуні, Копша Міка, Ноул-Сасек;

**Південно-східна група:** Думбревені, Надеш, Синджоргіу-де-Педуре, Філітельник, Корунка, М'єркуря-Нірай, Думбровіора, Теляць, Кгінешті, Трайште, Шоймуш, Цгедеа, Кристур, Бунешті.

Центральна група відзначається чітко вираженою куполоподібною структурою. Для північної та південно-східної груп характерне брахіантиклінальне залягання з орієнтацією структур у напрямку північний захід – південний схід, що, ймовірно, зумовлено простиранням глибинних тектонічних розривів. Можливе відокремлення центральної зони поперечними глибинними

порушеннями вздовж течій річок Мала та Велика Тирнава. На цій території зафіксована найбільша потужність міоценових і пліоценових відкладів.

Свердловина Міка на структурі Шарош розкрила еоценові породи на глибині 3916 м безпосередньо під тортонськими відкладами. Це вказує на те, що в олігоцені й нижньому міоцені дана частина басейну була підняття, а в тортоні зазнала максимального прогинання. У результаті тут сформувалася потужна товща осадів тортонського віку (до 1620 м). Такі коливання геотектонічного режиму, ймовірно, супроводжувалися глибинними тектонічними порушеннями, які зменшуються за амплітудою у напрямку до поверхні.

#### Тектонічні порушення

У межах басейну виділяються дві основні системи глибинних розривів: **поздовжні**, орієнтовані з північного заходу на південний схід, розвинуті по периферії, та **поперечні**, зосереджені в центральній частині й частково на півночі та півдні.

#### Тектонічні етапи

У структурному плані будова басейну має два поверхи:

**Підсолевий (дотортонський)** – сформувався внаслідок рухів штирійської фази альпійської складчастості.

**Надсолевий** – результат тектонічних процесів аттичної (передпліоценової) та роданської (післяпліоценової) фаз. Остання спричинила формування сучасного структурного каркасу, включно з локальними структурами, які контролюють газоносні поклади.

Крім того, неінтенсивні тектонічні рухи відзначаються на межах тортона–сармату та сармату–паннону. На периферії вони виявляються у вигляді стратиграфічних незгод, зумовлених трансгресією сарматського й пліоценового морів. У центрі ж басейну осадконакопичення від нижнього тортона до пліоцену відбувалося безперервно, без чітко виражених перерв у седиментації.

#### Висновки

Трансильванський басейн у тектонічному відношенні поділяється на три основні зони: зовнішню моноклінальну, середню діапирову та внутрішню зону куполоподібних структур, кожна з яких має характерні особливості будови.

Моноклінальна зона, розташована на краях басейну, характеризується слабовираженою тектонічною деформацією, де осадові породи залягають горизонтально або з невеликим нахилом до центру.

Діапірова зона являє собою вузьку смугу з інтенсивною складчастістю, у якій переважають діапірові складки, прорвані соляними штоками, що простягаються лінійними зонами, пов'язаними з регіональними тектонічними розривами.

Внутрішня зона характеризується розвитком куполоподібних і брахіантиклінальних структур, що розділені мультіобразними прогинами, із трьома основними групами структур (північна, центральна, південно-східна), де центральна група має найбільш виражену куполоподібну будову.

Тектонічні порушення басейну представлені двома основними системами глибинних розривів – поздовжніми, орієнтованими північно-західний – південно-східний, і поперечними, зосередженими в центральній частині басейну.

Формування тектонічної будови проходило в кілька етапів: підсолевий (дотортонський), пов'язаний зі штирійською фазою альпійської складчастості, та надсолевий, що сформував сучасний структурний каркас унаслідок пізніших фаз.

Осадконакопичення у центральній частині басейну відбувалося безперервно з нижнього тортону до пліоцену, тоді як на периферії простежуються стратиграфічні незгоди, пов'язані з трансгресією морів.

Геотектонічні рухи впливали на утворення структур, які контролюють розміщення газонесних покладів, що має важливе значення для розвідки та розробки родовищ.

## Розділ 4. ГАЗОНОСНІСТЬ

Виходи природного газу разом із джерелами солоної води в Трансильванському басейні біля соляних куполів Базна, Шарош і Копша-Міка були відомі ще з 1850–1860-х років. У 1908 році випадково, під час буріння на калійні солі, в районі сучасного газового родовища Шермешел було отримано промисловий приплив газу. Із цього часу розпочалася цілеспрямована розвідка на газ. У 1912 році було розпочато розвідку структури Базна, де вже перша свердловина дала потужний фонтан газу. У 1913 році трансильванський газ уже подавався газопроводами до прилеглих міст.

Геологічним вивченням території з метою підготовки структур до розвідки в цей період займався австрійський геолог Г. Бюк (1911, 1913). З 1925 року пошуками й розвідкою газових родовищ керували румунські геологи А. Ванча (1929, 1939, 1942) та Д. Чіупагеа (1935). Загальні регіональні геологічні дослідження проводили Л. Мразек та Е. Екелліус (1927, 1935), а пізніше – Н. Онческу, Т. Жожа, І. Думітреску та ін. Основні геологічні роботи зводилися переважно до виявлення окремих структур. Для цього у стратиграфічному розрізі виділяли опорні горизонти, за якими будувалися структурні карти окремих ділянок басейну. Як репери у більшості випадків використовували туфові горизонти: туф Базна (на межі пліоцену й сармату), туф Гириш (на межі сармату й бутлова), туф Хедерень (всередині бутлова) та туф Деж (у підніжжі тортону).

Завдяки виділеним опорним горизонтам у межах Трансильванського басейну було виявлено досить велику кількість локальних структур різного типу, які становили інтерес для пошуків промислових покладів газу.

Це дозволило за відносно короткий час відкрити численні газові родовища, зокрема (із півночі на південь): Пуїні, Шермешел, Заул-де-Кимпіє, Шинкай, Зінгер, Богата-де-Муреш, Цетатеа-де-Балта, Шарош, Базна, Копша-Міка, Теуні, Ноуль-Сасец, Ілімбау, Надеш, Філітельник, Сингеоргул-де-Педуре, Корунка, Мієркуря-Ніраї, Теляц та ін.

