



Юрій Крупський

**ПОШУК І РОЗВІДКА ВУГЛЕВОДНІВ:
ПРИПОВЕРХНЕВІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ЇХНЯ
ІНТЕРПРЕТАЦІЯ**

Навчальний посібник
для студентів-магістрів спеціальностей
101 «Екологія» і 103 «Науки про Землю»

Львів – 2022

21

УДК 550.8:553.98 (477.8)

Пошук і розвідка вуглеводнів: приповерхневі дослідження та їхня інтерпретація. Ю.З. Крупський. – Львів, 2022. – 96 с.

Уперше розглянуто комплекс приповерхневих досліджень, які використовуються перед бурінням свердловин під час пошуку і розвідки покладів вуглеводнів. У цей комплекс входять такі методи: сейсморозвідка, гравіметрія, магніторозвідка, поверхневі методи і радіометрія, термометрія, геоморфологічні методи, геохімічні методи, електророзвідка та космогеологічні методи. Показано деякі особливості шляхів міграції вуглеводнів до земної поверхні. Усе це необхідне для більш впевненого і точного вибору місця розташування свердловин глибокого буріння та зниження ризиків такого трудомісткого процесу.

Для студентів-магістрів спеціальностей 101 «Екологія» і 103 «Науки про Землю» (спеціалізацій Геологія нафти і газу, до лекційного курсу Розшуки і розвідка нафтових і газових родовищ, Геологія).

Автор: **Юрій Зиновійович Крупський**

Рецензенти:

Я. Г. Лазарук, д-р геолог. наук, гол. наук. співробітник (Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів)

Д.Д. Федоришин, д-р геолог. наук, професор, завідувач кафедри нафтогазової геофізики Івано-Франківського технічного університету нафти і газу

І.Г. Зезекало, д-р техн. наук, професор кафедри нафтогазової інженерії та технологій навчально-наукового інституту нафти і газу Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Рекомендовано Вченою Радою Львівського національного університету ім. Івана Франка (Міністерство освіти і науки України) як навчальний посібник для студентів-магістрів спеціальностей 101 «Екологія» і 103 «Науки про Землю» (геологія нафти і газу, геологія) (протокол № 33/6 від 29 червня 2022 р.)

© Крупський Ю. З., ЛНУ ім. Івана Франка, 2022

ВСТУП

Вуглеводні, нафта і газ наразі залишаються й будуть ще певний час основними енергоносіями на нашій планеті. Їхнє застосування, з одного боку, забезпечує економічний розвиток і покращення умов життя населення, однак, з іншого боку, призводить до збільшення викидів вуглекислого газу. Унаслідок цього підвищується температура Землі (тепловий ефект), а також спостерігається негативний вплив на здоров'я людей, особливо у великих містах і мегаполісах. Тому дедалі більше країн обмежують використання вуглеводнів, замінюючи їх альтернативними джерелами енергії(енергія сонця, вітру, води, атома, у скорому майбутньому – водню). Проте упродовж іще 30–50 років вуглеводні будуть задіяні як основний вид енергоносіїв і для інших потреб(виробництво пластмас, бітуму, асфальту). Природний газ метан і нафта на сьогодні стають знаряддям впливу в міжнародній політиці й у політиці всередині України.

Приповерхневі дослідження й особливості їхньої інтерпретації виконано, в основному, на прикладі Західного нафтогазоносного регіону, який характеризується найскладнішою геологічною будовою в

Україні і де дуже важливо отримувати якісну інформацію про площі, на яких планується буріння свердловин для пошуку і розвідки родовищ вуглеводнів

Пошуки та розвідка родовищ вуглеводнів – складний, довготривалий і, що особливо важливо, дуже дорогий процес. У ньому найбільш вартісними є буріння свердловин і облаштування родовищ. Не зупиняючись на процесі облаштування, відмітимо, що в середньому тільки три із десяти пробурених пошукових свердловин можуть бути продуктивними. Тому надзвичайно важливим є визначити місцеположення перших проектних свердловин. Для цього на отриманій ліцензійній ділянці (а це теж складний і тривалий процес) застосовують різноманітні приповерхневі дослідження та їхнє комплексування. До методів таких досліджень належать: сейсморозвідка та її різновиди, гравіметрія, магнітометрія, газогеохімічні методи, геоморфологічні методи, поверхневе геокартування і радіометричні методи, термо-метричні, електророзвідувальні та космогеологічні методи. На сьогодні основними приповерхневими дослідженнями для пошуків вуглеводнів, безперечно, є сейсморозвідка.

РОЗДІЛ 1.

СЕЙСМОРОЗВІДКА

Ці дослідження ґрунтуються на вивченні швидкостей і часу поширення сейсмічних коливань від джерел збудження на поверхні Землі до т. зв. відбиваючих горизонтів і вимірювання часу їхнього повернення знову на поверхню Землі в місця їхнього приймання (рис.1.1).

Сейсмічні дослідження проводять по профілях. Розрізняють 2D і 3D сейсморозвідку. При 2D сейсморозвідці як збудження, так і прийом сигналу відбувається по одному профілю: при 3D сейсморозвідці збудження відбувається по профілю, а прийом сигналу – по площі, тобто по системі профілів. Це дає змогу створити об'ємну модель надр – сейсмічний куб.

Оскільки в різних геологічних регіонах відбиваючі горизонти мають різну відбиваючу здатність і залягають на різних глибинах, потрібно знати швидкості поширення сейсмічних хвиль у надрах цих регіонів. Для цього в перших пробурених свердловинах необхідно виконати сейсмокартаж, тобто заміряти час від джерела збудження на поверхні до його приходу в свердловину і тоді, знаючи віддаль від джерела збудження до свердловини, можна

обчислити швидкості сейсмічних хвиль.

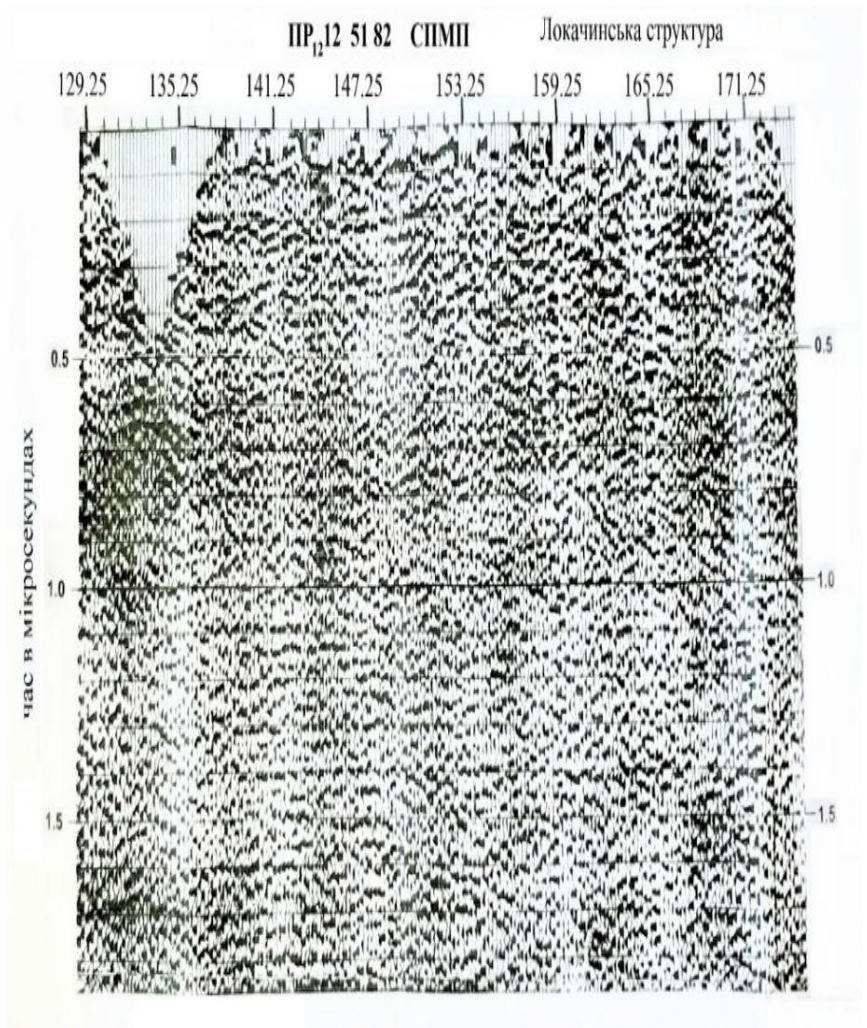


Рис. 1.1. Сейсмічний профіль Локачинського родовища

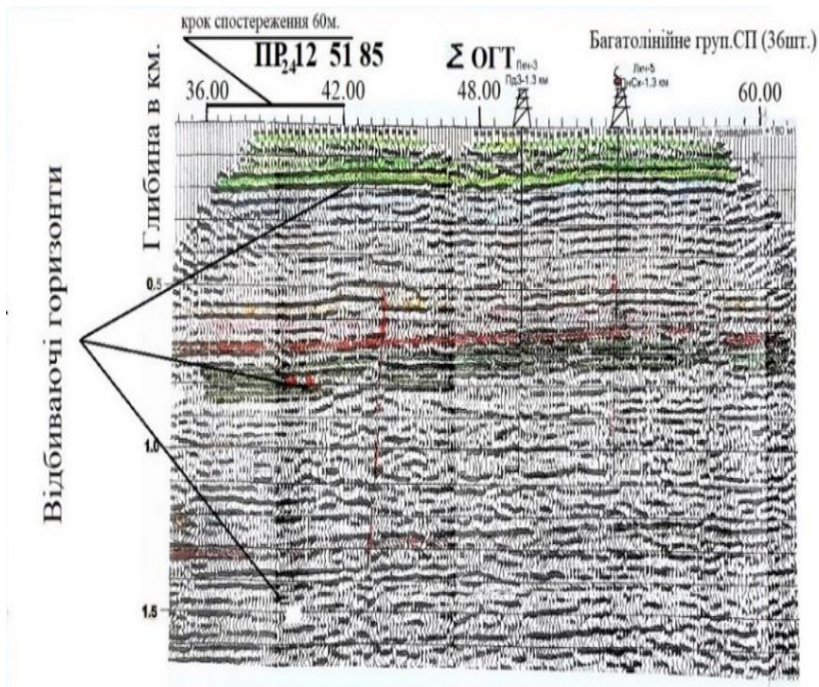


Рис. 1.2. Сейсмогеологічний розріз із глибинами залягання відбиваючих горизонтів Локачинського родовища

Для більшості нафтогазоносних областей ці швидкості відомі, тому там ці дослідження проводити не доцільно. У результаті виконаних робіт отримуємо ряд сейсмопрофілів, на яких видно час проходження сейсмічних хвиль (часовий розріз у мікросекундах), а з урахуванням швидкостей – сейсмогеологічний розріз із глибинами залягання відбиваючих горизонтів (рис.1.2).

Інтерпретація результатів по поздовжніх і

поперечних профілях дасть змогу скласти структурну карту і сейсмогеологічні розрізи по певному відбиваючому горизонту. На рис. 1.3, і рис. 1.4. дано пояснення розвідувальних і сполучних профілів та місць їхнього перетину, а також показано розшифрування підпису цифр сейсмогеологічного профілю. Показано також імовірний газоводяний контакт. На цій підготованій сейсмозвідкою структурі можна розпочати буріння свердловини в її апікальній частині.

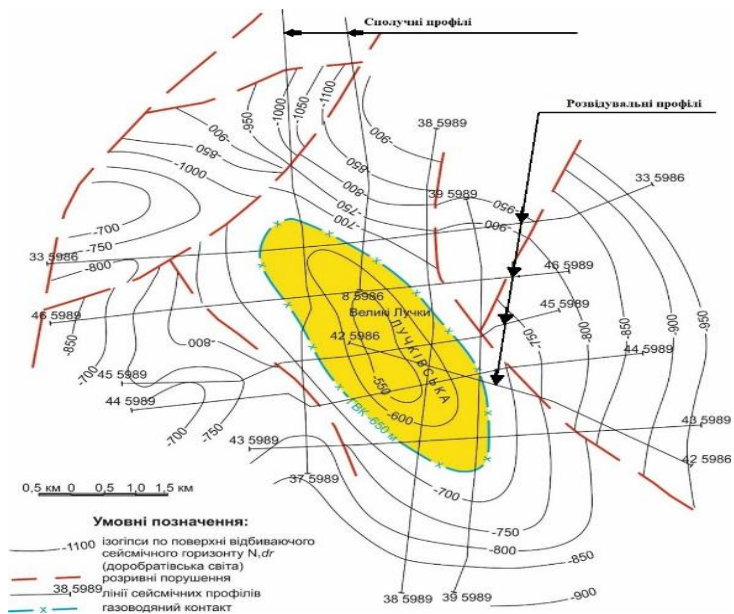


Рис. 1.3. Структурна карта по поверхні відбиваючого сейсмічного горизонту N₁dr (добробратівська світа)

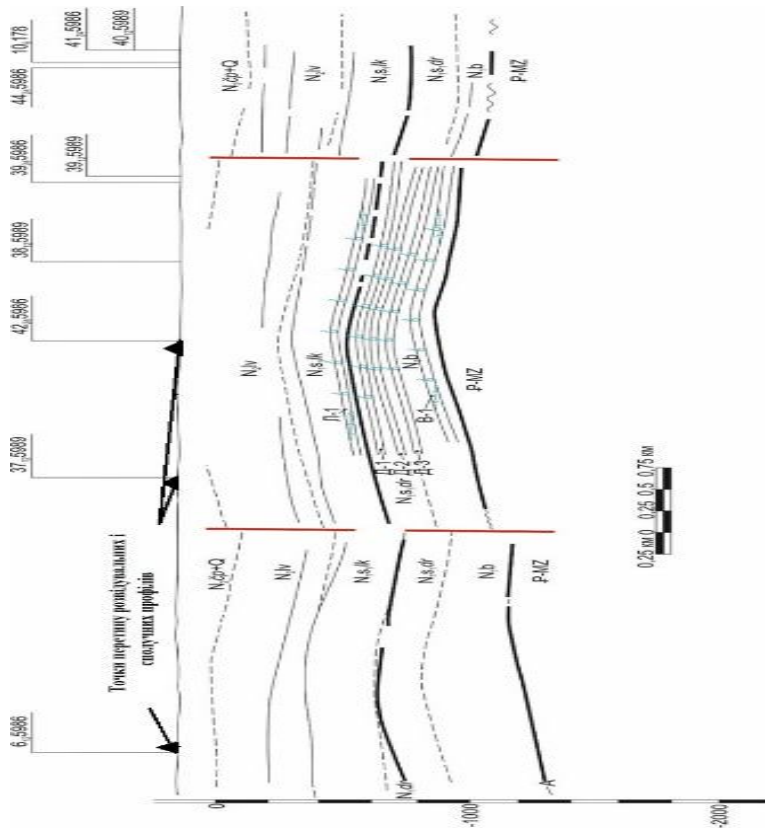


Рис. 1.4. Сейсмогеологічний розріз по профілю 45₁₂5989 (45₁₂-номер профілю, 59-номер сеймопартії, 89- рік виконання робіт)

Відмітимо, що всі ці роботи виконуються в цифровому вигляді й автоматизовані на ЕОМ (електронно-обчислювальні машини). Однак у результаті всіх цих робіт отримуємо тільки ймовірну пастку для вуглеводнів. Про наявність у цій пастці самих вуглеводнів можна тільки здогадуватись.

Тепер роблять спроби виконувати дослідження 4D, які базуються на тому, що у певних проміжках розрізів є т. зв. «білі плями», які, можливо, вказують на наявність там газу (рис.1.5).

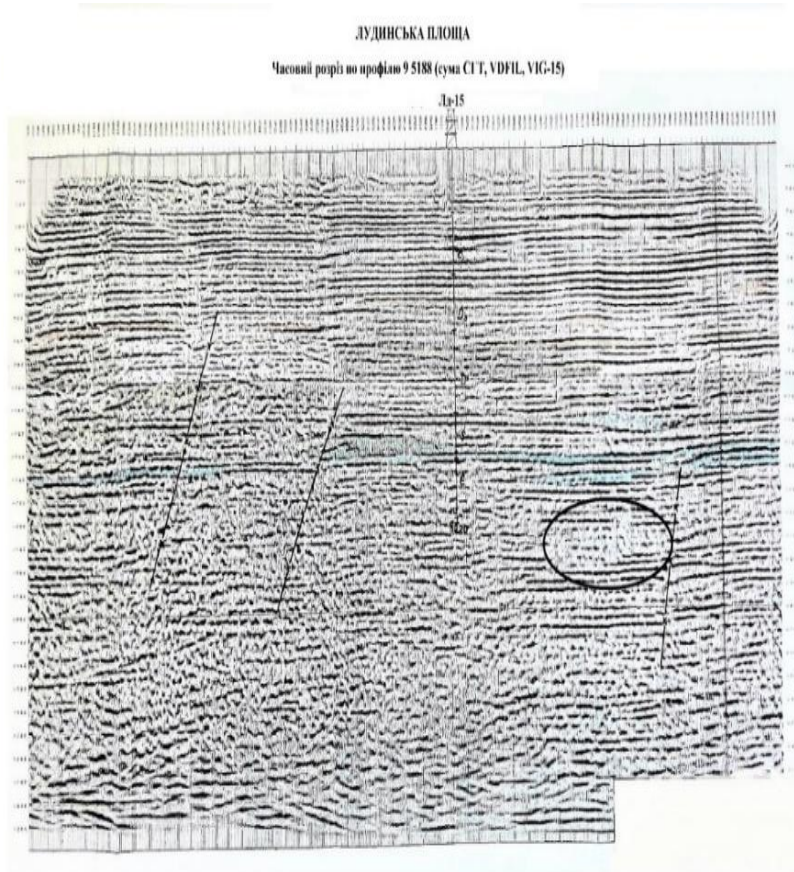


Рис. 1.5. Сейсмогеологічний профіль через Лудинську площу з «білими плямами»

Вважають також, що 4D сейсморозвідка – це сейсморозвідка за технологією 3D, яка виконується кілька разів через певний проміжок часу. В результаті можна побачити зміни або їхню відсутність у геологічному середовищі з урахуванням фактора часу. За матеріалами 4D сейсморозвідки спостерігали зміни в надрах у результаті видобутку вуглеводнів і, відповідно, вдосконалювали систему розробки родовищ.

