ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

ХОМИН ВОЛОДИМИР РОМАНОВИЧ

УДК 553.982/981(477.8)

ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА І ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ЦЕНТРАЛЬНОЇ ТА ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИН БОРИСЛАВСЬКО-ПОКУТСЬКОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ НА ГЛИБИНАХ 5-8 КМ

Спеціальність 04.00.17 - Геологія нафти і газу

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Науковий керівник:
Маєвський Борис Йосипович
доктор геолого-мінералогічних наук,
професор

НТБ
ІФНТУНГ
d247

Івано-Франківськ - 2004

247

ЗМІСТ

ВСТУП 4

РОЗДІЛ 1
ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ УЯВЛЕНЬ ПРО СТРУКТУРНО-ТЕКТОНІЧНУ БУДОВУ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ ТА ЙОГО НАФТОГАЗОНОСНІТЬ 11
1.1 Структурно-тектонічна будова та нафтогазоносність алохтонного комплексу 11
1.2 Структурно-тектонічна будова та нафтогазоносність автохтону 27

РОЗДІЛ 2
ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ЦЕНТРАЛЬНОЇ ТА ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИН БОРИСЛАВСЬКО-ПОКУТСЬКОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ НА ГЛИБИНАХ 5-8 км 34

РОЗДІЛ 3
ЄМНІСНО-ФІЛЬТРАЦІЙНІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НА ВЕЛИКИХ ГЛИБИНАХ 66
3.1 Особливості зміни з глибиною ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів 66
3.2 Характерні особливості глибокозанурених порід-покришок Передкарпатського прогину 91

РОЗДІЛ 4
ТЕРМОБАРИЧНІ УМОВИ ТА ФАЗОВИЙ СТАН ВУГЛЕВОДНЕВИХ ФЛЮЇДІВ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ 97

РОЗДІЛ 5
ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ І ПЕРШОЧЕРГОВІ НАПРЯМКИ ПОШУКОВИХ РОБІТ 110
5.1 Перспективи нафтогазоносності центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на глибинах 5-8 км . . . 111
5.2 Першочергові напрямки пошуково-розвідувальних робіт у глибокозанурених горизонтах центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину 139

ВИСНОВКИ 143

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 146

ВСТУП

Актуальність теми. Основний видобуток нафти в Передкарпатській нафтогазоносній області ведеться із родовищ, які знаходяться в Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину. Бориславсько-Покутська зона відноситься до найстаріших в Україні нафтогазодобувних районів, проте вуглеводневий потенціал її далеко ще не вичерпаний через недостатньо високу вивченість розрізу на глибинах понад 5 км. У зв'язку з цим актуальною є проблема прогнозування наявності на глибинах 5-8 км пасток для вуглеводнів (ВВ), відкладів з кондиційними значеннями ємнісно-фільтраційних властивостей, а також термобаричних умов, сприятливих для нафтогазоносності геологічного середовища на вказаних глибинах як у межах Передкарпатського прогину, так і Бориславсько-Покутської зони зокрема.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Обраний напрям досліджень є складовою частиною держбюджетних тем Д-7-Ф "Дослідження зон геодинамічних напруг Карпатського регіону та їх вплив на ємнісно-фільтраційні показники гірських порід, умови формування нафтових і газових родовищ та їх розробку" (державний реєстраційний № 0198U002715) і Д-3-Ф "Геодинамічні умови формування рудо-нафтогазоносності Карпатського регіону" (державний реєстраційний № 0101U001663) науково-дослідного інституту нафтогазових технологій ІФНТУНГ, а також є складовою частиною

договірної теми ГМ-37 "Аналіз глибинної геологічної будови центральної та північно-західної частини Передкарпатського прогину і виділення перспективних у нафтогазоносному відношенні площ" (державний реєстраційний № 0101U001847), що виконувались на кафедрі геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ і в яких автор брав безпосередню участь.

Мета і завдання досліджень. Метою досліджень є прогнозування геологічної будови глибинних, не розкритих бурінням структур і їх нафтогазоносності в межах центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

Для досягнення поставленої мети в роботі необхідно вирішити такі завдання:

1. Вияснити геологічну будову центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони на глибинах 5-8 км.

2. Дослідити особливості ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів на великих глибинах.

3. Вивчити термобаричні умови глибокозанурених горизонтів Передкарпатського прогину.

4. Дослідити можливість існування нафтогазових покладів у надрах центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину до глибини 8 км.

5. Виділити першочергові нафтогазоперспективні об'єкти у межах центральної та північно-західної

частин Бориславсько-Покутської зони для постановки деталізаційних геофізичних робіт з метою підготовки структур під глибоке буріння.

Об'єкт дослідження. Глибинний (5-8 км) розріз центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

Предмет дослідження. Структурно-тектонічна будова глибинних (5-8 км) частин розрізу та перспективи їх нафтогазоносності.

Методи дослідження. Графічні та аналітичні методи обробки даних геогустинного моделювання, методи геолого-статистичного моделювання глибинного геологічного середовища.

Фактичний матеріал. Фондові та опубліковані матеріали зі структурно-тектонічної будови і геолого-геофізичні дані, отримані при проведенні пошуково-розвідувальних робіт, результати оцінки ресурсів і запасів ВВ на родовищах центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, які зібрані під час навчання в очній аспірантурі при кафедрі геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ.

Наукова новизна одержаних результатів. До найважливіших наукових результатів відносяться:

- вияснена геологічна будова центральної і північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на глибинах 5-8 км;

– встановлені кореляційні залежності між пластовими температурами, тисками та глибиною залягання продуктивних горизонтів центральної і північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони;

– визначені перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів.

Основні положення, що захищаються:

1. Геологічна будова центральної і північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на глибинах 5-8 км на підставі даних геогустинного моделювання, а також використання матеріалів сейсмічних та інших досліджень.
2. Можливість існування нафтогазових покладів на глибинах до 8 км у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину за наявних термобаричних умов та ємнісно-фільтраційних параметрів порід-колекторів.
3. Основні першочергові напрями геологорозвідувальних робіт на глибинах 5-8 км пов'язані з нижніми ярусами складок у Бориславському, Долинському та інших перерізах Передкарпатського прогину.

Практичне значення одержаних результатів. Узагальнення, систематизація та аналіз нових і переінтерпретація більш ранніх геолого-геофізичних матеріалів та результатів глибокого буріння дозволили обґрунтувати модель глибинної геологічної будови, що сприятиме підвищенню достовірності прогнозування

нафтогазоносності надр, та виділити першочергові глибокозанурені нафтогазоперспективні об'єкти для проведення детальних геолого-геофізичних робіт та параметричного буріння. Результати досліджень дозволять значно підвищити ефективність геологорозвідувальних робіт на нафту і газ та приростити прогнозні ресурси Бориславсько-Покутського нафтогазопромислового району, що є вагомим внеском у виконання завдання стабілізації та збільшення нафтогазовидобутку в Україні.

Особистий внесок здобувача. Дисертантом розроблена модель геологічної будови центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на глибинах 5-8 км; встановлені аналітичні, графічні та статистичні залежності між величинами пластових тисків, температур та глибиною залягання нафтогазоносних горизонтів; створена принципова модель характеру нафтогазоносності досліджуваного регіону; виділені першочергові перспективні в нафтогазоносному відношенні глибокозанурені об'єкти для проведення геологорозвідувальних робіт на території досліджень.

Апробація результатів дисертації. Результати досліджень доповідались на наукових і науково-технічних конференціях, а саме на: Другій ім. академіка М.А. Усова міжнародній науковій конференції студентів і молодих вчених "Проблемы геологии и освоения недр" (Томськ, 1998); Третьому міжнародному ім. академіка М.А. Усова науковому

симпозіумі студентів, аспірантів і молодих вчених у рамках Російської науково-соціальної програми для молоді та школярів "Шаг в будущее", присвяченої сторіччю від дня народження академіка К.І. Сотаєва (Томськ, 1999); Міжнародній науковій конференції "Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології" (Київ, 2000); Міжнародній науково-практичній конференції "Генезис нафти і газу та формування їх родовищ в Україні як наукова основа прогнозу та пошуків нових скупчень" (Чернігів, 2001); Міжнародній науковій конференції "Геологія горючих копалин України" (Львів, 2001); 7-ій Міжнародній науково-практичній конференції "Нафта і газ України - 2002" (Київ, 2002); V Міжнародній конференції "Крым-2003. Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона" (смт. Гурзуф, 2003) та на науково-технічних конференціях професорсько-викладацького складу ІФНТУНГ (Івано-Франківськ, 2002, 2003).

Публікації. По темі дисертації опубліковано 7 наукових праць (3 одноосібні), серед яких 4 статті опубліковано у фахових виданнях, рекомендованих ВАК України, та 3 - у матеріалах і тезах конференцій.

Обсяг і структура роботи. Дисертація складається із вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел, викладених на 168 сторінках друкованого тексту; ілюструється 4 таблицями, 26 рисунками; бібліографія містить 145 найменувань на 23 сторінках.

Автор вважає своїм обов'язком висловити щиру подяку науковому керівнику доктору геолого-мінералогічних наук, професору Б.Й. Маєвському за керівництво і постійну підтримку при виконанні дисертаційної роботи. Автор висловлює подяку доктору геолого-мінералогічних наук, професору О.О. Орлову, кандидатам геолого-мінералогічних наук, доцентам Л.С. Мончаку, М.В. Ляху, В.Г. Омельченку, О.М. Карпенку, С.Г. Анікеєву, професору В.П. Степанюку та доценту О.Є. Лозинському за консультації при обговоренні принципових питань, а також колективу кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ за сприяння, допомогу та підтримку при виконанні дисертаційної роботи. Автор вдячний співробітникам ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта" Л.М. Кузьмику та І.Т. Штурмак за корисні поради з проблемних питань.

РОЗДІЛ 1
ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ УЯВЛЕНЬ ПРО СТРУКТУРНО-ТЕКТОНІЧНУ БУДОВУ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ ТА ЙОГО НАФТОГАЗОНОСНІТЬ

У Передкарпатському прогині під впливом геодинамічних процесів і насування Карпатських флішових відкладів на платформні товщі південно-східної окраїни Східноєвропейської платформи чітко відокремились алохтонний і автохтонний структурно-тектонічний осадовий комплекси. У алохтонних відкладах виділяється зона насунутих молас і зона насунутих структур з моласами і флішем. У автохтонних відкладах прогину доведена присутність порід мезозою (крейди і юри) платформи.

1.1. Структурно-тектонічна будова та нафтогазоносність алохтонного комплексу

Покривно-складчаста структура Карпатського регіону, включаючи і Передкарпатський прогин, добре вивчена за результатами буріння свердловин, геофізичних та геологічних методів досліджень. Значний внесок у вивчення складної геологічної будови даного регіону внесли О.О. Богданов, Г.Ю. Бойко, Л.Т. Бойчевська, М.Д. Будеркевич, В.С. Буров, П.М. Бодлак, М.Я. Вуль, О.С. Вялов, В.В. Глушко, Г.Н. Доленко, Х.Б. Заєць, Т.С. Ізотова, І.В. Кілин, С.С. Круглов, Ю.З. Крупський, Л.М. Кузьмик, Я.О. Кульчицький, Г.М. Ладиженський, М.Р. Ладиженський, П.Ю. Лозиняк, Л.С. Мончак, Р.П. Морошан, Р.М. Окрепкий, С.І. Субботін, К. Толвінський, Р.Т. Трушкевич, В.Н. Утробін, В.Д. Чебан,

А.В. Чекунов, П.М. Шеремета, В.М. Щерба, О.С. Щерба, Б.І. Ярош та багато ін.

О.О. Богданов (1949) [1] вперше чітко сформулював уявлення про Передкарпатський передовий (або крайовий) прогин і виділив його як самостійну крупну тектонічну одиницю.

Г.Н. Доленко [2] у структурі Передкарпатського прогину виділяє дві зони: Внутрішню, що розвивалася на геосинклінальній основі з великими товщинами флішових і моласових утворень, і Зовнішню, що сформувалася на платформному фундаменті з невеликою товщиною верхньомоласових осадів. В його уяві як Внутрішня, так і Зовнішня зони обмежуються в поздовжньому простяганні глибинними розломами. При цьому найбільш глибоке закладання, за даними глибинного сейсмічного зондування, мають розломи на границі Внутрішньої і Зовнішньої зон прогину та Внутрішньої зони прогину і Скибової зони гірських Карпат (рис. 1.1 та 1.2). Вони проникали до зон мантії і розмежовували Карпатську геосинкліналь та Волино-Подільську плиту Східноєвропейської платформи.

Сьогодні найбільш обгрунтованим є трьохчленний поділ Передкарпатського прогину на Більче-Волицьку зону, Самбірський і Бориславсько-Покутський покриви, запропонований В.С. Буровим та ін. [3]. Саме трьохчленний поділ Передкарпатського прогину широко прийнятий у практиці геологорозвідувальних робіт.

Вважається, що Бориславсько-Покутська зона утворена низкою насунутих одна на другу в північно-східному напрямку лускуватих складок, складених крейдово-палеогеновим флішем та соленосною формацією

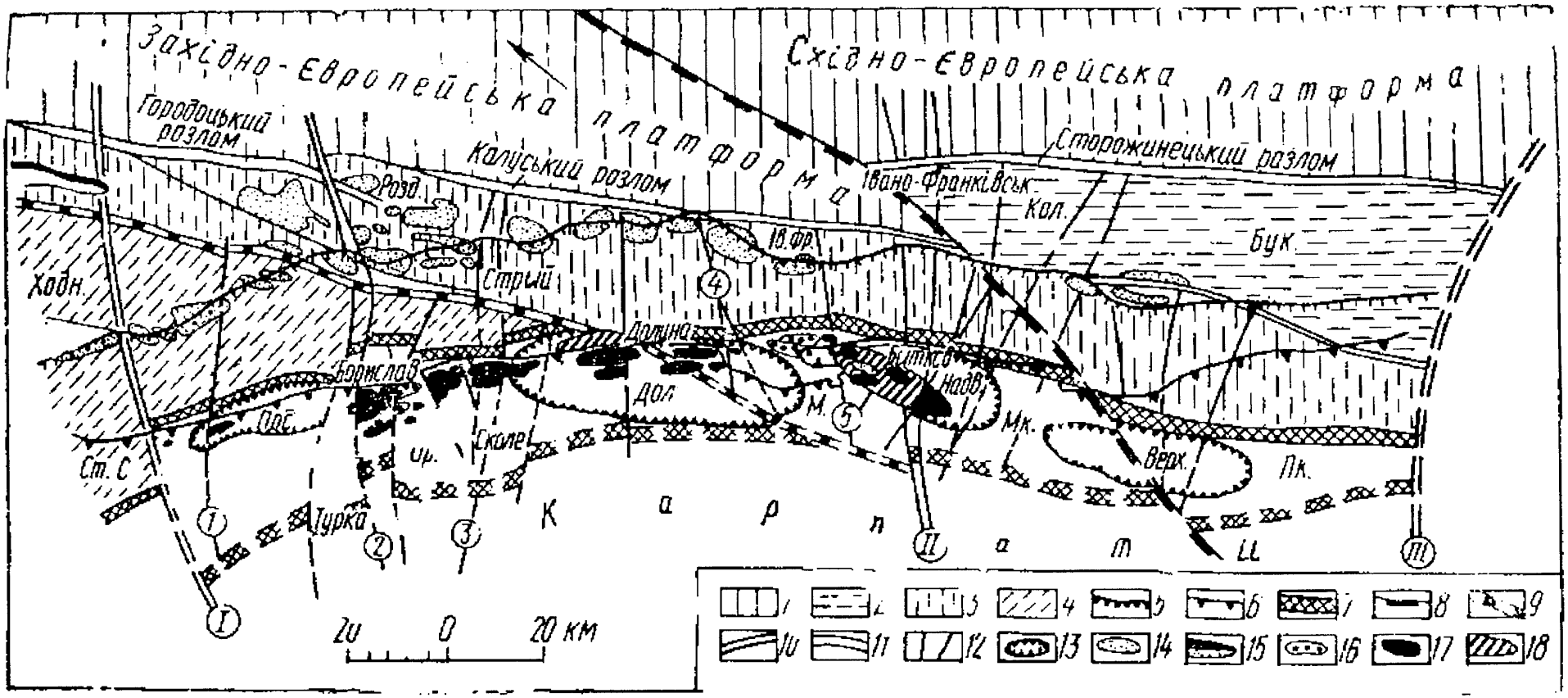


Рис. 1.1. Співвідношення основних тектонічних елементів та родовищ нафти і газу в Передкарпатській нафтогазоносній провінції (за Г.Н. Доленком та Л.Т. Бойчевською, 1962):

1 – Платформа, Передкарпатський прогин; 2 – Сторожинецький, 3 – Угерско-Косівський і 4 – Крукеницький блоки Зовнішньої зони прогину; 5 – лінія Стебницького насуву; 6 – лінія Берегового насуву; 7 – Передкарпатський глибинний розлом; 8 – Радехів-Вікторівський глибинний розлом; 9 – Краковецький розлом; 10 – транскарпатські поперечні розломи (I – Судово-Вишнянський, II – Надвірнянський, III – Чернівецько-Перковецький); 11 – повздовжні розломи осадового чохла; 12 – поперечні розломи осадового чохла (1 – Дністровський, 2 – Дрогобицько-Щирецький, 3 – Стрийський, 4 – Лімницький, 5 – Манявський); 13 – поперечні депресії: Під.– Підбузька, Дол. – Долинська, Надв. – Надвірнянська, Верх. – Верховинська; поперечні підняття: Ст.С-Ходн. – Старосільско-Хідновицьке, Ор.-Розд. – Орів-Роздільське, М-Ів.Фр – Майдан-Івано-Франківське, Мк.-Кол. – Микуличин-Коломийсько, Пк.-Бук. – Покутсько-Буковинське; родовища: 14 – газові, 15 – газові з нафтовою облямівкою, 16 – газоконденсатні, 17 – нафтові, 18 – нафтогазові