Всі ці родовища, як уже зазначалося, об'єднуються в три групи: північно-західну, центральну й південно-східну. Найбагатші на промислові поклади газу –

родовища центральної групи, зокрема родовище Шарош. Воно приурочене до куполоподібної складки розмірами 20 км завдовжки й 15 км завширшки. У ядрі складки залягають сарматські відклади, на крилах – пліоценові. Поклади газу пов'язані з дев'ятьма піщаними горизонтами сармату. Вільний дебіт газу на початковому етапі розробки родовища зі свердловин сягав 2 млн м<sup>3</sup>/добу. Нині газ добувається зі свердловини в середньому в кількості 150–200 тис. м<sup>3</sup>/добу. На родовищі пробурено близько 100 свердловин на різні горизонти з відстанями між ними в межах окремих продуктивних горизонтів 600 м.

Інші родовища дещо менші за розмірами, ніж Шарош, але продуктивність окремих газonosних горизонтів у них також дуже висока. Наприклад, на родовищі Базна в процесі вільного фонтанування (через кратер) з 4-го й 5-го сарматських горизонтів виділялося близько 3 млн м<sup>3</sup>/добу газу. Сьогодні це друге після Шароша родовище за запасами газу. (рис )

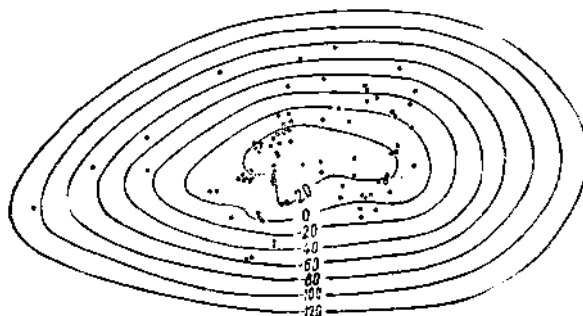


Рис. Шарош. Структурная схема по кровле 3-го газоносного горизонта сармата (по материалам управления «Разметан»)

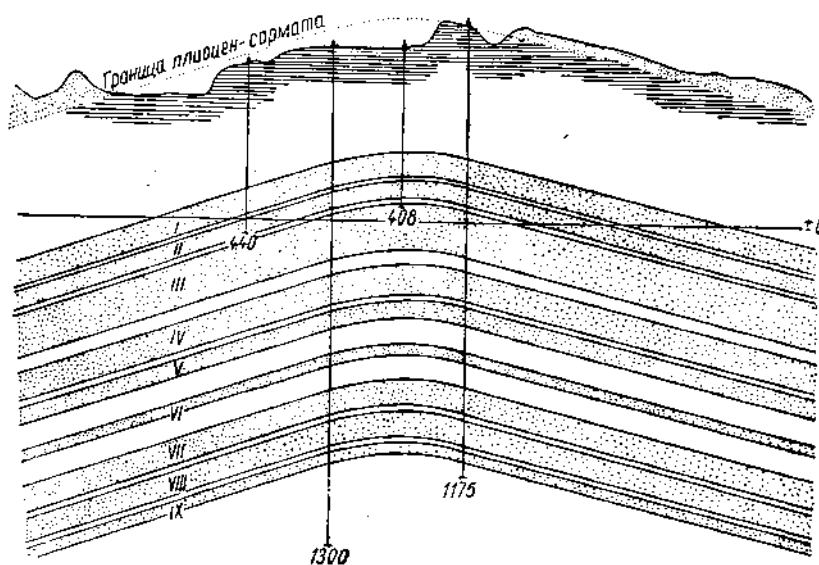


Рис. Шарош. Поперечный геологический профиль (по материалам управления «Разметан»)

Загалом по всіх родовищах газові поклади зосереджені переважно в сарматських і верхньотортонських відкладах, і лише незначна їх частина – у нижній частині пліоцену (родовища Сингеоргул-де-Педуре, Ноуль-Сасец). Як правило, газ сконцентрований у склепінних структурах, утворюючи типові пластові склепінчасті поклади, оконтурені крайовими водами.

Глибина залягання газоносних горизонтів коливається від 100 до 1000 м. Пластовий тиск зазвичай дорівнює гідростатичному. Однак часто спостерігається його перевищення. Наприклад, на родовищі Базна 7-й продуктивний горизонт сармату (глибина 710–770 м) має пластовий тиск 100 атм, а 8-й горизонт на глибині 790 м – також 100 атм. На родовищі Надеш 4-й горизонт (глибина 610 м) має тиск 72 атм, 5-й (глибина 686 м) – 74 атм. Ще більше перевищення тиску спостерігається на родовищах Корунка та Філітельник, де на глибині 2000 м пластовий тиск становить у середньому 230 атм.

Видобутий газ на 98–99% складається з метану. Вміст рідких вуглеводнів, згідно з табл. 12, не перевищує 1,5%. На всій території басейну не було виявлено ані нафти, ані інших бітумінозних речовин. Метановий газ зосереджений як у піщаних літофаціях, так і в тріщинуватих мергелях. Це дозволяє дослідникам говорити про чисто газоносну провінцію Трансильванського басейну.

Питання походження газу та солоних пластових вод досі не має однозначної відповіді. Одні дослідники вважають, що газ утворився безпосередньо в сарматських відкладах, де він зараз і міститься. Інші допускають його міграцію з відкладів нижнього міоцену або навіть олігоцену. В останніх також можливе існування нафтових покладів. Аргументами на користь першої точки зору є наявність великої кількості солоної води в сарматських відкладах, а також решток рослин і відбитків тварин, які розглядаються як вихідний матеріал для формування вуглеводнів. Враховуючи потужну товщу сарматських морських мергелів, Л. Мразек (1935) допускає можливість утворення газу саме в цих відкладах. Він зазначав, що «кожен пелітовий осад, кременистий або вапняковий, зазнавши відновлювальних процесів, завжди спочатку містить вуглеводні».