Сейсморозвідувальні роботи можуть бути також і регіональними для вирішення окремих питань регіональної геології, наприклад, простягання окремих геологічних зон, розломів і ін. Серед методів виконання сейсморозвідувальних робіт, залежно від розташування пунктів збудження та прийому сейсмічних хвиль, використовують: метод відбитих хвиль (МВХ), комплексний метод заломлених хвиль (КМЗХ) і найбільш точний, проте дорогий метод спільної глибинної точки (СГТ).

Питання для самоперевірки

1. Якими є методи приповерхневих досліджень для пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів?
2. На яких засадах ґрунтується сейсморозвідка?
3. Як і які завдання виконує сейсморозвідка?
4. Що таке 2D і 3D сейсморозвідка?
5. Які дані можна отримати на сейсмічних і сейсмогеологічних профілях?
6. Які побудови можна отримати, використовуючи сейсморозвідку?
7. Як розшифровуються дані, наведені на сейсмічних і сейсмогеологічних профілях та структурних картах, отриманих за результатами сейсморозвідувальних робіт?
8. Для яких цілей використовують дані сейсморозвідки?

РОЗДІЛ 2.

ГРАВІМЕТРИЧНІ МЕТОДИ

Гравіметричні методи ґрунтуються на зміні сил гравітації залежно від геологічної будови регіонів. Сила гравітації вимірюється в мікрогалах і галах. Там, де ближче до поверхні залягають більш щільні породи, сила гравітації буде більша, також будуть відчуватися зміни сил гравітації й у зонах розломів. Дослідження виконуються чутливими гравіметрами і можуть бути як регіональними, так і локальними. За допомогою гравіметричних досліджень виявляють пустоти, утворені різними природними явищами (печери, карст) і техногенними процесами (шахти, підземні виробки солей та ін.). Регіональна Гравіметрична карта Західного регіону України показана на рис.2.1.

За допомогою гравіметрії можна досліджувати колекторські властивості порід.

Упродовж багатьох років досліджували можливість використання гравірозвідки в комплексі з сейсморозвідкою для вивчення колекторських властивостей перспективних для пошуків вуглеводнів порід. На основі складних теоретичних розрахунків і практичного

застосування було розроблено принципову схему побудови геологічно змістовної 3D моделі густини за результатами спільної інверсії гравіметричних сейсмічних і свердловинних даних (рис.2.2). Автори вважають, що застосування запропонованої методики може значно покращити успішність пошуків і розвідки нових родовищ вуглеводнів.

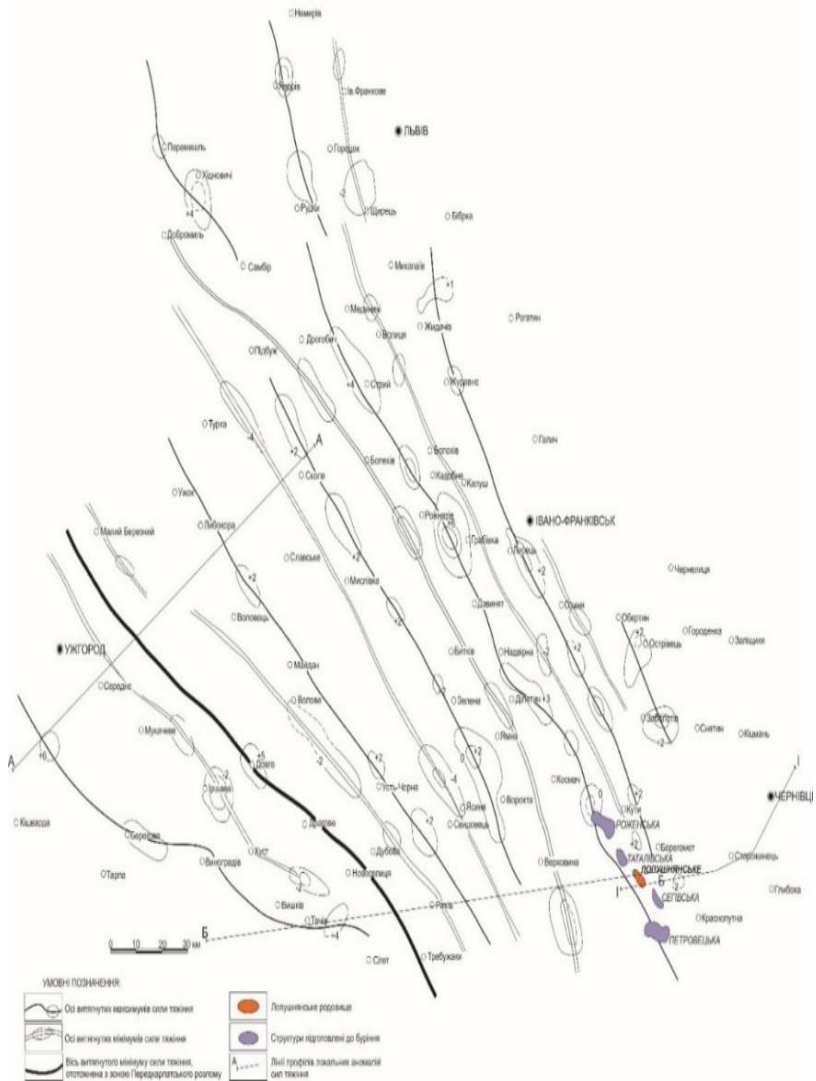


Рис. 2.1. Осі регіональних максимумів і мінімумів сил тяжіння в українській частині Карпат (за даними С.І. Субботіна)

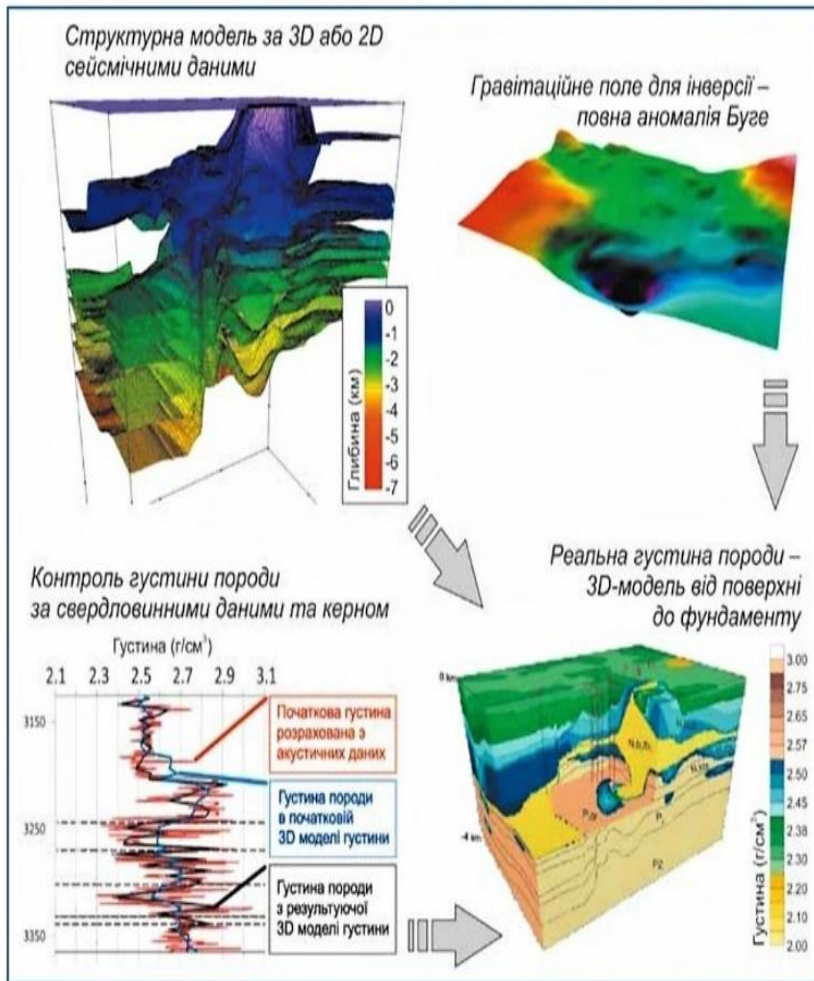


Рис. 2.2. Принципова схема побудови геологічно змістовної 3D моделі густини за результатами спільної інверсії гравіметричних, сейсмічних і свердловинних даних

Для уточнення глибинної будови та параметрів нафтогазоносності, з метою відкриття нових родовищ ВВ використовують густинне моделювання (рис. 2.3).

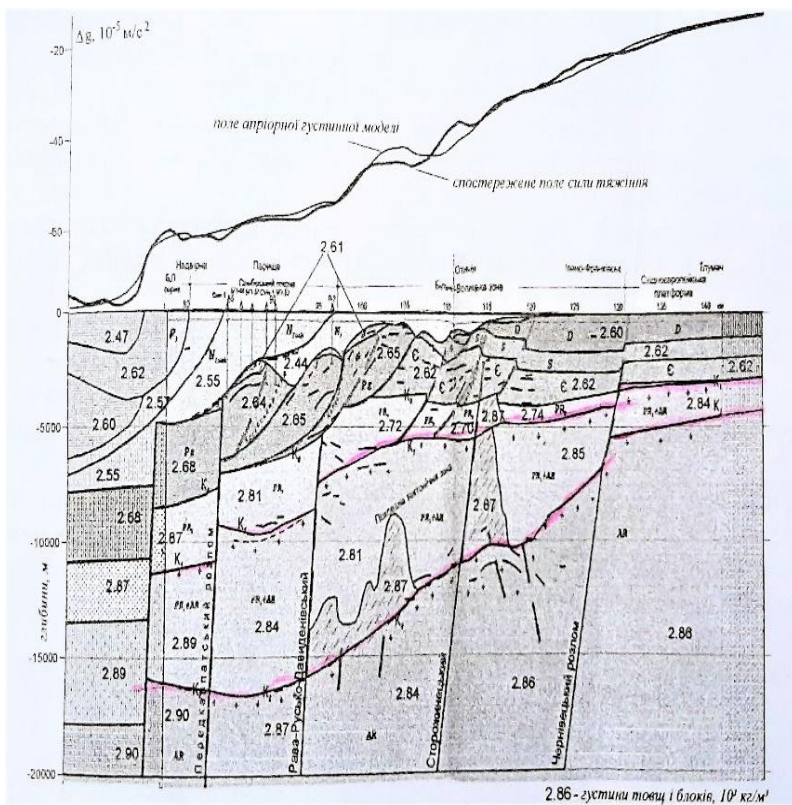


Рис.2.3. Густинна модель за геотраверсом СГ – І (67).
(Сейсмологічна модель Заяць Х.Б.)

Питання для самоперевірки

1. Яка фізична основа методів гравірозвідки?
2. Які питання можуть вирішувати ці методи?
3. Які одиниці вимірювання сил гравітації?
4. Поясніть можливість визначення колекторських властивостей порід за допомогою гравірозвідки.
5. У комплексі з якими методами можна побудувати 3Дгустинну модель гірських порід?
6. Для яких цілей використовують густинну модель геологічного середовища?
7. Яка глибинність досліджень за допомогою густинного моделювання?

РОЗДІЛ 3.

МАГНІТОРОЗВІДКА

Магнітометричний метод приповерхневих досліджень у процесі пошуку і розвідки родовищ вуглеводнів полягає в тому, що вуглеводні не мають магнітних властивостей і там, де вони наявні, магнітометрія показує від'ємні величини ΔT , порівняно з регіональним полем. Але вуглеводні, як правило, залягають не безпосередньо під земною поверхнею, а на деякій глибині, інколи значній, тому покази магнітометрів не відчувають або слабо відчувають зміни в їхній наявності. Магніторозвідку проводять замірами наземних магнітометрів, з точками замірів, розташованих на прямолінійних профілях. Для комплексної оцінки нафтогазоносності структур методами магніто- й електророзвідки було виконано дослідно-методичні дослідження на Крехівському газовому родовищі в Передкарпатті. Магнітометричні дослідження мали на меті вивчити детальну мікроструктуру локального магнітного поля та виявити т. зв. аномалію «типу поклад» на фоні регіонального магнітного поля Передкарпатського прогину.

Спостереження було проведено на 4 профілях завдовжки 40км. На фоні регіонального поля виявлено локальні магнітні аномалії, як від'ємні, так і додатні. На одній із від'ємних аномалій з інтенсивністю 6-7нТл. розміщено продуктивну свердловину.

Дослідження структур аномального магнітного поля, локальних магнітних аномалій і їхніх порівнянь зі структурними побудовами дає можливість визначати наявність над покладами нафти і газу зон із диференційованими магнітними властивостями середовища.

Магніторозвідка особливо ефективна під час пошуків металевих корисних копалин. Вертикальна складова напруженості магнітного поля ΔT , порівняно з його фоновим значенням, – позитивна. Магнітна напруженість вимірюється в Теслах (Тл). Одиницями напруженості магнітного поля в системі одиниць СІ є ампер-виток на метр (A^B/M), а в системі СГСМ – ерстед (А).

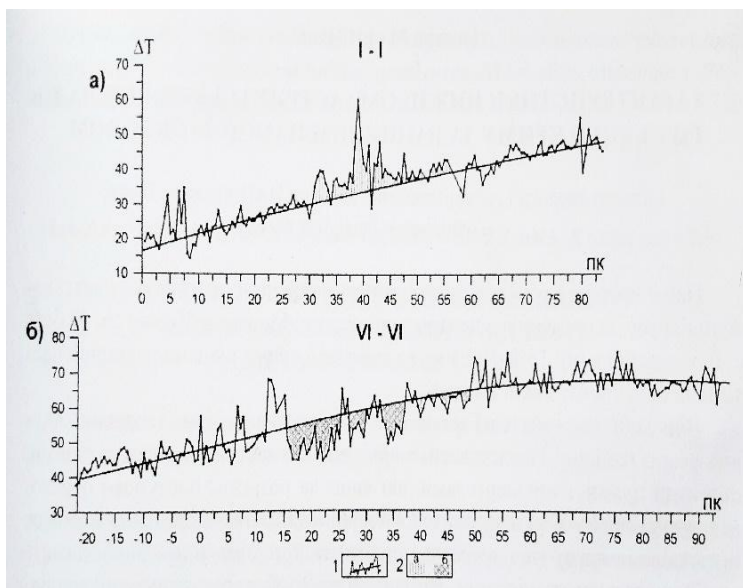


Рис. 3.1. Аномальне магнітне поле ΔT та локальні магнітні аномалії ΔT_a по профілях I-I та VI-VI, на Макунівському (а) та Орховицькому (б) родовищах

Питання для самоперевірки

1. Яка фізична основа методу магніторозвідки?
2. Як виконуються ці методи?
3. Для пошуків яких корисних копалин найчастіше використовують метод магніторозвідки?
4. Чи можна використовувати методи магніторозвідки для пошуків родовищ вуглеводнів?
5. Що таке регіональне і локальне магнітне поле?

РОЗДІЛ 4.

ГЕОЛОГІЧНЕ КАРТУВАННЯ І РАДІОМЕТРИЧНІ МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕНЬ

Геологічне картування – це поверхневе вивчення територій. Результатом цих робіт є складання геологічних карт, які можна використовувати для пошуку родовищ корисних копалин.

Геологічне картування в Західному НГР використовували у Складчастих Карпатах, де можна вивчати відслонення, яких тут дуже багато.

За результатами геологічного картування, пошуки нових родовищ вуглеводнів у Скибовій зоні на невеликих глибинах поки що не дали позитивних результатів, хоча роботи вели на кількох площах: Лужанській, Гошівській, Лолинській, Корчинській, Новошинській, Верхньолюбинецькій.

Аналізуючи дані про давно відомі та недавно відкриті родовища і скупчення вуглеводнів, враховуючи нафтогазопрояви і причини негативних результатів, можна зробити висновок, що необхідною умовою наявності покладів вуглеводнів у Складчастих Карпатах мають бути пастки в межах одного поперечного блока структури. Це

слід розуміти так, що поперечні розломи або зсуви навіть за їхньої значної амплітуди в умовах компетентних порід флішу не є екранами.