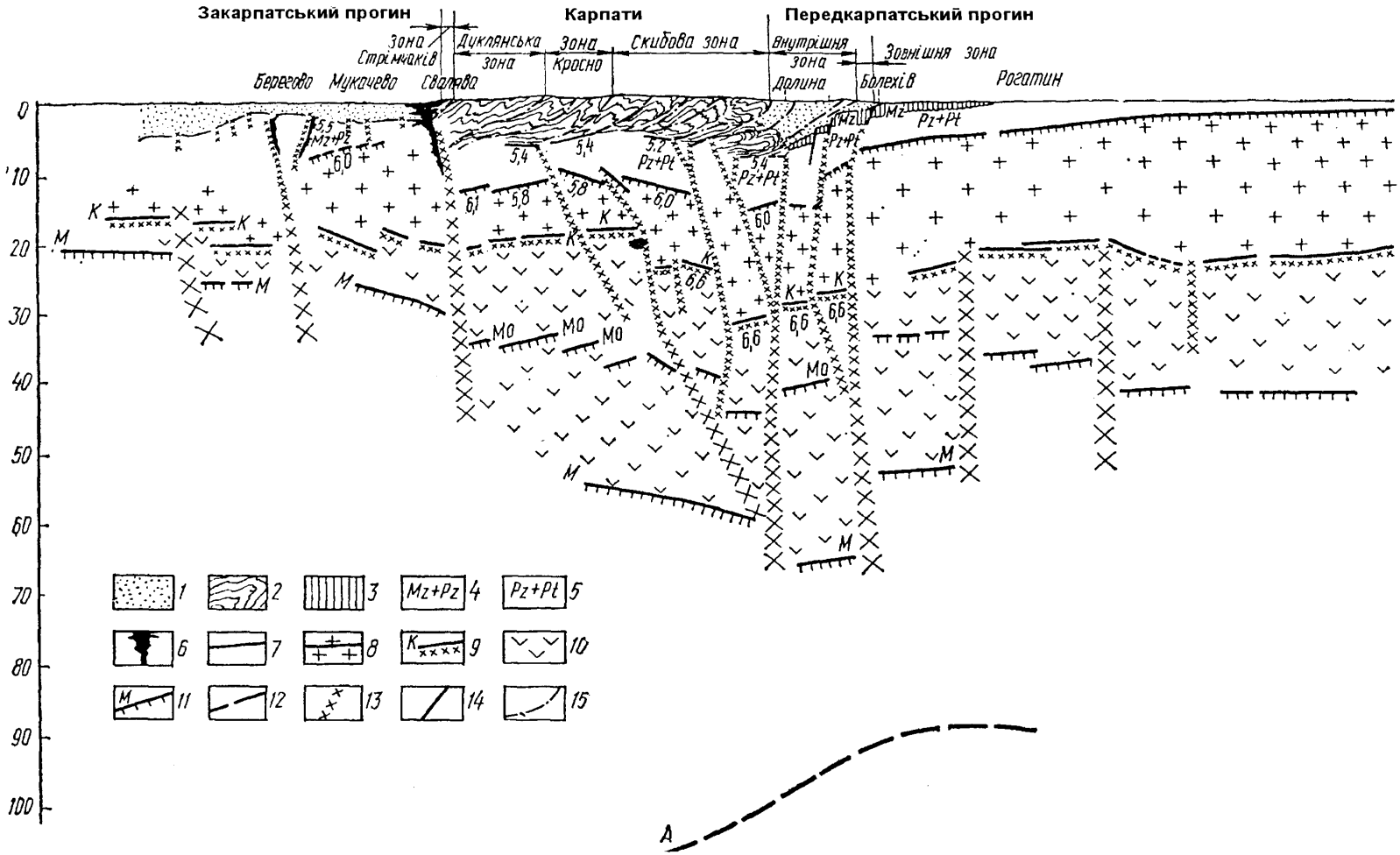


Рис. 1.2. Поперечний сейсмогеологічний розріз Карпат і прилеглих територій (за Г.Н. Доленком, 1962):
1 – неогенові моласи; 2 – крейдово-палеогеновий фліш; 3 – мезозойські платформні утворення; 4 – мезозойсько-палеозойський і 5 – палеозойсько-протерозойський комплекси; 6 – вулканогенні утворення; 7 – основа осадового чохла; 8 – "гранітний шар", 9 – границя Кондрата; 10 – "базальтовий шар"; 11 – границя Мохо; 12 – передбачуване знаходження астеносфери; 13 – зони розломів; 14 – розриви осадового чохла; 15 – лінії насувів (за Доленком)

міоцену. Південно-західна частина цієї зони перекрита насувом Складчастих Карпат. На північному заході недалеко від державного кордону з Польщею зона можливо занурена під карпатський насув. Бориславсько-Покутська зона характеризується горизонтальним насуванням структур, що призвело до утворення багатоповерхової споруди. Її відклади насунуті на північному сході на Самбірську зону, складену стебницькими червоноколірними шарами гельветського віку, де поки що не виявлені флішеві утворення. Бориславсько-Покутська зона в свою чергу насунута на Більче-Волицьку, яка утворена на ступінчасто-опущених платформних блоках на заключному етапі формування Передкарпатського прогину. Остання є автохтонною і характеризується складками платформного типу. Вона складена осадами бадену й сармату і утвореннями палеогену, крейди та юри, які перекривають рифей-палеозойські структури.

У результаті проведення [4] регіональних та рекогносцировочних сейсморозвідувальних робіт методом спільної глибинної точки в межах можливої зони зчленування автохтону Більче-Волицької зони з алохтоном Бориславсько-Покутської зони отримано кондиційний матеріал, який висвітлює геологічну будову осадової товщі до глибин 12-15 км. За цими даними чітко простежується площина насуву вищого порядку, по якій проходить переміщення мас крейдово-палеогенового флішового комплексу порід алохтону на автохтонну основу Карпат з глибиною залягання 8-8,5 км. Нижче прогнозується параавтохтонний

мегашар'яж до глибин 12-15 км. У фундаменті Більче-Волицької зони по регіональних профілях виділено ряд крупних поздовжніх розломів, які, ймовірно, відігравали домінуючу роль у формуванні цих структурно-тектонічних одиниць. Передкарпатський глибинний розлом був з одного боку основною перепоною, бар'єром на шляху руху крейдово-палеогенових флішових мас у північно-східному напрямку алохтону Внутрішньої зони, а з іншого - він був надійним буфером для гасіння горизонтальних рухів на орогенному етапі розвитку Карпатського регіону. Цей розлом виразно фіксується на хвильових полях розрізів та має амплітуду вертикального зміщення близько 3000 м і простежений з північного заходу на південний схід на віддаль 220 км.

Горизонтальна амплітуда карпатського насуву на платформу у східній частині Польських Карпат в районі Перемишля за даними буріння свердловини Кузьміна-1 становить близько 40 км [5]. Н. Ощипко [6] відзначає, що підтверджена бурінням амплітуда насуву Флішових Карпат на Передкарпатський прогин у Польщі не менша, ніж 50 км. На таку ж величину насуву для Західних Карпат вказує К. Коньор. У південно-східній частині Українських Карпат буріння свердловини Сергії-1 показало, що насуви Покутських складок та Скибової зони на південному заході суміщаються. В.В. Глушко [7] розглядає ці геологічні тіла як єдиний Зовнішньокарпатський мегапокрив і стверджує, що амплітуда насуву на Черемоському перетині перевищує 50 км. Враховуючи результати регіональних геолого-геофізичних робіт, зокрема даних гравіметрії та

магнітометрії, можна вважати, що амплітуда переміщення флішових Карпат на прогин досягає 80-120 км [8, 9].

Слід зазначити, що загальну (сумарну) амплітуду горизонтального переміщення Карпатських покривів виявити дуже складно в зв'язку з їх кулісоподібним положенням в Карпатській дузі. При цьому "корені" не доведені для жодного з покривів, а істинна їх амплітуда залишається невідомою. Більшість дослідників прийшли до висновку, що, наприклад, Самбірський покрив є безкореневим елементом Передкарпатського прогину із загальним дуже значним переміщенням. Ймовірно, таким елементом є і Бориславсько-Покутський покрив, для якого допускається мінімальна амплітуда переміщення 20 км, хоча доведена бурінням її частина значно менша [10].

У будь-якому з перерізів Українських Флішових Карпат разом з алохтонною частиною прогину загальна амплітуда горизонтального зміщення структурно-фаціальних зон, підрахована за мінімальною величиною, становить на думку С.С. Круглова [10] не менше 100 км при сучасній ширині їх від 50 до 100 км. Проте, якщо враховувати горизонтальні складові насувів, що обмежують великі скиби і луски, та прийняти до уваги характер розвинутих тут складок (часто майже горизонтальних і лежачих), то цю цифру необхідно різко збільшити. Тому при вивченні палеогеографічних умов у Карпатах потрібно приймати до уваги, принаймні, трьохкратне загальне скорочення Карпатської геосинкліналі в альпійський цикл її розвитку.

247

Для Українських Карпат в найбільш вивченій Бориславсько-Покутській зоні детальні розрахунки з реконструкції ширини палеобасейну до початку олігоцену виконані М.Я. Вулем та ін. [11] та ін. Ними встановлено, що сучасна ширина даної структурної одиниці менша олігоценового басейну в 2-3,5 рази. При цьому не було виявлено ніяких розривів у градієнті потужностей, що вказували би на можливість поглинання якоїсь частини основи палеобасейну на орогенному етапі розвитку Карпат. Крім цього, слід зауважити, що з застосуванням методів палінспастичних реконструкцій [12], тільки ширина дислокованих порід Бориславсько-Покутської зони в Долинському перетині становить близько 50 км при сучасній їх ширині 10-12 км, тобто встановлено п'ятикратне скорочення цієї зони за рахунок складчастості та насувних дислокацій. На більше ущільнення осадів у внутрішніх частинах Флішових Карпат у порівнянні з одновіковими породами їх периферії вказує добре відомий факт геофізичної інтерпретації глибини залягання дофлішової основи по профілю Чоп-Рудки в районі с. Чорноголове [9]. Тут двічі вносились поправки в швидкості розповсюдження хвиль, але і прийнятий на даний час варіант глибини залягання дофлішового фундаменту, згідно [10], не відповідає істинному значенню і за покрівлю цього фундаменту приймається якийсь один із проміжних рівнів щільності флішового крейдяного комплексу, що необхідно, на нашу думку, враховувати при інтерпретації гравіметричних матеріалів досліджень.

Межі Внутрішньої зони на денній поверхні на всьому їх простяганні добре виражені. Північно-східна границя є, переважно, лінією насуву відкладів балицької чи стебницької світи на верхні моласи Зовнішньої зони. Звичайно ця границя легко проводиться на геологічних картах. Виняток становить район Калуш-Богородчани, де в насування втягнута значна за товщиною косівська світа, під якою свердловини розкривають відклади балицької світи гельвету.

Трохи інша картина спостерігається на північному заході. В смузі Ходновичі-Садковичі-Пиняни доведено, що у насування втягнуті тортон-сарматські відклади. Вони утворюють своєрідну перем'яту зону насуву товщиною до 500 м, затиснуту між насувом, складеним балицькою і стебницькою світами, та нормально залягаючими газоносними відкладами сармату.

Напрямок лінії насуву і особливості поверхні (зони) багато в чому визначаються будовою Зовнішньої зони, зокрема амплітудами і напрямками розломів, що січуть її і косо занурюються під Внутрішню зону. Кожен піднятий блок був істотною перешкодою для просування насуву. Саме ці тангенціальні зусилля сформували майже безупинний ланцюг антиклінальних структур у південно-західній ділянці, що примикає до насувної частини Зовнішньої зони. Хоча насуви (висячі крила скидів) звичайно перекривають підняті блоки, на сучасному плані видно, що лінія насуву проходить паралельно перекритому скиду на значну відстань (до 15-25 км). З глибиною насув перекриває наступний

піднятий блок, а на поверхні лінія насуву утворює дугу, випуклу до південного заходу, що добре прослідковується в районі родовища Опари, на захід від якого під Внутрішню зону занурюються Судово-Вишнянський і Краковецький розломи, сумарна амплітуда яких більша амплітуд інших скидів та перевищує 2 км.

Із вищенаведеного видно, що лінія поверхні насуву Внутрішньої зони на Зовнішню має досить нелінійну конфігурацію як по простяганню, так і навхрест простягання прогину.

У межах північно-західної частини території Передкарпаття немає свердловин, які б розкрили на достатній віддалі від лінії насуву відклади Зовнішньої зони. Свердловина Хідновичі-35, віддалена на 8 км від лінії насуву, на глибині 2469 м не вийшла зі стебницьких відкладів. Не досягла також платформної основи свердловина Нижанковичі-1, розташована на відстані 15 км від краю насуву. На глибині 3832 м вона зупинена бурінням, очевидно, у нижній частині стебницьких відкладів, про що свідчать екзотичні конгломерати і дані буріння на суміжних площах території Польщі. Свердловини Хідновицького газового родовища дають нахил поверхні насуву в крайовій смузі шириною до 3 км в середньому під кутом 25°.

Далі на південний схід, в Дрогобицькому перетині свердловина Михалевичі-1, що знаходиться на відстані 6 км від краю насуву, при глибині 3000 м не вийшла з відкладів стебницької світи.

У Стрийському перетині поверхня насуву значно виположується. Тут пробурена достатня кількість

свердловин (крайня з них – 1-Стрийська (опорна) на відстані 10,5 км від лінії насуву розкрила відклади тортону на глибині 2116 м) та доведено, що середній кут нахилу поверхні насуву становить не більше 15°. Нахил поверхні насуву, що розширюється до південного сходу, ще більше зменшується. Свердловина Болехів-6, пробурена в Долинському перетині на відстані 9,3 км від лінії насуву, розкрила відклади верхньої крейди в платформній фації на глибині тільки 1286 м. Але свердловина Тростянець-4, що віддалена ще на 6,6 км далі всередину прогину, у цьому ж перетині на глибині 3875 м зупинена бурінням у стебницьких відкладах, що свідчить про значне збільшення нахилу поверхні насуву на другому проміжку. Невеликий кут падіння поверхні насуву (близько 10°) у крайовій частині зберігається до Калуша і Гринівки. Свердловина Вільхівка-18, пробурена на відстані 13,5 км від лінії насуву на глибині 5216 м зупинена у відкладах добротівської світи.

Важливу інформацію про поверхню насуву і будову Самбірської підзони отримано на профілі Гвізд-Камінна. Свердловина Парище-14, розташована на відстані 2 км від лінії насуву, розкрила відклади Зовнішньої зони на глибині 1310 м, з чого ймовірно, що кут падіння в передовій частині становить близько 25°. Свердловина Назавизів-12, віддалена ще на 9,4 км від свердловини 14, на глибині 3372 м ввійшла в юрські відклади автохтону, розкрита потужність яких становить близько 400 м. Різке занурення Внутрішньої зони західніше від свердловини Назавизів-12 довела

свердловина Гвізд-120, що розташована на відстані 5,2 км від неї, і яка на глибині 4005 м не вийшла з відкладів балицької світи, а свердловина Надвірна-1 не вийшла з неогену при глибині 6000 м.

Площина насуву Карпат на Передкарпатський прогин у загальному досить прямолінійна, за винятком високоприпіднятих ділянок, де вона утворює тектонічні напіввікна і навіть вікна. Ці явища одержали більший розвиток у південно-східній половині української частини прогину: Майданське і Покутсько-Буковинське напіввікно та Битківське вікно. На північному заході спостерігаються вигини лінії меншого порядку, викликані, як і перші, тією ж безпосередньою причиною: припіднятістю або відставанням структур Внутрішньої зони прогину, що призвело у свою чергу до порушення прямолінійності насування Карпат. Маються на увазі Монастирецький і Бориславський дугоподібні вигини.

Таким чином, Внутрішня зона є частиною крайового прогину, що поступово мігрував з південного заходу на північний схід. Різновіковість відкладів, що складають Внутрішню зону, дозволила ще польським дослідникам (К. Толвінський, Б. Буяльский [13] та ін.) розділити її на дві смуги: стебницьку і соленосну.

У радянський час на базі розвідувальних матеріалів, отриманих у 50-х роках, пропонувалось декілька тектонічних схем трьох- і двохчленного поділу Внутрішньої зони. Усі ці схеми - О.С. Вялова [14] (Бориславська, Долинська і Дрогобицька підзони), М.Р. Ладиженського [15] (Бориславська, Трускавецька і

Модрицька підзони), В.В. Глушко [16] (Бориславська і Долинська підзони) передбачали наявність флішової основи в усіх підзонах. Така ідея була провідною при пошуках нових нафтоносних площ (до початку 60-х років). Потім В.В. Глушко модернізував схему польських попередників, відповідно до якої Внутрішня зона прогину поділяється на Покутсько-Бориславську і Самбірську підзони. До Покутсько-Бориславської підзони відноситься вся смуга нижніх молас, в основі яких відомі флішеві відклади. Наявність невеликих останців воротищенських відкладів, накладених на ці складки, на думку В.В. Глушка і Б.В. Микитки, свідчать про палеогеографічну обстановку, що склалася після інверсії геосинкліналі. Вони також свідчать про те, що під час закладення Передкарпатського прогину, гір, як таких, не існувало, а був лише невисокий уступ (беріг), у затоки якого могло заходити воротищенське море.

Згідно з даними дослідників [16] на флішовій основі формувалась лише Покутсько-Бориславська підзона, яка потім була втягнута у складчастість та насуви разом з міоценовим чохлом. В основі ж Самбірської підзони флішових відкладів крейди і палеогену немає. Тут можуть траплятися їхні релікти, оскільки обмежуюча з північного сходу флішовий басейн лінія була не прямою, а звивистою, що зумовлювалося системою скісних до палеоберега розломів. Напрямок останніх залежав від простягання древніх палеозойських і рифейських структур, які, як відомо, косозанурені під Карпати. Не виключені в Самбірській

підзоні релікти флішових відкладів зсувного походження.

Реконструкції седиментаційних басейнів Карпато-Подільського крейдового шельфу показали, що літофації альб-сеноману в сучасній структурі автохтону, ймовірно, простягаються до Закарпатського глибинного розлому, в зв'язку з чим сумарна амплітуда переміщення головного Карпатського мегапокриву відносно закінчення (окраїни) епіплатформного субстрату досягає 80-100 км [17].

Вважається, що межа між платформними і флішовими відкладами проходить по Передкарпатському глибинному розлому, який співпадає із зоною Передкарпатського регіонального гравітаційного мінімуму та відділяє Карпатську геосинкліналь від Східноєвропейської платформи. Саме вказаний глибинний розлом відокремлює Внутрішню зону прогину від Зовнішньої. Раніше його називали Стрийським, а згодом Передкарпатським (В.В. Глушко, 1964). Геофізичні дослідження (М.Р. Ладиженський та В.І. Антипов, 1961; В.Б. Сологуб, 1955, 1959; С.І. Субботін, 1955) показали, що Передкарпатський розлом є зоною інтенсивної дислокованості шириною 4-6 км і виражений системою розривів типу скидів. На території прогину він простежується від кордону з Польщею до кордону з Румунією і переходить в площину Стебницького насуву.

Саме біля цієї лінії спостерігається виклинювання всіх флішових осадів як крейди, так і палеогену. Таким чином Передкарпатський глибинний розлом зародився не

пізніше, ніж в нижній крейді, і продовжував розвиватися аж до початку тортону.