Сторонники гіпотези про міграцію вважають, що вуглеводні утворилися в бітумінозних сланцях олігоцену й мігрували в породи міоцену та пліоцену.

Відсутність важких вуглеводнів у газі, на їхню думку, пояснюється фільтрацією через товщу солі й глинистих мергелів нижнього тортону.

Наведені аргументи обох гіпотез не є остаточно переконливими. Питання генезису газу залишається відкритим. Варто зазначити, що на периферії басейну відомі виходи газу з вмістом 25% метану, 50% азоту й 25% вуглекислого газу. Це свідчить про складні умови газоутворення в межах басейну.

#### Висновки

Трансильванський басейн є важливою газоносною провінцією, де газові поклади зосереджені переважно в сарматських і верхньотортонських відкладах, а також у незначній кількості – у нижньопліоценових горизонтах.

Основні газові родовища розташовані в трьох групах: північно-західній, центральній і південно-східній, при цьому найбільші запаси зосереджені в центральній групі, зокрема на родовищі Шарош.

Газові поклади переважно мають пластову будову у вигляді сводових залежей, що локалізуються у куполовидних складках і структурних підняттях.

Глибина залягання газових горизонтів варіює від 100 до 1000 метрів, а пластові тиски часто досягають або перевищують гідростатичний рівень.

Видобуваний газ складається майже повністю з метану (98–99 %), а вміст рідких вуглеводнів не перевищує 1,5 %. Нефть або інші бітумінозні речовини в басейні не виявлені.

Походження газу та солоних пластових вод у басейні залишається дискусійним. Існують дві основні гіпотези: газ утворився безпосередньо у сарматських відкладах або ж мігрував із більш давніх гірських порід (олігоцену та нижнього міоцену).

Наявність виходів газу з різним хімічним складом у периферійних районах басейну свідчить про складність процесів газоутворення та подальшої еволюції в межах цього регіону.

## Розділ 5. ІНШІ КОРИСНІ КОПАЛИНИ

Окрім вуглеводневих ресурсів, Трансильванський басейн вирізняється наявністю значних покладів інших корисних копалин, які мають як стратегічне, так і регіональне значення. Ці ресурси сформувалися під впливом складних геологічних процесів упродовж неогенового періоду, зокрема в умовах лагунного та континентального осадо накопичення.

### Кам'яна сіль

Одним із найважливіших супутніх мінеральних ресурсів є кам'яна сіль (галіт). Її поклади мають міоценове походження й залягають на різних глибинах у центральній частині басейну. Соляні тіла представлені як горизонтальними пластами, так і діапіровими структурами, які проникають крізь осадовий чохол і формують локальні геологічні підняття.

Соляні діапіри не тільки становлять самостійний економічний інтерес як джерело хлориду натрію, а й беруть активну участь у формуванні структур-пасток для вуглеводнів. Їхня висока пластичність дозволяє створювати герметичні умови, що сприяють акумуляції газу й нафти. У промисловому плані експлуатація кам'яної солі забезпечує сировину для хімічної промисловості, харчової промисловості та зимового утримання автошляхів.

### Гіпс

У міоценових відкладах також трапляються поклади гіпсу та ангідриту, які формувалися в умовах посиленого випаровування морської води у закритих лагунах. Гіпсові товщі мають потужність від кількох до десятків метрів і використовуються як будівельна сировина (для виробництва гіпсокартону, цементу та штукатурок), а також у сільському господарстві як добриво.

Гіпс виявляється як у вигляді пластових покладів, так і в суміші з іншими евапоритами – кам'яною сіллю, доломітами, мергелями. Найбільші перспективи мають родовища в південній та південно-східній частинах басейну, де встановлено сприятливі умови для розробки.

### Буре вугілля

Буре вугілля у Трансильванському басейні залягає переважно в пліоценових

та нижньочетвертинних відкладах і приурочене до територій з континентальним режимом осадонакопичення. Поклади мають лінзовидну форму й утворюють локальні вугільні пласти невеликої потужності – до 5 метрів.

Найбільше поширення вони мають на периферії басейну, зокрема в північній та західній частині. Попри низьку теплотворну здатність, буре вугілля має певну промислову цінність для місцевої енергетики, особливо в умовах дефіциту інших видів палива. У деяких районах можливе використання буровугільних пластів у брикетному виробництві та для потреб теплових електростанцій малого масштабу.

## Розділ 6. ІСТОРІЯ ГЕОЛОГІЧНОГО РОЗВИТКУ

Геологічна історія Трансильванського басейну є складним і багатоступеневим процесом, який охоплює кілька геологічних періодів і тектонічних фаз, що визначили його сучасний вигляд та структурно-стратиграфічний розподіл. Формування басейну відбувалося в межах альпійської геосинклінальної області внаслідок взаємодії тектонічних рухів, магматичної активності та седиментації, починаючи з палеогену і закінчуючи неогеном.

Перший великий етап розвитку басейну пов'язаний зі штирійською фазою альпійської складчастості, яка відбулася в палеогеновому періоді (приблизно 40-30 млн років тому). У цей час відбувалися активні тектонічні рухи, що призвели до формування підсолевого структурного рівня – базових складчастих і моноклінальних структур, на яких згодом накопичувалися осадові товщі. Цей етап характеризується появою великих тектонічних розломів, рухи вздовж яких визначили просторову організацію майбутніх структурних зон басейну.

Другий етап, що має ключове значення для сучасної будови басейну, належить до аттичної (передпліоценової) і роданської (післяпліоценової) фаз. Протягом неогену (приблизно 23-2 млн років тому) у басейні розвиваються складчасті структури куполоподібного типу, а також утворюються локальні антикліналі і мильдообразні прогини. У цей період відбувається активне формування надсолевих структурних елементів, що визначають сучасний геологічний каркас. Саме на цьому етапі формуються ті локальні структурні підняття, які контролюють розміщення нафто- і газonosних горизонтів, зокрема куполи, що прорвані соляними штоками, і утворюють діапірову зону.