Сучасна річкова система у Складчастих Карпатах характеризується річковими долинами, в основному північно-східного або південно-західного напрямків, пов'язаними з зонами поперечних порушень. Більшість відомих нафтопроявів, закартованих на поверхні у Складчастих Карпатах, приурочені до долин рік і потоків, тому можна стверджувати, що вони є результатом руйнування покладів унаслідок міграції по провідних зонах поперечних розломів. Провідний характер поперечних розломів доводять також дані геохімічних досліджень. Для того, щоб поклад не зруйнувався, потрібна кондиційна пастка, яка б містилася між двома поперечними розломами.

Приклади наявності покладів нафти, що відповідають вищенаведеним критеріям, наведено на рис.4.1, 4.2, 4.3.

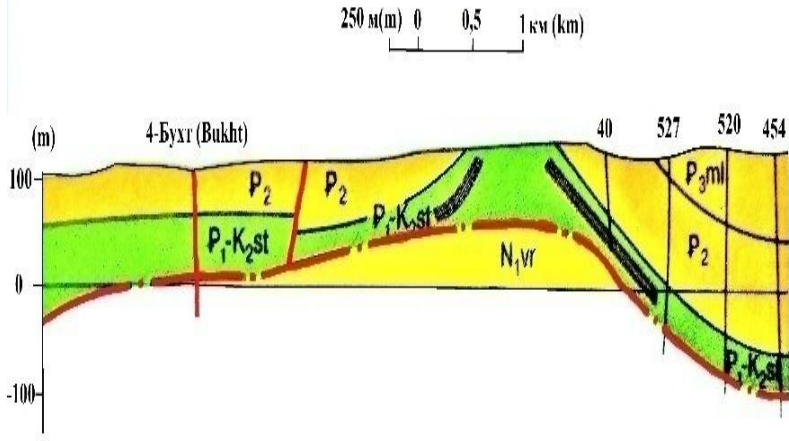


Рис. 4.1. Битківське родовище. Геологічний розріз
(за З.В. Ляшевичем, Р.І. Бакала, Л.В. Пироженко, 1989)

У Битківському родовищі поклад міститься у плитових вапняках Берегової Скиби. Поклад пластовий, літологічно-обмежений, тектонічно-екранований. Глибина від 0 до 10м.

У Східницькому родовищі нафту почали видобувати із колодязів. Перша свердловина була пробурена в 1872 р. У 1898р. пробурено 337свердловин, а в 1901р. – вже 500 свердловин. У 1993р. видобуто 3,9тис. т нафти. Накопичений видобуток становить 3,800млн.т., коефіцієнт вилучення – 0,835%, видобуто 99,8%видобувних запасів. Глибини залягання покладів 220–400м.

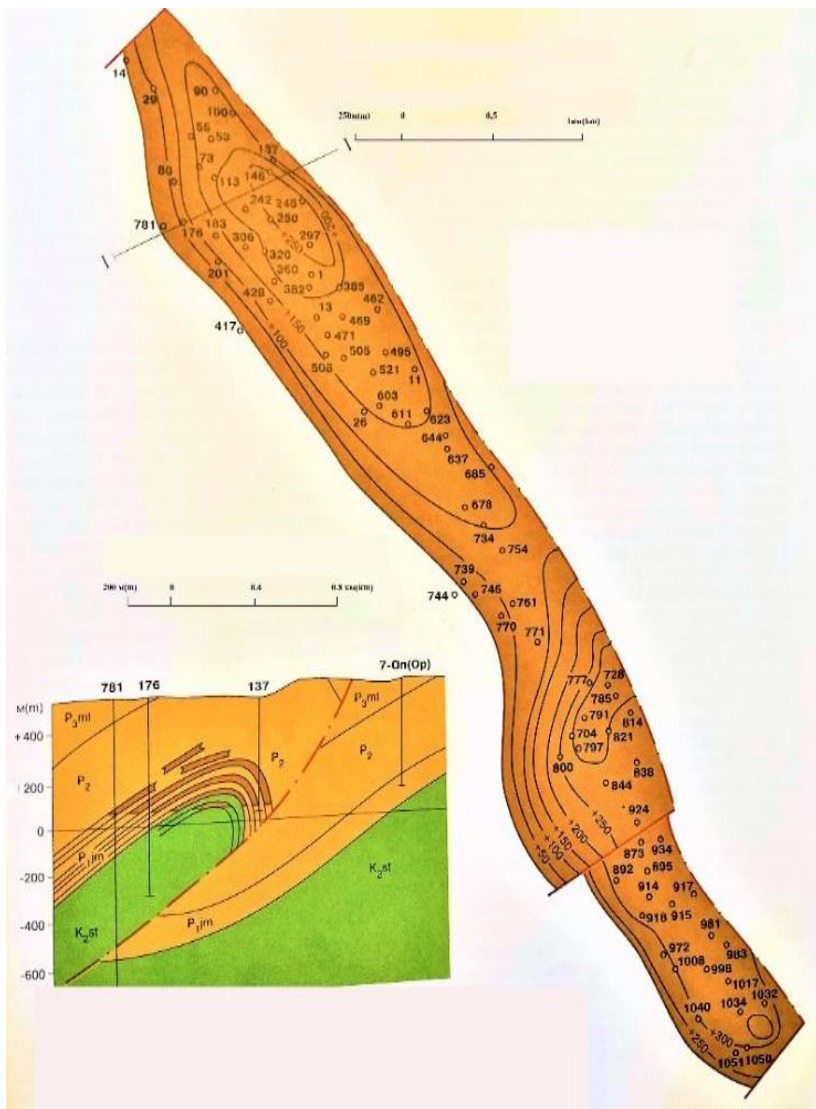


Рис. 4.2. Східницьке родовище. Структурна карта покрівлі ямненських відкладів і геологічний розріз по лінії І-І(за Н.М. Хомою, Л.П. Дідик, 1989)

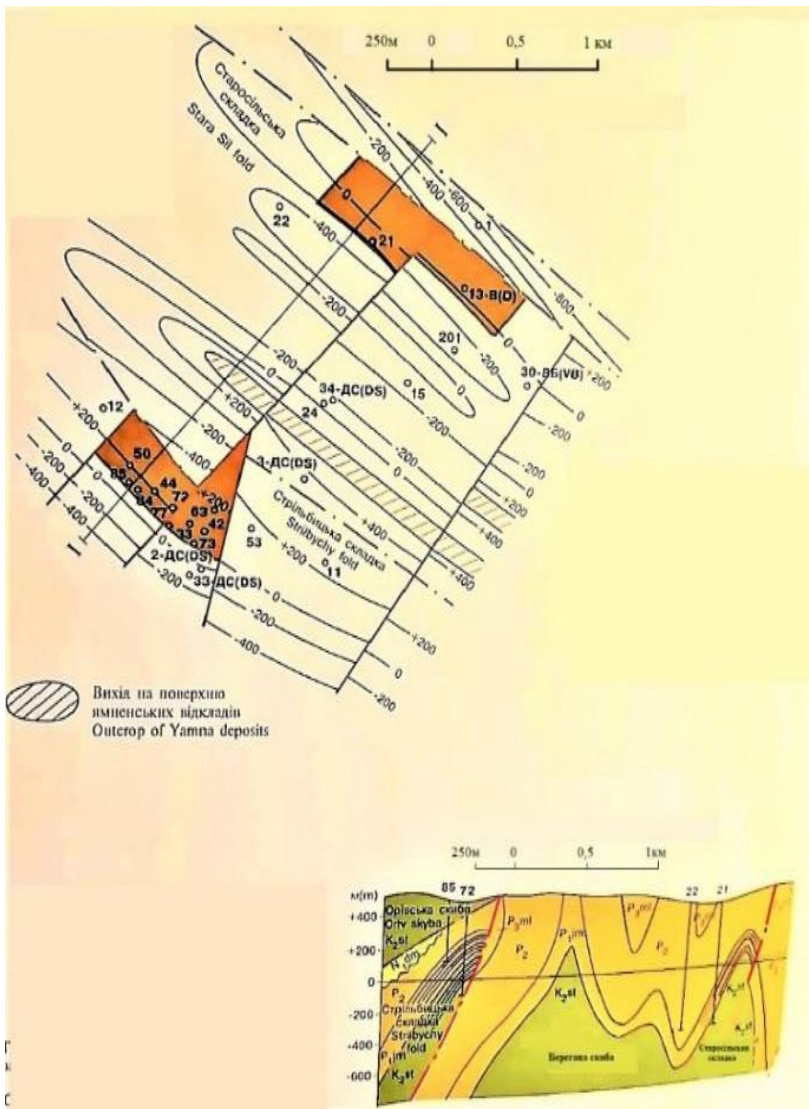


Рис. 4.3. Стрільбицьке родовище. Структурна карта покрівлі ямненських відкладів палеоцену та геологічний розріз по лінії І-І (за М.М. Чайкою, М.Ю. Стоцькою, 1993)

На Стрільбицькому родовищі продуктивними є піщані горизонти ямненської та стрийської світ; палеогену (ямненська світа палеоцену, еоцен, менілітова світа олігоцену). Поклади пластові, склепінні, тектонічно-екрановані. Коефіцієнт вилучення 0,38, однак, за аналогією зі Східницьким родовищем, 0,76. Розробляється з кінця 19ст. У 1881р. в експлуатації перебувало 9 колодязів і 1 свердловина. Глибина залягання покладу 210–250м. Тепер не розробляється.

Враховуючи вищенаведене, варто проаналізувати дані геологічного картування в Складчастих Карпатах і Покутсько-Буковинських Карпатах. Це може привести до відкриття нових родовищ.

Радіометричні методи досліджень. Ці дослідження безпосередньо для пошуків родовищ вуглеводнів як приповерхневі не застосовуються. Однак вони входять в обов'язковий комплекс досліджень під час геологічних зйомок. Їхнє виконання дає можливість вивчати природну радіоактивність порід у відслоненнях і у штучних виробках (шурфах). Для порід із високою радіоактивністю характерна наявність органіки, а це вже може бути ознакою їхньої нафтогазоносності, якщо брати до уваги органічну теорію походження вуглеводнів. У Західному НГР такими класичними породами є менілітові сланці

палеогену. За виконаними дослідженнями методом «Рок-Еваль» у відкладах бітумінозних аргілітів менілітової світи вміст органічного вуглецю ($C_{\text{орг.}}$) становить 4–6%, а в деяких випадках він сягає 20%(рис.4.4).

У польових умовах під час геологічного знімання природну радіоактивність вимірюють польовими радіометрами, а у свердловинах – спеціалізованими приладами.

Відзначимо, що радіометричні методи досліджень у свердловинах – гамма-каротаж (ГК), нейтронно-гамма-каротаж (НГК), імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННГК) – є основними методами виявлення пластів з вуглеводневим насиченням.

| Палеогенова | | Система | |
|------------------|---------------------|---------|--------------------------------------|
| Еоцен | Олігоцен | Відділ | Світа |
| На лсо цен | | Ярус | Світа |
| | | | Підсвіта |
| Ямненська | Менілітова | | Літологічна характеристика |
| Маявська | Нижньо менілітова | | Товщина, м |
| Вигодська | Середньо менілітова | | 0-515 |
| Бистрицька | Верхньо менілітова | | 0-390 |
| | | | 40-150 |
| | | | 40-200 |
| | | | 80-350 |
| | | | 100-300 |
| | | | 70-200 |
| | | | Туфтовий |
| | | | Клівський пісковик |
| | | | Бориславський пісковик |
| | | | Вигодський пісковик |
| | | | Маявський пісковик |
| | | | ямненський пісковик |
| | | | Продуктивні горизонти та флюїдоупори |
| | | | Вміст органічного вуглецю C_{org} |
| | | | C_{org} 4-6% Інкони до 20% |

Рис. 4.4. Зведений стратиграфічний розріз палеогену Зони насунутих структур із моласами та флішем

Питання для самоперевірки

1. Що таке геологічне картування і для чого воно використовується?
2. Чому польові радіоактивні методи використовують для пошуків вуглеводнів?
3. У комплексі з якими іншими дослідженнями можна застосовувати ці дані і в яких випадках вони можуть більш прогнозовано виділяти нафтогазові породи?
4. У яких геологічних районах геологічне картування найбільш ефективне?
5. Яке значення при геологічному картуванні мають т.зв. маркувальні горизонти?
6. Для чого під час геологічного картування використовують заміри радіоактивності?
7. Які відклади у Складчастих Карпатах характеризуються підвищеною радіоактивністю і на що це може вказувати під час пошуків нафти?

РОЗДІЛ 5.

ТЕРМОМЕТРИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ

Зі збільшенням глибини температура в надрах підвищується. На певній глибині є т. зв. нейтральний шар, у якому температура вже не залежить від температури на поверхні Землі. Для Карпатської нафтогазоносної провінції прийнято вважати, що нейтральний шар є на глибині 25 м і температура в ньому становить 10 °С. Нижче цього шару в надрах розрізняють геотермічний градієнт Γ – підвищення температури у градусах Цельсія на кожні 100 м збільшення глибини і геотермічний ступінь G , м – інтервал збільшення глибини, за якого температура підвищується на 1°С.

У Західному нафтогазоносному регіоні характерні такі значення геотермічного градієнта, °С: Волино-Поділля, – 1,2–3,0; Зона насунутих структур із моласами і флішем Передкарпатського прогину – 1,2–2,5; Зовнішня зона – 2,0–3,7; Складчасті Карпати – 1,7–4,0; Закарпатський прогин – 3,5–5,5.

У Зоні насунутих структур із моласами і флішем Передкарпатського прогину зафіксовано підвищення геотермічного градієнта від нижнього покриву (1,98°С/100 м) до верхнього (2,36 С/100 м). У цьому ж напрямі

зростають і середні значення температур нафтогазоносних структур на зрізі –2 000 м (від 63,6 до 65,5 і 66,8°C). Такий характер розподілу геотермічних градієнтів і температур підтверджує вертикальну міграцію флюїдів у регіоні. Найбільша різниця між фоною температурою і температурою у нафтогазоносних частинах структур визначена у верхньому покриві (0,57°C/100 м), що свідчить про інтенсивний підтік флюїдів у ці структури. У нижньому покриві вона становить лише 0,04°C/100 м і, очевидно, рух флюїдів тут сповільнений. Геотермічний ступінь, наприклад, становить 30–63 м у Передкарпатському прогині, 32–50 м у ДДЗ, 15–35 м на родовищах Криму.

Важливим показником температури в надрах Землі є теплові потоки. Теплові потоки вимірюють у мікрокалоріях за 1 с з 1 см² площі. За цим показником виділяють більш і менш прогріті ділянки земної кори, що передусім залежить від глибинної геологічної будови цих ділянок. Наприклад, для Передкарпатського прогину характерні низькі теплові потоки, окрім північно-західної частини, де вони зростають до 1,7 мккал/см²·с. У Складчастих Карпатах теплові потоки поступово зростають у південно-західному напрямку до 1,6–2 мккал/см²·с, а для Закарпатського прогину і

Панонської западини характерні високі теплові потоки – понад $2 \text{ мккал/см}^2 \cdot \text{с}$.

Дані про температури в надрах є одним із критеріїв їхньої нафтогазоносності. Підвищені температурні показники локальних структур можуть свідчити про нафтогазоносність. Уважають, що вуглеводневі флюїди слугують переносником тепла із глибших і, відповідно, з більше прогрітих пластів. Для локалізації таких ділянок будують карти залягання ізотермічних поверхонь, карти однакових температур на певних (найбільш інформативних) зрізах глибин.

Фрагмент карти поверхні залягання ізотерми $150 \text{ }^\circ\text{C}$ у Карпатській нафтогазоносній провінції та регіональний геотермічно-геофізичний профіль по лінії Чоп – Солотвино показано відповідно на рис. 5.1 і 5.2.

Для заміряння температур використовують різні види термометрів (максимальні, електричні, глибинні та ін.). Зазначимо, що для одержання правильних результатів під час заміряння температур у свердловинах (це важливо для визначення геотермічних градієнтів, особливо в параметричних свердловинах) потрібно, щоб промивна рідина перебувала у спокої не менше 30 діб, тоді її температура відповідатиме температурі пластів, розкритих свердловиною. Нині допустити такий простій свердловин

проблематично.

Глибина залягання ізотерми 150°C зменшується від 7 000 м у Передкарпатському прогині до 4 000 м у межах Вигорлат-Гутинського пасма. У Чоп-Мукачівській западині глибина залягання цієї поверхні не перевищує 3 000 м, а в Солотвинській – 4 000 м (рис.5.1).



Рис.5.1. Фрагмент карти розподілу поверхні залягання ізотерми 150°C Карпатської нафтогазоносної провінції

На регіональному геотермічно-геофізичному профілі видно загальне підвищення температур у напрямку від Солотвинської до Мукачівської западин, найбільший тепловий потік є на межі цих западин, а диференційована крива заміряння температур свідчить про ймовірні зони глибинних розломів або насиченість локальних структур флюїдами.