Специфічною рисою глибинної будови регіону є відсутність "гранітного" шару і асиметричний карпатській "корінь" земної кори, який зміщений на північний схід від серединної частини Карпат та розташований під Скибовою зоною і Внутрішньою зоною Передкарпатського прогину [18, 19]. Ділянка, де відсутній "гранітний" шар, в плані має вигляд смуги шириною 60-80 км, яка паралельна краю Східноєвропейського кратону. Розділ Мохо залягає тут на максимальних глибинах - 60-65 км. Вище простежується шар із швидкостями 7,6-7,7 км/с ("коро-мантійна суміш"), який перекритий потужною (до 30 км) товщею порід з швидкостями 6,8-7,0 км/с. Саме з цією ділянкою співпадає регіональний мінімум сили тяжіння. На границі з Закарпатським прогином поверхня Мохо знаходиться на глибинах 30-25 км, а в бік платформи опускається до 40 км.

Сьогодні, на думку О.С. Ступки [20, 21], по новому потрібно підходити до вирішення питання глибинної будови Українських Карпат і Передкарпатського прогину та питання про будову зони переходу від Східноєвропейської платформи до Карпатської споруди. Цю зону переходу не можна ототожнювати, як це сьогодні приймається, з глибинним розломом, положення якого, до того ж визначається по різному. На його думку, слід відмовитися від вживання поняття "границя платформи" як такого, що вже не сприяє правильному розумінню геологічної будови регіону.

На сьогодні прийнято вважати, що амплітуда горизонтального переміщення Карпатських покривів становить сотні кілометрів, на що ще в 1989 р. вказував В.В. Глушко [22]. Саме, це ймовірно, зумовлювало опускання по системі розломів окремих ступінчастих блоків окраїни Східноєвропейської платформи та їх поступове занурення в бік Карпатської гірської забудови.

Щодо нафтогазоносності, то необхідно відзначити, що більшість родовищ вуглеводнів у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину відкриті до глибин 4-4,5 км. Промислові припливи нафти на глибинах понад 5 км одержано в свердловинах 2-Новосхідниця (5476-5984 м), 1-Пн. Завода (5704-5797 м), 17-Семигинів (5200-5245 м) та ін., а під час буріння свердловини Шевченково-1 в інтервалі тріщинуватих пісковиків (7014-7022 м) нижньої крейди мали місце інтенсивні нафтогазопрояви. У межах вказаної зони за останні роки відкрито 12 нафтових родовищ, з яких Янківське, Соколовецьке, Мельничинське та Південностинавське відкриті в нижніх ярусах складок на великих глибинах (4600-5700). Причому, слід зазначити, що свердловиною 1-Пн. Завода у відкладах олігоцену відкрито один з найглибших у Європі нафтових покладів (Соколовецьке родовище).

1.2. Структурно-тектонічна будова та нафтогазоносність автохтону

Як відомо Східнокарпатська геосинкліналь в історії розвитку обмежувалась на північному сході, зі сторони Волино-Подільської плити, герцинськими гірськими спорудами, які простягалися від Келенецько-Сандомирських гір на північному заході до гір Добруджі на південному сході. Місцезнаходження цієї гірської споруди окремими дослідниками визначалося по-різному. О.О. Богданов (1949, 1950), О.С. Вялов (1953, 1954, 1956), М.В. Муратов (1949, 1952) і В.І. Славін (1956) відводять їй місце між сучасними Внутрішньою і Зовнішньою зонами Передкарпатського прогину, де вона, на їх думку, відділяла морський геосинкліальний режим седиментації від режиму платформного осадконакопичення. У той же час С.П. Гавура [23] вказує на те, що край флішового басейну знаходиться приблизно в смузі, яка проходить через населені пункти Турка, Волосянка, Усть-Чорне і найімовірніше контролюється глибинним Славським розломом, що виявлений геофізичними методами в дофлішовій основі Карпат. На думку цього автора тільки в цій смузі на глибині можливо знаходяться прибережні автохтонні утворення флішу, який представляє зацікавленість з точки зору нафтогазоносності.

За даними Ю.З. Крупського [24] та ін. в автохтонних відкладах Передкарпатського прогину доведена наявність крейдових і юрських порід чохла платформи, доказується наявність шельфових флішових

відкладів крейдово-палеогенового басейну. Крім того, він вважає, що границя між платформними і флішовими відкладами проходить по Передкарпатському глибинному розлому, який ототожнюється із зоною Передкарпатського регіонального мінімуму сили тяжіння, а також по цій границі пропонується вирізняти Внутрішню і Зовнішню зони в автохтоні прогину.

Більшість геологів [2, 17 та ін.] вважають, що можливо під Скибовою зоною Карпат на території України та східної Польщі продовжується смуга метаморфізованих відкладів рифею Малопольського масиву. Його високоприпіднята частина (Лежайське підняття або антиклінорій Нижнього Сяну) занурюється в південно-східному напрямку (м. Хідновичі). Наявність рифейських порід у скупченнях "екзотичних" конгломератів у фліші і моласах нижнього міоцену в районі м. Борислав, Трускавець, Нагуєвичі, Долина, Слобода Рунгурська, Вижниця та інших, вказує на простягання даного масиву вздовж цієї зони аж до кордону з Румунією. Північно-східна межа поширення рифейських порід у межах Зовнішньої зони прогину приблизно співпадає з Краковецьким розломом і на південний захід в районі Долини вона заходить під Скибову зону Карпат. На південному сході ця межа продовжується під Верховинською западиною і, ймовірно, виходить на дислокації Печеняга-Камінна, що відокремлюють у Добруджі зону зелених сланців від смуги розвитку палеозойських і мезозойських відкладів на півночі.

Рельєф фундаменту характеризується блоковою будовою з широким розвитком субмеридіональних розломів. За даними досліджень КМЗХ-ГСЗ вперше запропонована схема гіпсометрії фундаменту південно-західного закінчення Східноєвропейської платформи (М.С. Ярош, Х.Б. Заєць).

Аналіз матеріалів сейсмічних досліджень глибинної будови Карпат і Передкарпатського прогину, виконаний співробітниками Львівського відділення УкрДГРІ [25, 26], свідчить, що найбільш прогнута частина - Бориславсько-Покутська зона - по поверхні автохтону обмежується глибинними розломами карпатського простягання. За північним розломом збережена назва Передкарпатського розлому, встановлена його дугоподібна будова із загальною амплітудою вертикального зміщення 3-4 км. Південний крайовий розлом простежується в районі Славська.

Схематичні дані про тектонічну будову поверхні Карпатського автохтону отримано за результатами геолого-гравіметричного моделювання будови земної кори Українських Карпат і Передкарпатського прогину [27]. Згідно з результатами цих робіт у піднасувному комплексі порід простягається грабеноподібна структура, ширина якої становить до 30 км. Вона простежується від поперечного перерізу простягання Карпат в районі м. Коломия до відповідного перерізу в районі м. Борислав. Визначений грабен (або за даними Г.Ю. Бойка і С.Г. Анікеєва - рифтогенна структура) обмежений двома крайовими (Передкарпатським і Славським) глибинними розломами карпатського

простягання. Даний грабен перетинають у поперечному напрямку глибинні розломи: Раточинський, Стрийський, Тячево-Монастирський і Покутський. Крім поперечних, у районі Долини діагонально простягається Краковецько-Верховинський розлом, який на південний схід від Долини дещо змінює свій напрямок з субмеридіонального до субширотного. В околиці с. Микуличин він перетинається з добре вираженим в автохтоні поперечним Покутським розломом.

Спроби побудови карти поверхні фундаменту на всій території Карпатського регіону з використанням гравіметричних та інших геолого-геофізичних досліджень зроблені В.Я. Біліченком [28] та ін. Проте, дані про глибини залягання дофлішового фундаменту і загальної товщини флішових покривів потребують більш комплексних детальних геолого-геофізичних підходів з використанням геологічної інтерпретації матеріалів геогустинного моделювання глибинної будови.

Аналіз структурних карт донеогенової поверхні автохтону і підошви алохтону вказує на здіймання над піднятими блоками основи насунутих флішових і нижньоміоценових молас та занурення цих товщ вздовж опущених крил блоків з проникненням деяких розломів в породи алохтону [18].

Результати сейсмічних досліджень по геотраверсах Р-2 (Берегово-Сколе-Стрий-Дашава-Перемишляни) та Р-5 (Гринява-Путила-Давідени-Чернівці) дозволили виявити в кристалічному фундаменті і протофундаменті крупні зони розривних порушень [29]. Одержана по

геотраверсах Р-2 і Р-5 поверхня піднасуву Карпатської споруди узгоджується з матеріалами побудови глибинних границь земної кори за даними КМЗХ-ГСЗ. Вона відповідає зануренню на максимальні глибини до 9-13 км під Скибовим покривом (на профілі Р-2 - в районі ужоцького розлому, а на профілі Р-5 - в районі свердловини Гринява-1). Далі, на південний захід спостерігається піднімання доальпійської поверхні до 7-9 км під зоною Кросно. Така закономірність гіпсометрії піднасуву Карпат узгоджується з поведінкою гравітаційного поля та даними магніто-телуричного зондування [29].

У мезозойському доміоценовому комплексі автохтонної частини Більче-Волицької зони українського Передкарпаття в її північно-західній частині відкрито ряд родовищ вуглеводнів, пов'язаних з верхньоюрськими та крейдовими відкладами: нафтове Коханівське, нафтогазове Вишнянське, газові Рудківське, Меденицьке, Більче-Волицьке, Угерське, Південноугерське, Малогорожанське, Грудівське, Орховицьке, Ретичинське, газоконденсатне Летнянське. Припливи важкої нафти з вапняків юри були отримані на Нікловицькій площі. Важливе значення має відкриття під насувом Карпат у південно-східній частині зони високодебітного нафтового родовища Лопушна, пов'язаного з відкладами верхньої юри, крейди та палеогену.

У доміоценовому фундаменті польської частини Передкарпатського прогину у відкладах кембрію,

ордовіку-силуру, девону, карбону, верхньої юри, крейди, відкрито близько 30 родовищ. У палеозойських автохтонних відкладах відкриті нафтове родовище Носувка (нижній карбон) та газові родовища Цетиня (кембрій), Ушковце (ордовік-силур), Нівіска (девон), Лаховіце-Стришава (середній-верхній девон), Залєсє (верхній девон), в багатьох пунктах виявлені прояви вуглеводнів з кембрій-девонських відкладів [5, 6]. Зіставлення цих даних дає підстави вважати мезозойські та палеозойські відклади Українського Передкарпаття перспективними для пошуків покладів нафти і газу.

Останнім часом деякі дослідники переглядають об'єм окремих складових частин і межі Передкарпатського прогину. Зокрема, П.Ю. Лозиняком [30] смугу розвитку глибинних складок, яка раніше виділялась як Внутрішня зона прогину, віднесено до складчастої споруди Карпат. Власне прогин формують Слобідський та Стебицький (Самбірський) покриви. Зовнішня (Більче-Волицька) зона розглядається у складі Східноєвропейської платформи, а не як частина прогину. В її межах виокремлено: Крукеницька і Коломийська западини, Косівсько-Угерська прибортова зона та Отинський горст. У подальшому Я.О. Кульчицький, П.Ю. Лозиняк, М.Й. Петрашкевич [31] у Передкарпатському прогині в межах Бориславсько-Покутської зони виділили самостійні Слобідську та Делятинську підзони.

На підставі вищенаведеного можна констатувати, що сьогодні доведена насувно-складчаста структура

Скибових Карпат та прилеглих територій; у Передкарпатському прогині розмежовують насунуті алохтонні відклади та автохтонні породи ложа прогину; в інтервалі глибин 5-6 км на окремих площах отримані промислові припливи нафти, а нафтогазопрояви - на глибині понад 7 км.

Проте, ще залишається багато невиясненого у глибинній геологічній будові Передкарпатського прогину та його нафтогазоносності.

У даній роботі автор притримується трьохчленного поділу Передкарпатського прогину, запропонованого В.С. Буровим та ін. (1969), на основі якого будуть розглядатися і базуватися подальші дослідження щодо геологічної будови центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони та їх нафтогазоносності.

РОЗДІЛ 2

ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ЦЕНТРАЛЬНОЇ ТА ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИН БОРИСЛАВСЬКО-ПОКУТСЬКОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ НА ГЛИБИНАХ 5-8 КМ

Вивчення геологічної будови на великих глибинах можливе тільки при поєднанні різнорідної наявної інформації, причому необхідно враховувати як давно відомі дані, так і методи, методики, матеріали та результати новітніх досліджень.

Як уже зазначалось у попередньому розділі даної роботи, уява про глибинну геологічну будову до цього часу базувалась, переважно, на результатах регіональних сейсмічних досліджень, а також на уявленнях про геодинамічний розвиток Карпатського регіону та на окремих (для значних глибин) матеріалах буріння і досліджень літолого-фаціальних особливостей гірських порід.

Покривна структура Карпат зараз не викликає сумнівів. Вона добре вивчена бурінням, геологічними й геофізичними дослідженнями в Складчастих Карпатах і в Передкарпатському прогині як в Україні, так і в Польщі. В їх геологічній будові чітко фіксуються основні два тектонічні поверхи - автохтонний та алохтонний. Горизонтальна амплітуда карпатського насуву на платформу у східній частині Польських Карпат, за даними св. Кузьміна-1, становить близько 40 км [5]. М. Ощипко [6] стверджує, що для Польських Карпат підтверджена бурінням амплітуда не менша

50 км. У південно-східній частині Українських Карпат, за даними св. Сергії-1, амплітуда становить 15 км, але результати регіональних геолого-геофізичних робіт свідчать, що вона досягає 80 км і більше.

З розвитком методів і методик досліджень та їх удосконаленням, а також з отриманням нових даних буріння глибоких і надглибоких свердловин та відкриттям глибокозалягаючих покладів вуглеводнів, змінювались погляди на формування, будову і структурно-тектонічні особливості як Передкарпатського прогину, так і прилеглих територій, та їх нафтогазоносність.

Оскільки у Передкарпатті пробурена недостатня кількість надглибоких свердловин, то всі геологічні моделі глибинних частин надр базуються, в переважній більшості, на фактичних даних сейсморозвідувальних та гравірозвідувальних робіт. Опрацювання таких матеріалів, їх поєднання з матеріалами пробурених надглибоких свердловин, а також нові погляди [32] на глибинну геологічну будову Передкарпаття, дозволили нам розробити новітню модель глибинної геологічної будови центральної та північно-західної частин Передкарпатського прогину.

Аналіз гравітаційних полів дозволяє встановити характер геологічної будови назагал, але це недостатньо для розуміння детальної будови окремих ділянок. Окрім того, сама природа гравітаційних аномалій вимагає геологічного пояснення. Тому для дослідження та встановлення глибинної геологічної

будови, поряд з використанням матеріалів геогустинного моделювання по профілях, що проходять навхрест до карпатського простягання, нами використовувались також матеріали сейсмічних досліджень та пошуково-розвідувального буріння в досліджуваному регіоні. Причому, слід зазначити, що, головним чином, нами проводилось моделювання саме геологічної будови на глибинах 5-8 км центральної та північно-західної частин Передкарпатського прогину.

За основу для геогустинного моделювання було вибрано шість поперечних профілів, розташування яких показано на рисунку 2.1. Профілі складались з врахуванням даних пробурених свердловин та сейсмічних досліджень, як регіонального плану, так і виконаних на окремих площах. Вони були початковими при створенні геогустинної моделі геологічної будови.

Подальше моделювання проводилось шляхом вирішення прямої та оберненої задач гравірозвідки та аналізу отриманих результатів. На основі проведених побудов та їх опрацювання корегувалась початкова геогустинна модель. Обробка гравіметричних даних проводилась з використанням комп'ютерної системи "Complex.Gravity" [33] за методикою, розробленою С.Г. Анікєєвим [34]. Обернена задача гравіметрії вирішувалась у двох варіантах: лінійному (пошук розподілу густин) і структурному (уточнення геометрії границь).

З метою отримання додаткових даних про густинні характеристики порід, що складають розріз, було створено комп'ютерну базу даних дослідження керну і

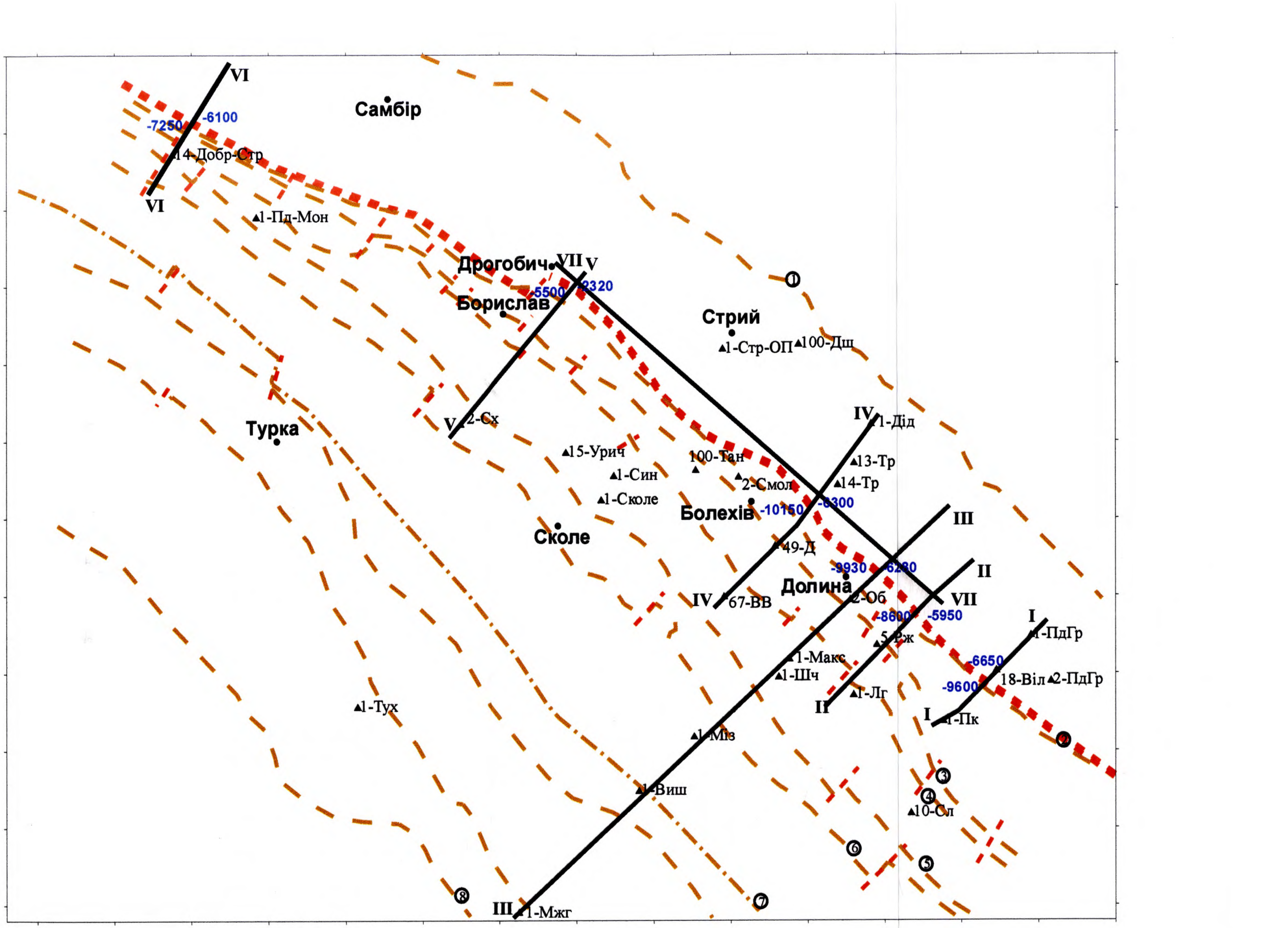
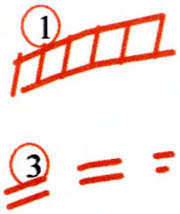


Рис. 2.1. Схема розміщення профілів у центральній та північно-західній частинах Передкарпатського прогину. Масштаб 1:500000.
Склав Хомин В.Р. (з використанням матеріалів Л. Мончака, В. Степанюка,
С. Баб'юка, С. Анікеєва та особистих досліджень).