Важливою рисою тектонічного розвитку басейну є виділення трьох основних тектонічних зон із різною геологічною будовою:

**Моноклінальна зона** розташована на периферії басейну і характеризується переважно слабвираженою деформацією. Тут осадові товщі залягають горизонтально або з незначним нахилом у напрямку центру басейну. Ця зона складена переважно палеогеновими і міоценовими породами, що піднімаються чи занурюються під кутом 5-15°, а на сході прихована під вулканогенним

покривом.

**Діапірова зона** є вузькою смугою, розташованою між моноклінальною і внутрішньою зонами, і відзначається інтенсивною складчастістю з розвитком характерних діапірових структур, прорваних сіллю. Лінійне поширення соляних куполів у цій зоні пов'язане з наявністю глибинних тектонічних розломів, які контролюють просторову орієнтацію складок і штоків. Діапірові структури тягнуться вздовж кількох протяжних ліній, що охоплюють основні осередки підняття соляних масивів.

**Внутрішня зона куполоподібних структур** охоплює центральну частину басейну, де сформувалися брахіантиклінальні і куполоподібні складки, розділені мультисинклінальними прогинами. Тут також простежується поділ на три структурні групи – північну, центральну і південно-східну, кожна з яких має власні особливості геологічної будови та стратиграфії. Центральна група характеризується найбільш вираженими куполоподібними структурами, які грають важливу роль у концентрації вуглеводнів. Внутрішня зона також є місцем найбільшої потужності міоценових і пліоценових відкладів.

Окрему увагу слід приділити тектонічним розломам, які поділяються на дві основні системи: поздовжні, що орієнтовані з північного заходу на південний схід і розташовані переважно по периферії басейну, та поперечні, що локалізовані в центральній частині. Ці розломи не тільки формують структурний каркас, а й впливають на гідродинамічні умови та міграцію флюїдів, що має важливе значення для нафто- і газонасності.

Протягом сарматського і пліоценового періодів на периферії басейну відбувалися трансгресії морів, що призвели до формування стратиграфічних незгод і перерв у седиментації. Водночас центральна частина басейну залишалась відносно стабільною, забезпечуючи безперервне осадконакопичення від нижнього тортону до пліоцену.

Узагальнюючи, геологічний розвиток Трансильванського басейну – це послідовність складних геодинамічних процесів, що поєднують тектонічну деформацію, магматизм, морські трансгресії та інтенсивне осадконакопичення. Ці процеси визначили формування унікального структурного комплексу, який є

перспективним для вивчення і освоєння вуглеводневих ресурсів.

## Висновки

Геологічна історія Трансильванського басейну охоплює складний комплекс процесів, які відбувалися протягом палеогену та неогену і сформували сучасну структуру басейну.

Основними етапами розвитку басейну були штирійська фаза альпійської складчастості, що призвела до формування підсолевих структур, та неогенові фази, що визначили формування надсолевих куполоподібних структур.

Басейн має три основні тектонічні зони: моноклінальну, діапірову та внутрішню зону куполоподібних структур, кожна з яких характеризується специфічною геологічною будовою і стратиграфією.

Тектонічні розломи, які орієнтовані двома системами – поздовжньою і поперечною, відіграють ключову роль у формуванні структурного каркасу басейну та контролюють міграцію і накопичення вуглеводнів.

Відкладення сарматського і пліоценового віку свідчать про зміни морських рівнів та трансгресії, що вплинули на стратиграфічний розвиток басейну.

Загальна геодинамічна еволюція Трансильванського басейну створила сприятливі умови для формування нафто- і газоносних структур, що має важливе значення для перспектив освоєння енергетичних ресурсів регіону.

## Розділ 7. ГЕОМОРФОЛОГІЯ

Трансильванський басейн розташований у центральній частині Карпатської гірської системи і є великим осадовим басейном з комплексною геоморфологічною структурою, що сформувалася під впливом багатоступневих геологічних процесів протягом кайнозою.

### Загальна характеристика рельєфу

Басейн має вигляд замкнутої низовини, оточеної Карпатськими горами з усіх боків, які формують складчасті гірські масиви з різко вираженою вертикальною складовою рельєфу. Геоморфологічно територію басейну можна поділити на кілька основних зон:

**Гірські масиви Карпат** (зовнішні межі басейну) – представляють складчасті структури з високими хребтами, крутими схилами і численними глибокими річковими долинами. Ці області формувалися під впливом альпійської складчастості та є основним джерелом тектонічної активності регіону.

**Передгірська зона** – характеризується більш згладженим рельєфом із пологими пагорбами, що переходять у рівнину. В цій зоні проходить поступовий перехід від гірського до рівнинного рельєфу, формуючи складний ландшафт із поєднанням пагорбистих і рівнинних ділянок.

**Центральна частина басейну** – це осадова улоговина з відносно рівнинним або слабохвилястим рельєфом, сформованим унаслідок акумуляції палеогенових і неогенових осадів. Тут домінують широкі рівнини, які періодично перериваються невеликими підвищеннями, пов'язаними із соляними куполами, діапировими структурами та іншими локальними тектонічними формами.

### Роль тектоніки в формуванні рельєфу

Геоморфологічний вигляд Трансильванського басейну тісно пов'язаний із його тектонічною будовою. У межах басейну виділяють три основні тектонічні зони – моноклінальна, діапірова та зона куполоподібних структур, кожна з яких відображається у специфічних геоморфологічних рисах:

**Моноклінальна зона**, розташована по краях басейну, має відносно плоский або пологий рельєф через відсутність складчастих структур. Осадіві породи тут

залягають горизонтально або під невеликим кутом, що сприяє формуванню рівнинних і слабопагористих ландшафтів.

**Діапірова зона** відзначається розвитком складчастих форм рельєфу, які пов'язані з рухом соляних куполів і соляних штоків, що проривають покривні породи. Ця зона характеризується смугою складок і підвищень, що простягаються лінійно і мають значний вплив на розвиток локальних річкових систем і ерозійних процесів.

**Внутрішня зона куполоподібних структур** представлена брахіантиклінальними та куполоподібними складками, що створюють низку округлих підвищень та мультіобразних прогинів. Ці форми мають помітний вплив на топографію, формуючи характерні горбисті ландшафти, які розділені широкими долинами та рівнинами.