Вуглеводневі флюїди слугують переносниками тепла з глибин і, відповідно, підвищені температурні показники локальних структур можуть свідчити про їхню нафтогазоносність. На рис. 5.2 показано регіональний геотермічно-геофізичний профіль Чоп-Солотвино в Закарпатському прогині. На ньому видно загальне підвищення температур від Солотвинської до Мукачівської западин. Найбільший тепловий потік є на межі цих западин, а диференційована крива заміряних температур свідчить про ймовірні зони глибинних розломів або насиченість локальних структур флюїдами. Принагідно відзначимо, що термометричні дослідження у пробурених свердловинах використовують для визначення типу флюїду в колекторі та для різних технічних і технологічних операцій.

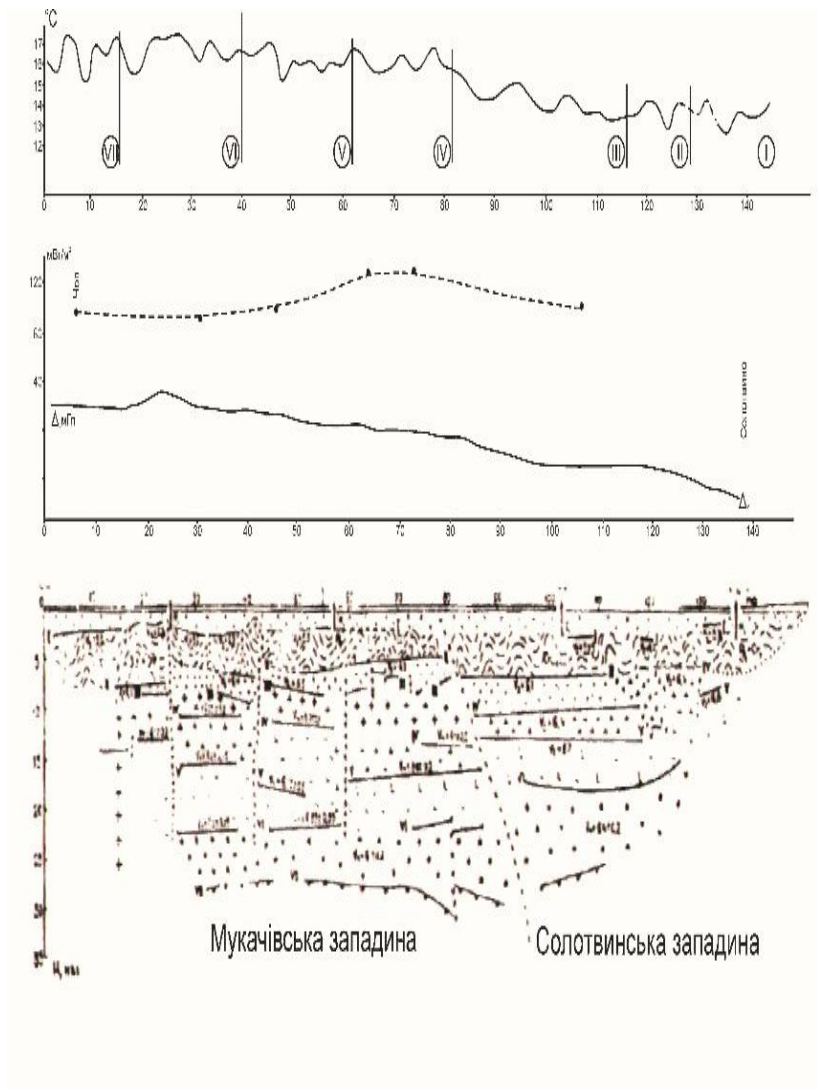


Рис. 5.2. Регіональний геотермічно-геофізичний профіль
Чоп-Солотвине

Питання для самоперевірки

1. Що таке геотермічний градієнт?
2. Що характеризує геотермічний ступінь?
3. Які важливі показники можна отримати термометричними методами?
4. Які труднощі замірів необхідних даних?
5. Що таке нейтральний шар, на якій глибині він залягає в карпатському регіоні та яка в ньому температура?

РОЗДІЛ 6.

ГЕОМОРФОЛОГІЧНІ МЕТОДИ

Геоморфологічні методи показують залежність певних ділянок поверхні регіону від його геолого-тектонічної будови. Такля Західного НГР платформові області Східно- і Західно-Європейських платформ характеризуються рівнинним рельєфом (рис.6.1).

На рівнинному фоні виділяються Волинська височина та Ковельський виступ (рис.6.2). Це припіднятий на 2600м, порівняно з рештою території Волино-Поділля, тектонічний блок. У результаті ерозії в ньому денудовано верхню частину стратиграфічного розрізу.

У рельєфі Передкарпатського прогину на всій його протяжності є опускання на кілька сотень метрів, порівняно з Волино-Поділлям. У самому прогині чітко видно хвилястий рельєф, який відповідає антикліналям і синкліналям Зони насунутих молас (рис.6.3).

Структури з моласами та флішем чітко виділяються піднятим уступом (рис.6.4)там, де вони перекриті насувом Карпат.



Рис. 6.1. Рівнинний рельєф Волино-Поділля

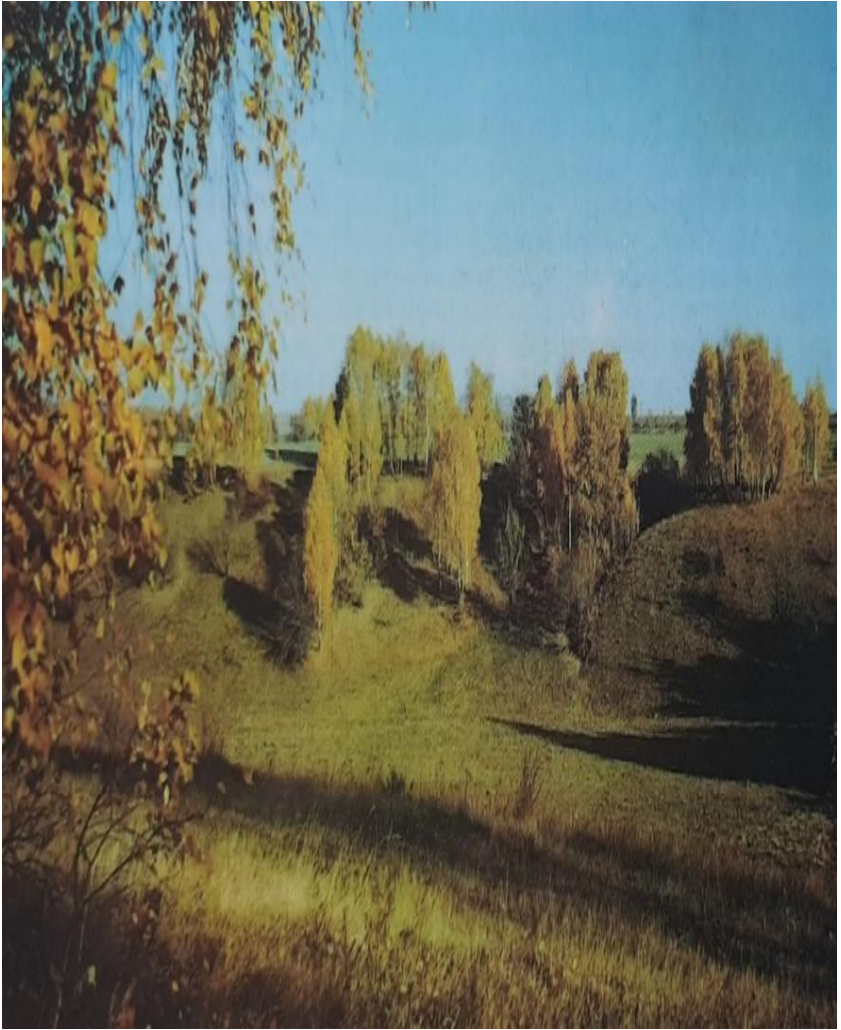


Рис. 6.2. Волинська височина та Ковельський виступ

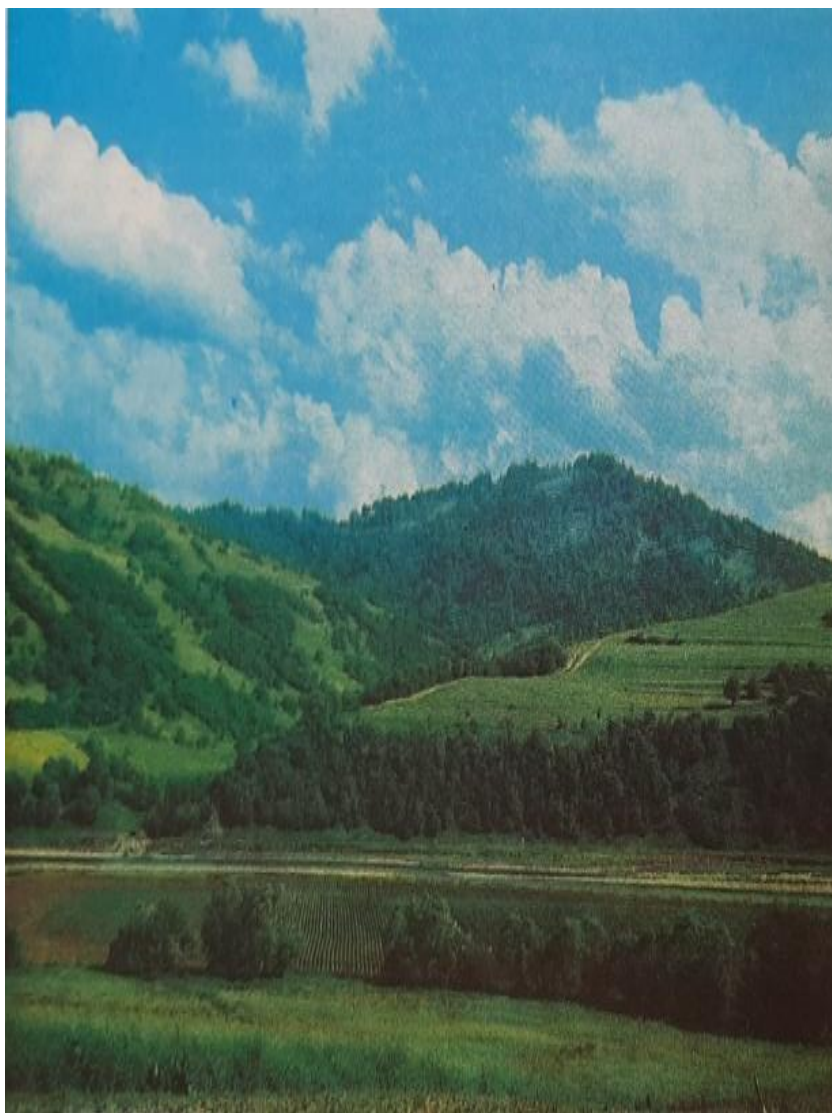


Рис. 6.3. Хвилястий рельєф Зони насунутих молас

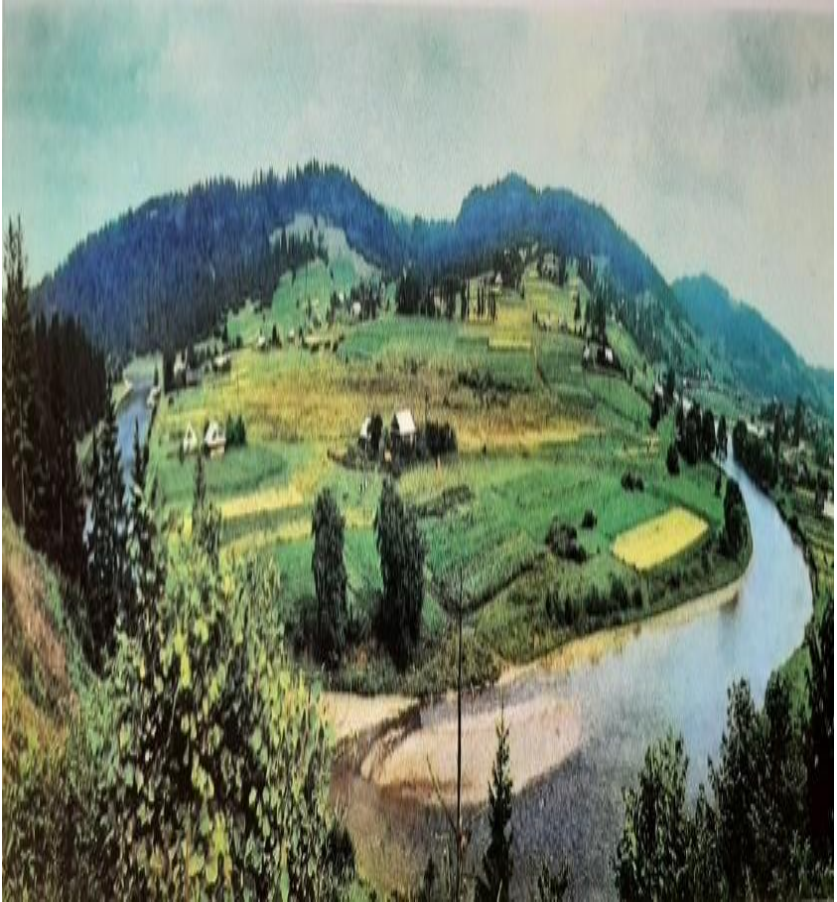


Рис. 6.4. Рельєф Зони насунутих структур з моласами із флішем, де вона перекрита насувом Карпат

Для Скибових Карпат характерний сильно розчленований рельєф із гостроверхими вершинами (рис.6.5).

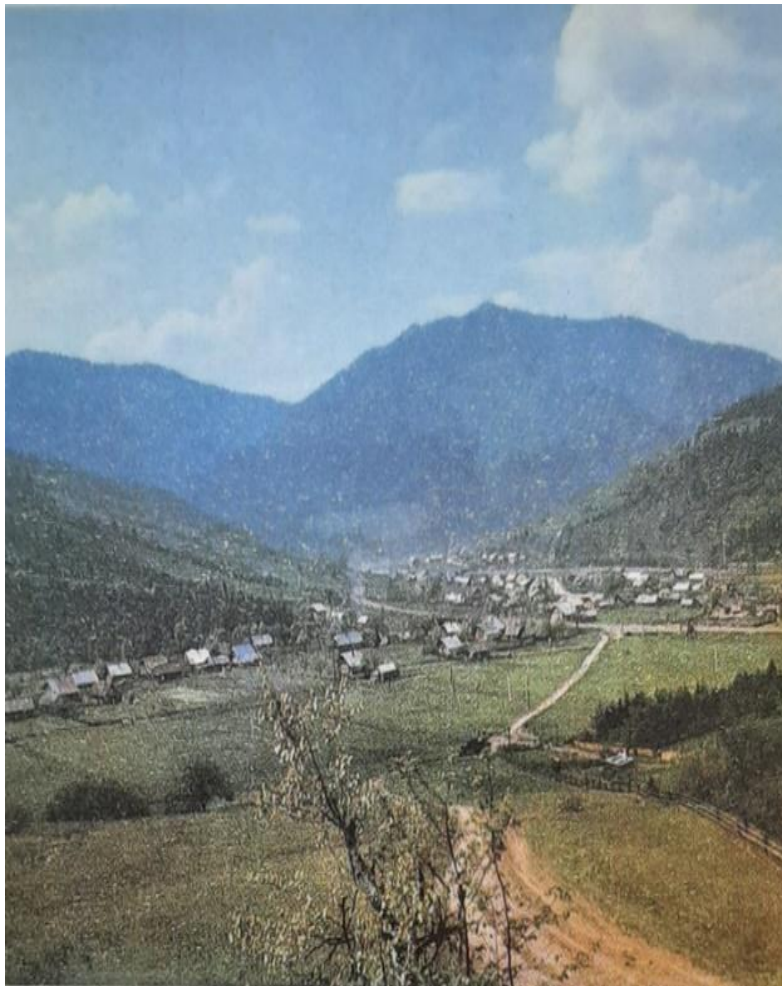


Рис.6.5. Сильно розчленований рельєф Скибових Карпат

Кросненська зона має еродований рельєф із округлими формами горбів (рис.6.6).



Рис. 6.6. Округлі форми горбів Кросненської зони
Розташовані на південному заході зони Карпат

(Магурська, Дуклянська, Пенінська) мають складний гостроверхий рельєф (рис.6.7).