Умовні позначення до рисунку 2.1

- розломи



- розломи регіональні :
а - виходять на поверхню
б - під покривом

1 - Калуський, 2 - Городоцький,

3 - Судово-Вишнянський, 4 - Краковецький,

5 - Стрийський

- поперечні розриви

2-Сх - глибокі свердловини

- абсолютні позначки залягання підошви відкладів юри по Передкарпатському розлому

- фронти: покривів і скиб

1 - Самбірського, 2 - Бориславсько-Покутського

3 - Берегової, 4 - Орівської, 5 - Сколівської,

6 - Парашки, 7 - Кросно, 8 - Дуклянської

- фронт Кросненської зони

проведено її статистичну обробку (результати обробки наведено в табл. 2.1). Отримані результати обробки було враховано при створенні геогустинної моделі.

Слід зазначити, що наведені в таблиці дані відповідають сухій породі, тобто без врахування пластових флюїдів, що враховувалось нами при фактичних дослідженнях у подальшому.

Враховувались також дані, що наведені в роботі [35], для глинистих порід Карпат, а також закономірності ущільнення глинистих порід.

Таблиця 2.1.

Результати статистичної обробки даних густини порід флішового розрізу Передкарпаття

Вік порід	Математичне очікування	Середньоквадратичне відхилення	Критерій Пірсона
Воротищенська світа	2,603	0,036	1,63
Стебницька світа	2,573	0,057	8,27
Кросненська світа	2,454	0,089	6,62
Менілітова світа	2,429	0,157	48,06
Бистрицька світа	2,522	0,148	7,92
Вигодська світа	2,418	0,134	89,62
Манявська світа	2,437	0,133	35,70
Стрийська світа	2,581	0,102	15,63

Аналізувались та враховувались дані експериментальних та теоретичних досліджень, які вказують на те, що породи одного віку, які залягають на різних глибинах, зазнали значних тангенціальних (бокових) стиснень окрім звичайного геостатичного ущільнення. Частина розрізу знаходиться в зонах ущільнення та дроблення, що теж знайшло своє відображення у густині. Породи у фронтальних частинах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину зазнавали меншого ущільнення ніж породи центральної частини Карпат, тому існує реальна різниця між їх густинами. Також враховано засоленість порід, оскільки соленосні породи характеризуються меншою густиною. З врахуванням вищенаведеного уточнювались густини гірських порід, що були вихідними при моделюванні глибинної геологічної будови досліджуваної території.

При послідовному моделюванні отримувалися різні варіанти зіставлення кривих фактичного і модельного гравітаційних полів. За реальну приймалася модель при максимальному зближенні цих кривих.

У результаті виконання та аналізу досліджень глибинної геологічної будови центральної та північно-західної частин Передкарпатського прогину отримано наступне:

Геологічний розріз I-I проходить в південній частині досліджуваної території через свердловини 1-Ясень, 2-Перегінськ, 15-Росільна, 19, 18-Вільхівка, 2, 1-Південна Гринівка (рис. 2.2). Його густинна

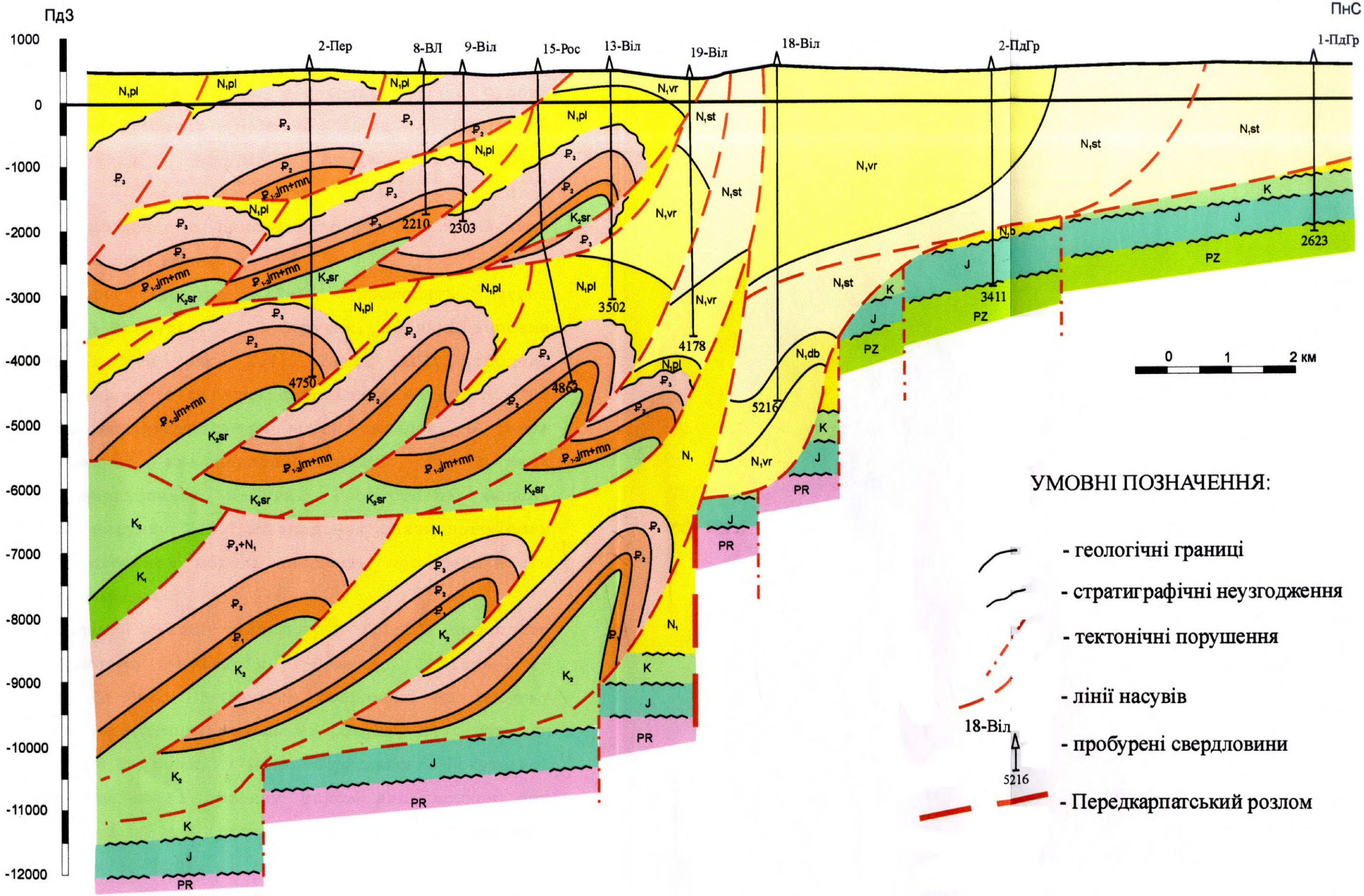


Рис. 2.2. Геологічний розріз по лінії І-І. Склали Мончак Л.С., Хомин В.Р.

модель показана на рисунку 2.3. Як видно з геогустинної моделі одержано досить добре співпадіння між модельним та спостережуваним полями. Привертає увагу чітке вираження трьохярусної будови Бориславсько-Покутської зони та існування високоамплітудних уступів фундаменту. Деяке розходження в межах розвитку флішових складок пов'язано, можливо, з присутністю в нижній частині розрізу соленосних молас.

Геологічний розріз II-II проходять через свердловини 5-Рожнятів, 2, 3-Струтин, на який знесена свердловина 1-Луги (рис. 2.4). Такий вибір зроблено тому, що по ньому є багатий сейсмічний матеріал. Тут також чітко виділяється три яруси складок, а також складки, можливо, вже параавтохтонні, одна з яких розкрита свердловиною 1-Луги. Геогустинна модель показана на рисунку 2.5. Співпадіння фактичного поля із полем підібраної моделі свідчить про реальність структурних побудов.

Регіональний геологічний розріз III-III проходить через свердловини 1-Міжгір'я, 1-Вишково, 1-Мізунь, 1-Шевченково, 17-Спас, 5-Оболоня зображено на рисунку 2.6, а його геогустинна модель на рисунку 2.7. Тут, як і в попередніх випадках, у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину також виділяються три яруси складок, що підтверджується геогустинною моделлю цього перерізу.

Певні труднощі існували при моделюванні частини розрізу на глибинах нижче 7 км, що знаходиться під

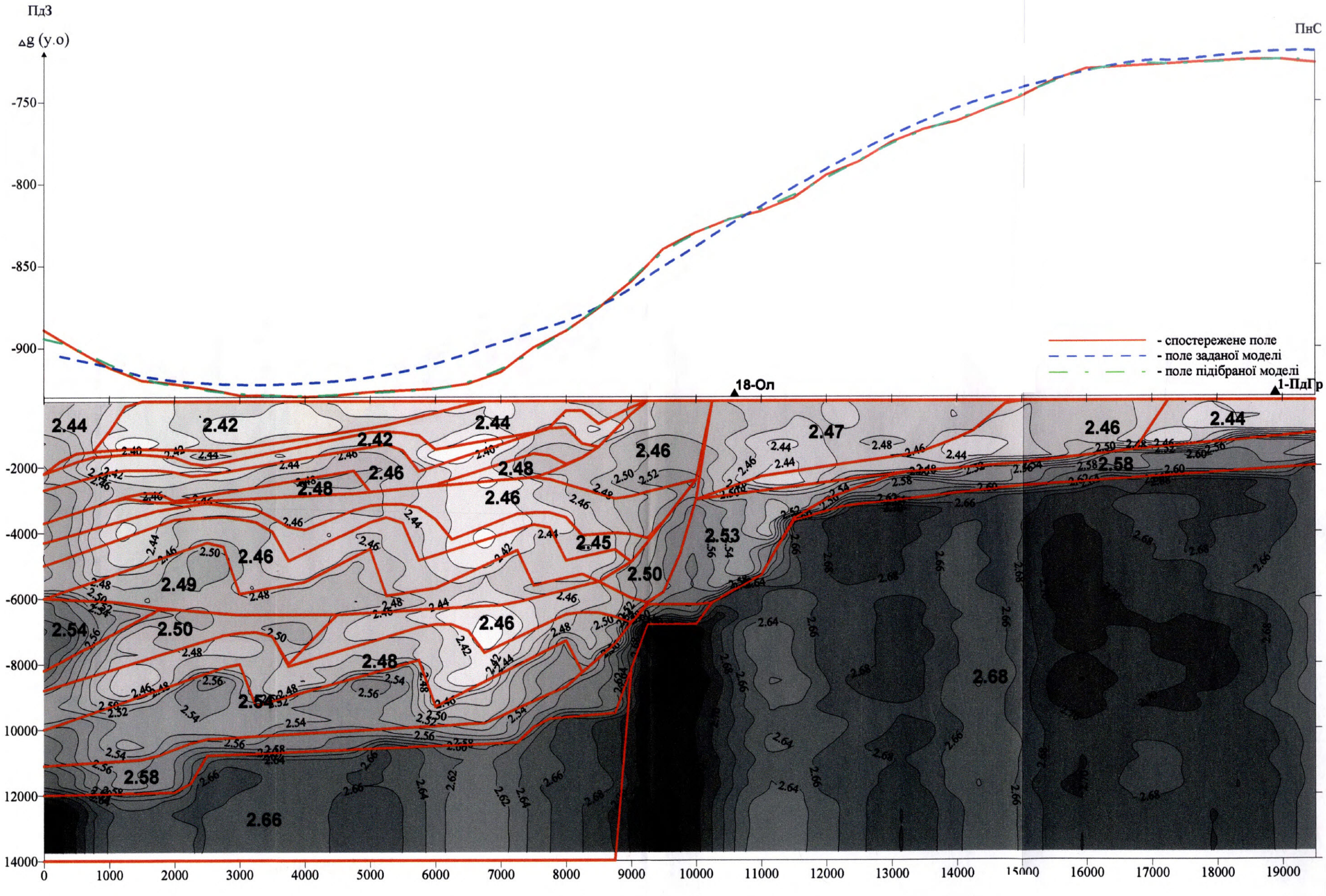


Рис. 2.3. Геогустинна модель по лінії розрізу І - І. За матеріалами В. Степанюка, Л. Мончака, Р. Фоменко. 2002 р.

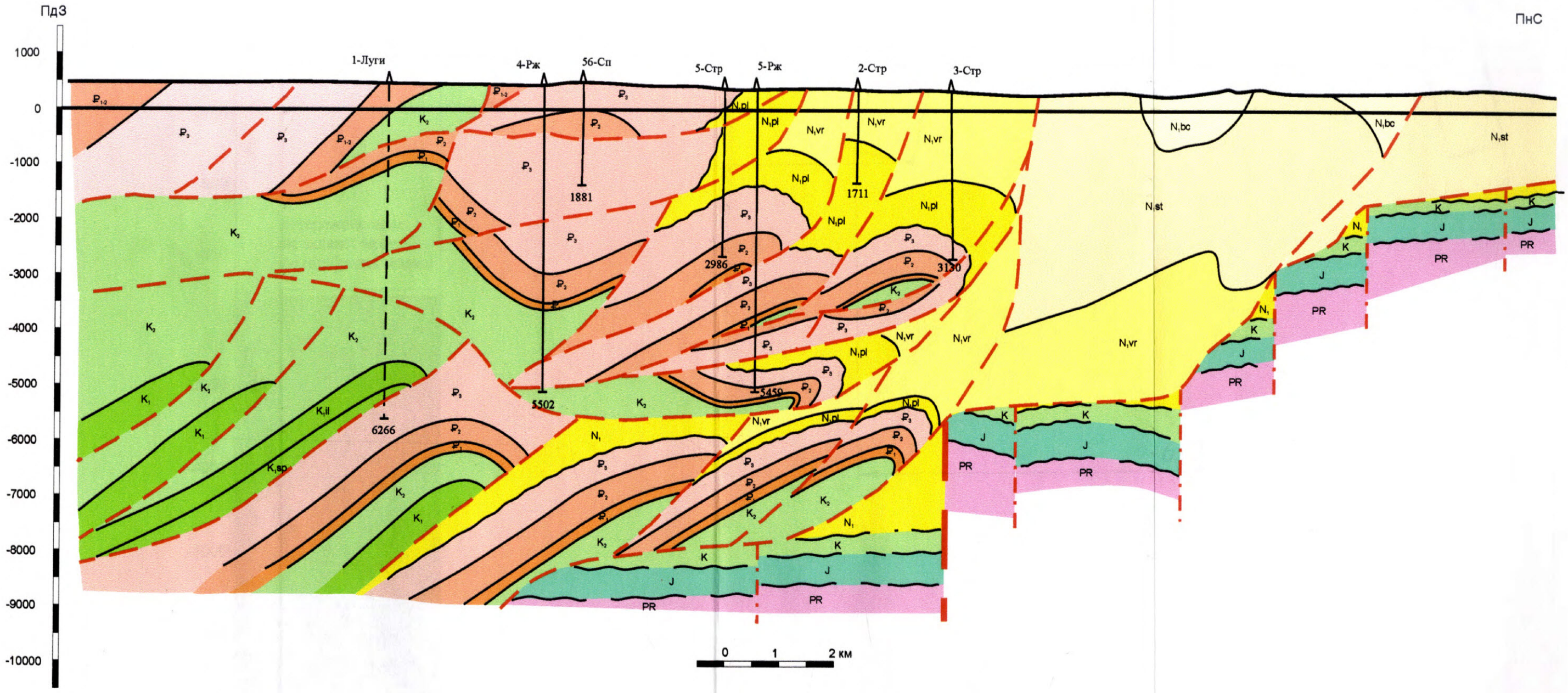


Рис. 2.4. Геологічний розріз по лінії II-II. Склали Мончак Л.С., Хомин В.Р. (умовні позначення на рис. 2.2).