Особливості річкової мережі

Річкова система Трансильванського басейну є розгалуженою і тісно пов'язаною з геоморфологічними особливостями території. Основні річки басейну мають різний характер течії залежно від зони:

У гірських районах Карпат річки мають вузькі, часто каньйоноподібні долини з крутим ухилом і швидкою течією, що сприяє інтенсивній ерозії і формуванню гірських форм рельєфу.

У передгір'ї річки набувають більш широких долин, зменшується ухил, річкові русла починають меандрувати.

У центральній низовині басейну річки мають пологі, розгалужені долини з численними меандрами та заплавами. Тут відбувається активне формування алювіальних відкладів, що формують рівнинний ландшафт.

Процеси формування сучасного рельєфу

Геоморфологія басейну є результатом взаємодії різноманітних процесів:

**Ендогенні процеси** – тектонічні рухи, діапіризм соляних масивів, утворення складчастих структур, які формують основний каркас рельєфу.

**Екзогенні процеси** – денудація, ерозія, акумуляція, що трансформують поверхню землі, формують річкові долини, ерозійні форми, алювіальні рівнини та інші поверхневі структури.

**Кліматичні впливи** – кліматичні умови регіону визначають інтенсивність вивітрювання та розмиву, сприяють формуванню різних типів ґрунтів та впливають на рослинність, яка також впливає на стійкість схилів та розвиток рельєфу.

#### Висновки

Геоморфологія Трансильванського басейну відображає складний тектонічний та геологічний розвиток регіону. Поєднання гірських, передгірських та рівнинних форм рельєфу створює різноманітний ландшафт, що впливає на розміщення природних ресурсів, гідрологічний режим і господарську діяльність на території. Зони активного діапіризму і тектонічних порушень визначають локальні особливості рельєфу, що важливо враховувати при плануванні геологорозвідувальних робіт, будівництві та охороні природного середовища.

## Розділ 8. ГІДРОГЕОЛОГІЯ

Гідрогеологія вивчає підземні води, їх розміщення, рух, якість та взаємодію з гірськими породами. Для Трансильванського басейну гідрогеологічні умови мають особливе значення через складну будову осадових порід, активність діапїризму та вплив тектоніки.

Основні типи підземних вод

У межах Трансильванського басейну виділяють кілька типів підземних вод залежно від глибини залягання, водоносних горизонтів та гідрогеологічних умов:

**Грунтові води** – залягають в нещільних осадових відкладеннях верхнього шару, переважно у алювіальних відкладах річкових долин і в зонах розвиненого вивітрювання. Ці води мають сезонний режим коливання рівня, залежать від опадів і мають відносно невелику глибину залягання (до 10–20 м).

**Пластові води** – розміщені в водоносних горизонтах пісковиків, гравелітів, карбонатних порід, характерних для палеогенових і неогенових відкладів басейну. Пластові води мають більші об'єми і стабільніший рівень, що робить їх важливим ресурсом для водопостачання.

**Глибинні води** – зустрічаються у тріасових та юрських породах, які залягають на значній глибині, часто в складках і порожнинах, утворених тектонічними рухами. Глибинні води зазвичай мають підвищений тиск, температуру та мінералізацію.

Гідрогеологічна будова

Трансильванський басейн є осадовим басейном, де водоносні горизонти залягають послідовно у різних геологічних шарах:

Верхні горизонти сформовані четвертинними та неогеновими осадами, які часто представлені пісками, глинами, алевролітами. Вони формують складні водоносні системи з нерівномірним розподілом підземних вод.

Нижні горизонти – це палеогенові і мезозойські осади, в яких часто зустрічаються потужні горизонти вапняків і пісковиків, що мають високу проникність і водопровідність.

Солі та глинисті породи, що містяться у структурі басейну, створюють

природні бар'єри, які поділяють водоносні горизонти і впливають на рух вод.

#### Рух підземних вод

Підземні води у басейні рухаються за законами гідродинаміки, з урахуванням рельєфу, тектонічних порушень та гідрогеологічних бар'єрів. Загальний напрямок руху підземних вод – від підвищених зон гірських масивів Карпат у напрямку центральної улоговини, де вони виходять на поверхню у вигляді джерел, боліт або через річкові русла.

Основні канали підземного руху пов'язані з тріщинами, розломами, а також з проникними пластами порід. Водночас соляні куполи і діапіри створюють зони локального підвищення або зниження гідростатичного тиску, що формує складні гідродинамічні умови.

#### Якість підземних вод

Підземні води басейну відрізняються різноманітним хімічним складом, що визначається складом гірських порід, інфільтрацією поверхневих вод, а також геохімічними процесами, такими як розчинення карбонатів, взаємодія з соляними утвореннями та органічними речовинами.

У верхніх горизонтах зустрічаються прісні, слабо мінералізовані води з низьким вмістом розчинених солей.

У глибинних водах характерна підвищена мінералізація, з домінуванням хлоридно-натрієвих або сульфатно-кальцієвих типів вод, що пов'язано з контактом із соляними породами та тривалим перебуванням у глибинних резервуарах.

У ряді районів виявлені лікувальні мінеральні води, що використовуються у бальнеології, з підвищеним вмістом радону, сірководню, метану та інших газів.

#### Використання підземних вод

Підземні води Трансильванського басейну є важливим джерелом водопостачання для населення, сільського господарства і промисловості. Особливо значущими є пластові води середніх і нижніх горизонтів, які забезпечують стабільний запас прісної води.

Крім того, мінеральні води басейну мають економічне значення і широко використовуються у санаторно-курортній сфері.

Загрози і проблеми охорони

Основні загрози для підземних вод включають:

Забруднення поверхневими стоками, індустріальними і сільськогосподарськими відходами, що проникають у водоносні горизонти.

Надмірне використання водних ресурсів, що призводить до зниження рівня підземних вод і деградації екосистем.

Вплив тектонічної активності, що може спричиняти зміну гідрогеологічних режимів і появу нових водних джерел або втрат існуючих.