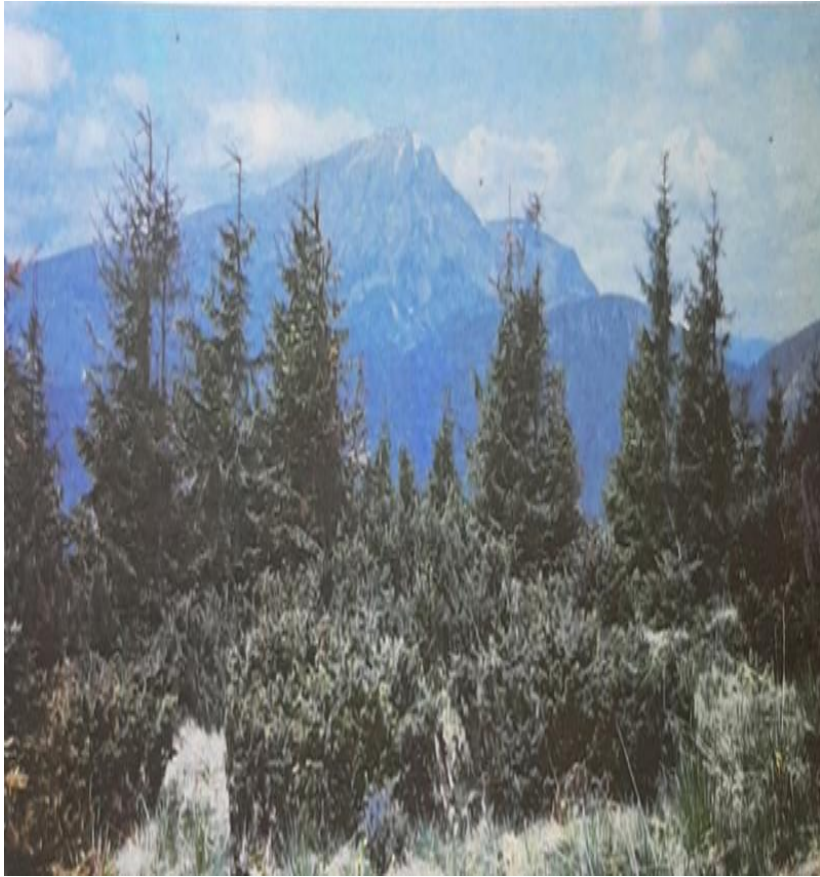


Рис. 6.7. Складний гостроверхий рельєф Магурської, Дуклянської (г. Говерла, 2061м), Пенінської зон

Закарпатський прогин у рельєфі відображений ступінчастим зануренням до своєї рівнинної частини (рис.6.8), у якій чітко видно смугу Вигорлат-Гутинського пасма погаслих неогенових вулканів (рис.6.9).



Рис.6.8. Рівнина Закарпатського прогину на південний захід від Вигорлат-Гутинського вулканічного пасма погаслих неогенових вулканів

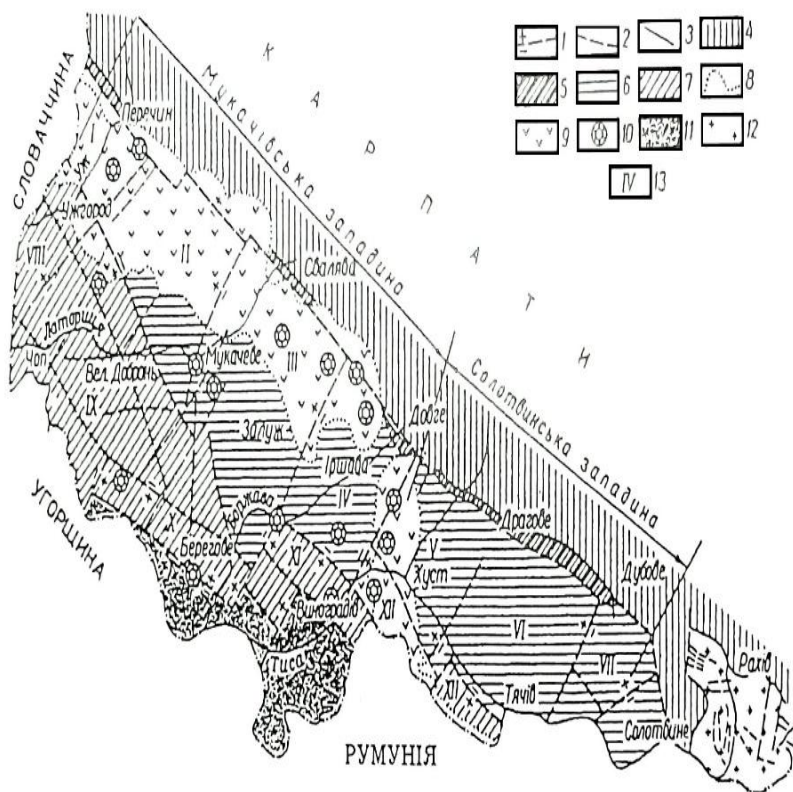


Рис.6.9. Смуга Вигорлат-Гутинського вулканічного пасма
неогенових вулканів:

1-основні тектонічні розломи та відносно розташування крил; 2-другорядні тектонічні розломи; 3-границі структурно-фаціальних зон; 4-Складчасті Карпати; 5-зона Пенінських скель; 6-область глибокого залягання фундаменту Закарпатського прогину; 7-область неглибокого залягання фундаменту Закарпатського прогину; 8-

границя Вигорлат-Гутинського вулканічного пасма; 9- Вигорлат-Гутинське вулканічне пасмо; 10-найважливіші давні вулкани, вирізнені за магнітометричними даними: 11-Паннонська западина, 12-Рахівський кристалічний масив; 13 - вирізнені блоки: I - Ужгородський, II - Середнянський, III - Залузький, IV - Іршавський, V - Хустський, VI - Теремлянський, VII - Солотвинський, VIII - Чопський, IX - Велико-добронський, X - Березівський, XI-Виноградівський, XII-Велятино-Тячівський.

На вершинах погаслих вулканів побудовані замки (рис. 6.10 і 6.11).



Рис. 6.10. Ужгородський замок



Рис. 6.11. Замок Паланок

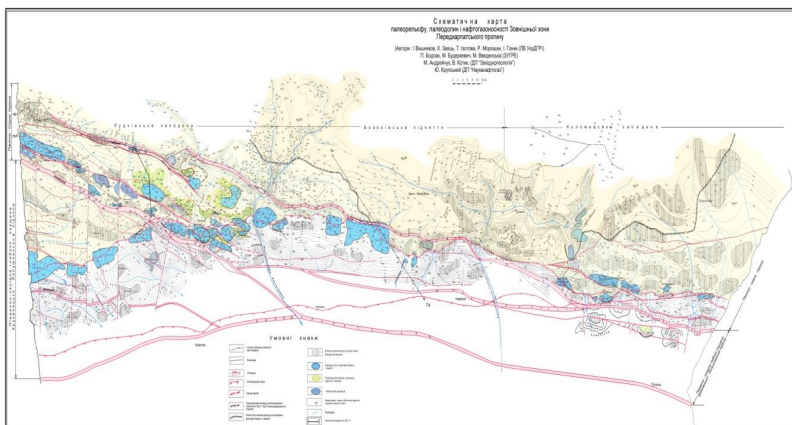


Рис. 6.12. Фрагмент Схематичної карти палеорельєфу, палеодолин і нафтогазоносності Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (автори: І. Вишняков, Х. Заяць, Т. Ізотова, Р. Морошан, І. Гоник (ЛВ УкрДГРІ), П. Бодлак, М. Бударкевич, М. Введенська (ЗУГРЕ), М. Андрейчук, В. Котик (ДП «Західукргеологія»), Ю.Крупський (ДП «Науканафтогаз»))

Особливе значення під час геоморфологічних досліджень має розташування русел давніх і сучасних палеорік.

Давні палеоріки існували близько 20 млн років тому, з палеогену до карпато-баденської трансгресії. Вони текли зі сторони платформи до Передкарпатського прогину та в результаті тривалої ерозії створили систему врізів субсеквентних (повздовжніх) і консеквентних рік, русла

яких були приурочені до зон поздовжніх і поперечних розломів (рис.6.12).

Розташування цих рік і тих, що течуть тепер, має певні закономірності, за якими визначають структури та їхні ділянки з покращеними колекторськими властивостями порід. Ці породи можуть бути нафтогазоносними.

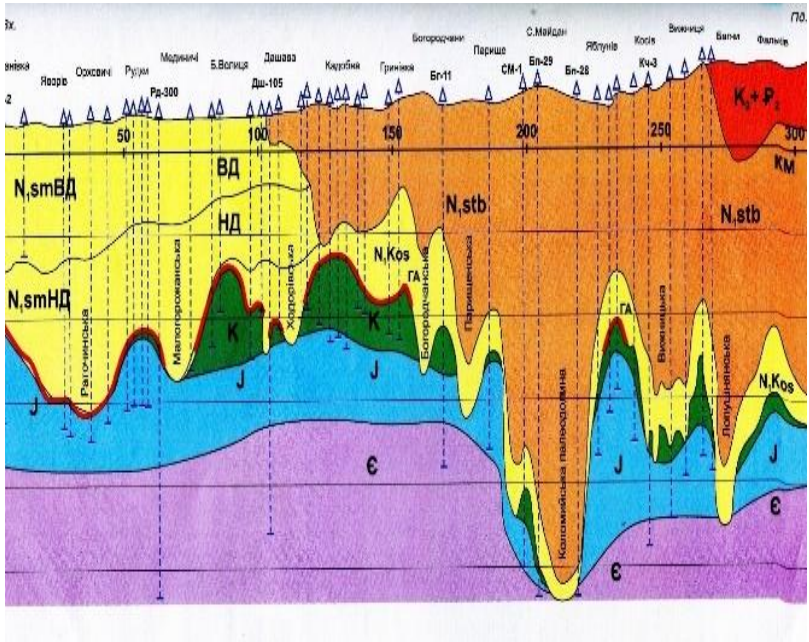


Рис. 6.14. Геологічний розріз за даними буріння і сейсмозв'язки по лінії Коханівка-Фальків. Склала: Заяць Х.Б. за участю Петришин Т.М.

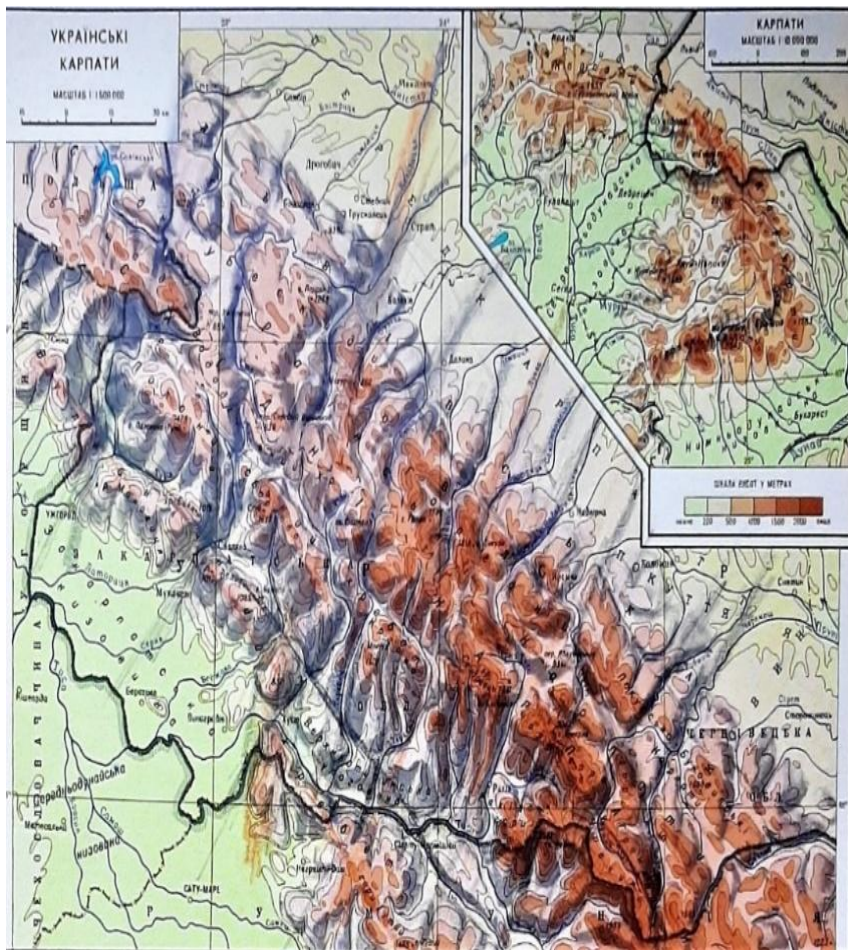


Рис. 6.15. Русла сучасних рік

На рис. 6.14 показаний поздовжній профіль від Коханівського родовища до площі Фальків, на якому добре видно палеоріки, що в результаті тривалої ерозії створили специфічний палеорельєф.

Русла сучасних рік у Складчастих Карпатах і Передкарпатті приурочені до зон поперечних розломів (скидо-зсувів). Ріки починаються із джерел у Кросненській зоні Карпат і течуть на північний захід у Передкарпатському та на південний захід у Закарпатському прогінах. У зонах поперечних розломів ріки змінюють напрямок течії на північний схід, огинаючи виступаючі форми рельєфу. Як правило, русла рік у Складчастих Карпатах прямолінійні, однак у прогінах вони огинають антиклінальні структури, що може слугувати пошуковою ознакою цих структур (рис.6.15).

Питання для самоперевірки

1. Чому глибинна геолого-тектонічна будова регіону відображається в рельєфі його поверхні?
2. Як у рельєфі поверхні відображена платформова область Західного НГР та деякі особливості цієї області?
3. Які особливості рельєфу Скибових Карпат, Кросненської зони?
4. Який рельєф характерний для зони насунутих молас і Зони насунутих структур з моласами та флішем там, де вона перекрита насувом Карпат?
5. Який рельєф характерний для Магурської, Дуклянської (гора Говерла) та Пенінської зон Карпат?
6. Що характерне для рельєфу Закарпатського прогину і які його особливості?
7. Яке значення для вивчення геологічної будови Західного НГР мають палео- і сучасні річки?

РОЗДІЛ 7.

ГЕОХІМІЧНІ МЕТОДИ

Геохімічні методи є прямими пошуковими методами. Вони безпосередньо вказують на наявність у надрах вуглеводнів.

В Азербайджані, де видобуток нафти здійснюється з давніх-давен, тамтешні геологи встановили, що біля гирл свердловин, де не було припливів нафти, через деякий час, а саме не менше ніж через 25 років, з'являлися нафтові плями або плівки нафти на воді. Це пояснюється тим, що нафтові пласти у процесі буріння свердловин або під час цементування колон, які перекривали продуктивні горизонти, були «задавлені». Тобто тиск створюваний промивними або цементувальними рідинами, був більший, ніж тиск у продуктивному пласті. Промивні рідини проникли у пласт на певну глибину, закупоривши його. Через деякий час підземні нафтогазоносні надра відновлюють свої колекторські властивості. Вуглеводні починають мігрувати до стовбурів свердловин і далі вгору до їхнього гирла на поверхні. Найкращими шляхами цієї міграції є простір між металевими колонами та цементним

кільцем між ними, що пояснюється неякісним зчепленням цементу з металом або взагалі з відсутністю цементу. Тому біля гирла свердловини з'являється нафтова пляма. Такі плями і тепер можна спостерігати біля багатьох ліквідованих свердловин у Західному НГР.

Коли у продуктивних пластах є газ, відбувається подібний процес, але більш прискорено, завдяки кращим міграційним властивостям газу. Проте біля гирла свердловини неозброєним оком газу не видно, тому для його виявлення застосовують газогеохімічні дослідження біля гирла свердловини.

Для газометричних досліджень біля гирла свердловини використовують газову радіальну та газодобітну зйомки. Їх проводять на ділянці розміром 200 × 200 м за такою схемою: від центру зйомки (устя свердловини) проводять 4 основних і 4 допоміжних профілі, вздовж яких бурять геохімічні свердловини або викопують закопушки глибиною до 1 м. Відстань від устя до них уздовж основних профілів становила 5, 15, 25, 50, 75 і 100 м, а вздовж допоміжних – 25 і 50 м. У подальшому в закопушку або геохімічну свердловину встановлюють пробовідбірник, за допомогою якого методом вакуумування відбирають газоповітряну суміш

у скляну ємність під затворну рідину (рис. 7.1,а). Проби газу також відбирають безпосередньо на усті свердловини, між технічною та направляючою колоною і біля свердловини.

Відбір проб за газодобітною зйомкою здійснювали в ємності заданого об'єму (діаметр $\sim 0,3$ м), які заглиблювали у ґрунт на $0,05-0,1$ м та герметизували по периметру. Після стабілізації глибинного потоку (5 хв) вільний газ методом вакуумування відбирали у скляну ємність під затворну рідину (рис.7.1, в). Ємність із газом доставляли у лабораторію для дослідження, за результатами якого розраховували дебіт вуглеводневих газів у м^3 за 1 добу з $1 \text{ м}^2 (\text{м}^3/\text{д} \times \text{м}^2)$ та будували схематичну карту інтенсивності їхнього потоку.

Аналіз результатів газометричної (рис. 7.1, б) та газодобітної (рис. 7.1, г) зйомок показав, що основні аномальні поля вуглеводневих газів містяться поблизу устя свердловини Пасічнянська–814. Концентрація вуглеводнів і їхній дебіт безпосередньо на усті мають фонові значення.