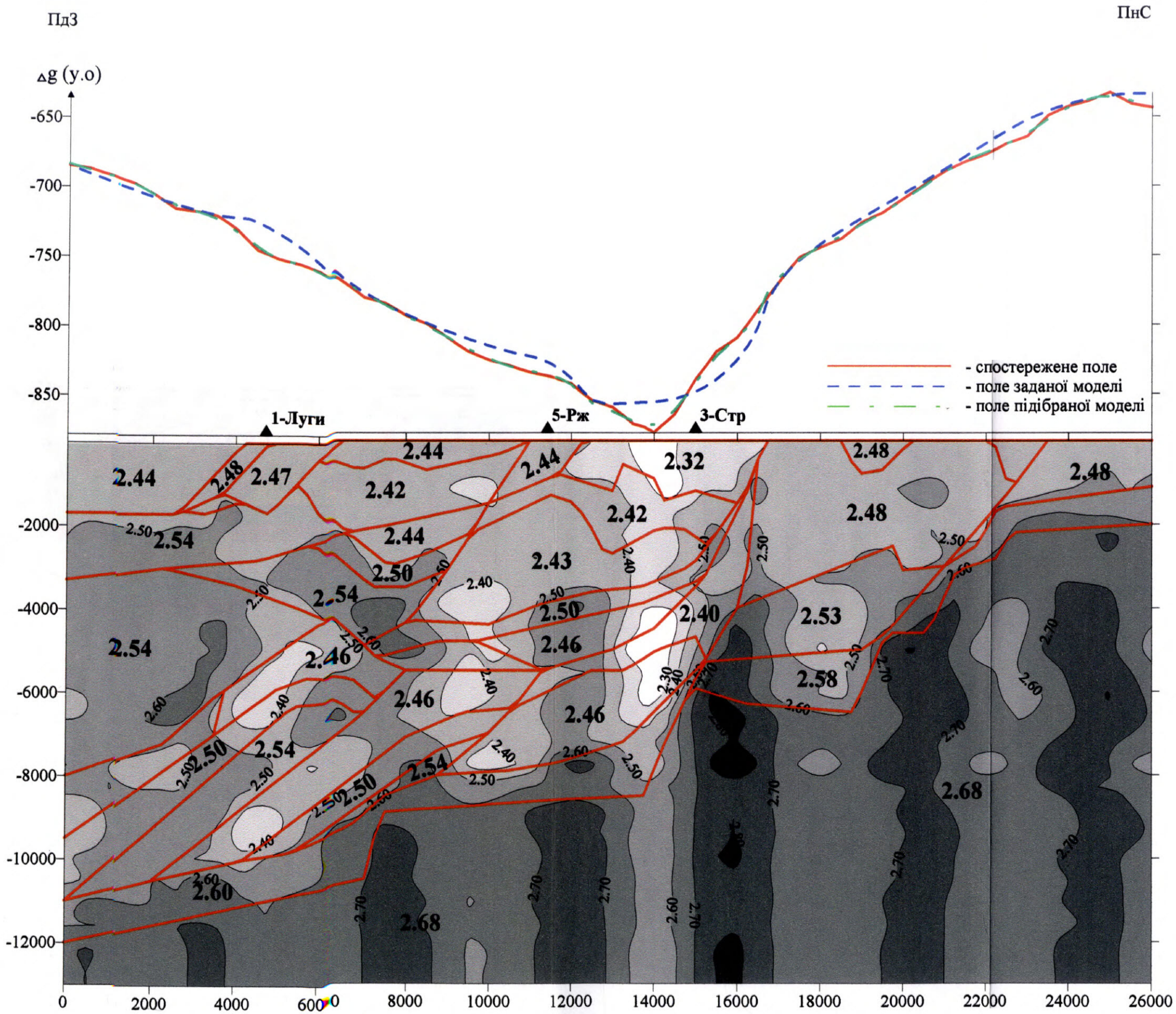


Рис. 2.5. Геогустинна модель по лінії розрізу II - II. За матеріалами В. Степанюка, Л. Мончака, Р. Фоменко. 2002 р.

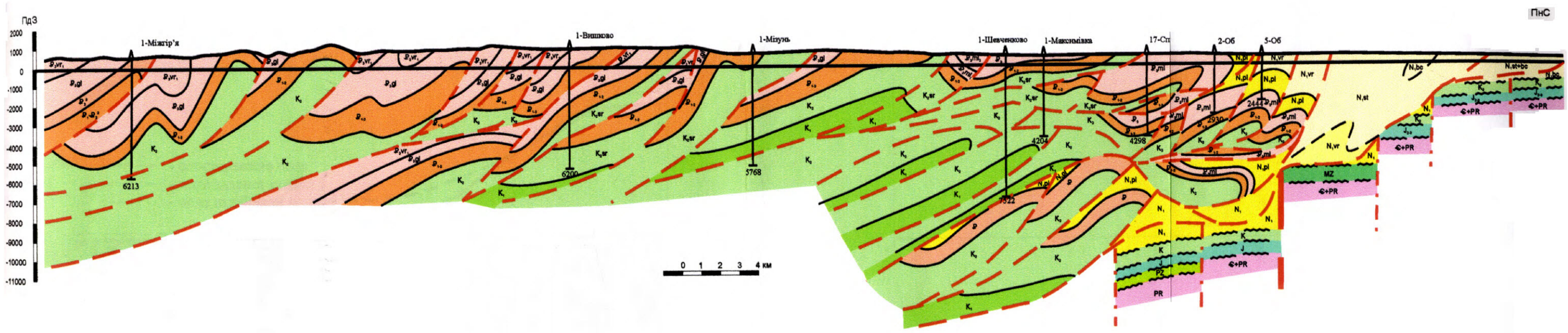


Рис. 2.6. Геологічний розріз по лінії III-III. Склали Мончак Л.С., Хомин В.Р. (умовні позначення на рис. 2.2).

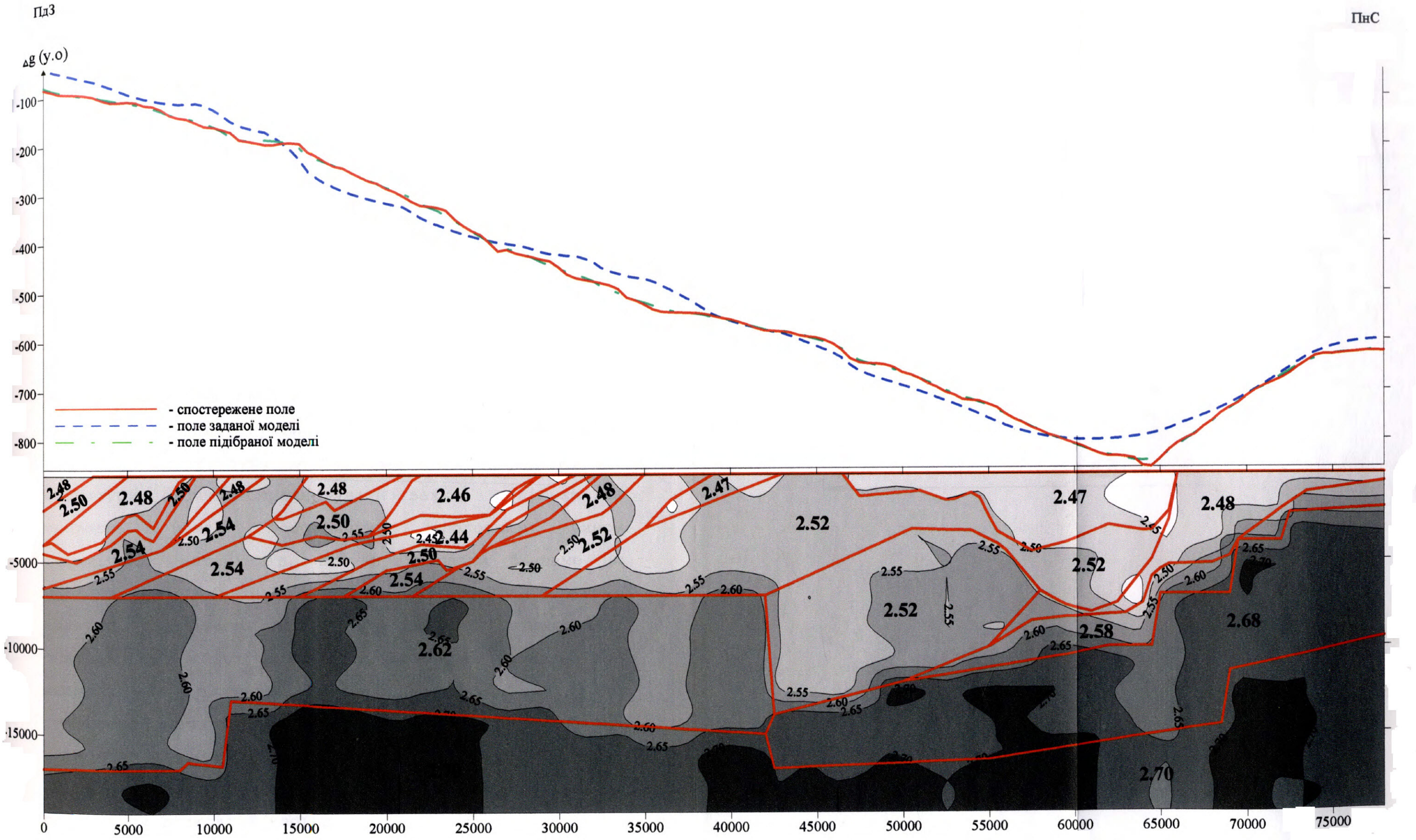


Рис. 2.7. Геогустинна модель по лінії розрізу III - III. За матеріалами В. Степанюка, Л. Мончака, Р. Фоменко. 2002 р.

Турківською та Скибовою зонами. Тому тут виділено тільки зону з відносною густиною порід 2,62, що відповідає осадовому комплексу порід. При опрацюванні різних варіантів наповнення структурно-тектонічними побудовами підстав для прийняття конкретного варіанту мало. Можна тільки стверджувати, що це мезо-кайнозойські породи.

Геологічний розріз IV-IV проходить через свердловини 67, 10, 7, 6, 69-Вигода-Витвиця, 49, 55-Долина, 155-Північна Долина, 419-Новоселиця та 1-Дідушичі. Для його побудови використовувався матеріал сеймопрофілю I 5896 (рис. 2.8). Як видно з побудованого геологічного профілю (рис. 2.9) виділяється найбільш занурений у цій частині Передкарпатського прогину IV ярус (з врахуванням підвороту) структур. Який саме мають вигляд ці структури, точно спрогнозувати важко, оскільки на сьогодні немає геофізичних (головним чином сейсмічних) матеріалів, що висвітлювали б саме цю частину розрізу. На існування IV ярусу структур вказують результати аналізу геогустинного моделювання, оскільки тут чітко виділяється негативна гравітаційна аномалія на геогустинному профілі (рис. 2.10), яка зумовлена наявністю у цій частині розрізу саме флішового комплексу порід. Співпадіння досить задовільні, деякі розбіжності пов'язані із наявністю соленосних відкладів неогену.

Геологічний розріз V-V (рис. 2.11) знаходиться в Бориславському районі і проходить через свердловини

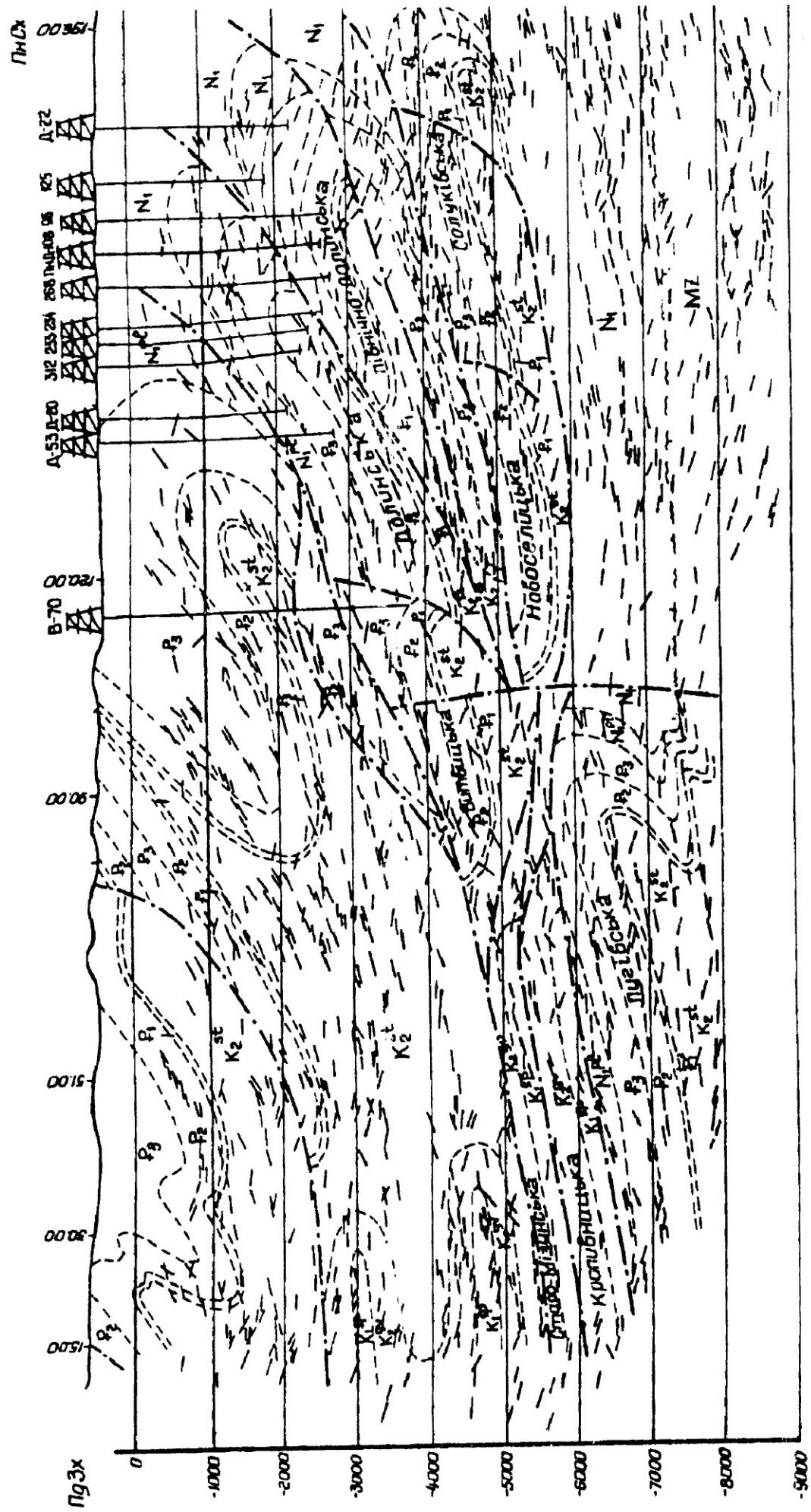


Рис. 2.8. Сейсмічний профіль І 5893 в інтерпретації ЗУГРЕ [4].

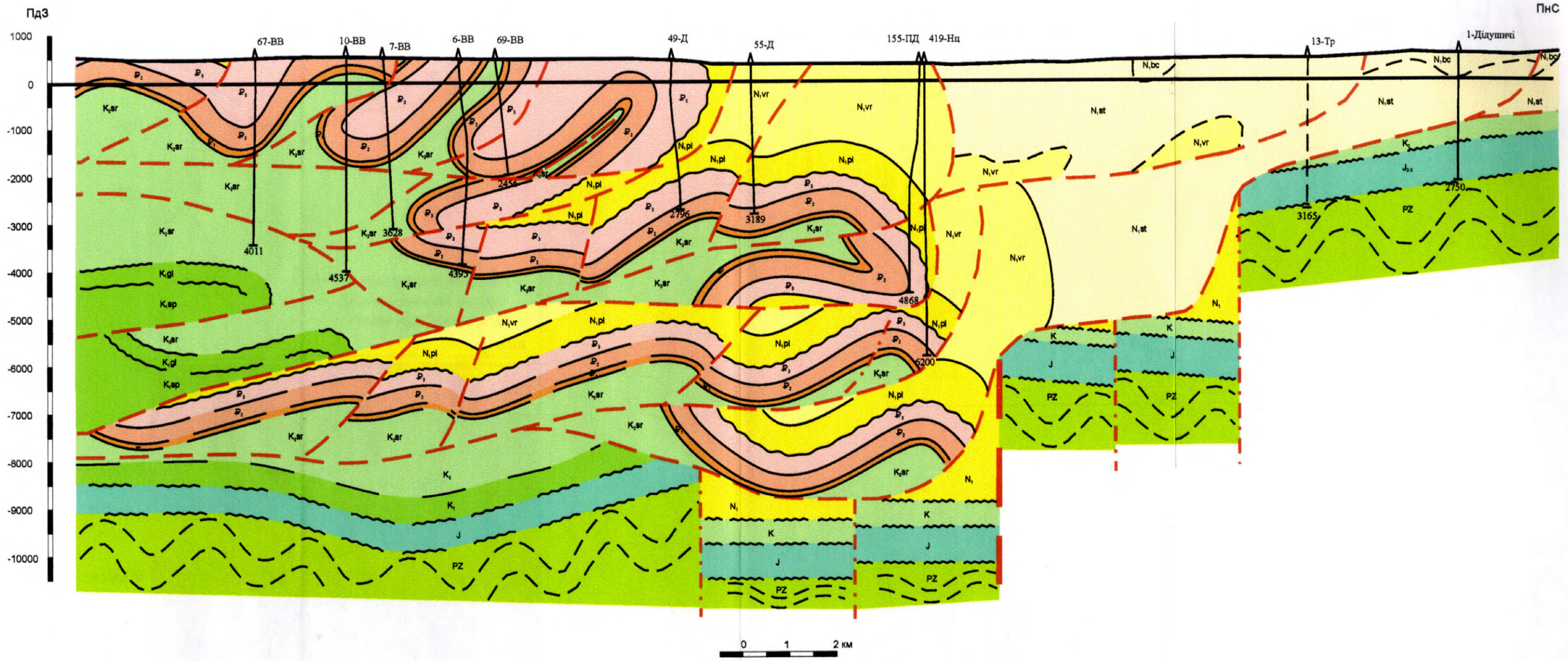


Рис. 2.9. Геологічний розріз по лінії IV-IV. Склали Мончак Л.С., Хомин В.Р. (умовні позначення на рис. 2.2).