Висновки

Гідрогеологічні умови Трансильванського басейну характеризуються складною багаторівневою системою підземних вод, яка включає ґрунтові, пластові та глибинні водоносні горизонти.

Різноманітність гірських порід і тектонічних структур визначає неоднорідність розподілу підземних вод та їх гідродинамічні особливості, зокрема напрямок руху та швидкість фільтрації.

Якість підземних вод варіюється від прісних до мінералізованих, що зумовлено впливом гірських порід, а також процесами геохімічної взаємодії і поверхневого забруднення.

Підземні води є важливим ресурсом для водопостачання, сільського господарства та промисловості, а також мають значення для бальнеології завдяки наявності лікувальних мінеральних вод.

Для збереження гідрогеологічних ресурсів необхідно впроваджувати системи контролю за використанням та охороною підземних вод, а також проводити моніторинг забруднення та зміни гідрогеологічних режимів.

## Розділ 9. ОЦІНКА ПЕРСПЕКТИВНОСТІ ТЕРИТОРІЇ

Трансильванський басейн є складним геологічним регіоном із багат шаровою структурою, що формується різноманітними тектонічними, осадовими та гідрогеологічними процесами. Ця складність водночас створює унікальні можливості для виявлення і розробки корисних копалин, а також ставить ряд завдань для раціонального природокористування.

### 1. Тектонічні умови та структурна перспектива

У межах території виділяються три основні тектонічні зони – моноклінальна, діапірова і внутрішня куполоподібна. Моноклінальна зона характеризується відносно стабільним заляганням осадових порід, що створює умови для формування нафтогазоносних горизонтів. Діапірова зона із своїми соляними куполами і складчастою будовою сприяє утворенню локальних пасток для вуглеводнів. Внутрішня зона куполоподібних структур є найбільш активною в геологічному плані, оскільки тут відбуваються значні тектонічні коливання, що впливають на формування родовищ різного генезису.

Особливу увагу привертають регіональні глибинні розломи, які не лише контролюють поширення соляних куполів, але й можуть слугувати каналами для міграції вуглеводнів. Тому перспективність території з точки зору нафтогазоносності є досить високою.

### 2. Осадова товща і стратиграфія

Осадова товща басейну має значну потужність, що створює умови для накопичення органічних речовин і формування продуктивних горизонтів. Наявність різних вікових відкладів – від палеогенових до неогенових і четвертинних – свідчить про тривалу і різноманітну геологічну історію, що є важливим фактором для визначення зон потенційної нафтогазоносності.

Періоди активного осадконакопичення чергуються з тектонічними підняттями, що забезпечувало не лише формування товщі порід, а й утворення структурних пасток, необхідних для акумуляції вуглеводнів.

### 3. Геоморфологічні умови

Рельєф території, який формується під впливом тривалих геологічних

процесів, має важливе значення для розвідки і видобутку корисних копалин. Відсутність активної ерозії і стабільність сучасних форм рельєфу сприяють збереженню підземних структур, що містять ресурси. Геоморфологічна різноманітність басейну – від низинних до горбистих ділянок – також визначає умови для прокладання інженерних комунікацій, що необхідно враховувати при плануванні геологорозвідувальних та видобувних робіт.

#### 4. Гідрогеологічний потенціал

Система підземних вод Трансильванського басейну є важливим ресурсом як для забезпечення водою населених пунктів і промисловості, так і для охорони навколишнього середовища. Різноманітна гідрогеологічна структура забезпечує наявність як поверхневих, так і глибоких водоносних горизонтів, що підвищує стабільність водних ресурсів.

Водночас, тектонічні порушення можуть створювати як сприятливі, так і несприятливі умови для руху і накопичення підземних вод, що необхідно враховувати при оцінці ризиків забруднення і при плануванні видобувних робіт.

#### 5. Екологічні та господарські перспективи

Окрім геологічного і гідрогеологічного потенціалу, територія має значний потенціал для розвитку сільського господарства, рекреації та інших видів господарської діяльності. Збереження природного середовища, моніторинг геологічних процесів і відповідальне природокористування є важливими складовими сталого розвитку регіону.

#### Висновок

Загальна оцінка перспективності території Трансильванського басейну підтверджує її значний потенціал для подальших геологорозвідувальних робіт з метою виявлення нових родовищ вуглеводнів та інших корисних копалин. Комплексний аналіз тектонічної будови, стратиграфії, геоморфології та гідрогеології дає змогу прогнозувати зони найбільшого ресурсного потенціалу та розробити рекомендації для раціонального і безпечного використання природних ресурсів.

## ВИСНОВКИ

У результаті проведеного комплексного геолого-структурного дослідження території Трансильванського басейну були отримані важливі наукові та практичні результати, які дозволяють оцінити її геологічну будову, еволюцію, ресурсний потенціал та перспективи подальшого вивчення.

**Геологічна будова регіону є надзвичайно складною** й формується під впливом багатоступневих тектонічних процесів, що охоплюють різні етапи формування земної кори в межах Середньої Європи. Трансильванський басейн розташований на стику великих геотектонічних структур – Паннонської зони, Карпатської дуги та Середньоевропейської платформи, що зумовлює складне поєднання автохтонних та алохтонних тектонічних блоків, а також інтенсивні деформації в межах осадового чохла.

У межах досліджуваної території чітко простежуються кілька структурно-тектонічних зон, серед яких домінують грабени, горсти, антиклінальні складки, а також ізометричні підняття, пов'язані з глибинною інтрузією солей. Особливу увагу привертають соляні діапіри, які відіграють ключову роль у формуванні структур-пасток для нафти і газу. Їх розвиток був зумовлений як гравітаційною міграцією пластичних солей, так і регіональним стисканням, що активізувало тектонічні підняття.

Складчасто-дислокаційна будова території проявляється у вигляді надвигів, насувів, а також лускуватої будови порід мезозойсько-кайнозойського віку, що ускладнює стратиграфічну кореляцію й потребує детального сейсморозвідувального аналізу. Крім того, виявлені сліди палеотектонічної активності, що вплинула на розривність шарів та розвиток тріщинуватості, відіграють важливу роль у формуванні колекторських властивостей порід.