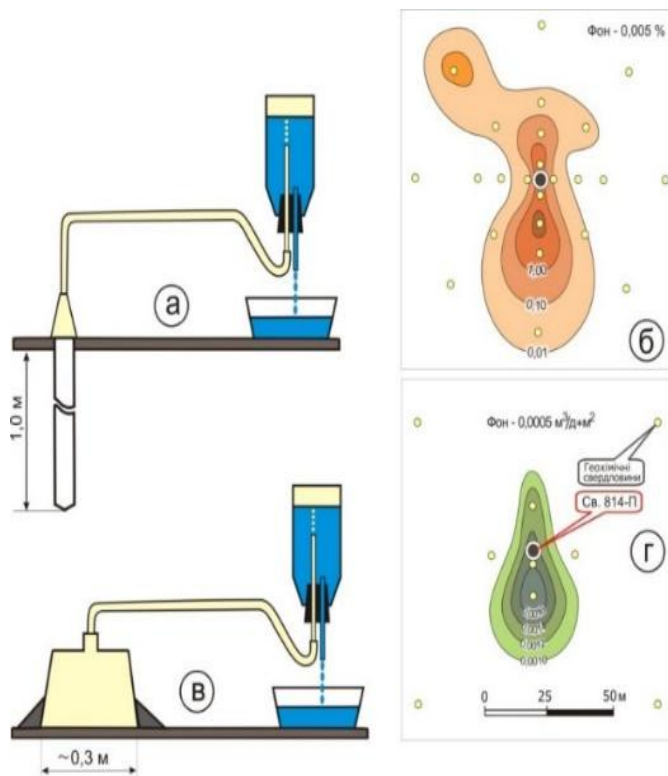


Рис. 7.1. Схеми установок для відбору проб газу та розподілу вмісту вуглеводнів у ході газометричних (а, б) і газодобітних (в, г) робіт навколо устя св. Пасічнянська–814.

Аналіз перспектив розрізу проводять з урахуванням матеріалів ГДС, результатів випробування й особливостей облаштування досліджуваної свердловини (рис.7.2,а).

За висновками ГДС, у її розрізі інтерес становлять інтервали 1165–1270, 2360–2450, 3360–3506, 3801–3972 та

4011–4033 м, які складені піщано-алевритистими породами з пористістю 6–9 % та оцінені як «можливо» нафтонасичені (рис. 7.2,в).

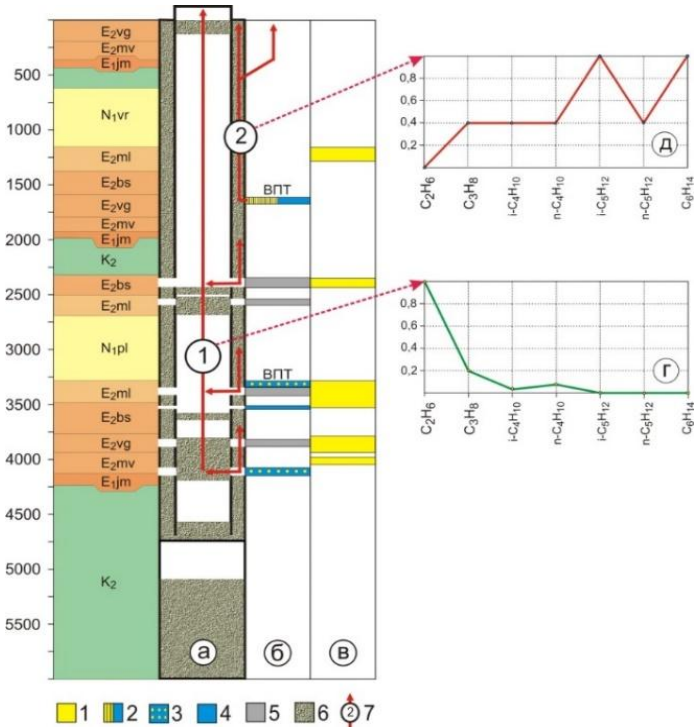


Рис. 7.2. Конструкція свердловини Пасічнянська–814 (а), результати випробування (б) і ГДС (в) та компонентний склад гомологів метану в колоні (г) і позаколонному просторі (д)

Характер флюїдонасичення: 1 – газонасичений, 2 – газоводонасичений, 3 – газонасичена вода, 4 – водонасичений, 5 – невизначений; 6 – цементний камінь, 7 – варіанти шляхів міграції флюїдів

У колоні було випробувано 6 об'єктів: в інтервалі 4080–4145 м отримано газонасичену пластову воду дебітом 24 м³/д, а в інтервалі 3542–3560 м – пластову воду дебітом 16,3 м³/д, у решті об'єктів приплив відсутній.

Через від'ємні результати у процесі випробування свердловину було ліквідовано; цементні мости встановлено у таких інтервалах: 0–10, 2451–2500, 2535–2640, 2640 – 2700, 3250 – 3440, 3440 – 3532, 3573 – 3660, 3795–3920, 3920–4165, 4165–4225, 4690–4810 м.

Якщо припустити, що через тривалий час у при свердловинну зону та в свердловину відбувся прорив пластових флюїдів, то їхня міграція до денної поверхні може здійснюватися двома шляхами: 1– технічною колоною, 2 –по заколонним простором (рис.7.2).

Із пластів-колекторів, які лежать нижче верхнього інтервалу перфорації 2363–2450 м, потік пластових флюїдів може проходити через колону і через по заколонний простір (рис.7.2, варіант №1).

Якщо перспективний об'єкт лежить вище інтервалу перфорації 2363–2450 м, то флюїди мігруватимуть по заколонним простором, і основні геохімічні аномалії будуть локалізовані біля свердловини при фонових концентраціях та дебітах вуглеводнів на усті (рис.7.2,

варіант №2).

У даному прикладі максимальну концентрацію вуглеводневих газів встановлено поблизу свердловини; на усті вона значно менша. Отримані результати свідчать також, що зафіксовані вуглеводневі потоки різняться не тільки за інтенсивністю, але і за складом: у газах, відібраних безпосередньо зі свердловини, серед гомологів переважає етан, а в газах навколо устя наявні високомолекулярні гомологи метану C_5-C_6 (рис. 7.2, г-д).

Наведене вказує, що найперспективнішими у розрізі свердловини є об'єкти вище інтервалу перфорації 2363–2450 м, які перекриті колоною. На підставі отриманих геохімічних даних до перспективних у розрізі св. Пасічнянська–814 треба залучити менілітові відклади Бухтівецької складки в інтервалі 1165–1270 м, який не випробовували, та відклади вигодської світи в інтервалі 1630–1705 м. Останні, враховуючи високий вміст у газах пентану (C_5H_{12}) та гексану (C_6H_{14}), імовірно, належать до нафтонасичених.

Виконана робота має важливе значення у методичному плані, оскільки дає підстави для перегляду нафтогазоносності розрізів ліквідованих свердловин, перспективи яких на даний час залишаються невизначеними як за висновками ГДС, так і за

результатами випробування.

Техніко-економічними перевагами цього технічного рішення є те, що реалізація даного способу дасть виробничим підприємствам змогу повернути у пошуково-розвідувальне буріння значне число свердловин і підготованих об'єктів, які були виведені з випробування через геологічні й технічні причини як малоперспективні.

За ефективністю, інформативністю і низькою собівартістю робіт методика заслуговує на впровадження у виробничих організаціях, які займаються нафтогазорозвідувальною діяльністю.

Як приклад використання геохімічних методів дослідження біля гирл ліквідованих свердловин можна навести результати робіт, виконаних на Зеленицькій площі (рис.7.3).

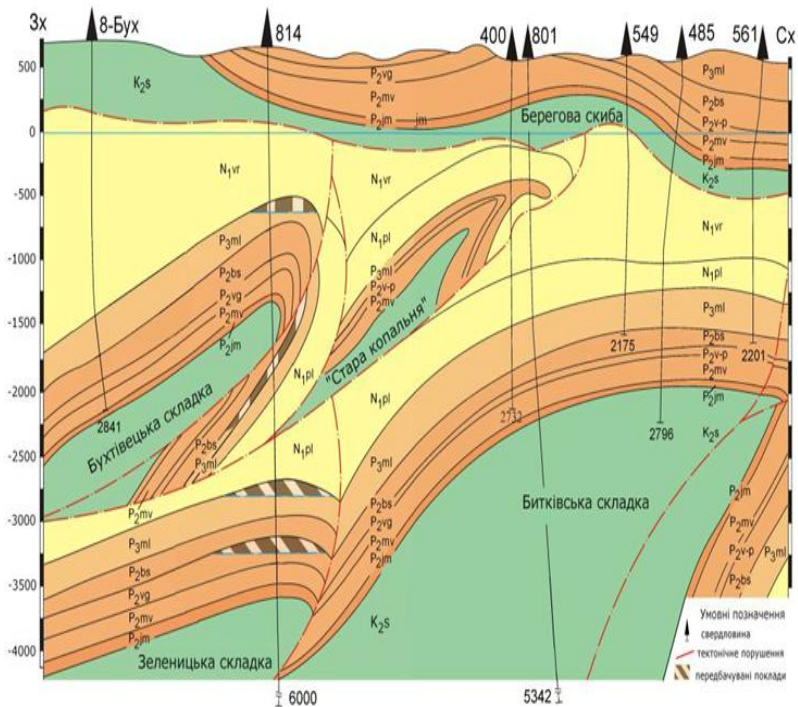
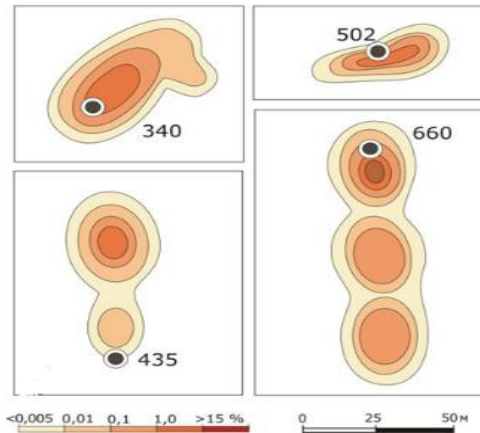


Рис. 7.3. Розташування св. № 814 – Пасічна, де за даними газометричних досліджень встановлено ймовірну наявність покладів

а



б

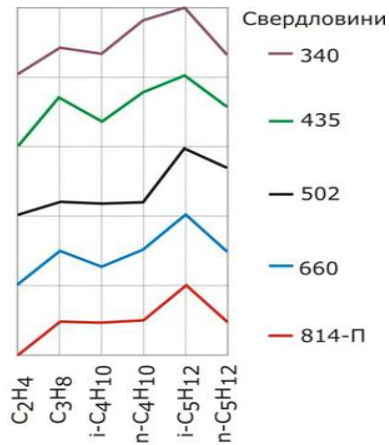


Рис.7.4. Пасічнянсько-Зеленицька площа: а – розподіл вуглеводневих газів поблизу усть свердловин Битків-Бабченського родовища; б – зміна у їхньому складі гомологів метану, які чітко збігаються з даними по св. 814-Пасічна

Виконані дослідження показують перспективність розрізу ліквідованої свердловини 814-Пасічна, яку рекомендується відновити і повторно випробувати.

Раніше газохімічні методи дуже широко використовували для пошуків родовищ вуглеводнів. Наприкінці 60-х і на початку 70-х років минулого століття в Івано-Франківському інституті нафти і газу (ІФІНГ), а потім і в Західно-Українській нафтогазорозвідувальній експедиції (ЗУГРЕ) в значному обсязі застосовували газо-геохімічні методи не тільки для пошуків нафтогазоносних площ, а й також для пошуків родовищ самородної сірки, рудних корисних копалин, трасування тектонічних порушень для контролю герметичності підземних сховищ газу (ПСГ). Під час контролю герметичності ПСГ використовували мікробіологічні дослідження, у пробах яких виявляли бактерії, що живляться метаном. Там, де були наявні такі бактерії, можна очікувати міграцію газу із ПСГ до поверхні.

Газо-геохімічні дослідження виконують у два етапи – польовий і лабораторний. На польовому етапі відбирають проби, а на лабораторному іде дегазація та інтерпретація отриманих даних. Пошуки родовищ ВВ краще проводити влітку за ясної погоди. Контроль

герметичності ПСГ проводили восени в період закачування газу і навесні після його відбору. Під час пошуку родовищ ВВ використовували заміри над відомими родовищами, а потім порівнювали з даними по площах із подібною геологічною будовою. У роки розквіту газо-геохімічних пошуків бурили спеціальні геохімічні свердловини з відбором керну, в якому проводили аналізи газів відкритих і закритих пор. Особливо широко застосовували комплексування сейсмозвідки і газо-геохімічних методів.

Проводили газові зйомки: по підґрунтовому покриву, по джерельних і криничних водах, а також газодобітні зйомки, де визначали кількість газу, який виділяється з певної площі за певний час. Після дегазації в лабораторних умовах ведеться аналіз газів на хроматографах, який забезпечує дуже високу точність їхніх вимірів до 10^4 степені. В окремих випадках над антиклінальними структурами або над рядом структур фіксували т.зв. кільцеві аномалії. Над деякими родовищами аномалії не фіксували (Старо-Богордчанське родовище).

Деякі результати газогеохімічних досліджень попередніх років на Локачинському газовому родовищі показано на рис.7.5 і 7.6.

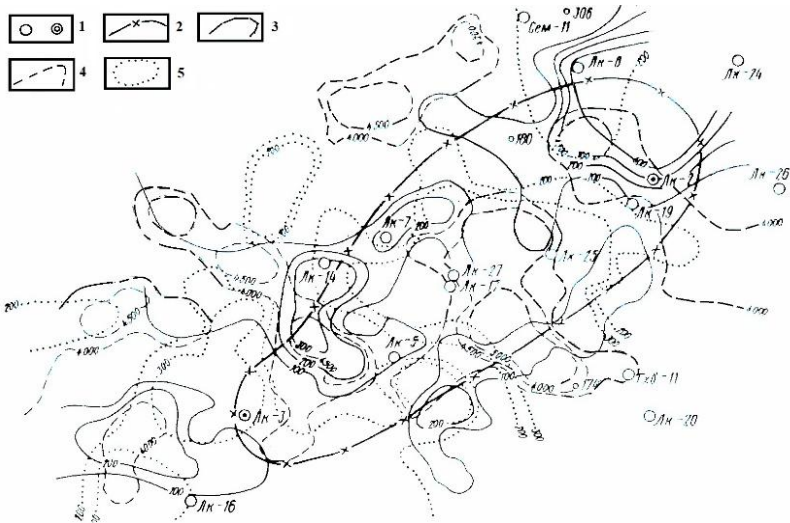


Рис. 7.5. Розподіл вуглеводневих газів у приповерхневих відкладах над Локачинським газовим родовищем: 1-глибокі свердловини, 2-контур родовища. Лінії рівного вмісту метану, $\text{cm}^3/\text{кг} \cdot 10^{-4}$, 3 - в газах закритих пор, 4 - лінії рівних дебітів метану, $\text{cm}^3/\text{m}^2/\text{добу}$

Однак, незважаючи на значний обсяг робіт із газогеохімічними методами, їхні результати не завжди підтверджувалися глибоким пошуково-розвідувальним бурінням. Причина в тому, що шлях міграції вуглеводнів до земної поверхні не завжди йде вертикально вгору, найчастіше він складний. Деякі особливості цього

процесу наведено в наступному розділі.

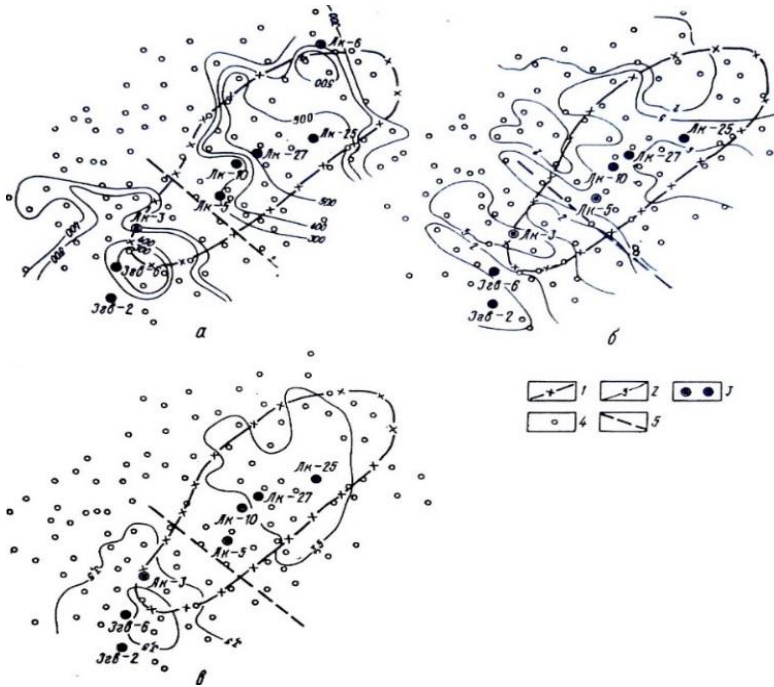


Рис. 7.6. Результати газодобітної зйомки над Локачинським

газовим родовищем: а-розподіл величини потоку метану,

$\text{см}^3/\text{м}^2/\text{добу}$; б- розподіл метану в ґрунтовому газі, $10^{-4}\%$;

в- карта рівнозначних градацій:

- 1 - контур родовища, 2- лінії різних значень геохімічних параметрів потоків метану, 3- глибокі свердловини, 4-пункти досліджень, 5- можливе порушення

Питання для самоперевірки

1. Чому приповерхневі геохімічні методи досліджень називають прямими?
2. Як на поверхні проявляються поклади нафти?
3. Як на поверхні можна виявити наявність покладів газу?
4. В чому причини появи ознак вуглеводнів біля гирл ліквідованих свердловин?
5. Як методично правильно треба виконувати роботи для виявлення ознак газу біля гирл ліквідованих свердловин?
6. Що таке газодобітна зйомка і як вона виконується?
7. Які проби і з яких джерел відбирають для приповерхневих геохімічних досліджень?
8. Як можна використовувати приповерхневі геохімічні методи для контролю герметичності підземних сховищ газу?