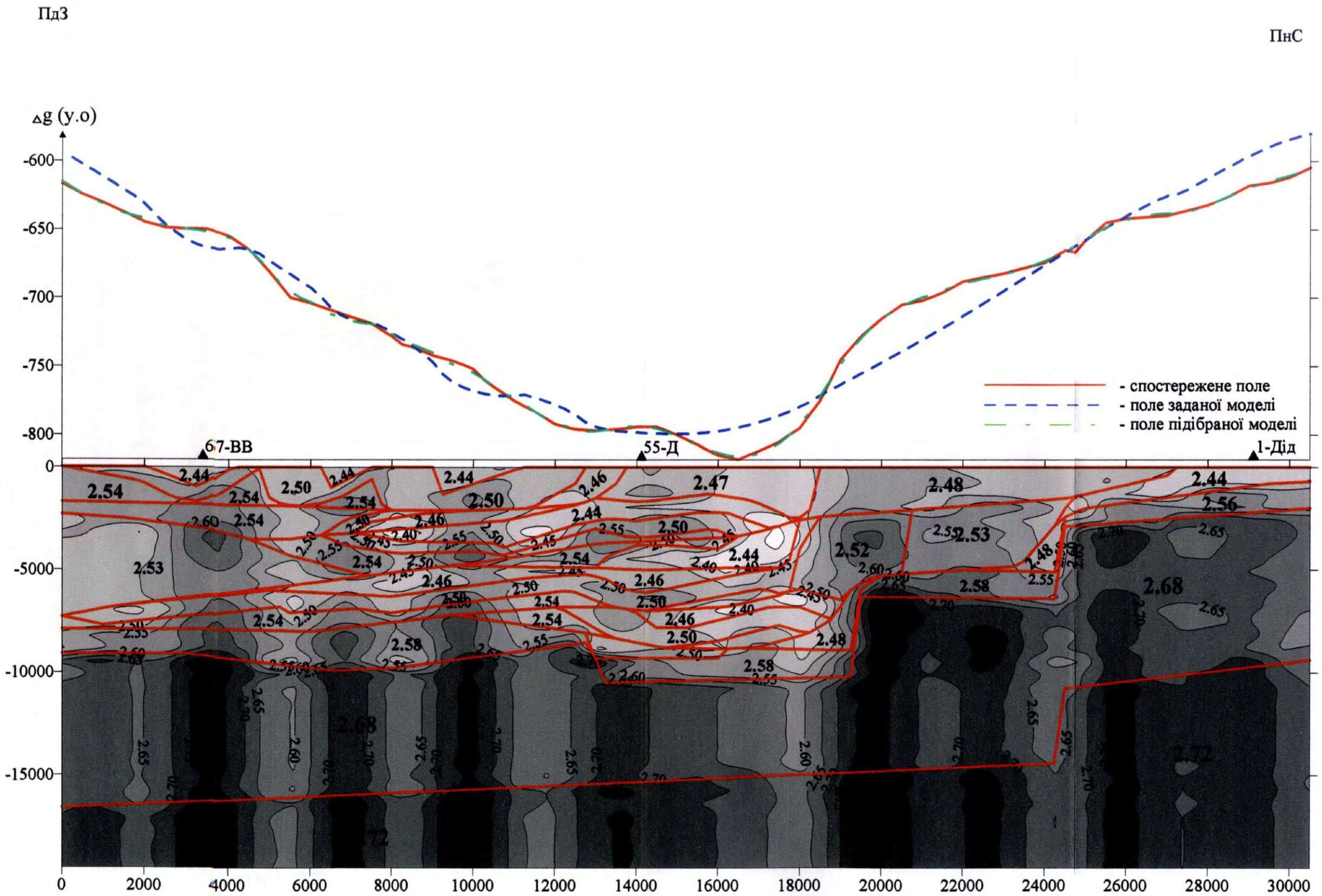


Рис. 2.10. Геогустинна модель по лінії розрізу IV - IV. За матеріалами В. Степанюка, Л. Мончака, Р. Фоменко. 2002 р.

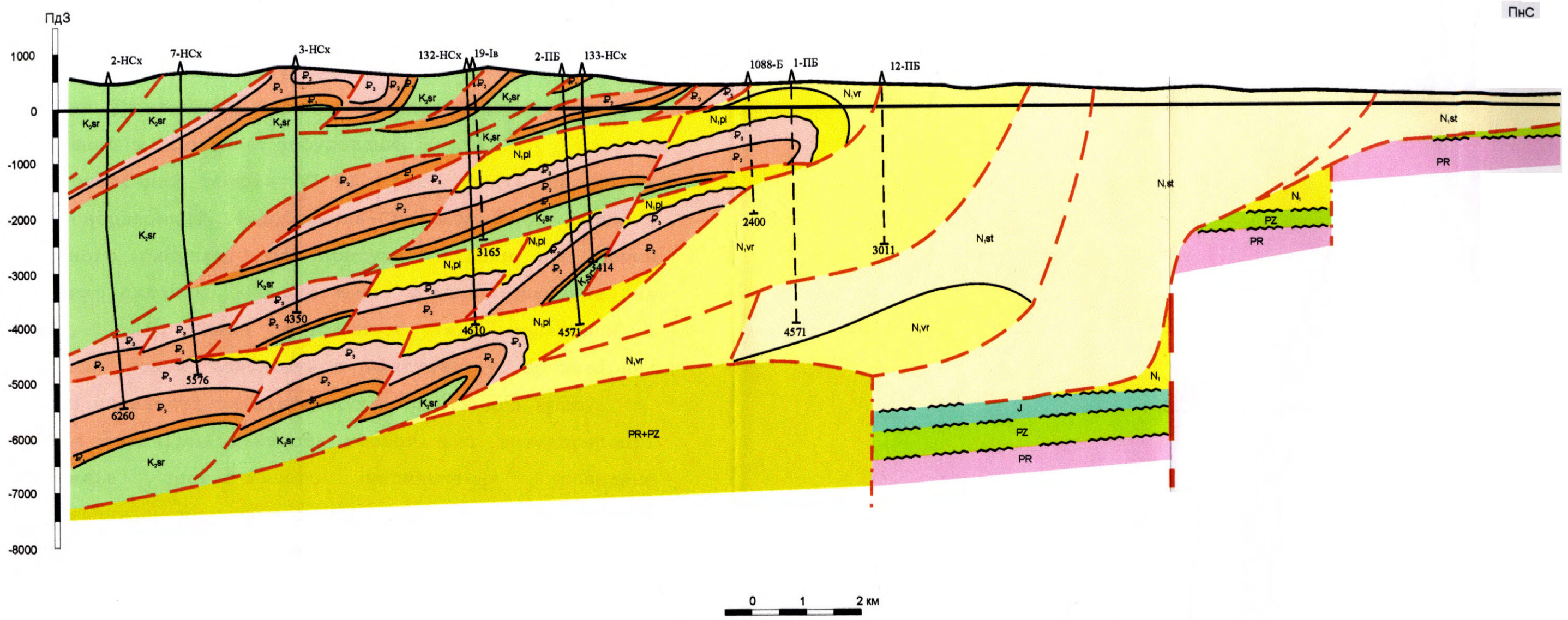


Рис. 2.11. Геологічний розріз по лінії V-V. Склали Мончак Л.С., Хомин В.Р. (умовні позначення на рис. 2.2).

2, 7, 3, 132, 133-Новосхідниця, 2-Північний Бориславі. Для його побудови використовувався матеріал сеймопрофілю VIII 6771 (рис. 2.12). Геогустинна модель цього профілю зображена на рисунку 2.13. Цей переріз виявився дуже складним для створення геогустинної моделі, що пов'язано із зміною глибинної геологічної будови, де вісь гравітаційного мінімуму змінює свій напрям.

Тут спостерігається деяке північно-східне зміщення фронтальної частини складок третього ярусу в порівнянні з існуючими побудовами.

Геологічний розріз VI-VI (рис. 2.14) проходить через свердловину 14-Добромиль-Стрільбичі. Як видно з наведеного рисунка, тут присутні тільки два яруси флішових складок. Геогустинна модель показана на рисунку 2.15. Деякі розбіжності між модельним і фактичним полем пояснюються відсутністю достовірних даних з наявності чи відсутності проміжного ярусу.

Для перевірки дієвості геологічної інтерпретації матеріалів геогустинного моделювання проведене моделювання геологічної будови у Стрийському перетині. За основу для моделювання було прийнято побудований ЗУГРЕ сейсмогеологічний розріз 13-105793 (рис. 2.16), який проходить через свердловини 33, 4 та 7-Семигинів і на який знесена запроектована свердловина 2-Довголуцька. У результаті проведеного геогустинного моделювання отримано досить добре зближення кривих модельного та спостережного гравітаційних полів (рис. 2.16). Тобто на конкретному прикладі підтверджено детальними сейсмічними

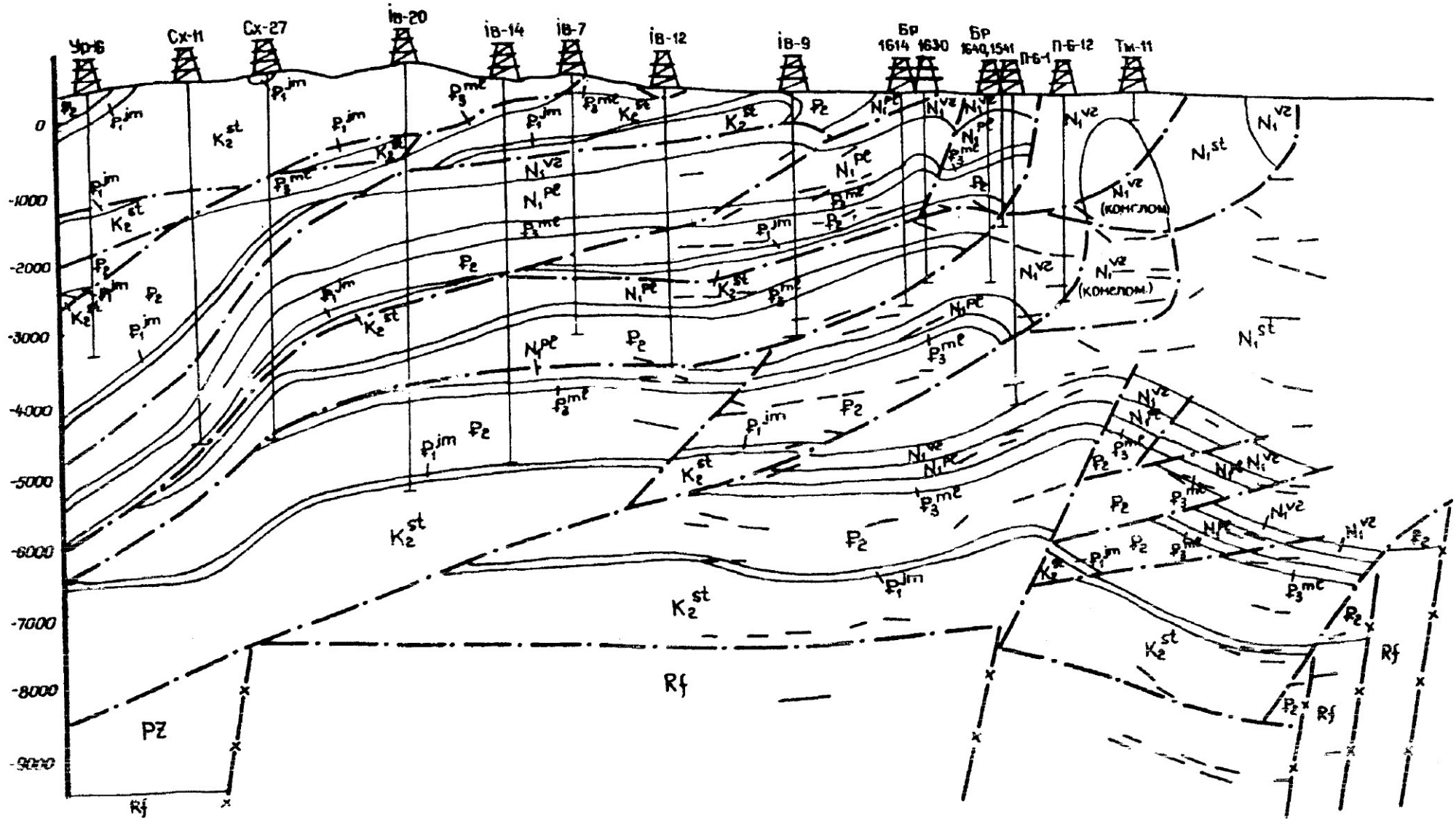


Рис. 2.12. Сейсмічний профіль VIII 6771 в інтерпретації В.Я. Біліченко [28].

ПдЗ

ПнС

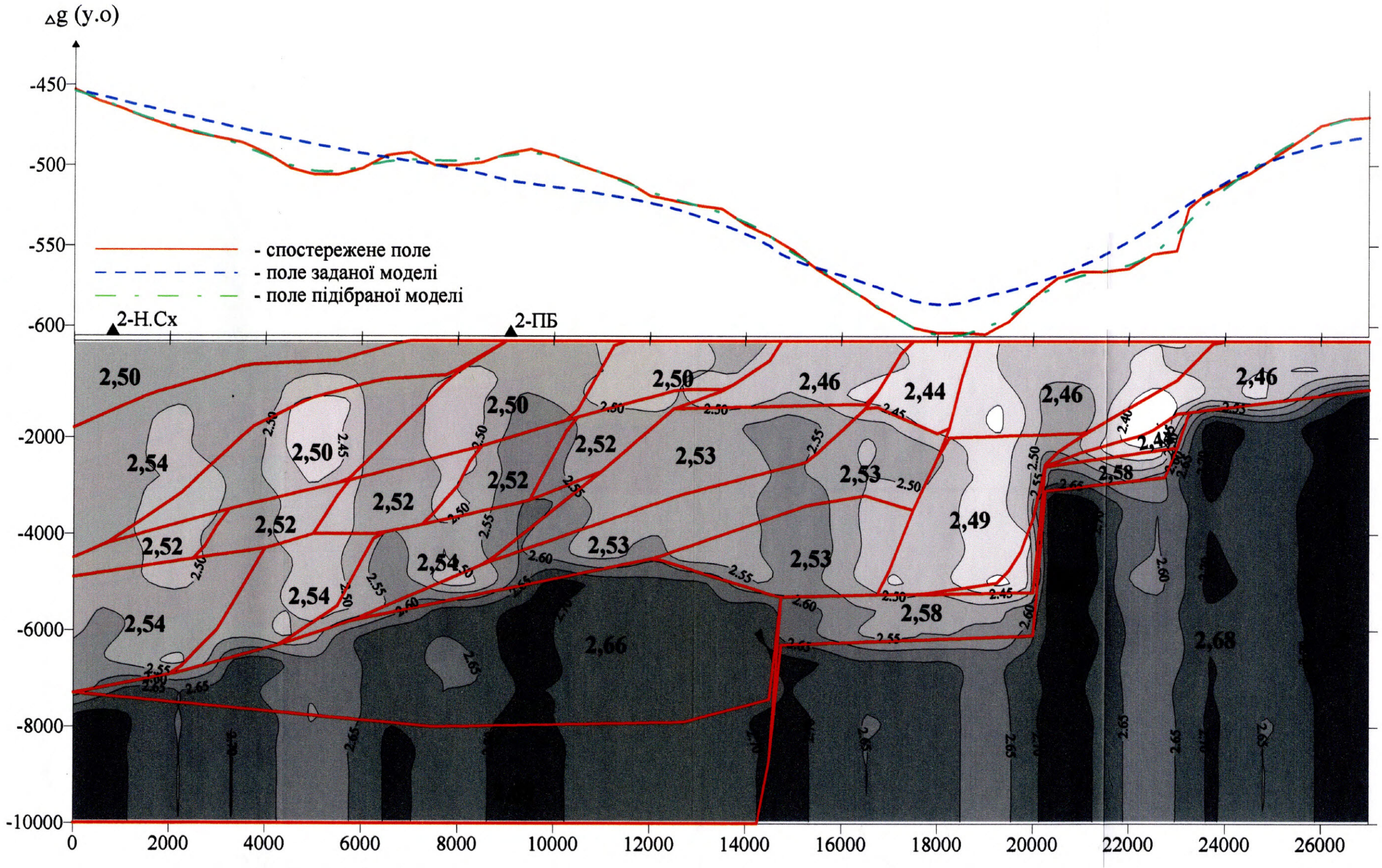


Рис. 2.13. Геогустинна модель по лінії розрізу V - V. За матеріалами В. Степанюка, Л. Мончака, Р. Фоменко. 2002 р.

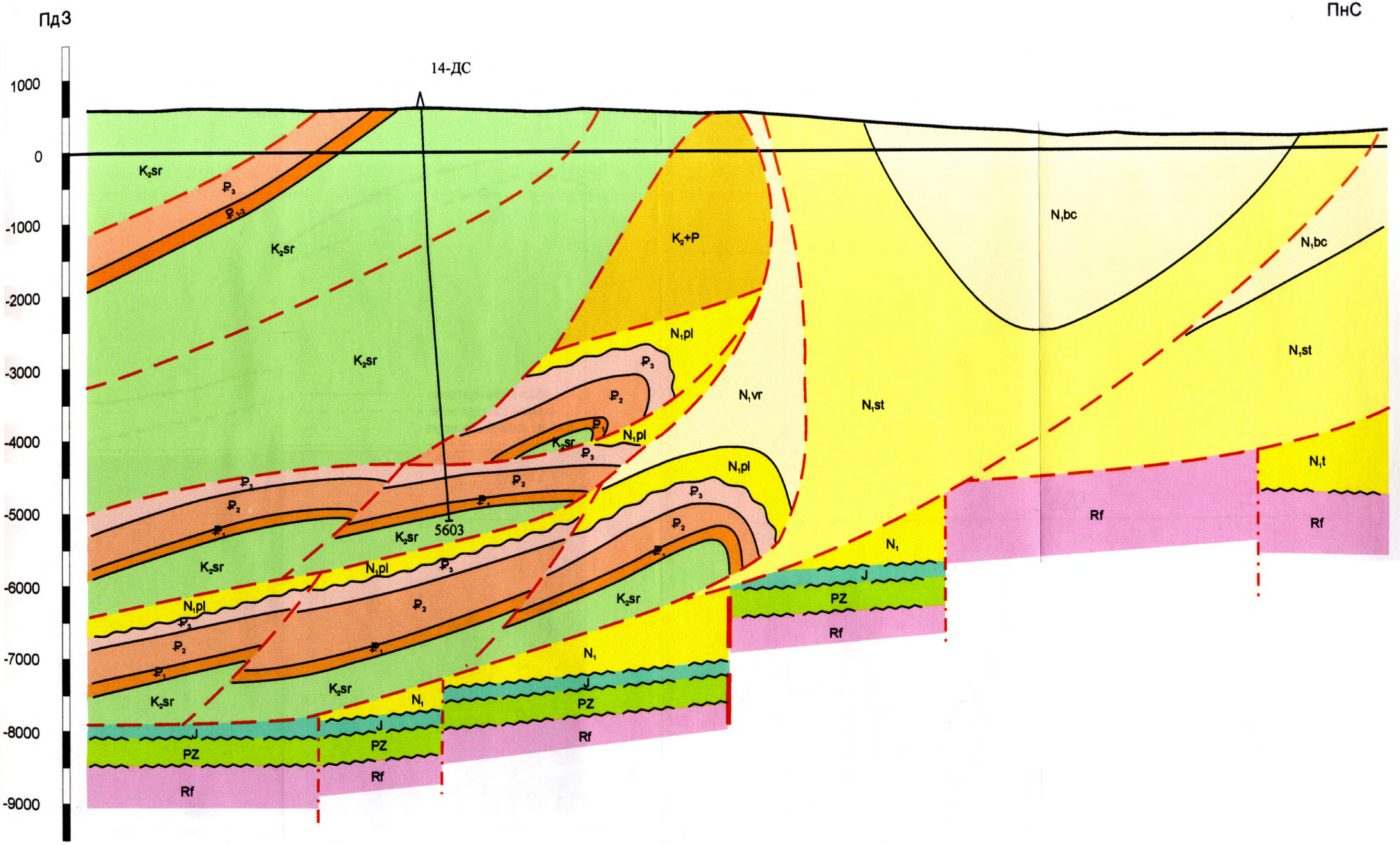


Рис. 2.14. Геологічний розріз по лінії VI-VI. Масштаб 1:50000. Склали Мончак Л.С., Хомин В.Р. (умовні позначення на рис. 2.2).