Таким чином, геологічна будова району є результатом взаємодії платформеного розвитку з інтенсивними орогенними подіями, що зумовлює високий рівень перспективності цієї території щодо пошуків нафтогазових родовищ.

**Історія геологічного розвитку Трансильванського басейну** відзначається

складною еволюцією, яка включає чергування етапів інтенсивного осадонакопичення, вулканізму та тектонічних деформацій, що відбувалися впродовж неогену, палеогену і частково мезозою. Формування басейну пов'язане з посторогенною стадією розвитку Східних Карпат, внаслідок чого утворилась міжгірська западина, яка поступово заповнювалась осадовим матеріалом.

Протягом палеогену відбувалося переважно морське осадонакопичення, з формуванням глинистих і вапнякових товщ, багатих на органічну речовину. У неогені домінували флішеві, моласові та лагунні фації, що вказує на зміну умов з морських на континентальні. Особливо потужне осадонакопичення відбувалося в міоцені, коли утворилися товщі, насичені органічним матеріалом, який у подальшому зазнав термokatалізу з утворенням нафти й газу.

У пізньому неогені та антропогені інтенсивні тектонічні рухи спричинили розвиток складчасто-блокової будови, формування грабенів і горстів, а також активізацію соляного тектонізму. Це сприяло створенню пасток різних типів – структурних, стратиграфічних і літологічно обумовлених. Таким чином, у межах басейну склалися сприятливі умови як для генерації, так і для акумуляції вуглеводнів.

Отже, поєднання багатостадійного осадонакопичення з активними тектонічними процесами сприяло утворенню потужної, різновікової осадової товщі, що є перспективною для пошуків і розробки родовищ вуглеводнів.

**Геоморфологічні умови території** відображають складну історію її тектонічного і кліматичного розвитку, що сприяло формуванню сучасного рельєфу з добре вираженими елементами структурного й ерозійного походження. Рельєф регіону сформований під впливом як давніх тектонічних процесів, пов'язаних з етапами складчастості, підняттями та опусканнями земної кори, так і сучасних екзогенних процесів, зокрема водної ерозії, денудації та гравітаційних рухів.

Територія характеризується хвилястим та горбистим рельєфом, з розчленованими схилами та ерозійними долинами, що утворилися вздовж тектонічних порушень і слабкоцементованих осадових товщ. В окремих місцях фіксуються елементи давніх акумулятивних поверхонь, що залишилися як

свідчення попередніх фаз розвитку рельєфу.

Вертикальні тектонічні рухи зумовили утворення антиклінальних і синклінальних структур, що значною мірою контролюють морфологію місцевості. Особливо цінними для геолого-пошукових робіт є геоморфологічні прояви, які відображають на поверхні глибинну будову – наприклад, підвищення, що відповідають вершинам антиклінальних складок або соляним діапірам.

Сучасні геоморфологічні дослідження в регіоні дають змогу здійснювати інженерно-геологічне районування території, визначати зони підвищеної ерозійної небезпеки, карстових проявів та зсувних процесів, що важливо як для будівництва, так і для оцінки стабільності геологічного середовища. Крім того, вивчення морфоструктурних і морфоскопічних ознак дозволяє використовувати рельєф як індикатор для локалізації можливих структур-пасток вуглеводнів.

Отже, геоморфологія території є важливим джерелом інформації для комплексного геологічного аналізу, пошуку перспективних об'єктів і вирішення прикладних завдань у геології, гідрогеології та інженерній геології.

**Гідрогеологічні умови досліджуваної території** є складними й багатоярусними, що зумовлено геологічною будовою та історією тектонічного розвитку регіону. В межах території виділяються кілька основних водоносних горизонтів, які приурочені до осадових порід різного віку – від палеогенових до четвертинних відкладів. Ці горизонти залягають на різних глибинах і мають різні гідродинамічні й гідрохімічні характеристики.

Верхні (четвертинні та неогенові) горизонти представлені піщано-глинистими відкладами, що містять прісні та слабомінералізовані води, які широко використовуються для господарсько-питного та технічного водопостачання. У приповерхневих зонах спостерігається інтенсивне живлення водоносних горизонтів за рахунок інфільтрації атмосферних опадів, особливо у зонах розвантаження в долинах річок і балок.

На глибших рівнях трапляються води з підвищеною мінералізацією, зокрема в пластах, ізольованих водотривкими глинистими та карбонатними породами. Такі води часто містять високі концентрації розчинених газів, зокрема метану, сірководню та вуглекислого газу, що може бути ознакою наявності поблизу

покладів вуглеводнів або шляхів їхньої міграції. Подібні геохімічні аномалії мають важливе значення при пошуках нафти й газу, оскільки можуть слугувати індикаторами перспективних структур.

Гідродинамічні умови території залежать від тектонічної розчленованості й гідравлічних зв'язків між водоносними комплексами. У деяких районах фіксується напірний режим підземних вод, що створює умови для формування артезіанських систем. Це важливо як для забезпечення водопостачання, так і для оцінки безпеки бурових робіт.

У зв'язку з активною міграцією флюїдів та наявністю багатьох тектонічних порушень, регіон потребує детального моніторингу стану підземних вод, особливо в контексті охорони довкілля та недопущення забруднення водоносних горизонтів.

Таким чином, гідрогеологічна будова території має важливе значення не лише для водозабезпечення, а й для прогнозування зон можливого скупчення вуглеводнів, що значно підвищує загальну нафтогазоперспективність району.

Оцінка перспективності території свідчить про наявність значного нафтогазового потенціалу в межах досліджуваного району. Комплексний аналіз геологічної будови, історії геологічного розвитку, тектонічних особливостей, гідрогеологічних умов та геоморфологічної будови дозволив виділити низку перспективних об'єктів для подальшого вивчення.