РОЗДІЛ 8.

ДЕЯКІ ОСОБЛИВОСТІ ШЛЯХІВ МІГРАЦІЇ ВУГЛЕВОДНІВ ДО ЗЕМНОЇ ПОВЕРХНІ

Вертикальна міграція ВВ до земної поверхні відбувається тоді, коли на її шляху не трапляються екрани, крізь які вона не може проходити. Це можливо, наприклад, в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину там, де вона не перекрита Зоною насунутих молас, та на Волино-Поділлі. Тут прямі геохімічні методи фіксують інтенсивні аномалії у зонах глибинних розломів і особливо значні – у зонах їхнього перетину.

Однак у районах зі складною геологічною будовою (Зона насунутих структур із моласами і флішем, Складчасті Карпати, Піднасув Карпат) потік вуглеводнів вертикально вгору неможливий, бо він не може подолати бар'єр непроникних тектонічних елементів. Такими бар'єрами є Стебницький насув, насуди в Зоні насунутих структур із моласами і флішем, насуди у Складчастих Карпатах. Встановлено, що міграція відбувається вертикально із нафтогазоносних пластів до зон цих насувів, а потім по них із виходом на денну поверхню. Тому це

було причиною від'ємних результатів пробурених у свій час свердловин, закладених у місцях виходу ВВ на поверхню. Їх треба було би бурити південно-західніше, враховуючи сейсморозвідку й інші геолого-геофізичні дані. Схему таких міграційних процесів показано на рис.8.1, 8.2.

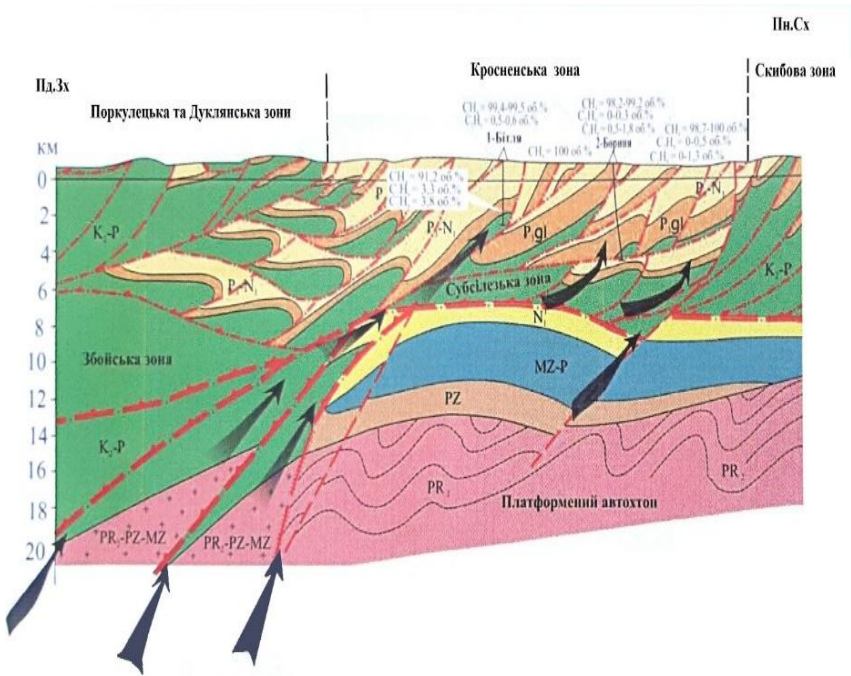


Рис. 8.1. Схема міграційних процесів за участі вуглеводневих флюїдів у межах північно-західної частини Кросненської зони Українських Карпат (регіональний геологічний розріз через Карпати по лінії В.Добронь-Буськ наведено за даними УкрДГРІ, 1994)

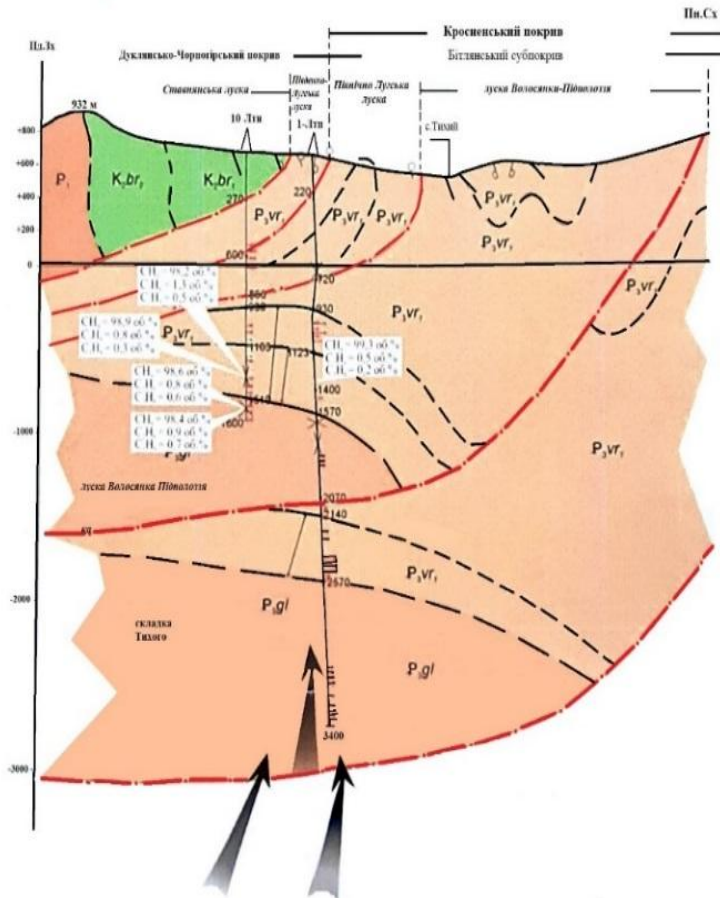


Рис. 8.2. Схема міграційних процесів за участі вуглеводневих флюїдів у межах Лютнянської структури північно-західної частини Кросненської зони Українських Карпат (геологічний розріз за Ю.З. Крупським і В.Є. Шлапінським, Куровець та ін., 2011)

Формування т.зв. кільцевих структур на земній поверхні пов'язане з окремими антикліналями чи досить значними куполоподібними підняттями, де геохімічні методи показують підвищені значення не в їхньому центрі, а в зоні певного радіуса кола, яке їх оточує. Це пояснюється тим, що ці об'єкти підчас їхнього формування, в процесі геодинамічного розвитку, зазнали на своїх окраїнах розщільнення, по яких процес міграції був інтенсивнішим. Тут, окрім міграції УВ, можуть мігрувати також і мінералізовані розчини сульфідів. Тому сульфідна мінералізація, як встановлено, є досить надійною ознакою нафтогазоносності. Цей процес інтенсивно відбувається в зонах глибинних розломів (рис.8.3).

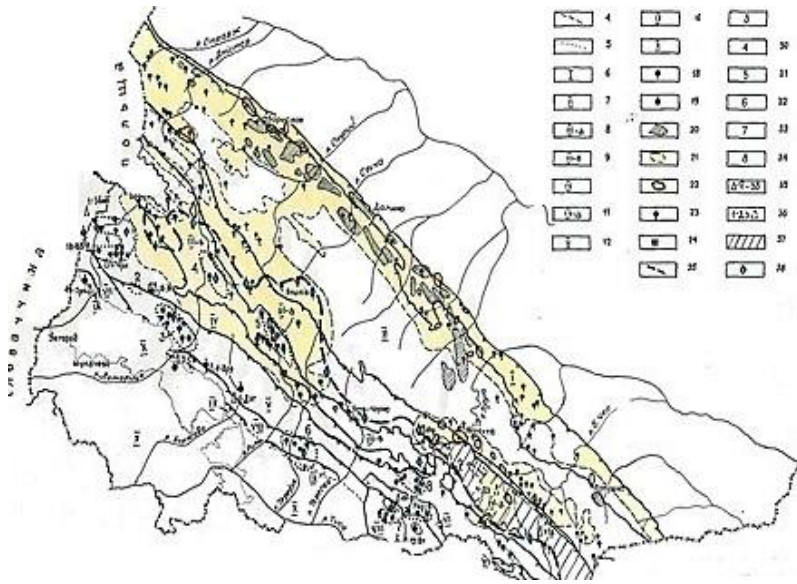


Рис. 8.3. Схематична карта прямих і непрямих ознак нафтогазоносності Складчастих Українських Карпат.

Автор В.Є. Шлапінський.

Умовні позначення: 1 - границі покривів, 2 - границі субпокривів, 3 - поперечні розривні порушення, 4 - границя Закарпатського прогину, 5 - границя Вигорлат-Гутинської вулканічної гряди, 6 - Бориславсько-Покутський покрив, 7 - Скибовий покрив, 8 – Турківський субпокрив, 9 - Бітлянсько-Свидовецький покрив, 10 - Дуклянський покрив, 11 - Чорногорський субпокрив, 12 – Буркутський покрив, 13 - Рахівський покрив, 14 - Магурський покрив, 15 - Мармароський покрив, 16 - Пенінський покрив, 17 - Закарпатський прогин,

18 - нафтопрояви, 19 - газопрояви, 20 - родовища нафти та газу, 21 – поля розвитку сульфідів металів в шліфі з вмістом до 1% від важкої фракції, 22 - аномальні ділянки з вмістом сульфідів металів більше 1%, 23 - мінеральні вуглекислі джерела, 24 - пункти з сульфідною мінералізацією в корінних відкладах, 25 - північна границя гідротермального поля, 26 - аномальні ділянки гідротермального поля 27 - Черноголовська-Сольська, 28 - Торецька, 29 - Оленівсько-Свалявська, 30 - Воловецька, 31 - Сойменська, 32 - Угольська, 33 - Рахівська, 34 - Квасівська, 35 - пробурені свердловини, 36 - рекомендована свердловина, 37 - перспективна на нафту та газ ділянка виділена за геохімічними показниками, 38 - пункти з проявами «мармароських» діамантів

РОЗДІЛ 9.

ЕЛЕКТРОРОЗВІДКА

Електророзвідка вивчає природні або штучно створені електромагнітні поля в земній корі. Застосовують апаратуру із джерел струму та вимірювальних пристроїв. У Західному НГР для пошуків вуглеводнів її не застосовують. Однак, наприклад, у Польщі часто застосовують магнітотелуричний метод.

Методом електророзвідки можна шукати структури, в яких прогнозуються вуглеводні, тектонічні порушення, виявляти гірські породи, які можуть бути екраном для ВВ (солі, гіпси). Застосовують такі методи: вертикальне зондування (ВЕЗ), дипольне електрондування (ДЕЗ), електропрофілювання (ЕП) і метод становлення поля (ЗС) та метод індукційних зондувань.

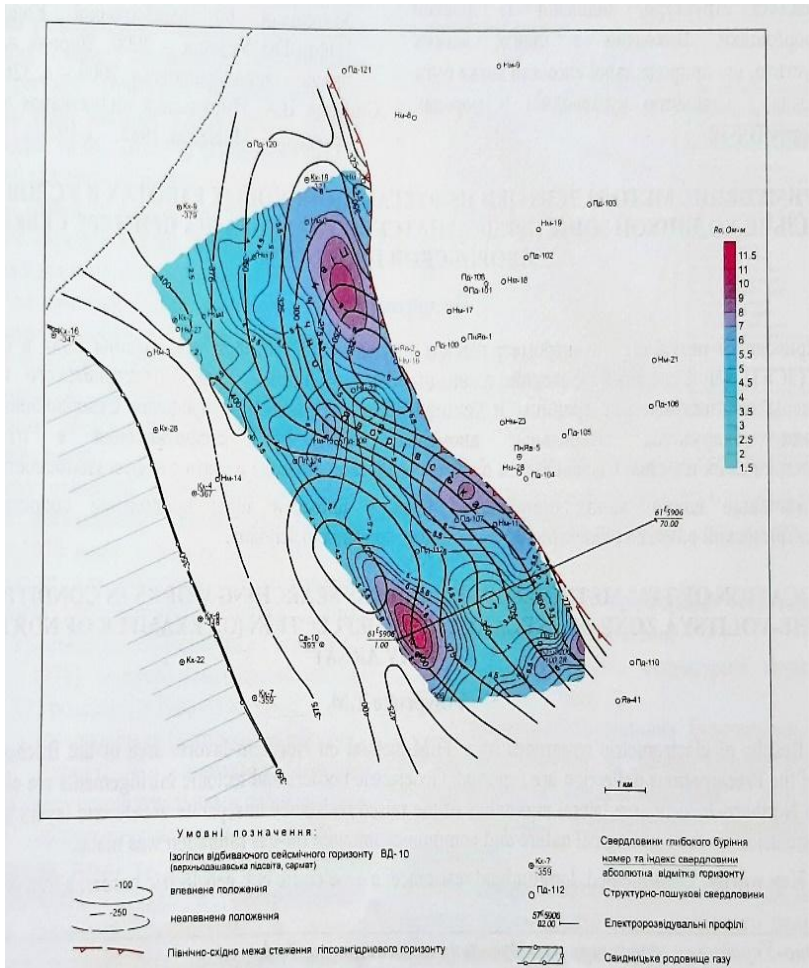
Коли вивчають природні електричні поля, застосовують метод ТС (телуричних струмів), метод МТМ (магнітотелуричного профілювання) та метод МТЗ (магнітотелуричного зондування). Електророзвідку, в основному, застосовують для пошуку водоносних горизонтів.

Під час пошуку ВВ інколи застосовують методи

електророзвідки в комплексі зі сейсморозвідкою і гравірозвідкою, про що вже згадувалось у розділі 3. Так, на Крехівському родовищі у завдання електророзвідувальних робіт входило розчленування геологічного середовища за електронними параметрами (опір, провідність), зіставлення їх із літологією регіону і пошук перспективних на нафту і газ ділянок. Застосували метод індукційних зондувань у ближній зоні джерела поля.

Роботи вели у два етапи: на першому – спостереження поблизу свердловин для розчленування геологічного розрізу за параметрами опору та провідності, на другому етапі – профільні спостереження для побудови геоелектричного розрізу та карт.

Профільні спостереження проведено по двох профілях із 50 пунктами спостережень. У результаті за параметрами електропровідності (опору) виділено границі неоген-крейдово-юрських порід, а також виявлено зміни у тріщинуватості, водонасиченості та ін. в інтервалі 80–700м. Дослідження показали високу роздільну здатність методу ЗСБ та відобразили тектоно-літологічну обстановку геологічного розрізу Крехівської площі.



Питання для самоперевірки

1. Що вивчає електророзвідка?
2. Які є методи електророзвідки?
3. Чим електророзвідка може бути корисною у процесі пошуку вуглеводнів?
4. Яке основне застосування методу електророзвідки?
5. Які основні результати може вирішувати застосування методу електророзвідки стосовно літологічного складу і тектоніки гірських порід?

РОЗДІЛ 10.

КОСМОГЕОЛОГІЧНІ МЕТОДИ

З появою і вивченням космічних знімків поверхні Землі виявилось, що на них чітко картуються розломи, в більшості випадків прямолінійні (т.зв. лінеamenti), а також окремі куполоподібні підняття. Цей ефект «просвічування» верхньої частини земної кори може слугувати пошуковою ознакою імовірних пасток вуглеводнів (рис.10.1, 10.2, 10.3).