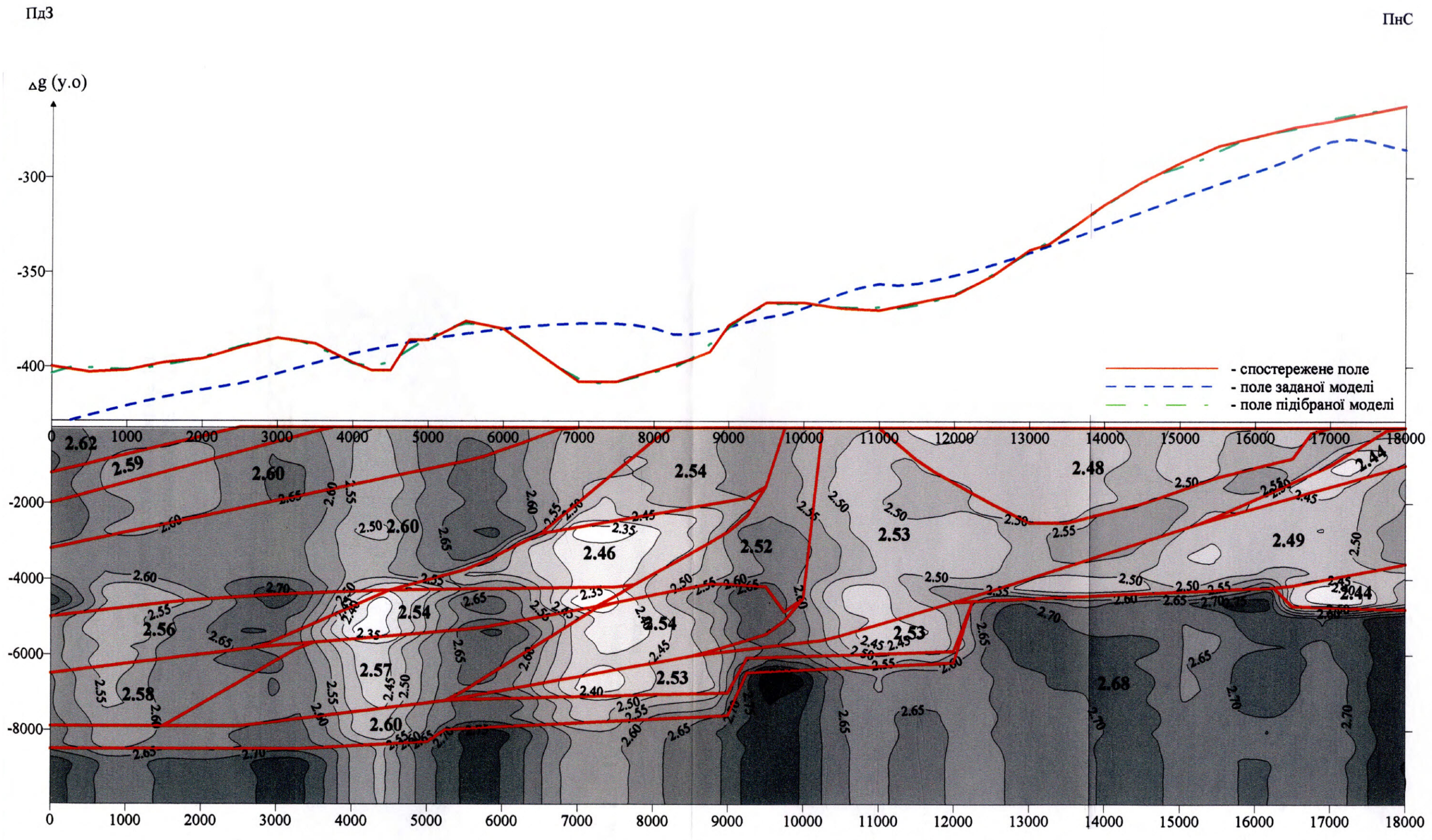
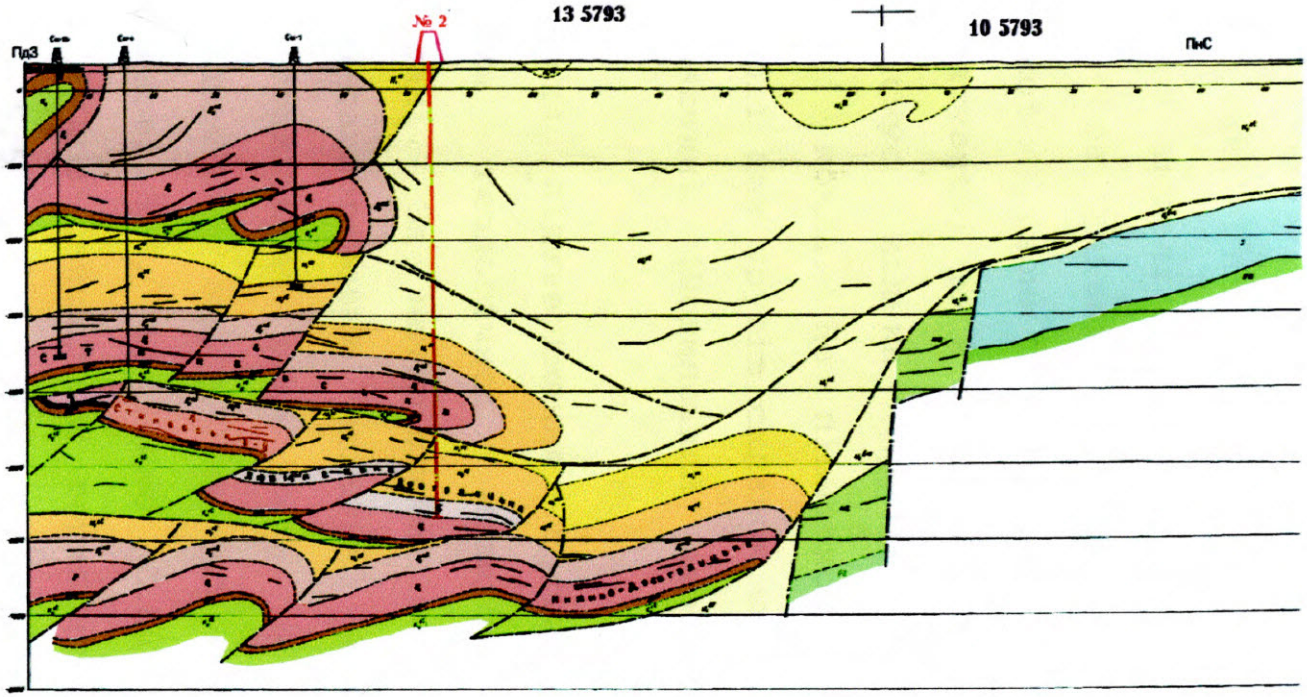


Рис. 2.15. Геогустинна модель по лінії розрізу VI - VI. За матеріалами В. Степанюка, Л. Мончака, Р. Фоменко. 2002 р.

А) Сейсмогеологічний профіль 13 - 10 5793
(за даними ЗУГРЕ, 2002)



Б) Геогустинна модель по лінії 33-См - 7-См
(за даними В. Степанюка, С. Анікеєва, Р. Фоменко, 2003)

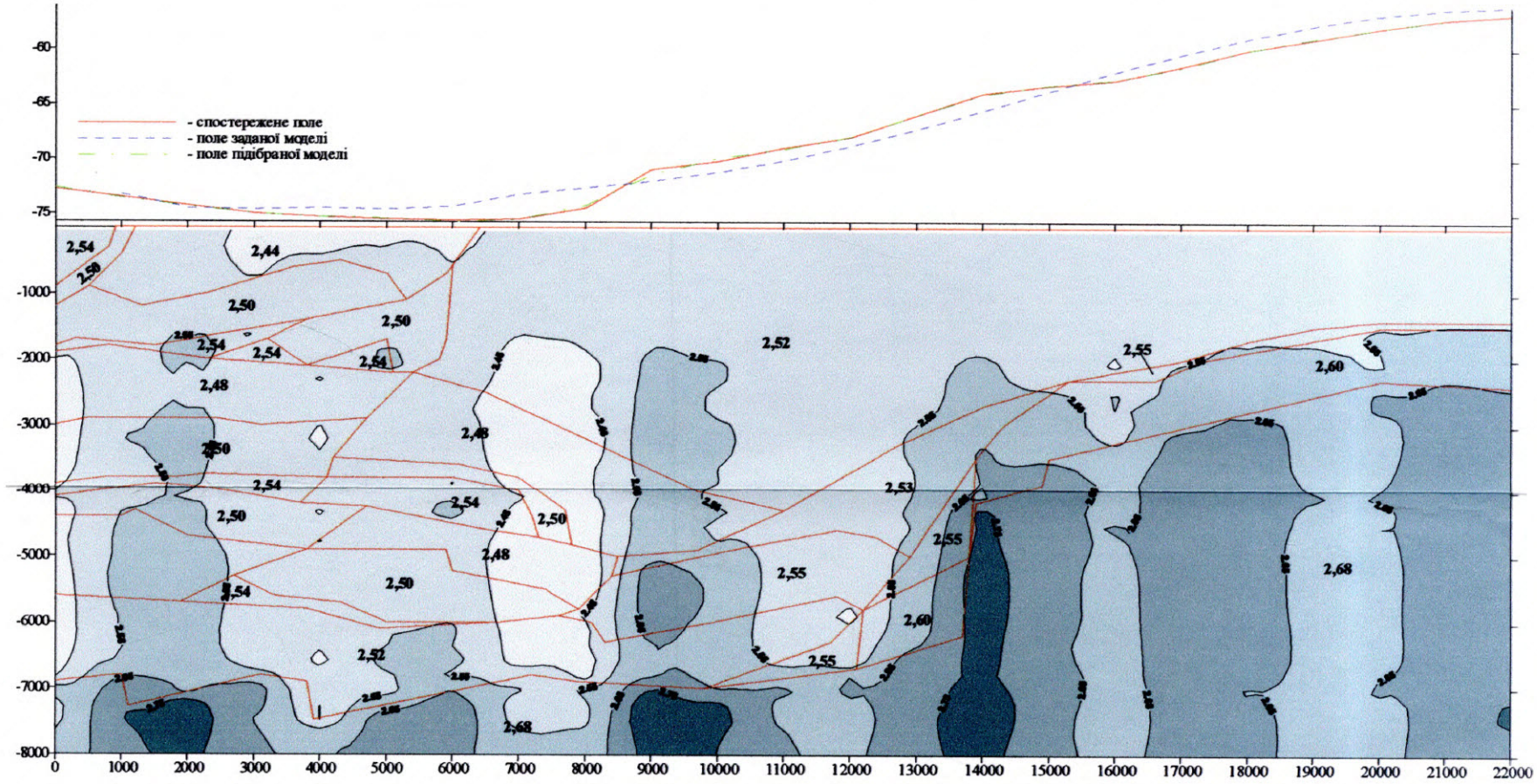


Рис. 2.16. Геологічна будова Довголуцького перерізу за даними сейсмогеологічних досліджень (А) та геогустинного моделювання (Б). Масштаб 1:100 000

дослідженнями дієвість та реальність моделювання будови надр з використанням геологічної інтерпретації геогустинного моделювання.

Використання геогустинного моделювання дозволяє створювати досить реальні геологічні моделі, що у свою чергу підвищує якість прогнозу нафтогазоносності.

Отже, на підставі побудованих геологічних профілів та отриманої моделі глибинної геологічної будови центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, можна констатувати, що в межах Бориславсько-Покутської зони існує кілька ярусів складок, враховуючи підгорнуті крила. На північному заході досліджуваної території цих ярусів складок є два-три, а в центральній частині (Долинський переріз) їх виділяється чотири.

Як аргументи для підтвердження достовірності запропонованої нами геологічної моделі можна використати такі дані. За матеріалами сейсмічних досліджень крейдово-палеогеновий флішовий комплекс представляє собою градієнтне середовище, в якому швидкість зростає з глибиною від 3,0 до 5,5 км/с. Як показують В.Б. Бурьянов, В.В. Гордієнко, С.Н. Кулик, Л.В. Чекунов, О.С. Вялов сейсмічний горизонт (I) з граничною швидкістю 5,5 км/с характеризує підошву флішового комплексу, тобто, найімовірніше, дислокованих, але слабометаморфізованих порід юри, тріасу і можливо верхнього палеозою. За даними Л.В. Чекунова метаморфізована основа Карпат

рифейсько-палеозойського віку, що має граничну швидкість 5,8-6,6 км/с (сейсмогоризонт II), залягає на максимальних глибинах 12-15 км, що знаходяться під Скибовою зоною Складчастих Карпат і Бориславсько-Покутською зоною Передкарпатського прогину.

На основі аналізу даних сейсмічних досліджень КМЗХ і ГСЗ по профілю Дрогобич-Красноїльськ вздовж простягання Бориславсько-Покутської зони, виконаних співробітниками Львівського відділення УкрДГРІ (Х.Б. Заєць, Т.М. Мокрий, Г.С. Хановий, сейсмопартія 50/71), доальпійський фундамент цих зон характеризується граничними швидкостями 6,4-6,2 км/с і залягає на глибинах 9-12 км [4].

На сьогодні найбільш загальноприйнятим є тричленний поділ Передкарпатського прогину, що описано у попередньому розділі. Оскільки основна частка нафтогазоносності даного регіону пов'язана з Бориславсько-Покутською зоною, то основна увага звернена саме на неї.

Бориславсько-Покутська зона - це тектонічний покрив, що дуже ускладнений насувами. З іншого боку - це система складок, що складена палеогеновим і крейдовим флішем та міоценовими моласами. Переважаючий розвиток мають антиклінальні структури. Синкліналі вужчі, часто редуційовані в результаті розривів. Антиклінальні складки, як правило, нахилені на північний схід.

Характерною особливістю будови насувів Бориславсько-Покутської зони є наявність підвернутих

крил у фронтальних північно-східних складках та перевернутих - у крайніх південно-західних структурах, які є з'єднувальною ланкою з Береговою скибою, утворюючи безперервний ланцюг антикліналей.

На формування структурних особливостей Бориславсько-Покутської зони і Скибової зони значний вплив мали літологічні особливості відкладів флішу. Утворення двох регіональних покривів зумовлено підвищеною пластичністю стрийської і нижньої частини спаської світ, у яких звичайно розвивались пластові насуви значних протяжностей.

Матеріали буріння вказують на наявність у Бориславсько-Покутській зоні декількох ярусів складок, які розділені насувами, що значніші за амплітудою, ніж ті, що розділяють окремі складки, але разом з тим контролюються загальною структурою зони. I-III яруси складок в досліджуваній частині зони дуже зближені, при цьому кількість складок у кожному ярусі невелика. За простяганням на південний схід відбувається "розгортання" або "виположування" окремих ярусів, загальна ширина Бориславсько-Покутської зони, як і Складчастих Карпат, збільшується.

Наявність підвернутих крил у фронтальних північно-східних структурах Бориславсько-Покутської зони, як і кількість ярусів, можна пояснити міцним бар'єром - Передкарпатським розломом. У минулому - це один з уступів фундаменту платформи, який під дією насування і, як наслідок, утворення вказаних

підвернутих крил збільшував свою амплітуду до теперішньої. Причому він також зумовив утворення багатоярусної структури Передкарпатського прогину.

Крім I-III ярусів складок, наявність яких доведена бурінням, нами в межах досліджуваної території (Долинський переріз) виділяється IV ярус складок у результаті опрацювання та аналізу моделі геологічної будови центральної і північно-західної частин Передкарпатського прогину (рис. 2.9) з використанням геогустинного моделювання та матеріалів сейсмічних досліджень.

Крім безпосередніх досліджень окремих зон і покривів Передкарпатського прогину, значної уваги заслуговують проблеми зчленування окремих складових частин прогину та проведення їх границь та меж, як на поверхні, так і, особливо, на глибинах.

На денній поверхні північно-східна межа Бориславсько-Покутської зони звичайно співпадає з лінією, що оконтурює смугу суцільного поширення стебницьких відкладів міоцену. Південно-західна межа орієнтовно проводиться по склепінній частині Орівської скиби.

Значну увагу дослідженню північно-східної межі Бориславсько-Покутської зони та її характеру приділяв П.М. Бодлак [36]. По регіональних профілях Р-1, Р-2 та Р-5 побудовані сейсмогеологічні розрізи, які висвітлюють глибинну геологічну будову Передкарпатського прогину та складчастої споруди Карпат до глибин 12-18 км у Дережицькому,

Довголуцькому, Лопушнянському і Зарічанському перерізах.

Південно-східна межа Самбірської зони проводиться по поверхні Стебницького насуву.

Дуже важливим для просторового розділення окремих елементів Передкарпатського прогину є положення Передкарпатського глибинного розлому. На різного роду картах та схемах його трасування зображалась у вигляді широкої смуги у 2-4 км, що утруднювало різні геологічні побудови.

У період завершення розвитку Карпатської складчастої області під впливом великого навантаження крейдово-палеогенової алохтонної маси в основі Передкарпатського прогину посилився процес прогинання і розколу (зламування) континентальної кори, як у нових місцях, так і по давніх розломах зони Тейссейра-Торнквіста, та утворення ешелонованої (клавіатурної) системи регіональних скидів. На космічних знімках достатньо впевнено прослідковуються основні карпатські тектонічні покривні одиниці, із під яких не менш чітко просвічуються і системи паралельних розломів північно-західного простягання, що є характерним для південно-західної окраїни Східноєвропейської платформи [37]. Зображення карпатської дуги не залишає сумнівів в тому, що дуга Східних Карпат повністю насунута на Східноєвропейську платформу.

На думку О.С. Ступки [20, 21] сьогодні потрібно змінити класичне уявлення про Передкарпатський

глибинний розлом, що розвивалося у численних працях, згідно яких він розділяв геосинклінальну і платформну області та відповідно зумовлював літолого-фаціальні зміни їх осадконакопичення. На це вказують новітні дані глибинної будови Передкарпатського прогину і результати літофаціальних досліджень крейдових відкладів. Реконструкції седиментації осадових басейнів Карпато-Подільського крейдового шельфу показали [38], що літофації альб-сеноману в сучасній структурі автохтону поширені до місця проходження Закарпатського глибинного розлому. У зв'язку з цим, найбільш імовірно, на наш погляд, Передкарпатський розлом є одним із найбільш амплітудних глибинних тектонічних елементів, що утворився в процесі інтенсивного насування Карпатського алохтонного флішу на південно-західну платформну окраїну. На основі даних, наведених у даному розділі роботи, додатково обгрунтовано з позицій новітньої глибинної геологічної будови трасування Передкарпатського розлому (рис. 2.1).