Найбільш привабливими для пошуків вуглеводнів є ділянки, пов'язані з розвитком соляних структур, антиклінальних складок, склепінчасто-блокових піднять, а також тектонічно активних зон, які можуть виконувати роль як колекторів, так і пасток для вуглеводнів. Виявлені геологічні структури мають ознаки герметичності, що є важливою умовою для збереження покладів нафти й газу. Крім того, наявність глибинних мінералізованих вод із ознаками вуглеводневої міграції додатково підтверджує нафтогазоносну перспективу району.

Геофізичні та геохімічні аномалії, виявлені на окремих ділянках, також узгоджуються з моделями акумуляції вуглеводнів у межах подібних геоструктур, відомих у суміжних нафтогазоносних басейнах Центральної Європи. Це

дозволяє екстраполювати відомі закономірності поширення родовищ на дану територію, обґрунтовуючи доцільність проведення детальніших пошуково-розвідувальних робіт.

Отже, оцінка перспективності території створює наукове підґрунтя для:

планування буріння параметричних та пошукових свердловин,

розробки ефективних програм геофізичних досліджень,

оптимізації геолого-розвідувальних заходів,

обґрунтованого залучення інвестицій у видобувний сектор,

зниження геологічних ризиків,

а також оцінки можливих екологічних загроз при подальшому освоєнні надр.

Таким чином, територія має високий рівень геолого-економічної привабливості й повинна бути включена до переліку першочергових об'єктів для реалізації державних або приватних програм із пошуків і розвідки вуглеводнів.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Гончаров В. І., Заблоцький А. Ю. Геологія нафти і газу : підручник. – Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. – 356 с.
2. Касьянов В. І. Основи нафтогазової геології. – Київ : Либідь, 2010. – 288 с.
3. Сиротенко В. П. Геологічна історія України. – Дніпро : Наука і освіта, 2018. – 264 с.
4. Васильєв І. А. Геоморфологія з основами геології : навч. посіб. – Харків : ХНУ ім. В. Н. Каразіна, 2020. – 215 с.
5. Матеріали геологічної зйомки М-34-XXIV (Трансильванський басейн) / Державна служба геології та надр України. – Київ : Геоінформ, 2017.
6. Popescu G., Petrescu I. Hydrocarbon potential and geological structure of the Transylvanian Basin // *Romanian Journal of Earth Sciences*. – 2014. – Vol. 88, No. 2. – P. 95–110.
7. Gherasi N., Enescu A. Petroleum Systems of the Transylvanian Basin, Romania // *Journal of Petroleum Geology*. – 2012. – Vol. 35. – P. 227–244.
8. Tari G., Horvath F. Alpine evolution of the Pannonian Basin and hydrocarbon exploration potential // *AAPG Bulletin*. – 2006. – Vol. 90, No. 1. – P. 27–54.
9. Mărunțiu D. Stratigraphy and sedimentology of the Tertiary formations in the Transylvanian Basin // *Geologica Carpathica*. – 2009. – Vol. 60, No. 3. – P. 215–229.
10. Bădescu D. Hydrogeological considerations for oil prospecting in Romania // *Environmental Earth Sciences*. – 2013. – Vol. 68. – P. 1449–1458.
11. Кравець О. М. Гідрогеологія та геоекологія Українського щита. – Київ : Ніка-Центр, 2014. – 304 с.
12. Мельниченко С. В. Моніторинг підземних вод : методологія та практика. – Львів : Світ, 2015. – 232 с.
13. Невеселий В. М. Тектонічна еволюція Українського щита. – Київ : Наукова думка, 2013. – 376 с.

14. Шестоपालов В. М. Основи гідрогеології : підручник. – Київ : Вища школа, 2016. – 416 с.
15. European Environment Agency. *Groundwater Quality in Europe — 2022 Update*. – Luxembourg : Publications Office of the EU, 2022. – 98 p.
16. UNESCO-IHP. *Groundwater Monitoring and Assessment: Fundamentals and Applications*. – Paris : UNESCO, 2021. – 112 p.
17. Ciulavu D. (ред.) *Romanian Geology: Basin Analysis and Petroleum Systems*. – Cluj-Napoca : Technical University Press, 2019. – 290 p.
18. Popescu G. Structural geology of the Transylvanian Basin: implications for hydrocarbon exploration // *Petroleum Geoscience*. – 2018. – Vol. 24 (4). – P. 355–370.
19. Sasaran E., Bulie G. Organic geochemistry of Neogene deposits in the Pannonian Domain // *Marine and Petroleum Geology*. – 2020. – Vol. 115. – 104214.
20. Tari G., Fodor L., Matenco L. Seismic stratigraphy of the Carpathian Foreland Basin // *Geological Society, London, Special Publications*. – 2017. – Vol. 464. – P. 113–132.
21. Fülöp A. Hydrothermal alteration and reservoir quality in the Transylvanian Basin // *Geologica Acta*. – 2016. – Vol. 14 (3). – P. 279–292.
22. Moldovan R. Hydrogeological mapping of the Someș–Tisa catchment // *Journal of Hydrology*. – 2021. – Vol. 598. – 126425.
23. Lupașcu T., Ionescu M. Hydrocarbon occurrences in the Leaota–Tarcău zone // *Oil & Gas Science and Technology*. – 2019. – Vol. 74 (49). – P. 1–15.
24. Kováč M., Baráth I. Pannonian Basin system: geodynamics and hydrocarbon potential // *Earth-Science Reviews*. – 2020. – Vol. 200. – 103365.
25. Pacheco F. A. L. Groundwater contamination risk assessment applied to Eastern Europe // *Science of the Total Environment*. – 2022. – Vol. 807. – 150165.
26. Schweitzer S., Bécsi Z. Clastic reservoir characterization in the Pannonian Neogene // *Journal of Petroleum Science & Engineering*. – 2018. – Vol. 171. – P. 772–788.
27. Литвиненко М. В. Структурно-фаціальні моделі нафтогазових пасток України. – Львів : Видавництво ЛНУ, 2021. – 280 с.

28. Огієнко В. С. Методи дослідження потенційних зон забруднення підземних вод. – Харків : ХНУ ім. В. Н. Каразіна, 2019. – 198 с.
29. European Commission. *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas*. – Brussels : European Commission, 2022. – 450 p.