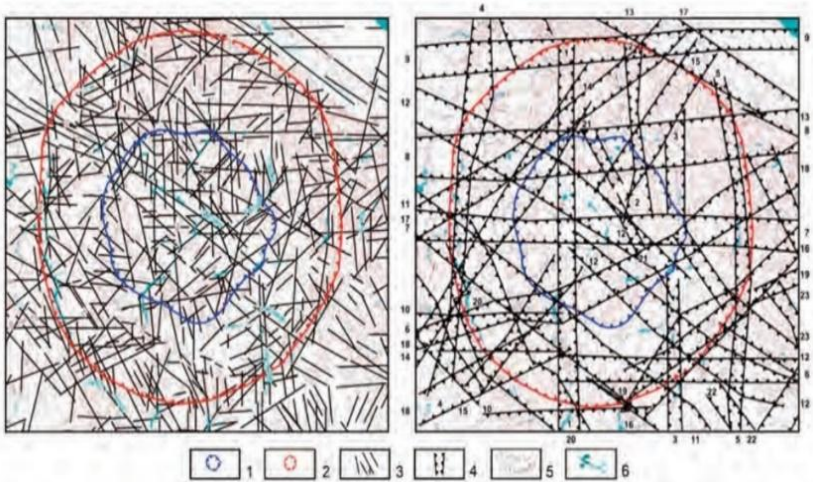


Рис. 10.1. Схема дешифрування космознімків у межах Бовтинської структури:

1 - контур кратера Бовтинської структури; 2 - контур

цокольного валу (підтверджений даними дешифрування матеріалів космічних зйомок); 3—лінеamenti; 4 — лінеаментні зони; 5—ізогіпси денної поверхні; 6 - гідрографічна мережа

П

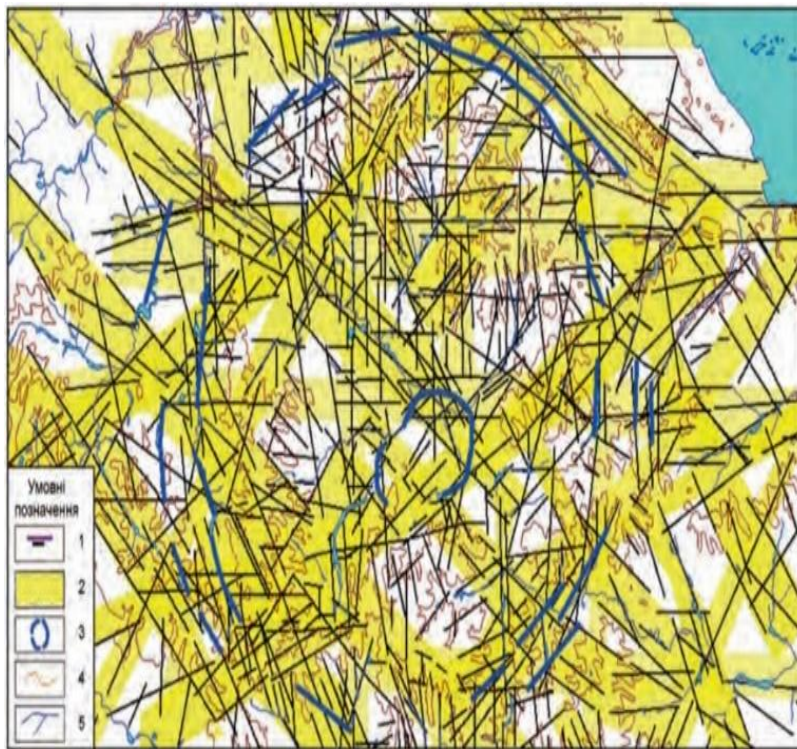


Рис. 10.2. Детальна схема дешифрування космознімків Ротмістрівської структури:

1—лінеamenti; 2 - лінеаментні зони; 3 - кільцеві структури; 4—ізогіпси сучасного рельєфу; 5 – гідрографічна мережа

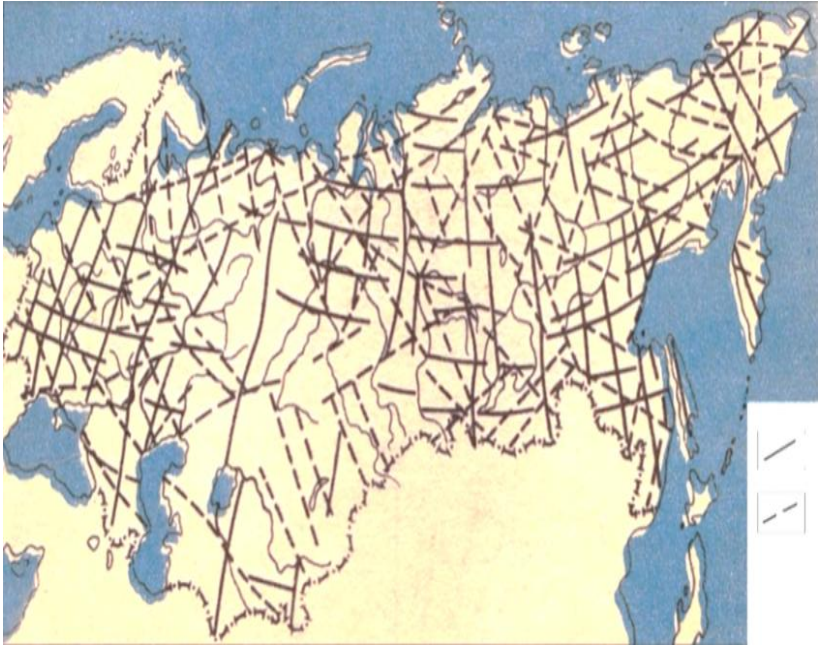


Рис. 10.3. Схема розміщення основних зон розломів на території Східно-Європейської платформи: 1 - ортогональна система; 2 - діагональна система

На рис. 10.4 показано основні зони розломів на території Передкарпаття, Карпат і Закарпаття. До зон перетину цих розломів по до палеогеновій поверхні приурочені основні джерела міграції вуглеводнів.

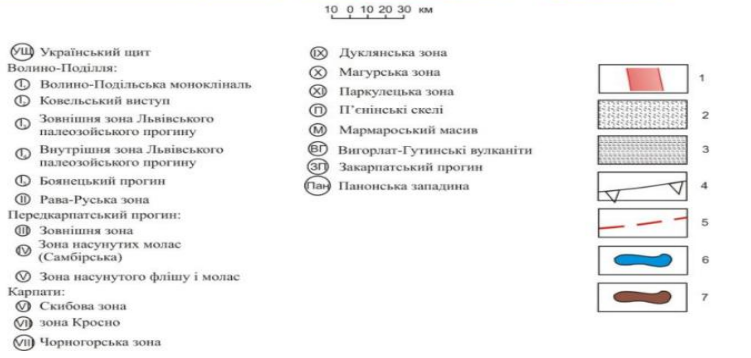
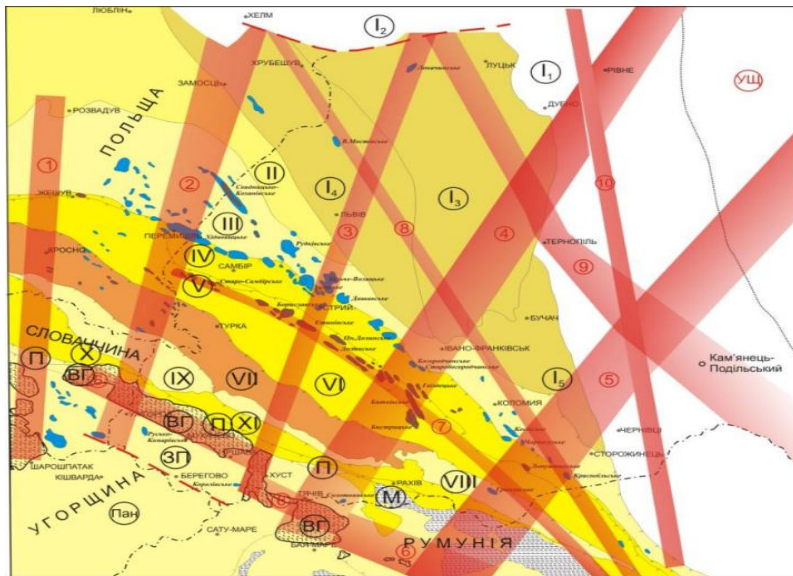


Рис. 10.4. Основні зони розломів на території Передкарпаття, Карпат і Закарпаття

Питання для самоперевірки

1. Які тектонічні елементи можна визначити на космознімках?
2. Як можна використати космознімки для пошуків вуглеводнів?
3. Чому саме з зонами перетину поздовжніх і поперечних розломів пов'язані основні джерела міграції вуглеводнів?
4. Які причини виникнення розломів, що фіксуються на космознімках?
5. Які основні системи розломів фіксують космознімки?
6. Які причини виникнення цих розломів?

ВИСНОВКИ

Основним методом пошуку й розвідки покладів і родовищ вуглеводнів є буріння свердловин. Це трудомісткий і дорогий процес, при якому важливо, щоб свердловини виявилися продуктивними, тобто щоб вони давали припливи нафти чи газу. Тому для вибору й уточнення їхнього місцеположення на місцевості застосовують приповерхневі дослідження. У навчальному посібнику розглянуто ці методи й особливості їхнього застосування. На сьогодні неможливо уявити, щоб пошукова чи розвідувальна свердловина була закладена без сейсмозвідки, як правило, 3D. Крім цього основного методу, в посібнику розглянуто такі методи: гравірозвідка, магніторозвідка, геологічне картування і радіометричні методи, термометричні дослідження, геоморфологічні особливості території, характеристики русел палео- та сучасних рік і їхній вплив на формування перспективних нафтогазоносних структур. Розглянуто метод електророзвідки. Особливу увагу приділено приповерхневим геохімічним методам, адже вони єдині з усіх перелічених, які безпосередньо вказують на наявність у надрах покладів вуглеводнів, що особливо актуально під

час пошуків газу, в тому числі біля гирл раніше пробурених і, можливо, безпідставно ліквідованих свердловин.

Компанії та виконавці пошуків і розвідки вуглеводнів самостійно вибирають методи при поверхневих досліджень. Безсумнівно, комплексування вибраних методів підвищує якість і точність прогнозу нафтогазоносності певної ділянки.

ЛІТЕРАТУРА

1. Атлас родовищ нафти і газу України: в 6-ти т. –Київ: Центр Європи, 1993. – Т.V. – С. 624–629, 680–689, 671–679.
2. Газогеохимические поиски полезных ископаемых в Карпатском регионе /Половцев А.В., Поморцев Г.П., Борковский А.А.; отв. ред. Смирнов Б.И.; АН УССР. Ин-т геологии и геохимии горючих ископаемых. – К.: Наук. думка, 1990. –196с.
3. Геофізичні технології прогнозування та моніторингу геологічного середовища: матеріали VI Міжнар. наук. конф. НАН України; Карпатське відділення ін-ту геофізики ім. С.І. Субботіна. – Львів: СПОЛОМ, 2016. – 308 с.
4. *Заяць Х. Б.* Глибинна будова надр Західного регіону України на основі сейсмічних досліджень і напрямки пошукових робіт на нафту і газ: монографія. – Львів: ЛВ УкрДГРІ, 2013. – 136 с.
5. *Занкович Г.О.* Геохімія флюїдів прожилково-вкрапленої мінералізації перспективно-нафтогазоносних комплексів північно-західної частини Кросненської зони Українських Карпат: автореф. дис. канд. геол. наук. – Львів, – 2016. – 26 с.

6. *Колтун Ю.В.* Генерація вуглеводнів у флішових відкладах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2000. – №4. – С.26–33.
7. *Крупський Ю.З.* Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. – К.: УкрДГРІ, 2001. – 144 с.
8. *Крупський Ю.З.* Глобальні екологічні проблеми Землі та їхмоніторинг; навч.посіб. для студ. Вищих навч. закл. – Львів: СПОЛОМ, 2017. – 98 с.
9. *Крупський Ю.З.* Геологія і нафтогазоносність Західного регіону України: монографія. – Львів: СПОЛОМ, 2020. – 256 с.
10. *Крупський Ю.З., Губич І.Б.* Патент на корисну модель. Спосіб перегляду нафтогазоносності розрізу ліквідованих свердловин. – Львів: ЛНУ ім. Івана Франка, 2019.
11. *Максимчук В, Козицький С., Кудерявець Р., Чоботок І., Романюк О., Дециця С., Салужак О.* Результати магнітних та електророзвідувальних досліджень на Крехівському газовому родовищі// Тез. доп. на Міжнар. наук. конф. 20–23 вересня 2016р. – Львів: СПОЛОМ, 2016. – С.172–174.

12. Максимчук В., Кудеравець Р. Особливості аномального магнітного поля на родовищах вуглеводнів північно-західної частини Передкарпатського прогину // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2011. – №1–2 (154–155). – С. 102–104.
13. Нафтогазоносність імпактних структур України / гол. ред. І.Д. Багрій. – Київ; Чернівці; Букрек, 2018. – 504с.
14. Петровський О.П., Федченко Т.О., Ганженко Н.С., Суятінов В.М. Застосування спільної інверсії гравіметричних даних із сейсмічною та свердловинною інформацією // Нафтогазова галузь. – 2018. – № 2. – С.28–32.
15. Анікеєв С., Максимчук В., Мельник М. Геолого-гравітаційне моделювання по сеймотраверсу СГ-І (67) Надвірна-Отинія-Івано-Франківск // Тез. доп. Міжнар.наук.конф.20–23 вересня 2016 р. – Львів: СПОЛОМ. 2016. – С.26–28.

ПРО АВТОРА



Юрій Зиновійович Крупський народився 1941 року у селі Вовче Турківського району (тепер Самбірського) на Львівщині.

Закінчив у 1962 р. нафтовий факультет Львівського політехнічного інституту за спеціальністю «Геологія і розвідка нафтових і газових родовищ».

У 1962–1975 рр. – оператор, геолог, старший геолог Пасічнянської контори буріння тресту «Прикарпатбур-нафта» Надвірнянського управління бурових робіт, у 1975–1981 рр. старший науковий співробітник Івано-Франківського інституту нафти і газу, в 1981–1986 рр. – головний геолог Калуської нафтогазорозвідувальної експедиції глибокого буріння об'єднання Західукргеологія, в 1986–2003 рр. – головний геолог ДП Західукргеологія НАК «НадраУкраїни», у 2005 році – головний науковий співробітник науково-дослідного інституту нафтогазової промисловості (ДП Науканафтогаз) НАК Нафтогаз України. Брав безпосередню участь у відкритті багатьох

родовищ нафти і газу в Західному нафтогазоносному регіоні України та чотирьох – у районі Уренгоя, Росія.

З лютого 2001 року за сумісництвом – професор кафедри геології корисних копалин, історичної геології, екологічної та інженерної геології та гідрогеології геологічного факультету Львівського національного університету імені Івана Франка.

У 1975 році захистив кандидатську дисертацію за темою «Геологія, пошуки і розвідканафтових і газових родовищ». З 1981 року – старший науковий співробітник за спеціальністю «Геологія, пошуки і розвідка нафтових і газових родовищ», з 2000 року – доктор геологічних наук за спеціальністю «Геологія нафти і газу». З 2016 року – професор геологічного факультету Львівського національного університету імені Івана Франка.

Член Вченої ради при Інституті геології і геохімії горючих копалин НАН України, член редколегії низки фахових журналів. Опонент докторських і кандидатських дисертацій, рецензент підручника та двох монографій.

Науковий доробок становить понад 220 опублікованих праць, із них шість монографій, дві одноосібних.

Доктор геологічних наук, почесний розвідник надр, професор геологічного факультету Львівського національного університету імені Івана Франка, академік Української нафтогазової академії.

ЗМІСТ

| | |
|---|----|
| ВСТУП | 3 |
| <u>РОЗДІЛ 1.</u> СЕЙСМОРОЗВІДКА..... | 5 |
| <u>РОЗДІЛ 2.</u> ГРАВІМЕТРИЧНІ МЕТОДИ..... | 15 |
| <u>РОЗДІЛ 3.</u> МАГНІТОРОЗВІДКА..... | 21 |
| <u>РОЗДІЛ 4.</u> ГЕОЛОГІЧНЕ КАРТУВАННЯ І РАДІОМЕТРИЧНІ МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕНЬ..... | 25 |
| <u>РОЗДІЛ 5.</u> ТЕРМОМЕТРИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ..... | 34 |
| <u>РОЗДІЛ 6.</u> ГЕОМОРФОЛОГІЧНІ МЕТОДИ..... | 42 |
| <u>РОЗДІЛ 7.</u> ГЕОХІМІЧНІ МЕТОДИ..... | 59 |
| <u>РОЗДІЛ 8.</u> ДЕЯКІ ОСОБЛИВОСТІ ШЛЯХІВ МІГРАЦІЇ ВУГЛЕВОДНІВ ЗЕМНОЇ ПОВЕРХНІ..... | 74 |
| <u>РОЗДІЛ 9.</u> ЕЛЕКТРОРОЗВІДКА..... | 80 |
| <u>РОЗДІЛ 10.</u> КОСМОГЕОЛОГІЧНІ МЕТОДИ..... | 84 |
| ВИСНОВКИ | 89 |
| ЛІТЕРАТУРА | 91 |
| ПРО АВТОРА | 94 |

ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

СВЕРДЛОВИНА – 31, 36, 37, 39, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 79, 81, 89.

НАФТОГАЗОНОСНИЙ РЕГІОН (НГР) – 3.

ВІДБИВАЮЧИЙ ГОРИЗОНТ – 5.

ІНВЕРСІЯ – 16, 18.

КОЕФІЦІЄНТ ВИЛУЧЕННЯ – 30.

МАРКУВАЛЬНИЙ ГОРИЗОНТ – 33.

ЕРОЗІЯ ГЕОЛОГІЧНОГО РОЗРІЗУ – 42, 54, 57.

ЗАКОПУШКА – 60.

Навчальне видання
Крупський Юрій Зиновійович

**ПОШУК І РОЗВІДКА ВУГЛЕВОДНІВ:
ПРИПОВЕРХНЕВІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ЇХНЯ
ІНТЕРПРЕТАЦІЯ**

Навчальний посібник для студентів-магістрів спеціальностей 101 «Екологія» і 103 «Науки про Землю».

**Оформлення обкладинки і комп'ютерне
верстання** Олександра Крупська

Літературний редактор Лариса Сідлович

Підписано до друку

Формат

Наклад 40 прим.