Отже, узагальнюючи вищесказане можна зробити наступні висновки:

- використання геогустинного моделювання в комплексі з іншими геофізичними даними дозволяє створювати наближені до реальних геологічні моделі, що підвищує якість прогнозу нафтогазоносності надр;

- за результатами опрацювання та аналізу розробленої моделі глибинної геологічної будови центральної і північно-західної частин

Передкарпатського прогину (рис. 2.2-2.15) в межах досліджуваної території (Долинський переріз) нами виділяється IV ярус складок (рис. 2.9), який на сьогодні ще не розкритий бурінням;

- у Бориславському перерізі спостерігається деяке північно-східне зміщення фронтальної частини складок третього ярусу в порівнянні з існуючими побудовами (рис. 2.12);

- у результаті проведеного геогустинного моделювання Довголуцького перерізу, де геологічний розріз побудований за даними детальних сейсмічних досліджень ЗУГРЕ, підтверджено дієвість та реальність моделювання будови надр з використанням геологічної інтерпретації геогустинного моделювання. Тут відзначається добре сходження кривих модельного та спостережного гравітаційних полів.

РОЗДІЛ 3
ЄМНІСНО-ФІЛЬТРАЦІЙНІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НА ВЕЛИКИХ ГЛИБИНАХ

Вивчення та встановлення колекторських властивостей порід, які залягають на великих глибинах (понад 5 км), є дуже важливим етапом прогнозування нафтогазоносності надр. Найважливішою характеристикою колекторських порід є їх літолого-фаціальна приналежність та пористість і проникність.

3.1. Особливості зміни з глибиною ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів

Проблема пошуків порід-колекторів на великих глибинах є актуальною для всіх нафтогазоносних регіонів світу, а особливо для регіонів, де давно ведуться пошуки та видобуток нафти і газу. До таких регіонів відноситься і Прикарпаття, а особливо Бориславсько-Покутська зона, де більшість відкритих родовищ знаходяться на глибинах до 3-4 км. Багато свердловин, що пробурені на глибини понад 5 км не відкрили промислових скупчень нафти і газу, і це часто пов'язано з відсутністю у розрізі порід-колекторів промислового значення. Цим обумовлено актуальність вирішення проблеми прогнозування колекторів на великих глибинах, тобто пошуку шляхів більш аргументованого прогнозування існування різних типів порід-колекторів, що мають промислове значення.

Відомо, що під дією тиску породи ущільнюються.

ущільнення – це контрольоване тиском явище, при якому центри зерен, що складають породу наближаються один до одного, в основному, у вертикальному напрямку відносно нашарування відкладів. Ущільнення, в значній мірі, явище незворотнє і зняття тиску веде лише до пружнього відновлення (за деякими виключеннями).

Пористість гранулярних порід залежить від цілого ряду факторів, головними з яких є укладка і відсортованість зерен, форма і мінералогічний склад, гірський та внутрішньопоровий тиски, кількість цементу. Перші чотири фактори залежать, переважно, від умов седиментації. В той час, як інші вже значно залежать від глибини залягання. Зростання глибини залягання веде до ущільнення та деформації порід, відкладання вторинних цементів, а відповідно до зменшення пористості. Проте, результати глибокого буріння показали, що на загальному фоні погіршення ємнісних властивостей колекторів з глибиною спостерігаються інтервали, в яких породи характеризуються підвищеними значеннями пористості і проникності.

У флішових відкладах тенденція закономірного погіршення колекторських властивостей з глибиною залягання у деякій мірі спостерігається з глибин 3000-3300 м, хоча на глибині 6200 м колекторські властивості порід характеризуються відносно високими параметрами (пористість у свердловині Луги-1 на глибині 7000 м становить 6,89 %, у свердловині 419-Новоселиця на глибині 6193 м – 6,2 %, у свердловині 100-Танява на глибині 5554 м – 8,3 %, у свердловинах

75 і 76-Завода на глибинах 4520 і 4695 м пористість відповідно 9,4 і 9,5 %, у свердловині 2-Смолянка на глибині 4423 м - 9,3 % та ін.).

З точки зору геостатики збереження пористості на глибинах, які перевищують граничну величину, можна пояснити появою в осадовій товщі явища стиснення без дренування, тобто стану, коли витиснення (відтік) води, а відповідно і зменшення пористості сповільнюється або стає неможливим, тоді в самому масиві зберігається пористість.

Основним фактором, який контролює виникнення в масиві осадових порід такого стану є наявність в розрізі водоупорного комплексу.

Під водоупором осадові породи ущільнюються менше за рахунок сприйняття рідиною частини тиску від маси вищезалягаючих порід. Тобто, тиск на скелет породи під водоупором зменшується, і відповідно породи можуть зберегти більш високу пористість.

За даними Максвелла [39] при встановленні залежності пористості від глибини більш інформативними є максимальні значення пористості, а не її середні значення. Це особливо справедливо для порід одного геологічного віку. На думку Л.С. Мончака та ін. [40] глибина, на якій породи-колектори можуть ще мати промислове значення, залежить від початкової пористості та від наявності зон з аномально високими тисками. Ними побудовані графіки зміни пористості з глибиною (рис. 3.1) для умов стиснення з дренуванням і без дренування та розраховані максимальні значення

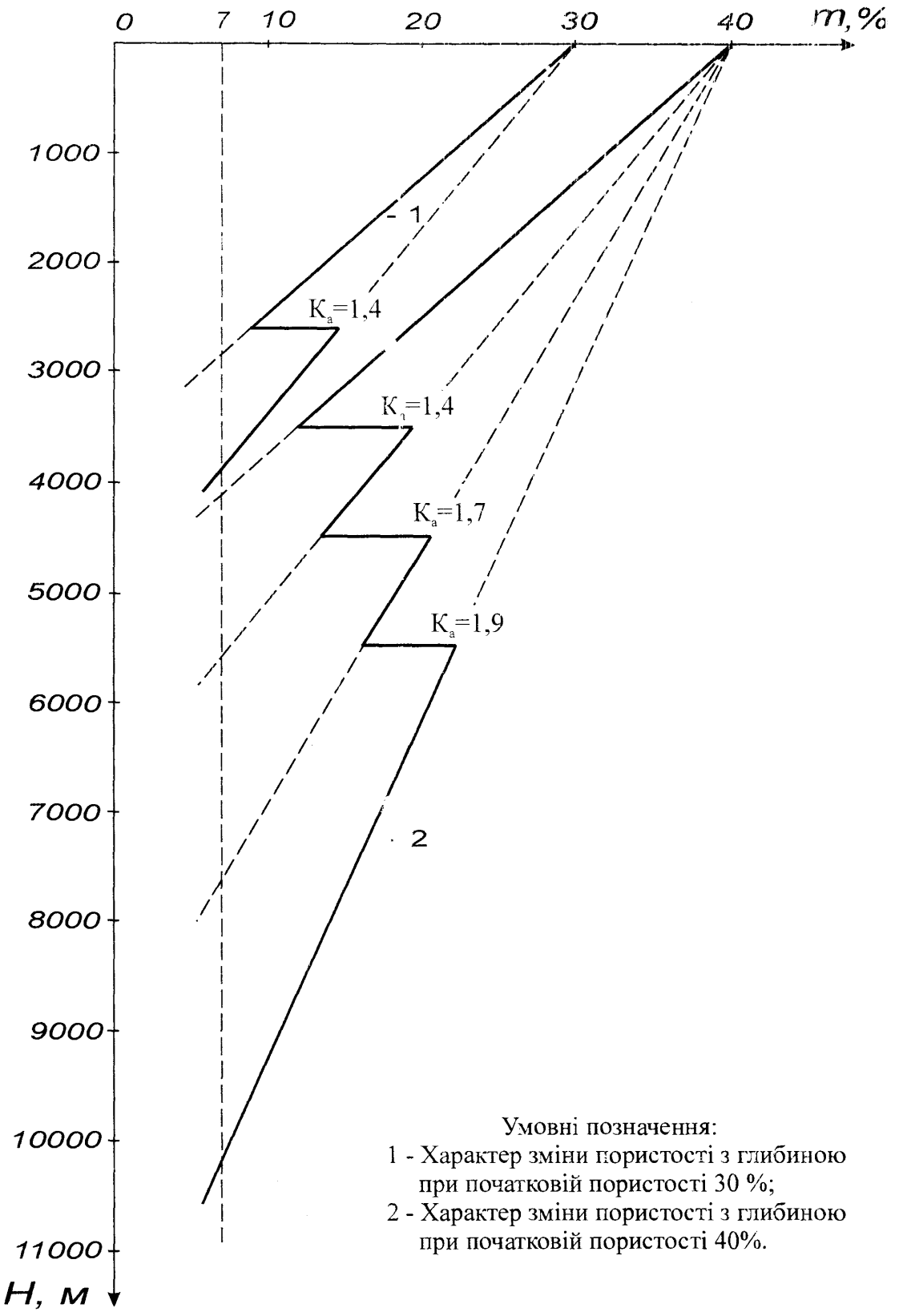


Рис. 3.1. Характер зміни пористості з глибиною в залежності від вихідної пористості при наявності зон з аномально високими пластовими тисками в межах Бориславсько-Г окутської зони Передкарпатського прогину (за Л.С. Мончаком та ін., 2003)

глибин залягання порід-колекторів промислового значення (табл. 3.1). У результаті проведених досліджень [40] встановлено, що у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину можна прогнозувати існування гранулярних порід-колекторів нафти і газу на глибинах до 10 км (табл. 3.1).

Таблиця 3.1.

Можливі максимальні значення глибин залягання порід-колекторів промислового значення

Початкова пористість (m_o), %	Максимальна глибина (м) залягання колекторів промислового значення (m_1>7%), при заданих значеннях коефіцієнта аномальності (K_a), м			
	K_a=1	K_a=1,4	K_a=1,7	K_a=1,9
40	4125	5593	7630	10154
30	2875	3898	5318	6554

При наявності процесів ущільнення порід-колекторів, що характеризують регіональні їх зміни при катагенезі, велике значення має утворення вторинної пористості локального поширення на окремих площах.

У досліджених породах крейди і палеогену М.Д. Бобровником та ін. [41] виділено широке розповсюдження процесів вторинних перетворень, які суттєво впливають на колекторські властивості. У шліфах добре помітні постседиментаційні зміни, що

викликані утворенням нових мінералів, які частково або повністю заміщують первинні мінерали.

Такі мінерали, як кальцит, хлорит, глауконіт, гідроксиди заліза, вторинний кварц, часто утворюють у теригенних породах цемент, а кварц і халцедон зустрічаються у виді конкрецій [41].

На думку Г.І. Антонишин [42], погіршення колекторських властивостей одновікових відкладів Передкарпаття з північного заходу на південний схід пов'язане з вторинними змінами порід, які відбувалися під впливом вторинного мінералоутворення, перекристалізації, ущільнення та розущільнення (тріщиноутворення, вилуговування).

Вторинні мінерали, зазвичай, присутні у цементі та представлені регенераційним кварцом, кальцитом, доломітом, сидеритом, глауконітом, піритом. Важливу роль відіграють окислені бітуми. Регенераційний кварц найбільш характерний для пісковиків ямненської і менілітової світ. Він двояко впливає на колекторські властивості: з одного боку, призводить до скорочення об'єму порового простору, з іншого - до підвищення крихкості порід, які під впливом стресового і геостатичного тисків розтріскуються з утворенням провідних каналів, що сприяє збереженню колекторських властивостей таких порід в умовах великих глибин.

У складі флішових порід деякими дослідниками [43] виділені значні проміжні комплекси порід, які не є резервуаром для флюїдів, але є шляхами міграції по тріщинах, що сполучають окремі горизонти колекторів

та об'єднують їх в єдину гідродинамічну систему. Приуроченість покладів тільки до верхніх частин резервуарів і відсутність розмежованості водоносних (з рухомими водами) та нафтогазоносних горизонтів у межах резервуару на всіх родовищах Бориславсько-Покутської зони прогину свідчить про те, що окремі пласти-колектори олігоценового або еоцен-палеоценового резервуару з'єднувались між собою в момент формування в них покладів вуглеводнів і були єдиною гідродинамічною системою.

У результаті взаємозв'язку колекторських горизонтів еоцену при формуванні покладів встановлювались загальні для всіх горизонтів контакти покладів з підошовними водами. Взаємозв'язок горизонтів при формуванні покладів існував і на багатьох родовищах в олігоценовому резервуарі. Крім того, в геологічному минулому виникали умови (підвищені, у порівнянні з сучасними, перепади пластових тисків, новоутворені тектонічні порушення та ін.), при яких резервуари однієї складки мали на деякий час гідродинамічний зв'язок з резервуарами іншої складки (або з денною поверхнею) та між ними відбувався перерозподіл пластових флюїдів внаслідок процесів позарезервуарної міграції. Можливо тому, палеогенові природні резервуари нафтогазоносних складок часто заповнені вуглеводнями не повністю і пластові води групи складок деякої ділянки території мають подібний склад.

У Передкарпатському прогині виявлено платформні

мезозойські, флішові крейдово-палеогенові та неогенові утворення.

У мезозойському доміоценовому комплексі автохтонної частини Більче-Волицької зони українського Передкарпаття в її північно-західній частині відкрито ряд родовищ вуглеводнів, пов'язаних з верхньоюрськими та крейдовими відкладами: нафтове Коханівське, нафтогазове Вишнянське, газові Рудківське, Меденицьке, Більче-Волицьке, Угерське, Південноугерське, Малогорожанське, Грудівське, Орховицьке, Ретичинське, газоконденсатне Летнянське. Припливи важкої нафти з вапняків юри були отримані на Нікловицькій площі. Важливе значення має відкриття під насувом Карпат у південно-східній частині зони високодебітного нафтового родовища Лопушна, пов'язаного з відкладами верхньої юри, крейди та палеогену.

У доміоценовому фундаменті польської частини Передкарпатського прогину у відкладах кембрію, ордовіку-силуру, девону, карбону, верхньої юри, крейди, відкрито близько 30 родовищ. У палеозойських автохтонних відкладах відкриті нафтове родовище Носувка (нижній карбон) та газові родовища Цетиня (кембрій), Ушковце (ордовік-силур), Нівіска (девон), Лаховіце-Стришава (середній-верхній девон), Залєсє (верхній девон), в багатьох пунктах виявлені прояви вуглеводнів з кембрій-девонських відкладів [5, 6]. Зіставлення цих даних дає підстави вважати мезо-палеозойські відклади Українського Передкарпаття

перспективними для пошуків покладів нафти і газу.

Товщина флішової формації в Передкарпатському прогині досягає 10-12 км. Вона складена теригенними піщано-глинистими породами. Якщо розглядати фації в об'ємі світ та підсвіт, то їх виділяється не менше 50. У процесі седиментації відбувалась безперервна та чітко закономірна взаємодія тектонічних рухів і осадконагромадження. С.С. Круглов та Я.О. Кульчицький [44] відзначають, що навіть незначні різниці у знаках або швидкостях рухів двох або кількох сусідніх блоків фундаменту викликали різноманітний літолого-фаціальний характер осадів, які утворювалися. Строкатість фацій при стабільних низхідних тектонічних рухах переважно пояснюється петрографічним складом порід кори вивітрювання, кліматом, динамікою вод басейну та геохімічними умовами седиментації басейну [45]. У піщаних фаціях в одних випадках присутня значна кількість крупнолускуватого мусковіту, а в інших - альбіту, глауконіту і т.д. В окремих частинах осадового басейну в різні історичні епохи відбувалася седиментація флішу з переважанням окремих фаціальних типів осадів (вапняковий фліш, грубозернистий, дрібнозернистий, тонкошаруватий, бітумінозний і т.д.). У Карпатському фліші відзначаються чотири характерних фаціальних розрізи нафтогазоносних пісковиків: ямненські пісковики (палеоцен), вигодські пісковики (середній еоцен), бориславський пісковик (верхній еоцен) та клівські пісковики (олігоцен).

У Передкарпатському прогині також виявлені

поклади нафти, що приурочені до горизонтів, де у розрізі окремнілі аргіліти домінують над уламковими породами (менілітова світа, св. 28-Орів; манявська світа, св. 9-Іваники і т.д.).

Ємнісні та фільтраційні параметри глинистих колекторів менілітової світи, вивчених за зразками керну Т.Т. Клубовою (1988), відповідають значенням, які визначені і для інших глинистих колекторів. Пористість становить у межах 5 %, проникність - менше 10^{-15} $м^2$. Природно, що для глинистих колекторів менілітової світи колекторські властивості відображають не виміряні величини пористості та проникності, а кількість і протяжність ослаблених зон [46].

Глинисті породи нижньоменілітової підсвіти достатньо витримані як за товщиною, так і за літологічними особливостями. Причому, встановлюється певний зв'язок між кремнієвими організмами, окременінням, бітумінозністю, кількістю вулканічного матеріалу та глибиною басейну. Сприятливий речовинний склад зумовлює утворення ослаблених зон на контактах текстур різного рангу, а також значну кількість тектонічних порушень, що розбивають територію поширення відкладів нижньоменілітової підсвіти [46].

За даними Р.С. Копистянського [47] відкриті тріщини з нафтою спостерігались також у аргілітах стрийської серії верхньої крейди (нафтова шахта Борислава, Верхньо-Масловецьке родовище).

Проведений аналіз геологічного матеріалу по нафтогазоносних провінціях світу вказує на те, що при формуванні порід-колекторів у розрізі осадової товщі

важливу роль відіграють геодинамічні процеси [48]. Тобто, об'єднані в часі та просторі процеси деформування гірських порід, які впливають не тільки на їх деформацію та створення структурних форм-пасток, але й на їх колекторські властивості.

Поза всяким сумнівом просторове розміщення порід-колекторів з покращеними колекторськими властивостями визначається особливостями геологічного розвитку відповідної території.

Як встановлено значним фактичним матеріалом, який отримано у процесі глибокого та надглибокого буріння в багатьох регіонах світу основну роль акумуляторів вуглеводнів на великих глибинах відіграють порово-тріщинні та тріщинні колектори.

Переважання тріщинних колекторів з глибиною пояснюється зміною фізичних властивостей порід при їх зануренні. Із зростанням тисків і температур збільшується жорсткість теригенних відкладів, підвищується розчинність карбонатних компонентів, що сприяє утворенню вторинної пористості пластів.

Зони тріщинуватості та розломів добре простежуються в аномаліях гравітаційного і магнітного полів. Саме вивчення аномалій гравітаційного поля показало, що значна кількість родовищ корисних копалин тяжіє до зон тріщинуватості та розломів, особливо до їх взаємоперетину, які характеризуються значною подрібленістю порід і максимальним розкриттям тріщин [49].

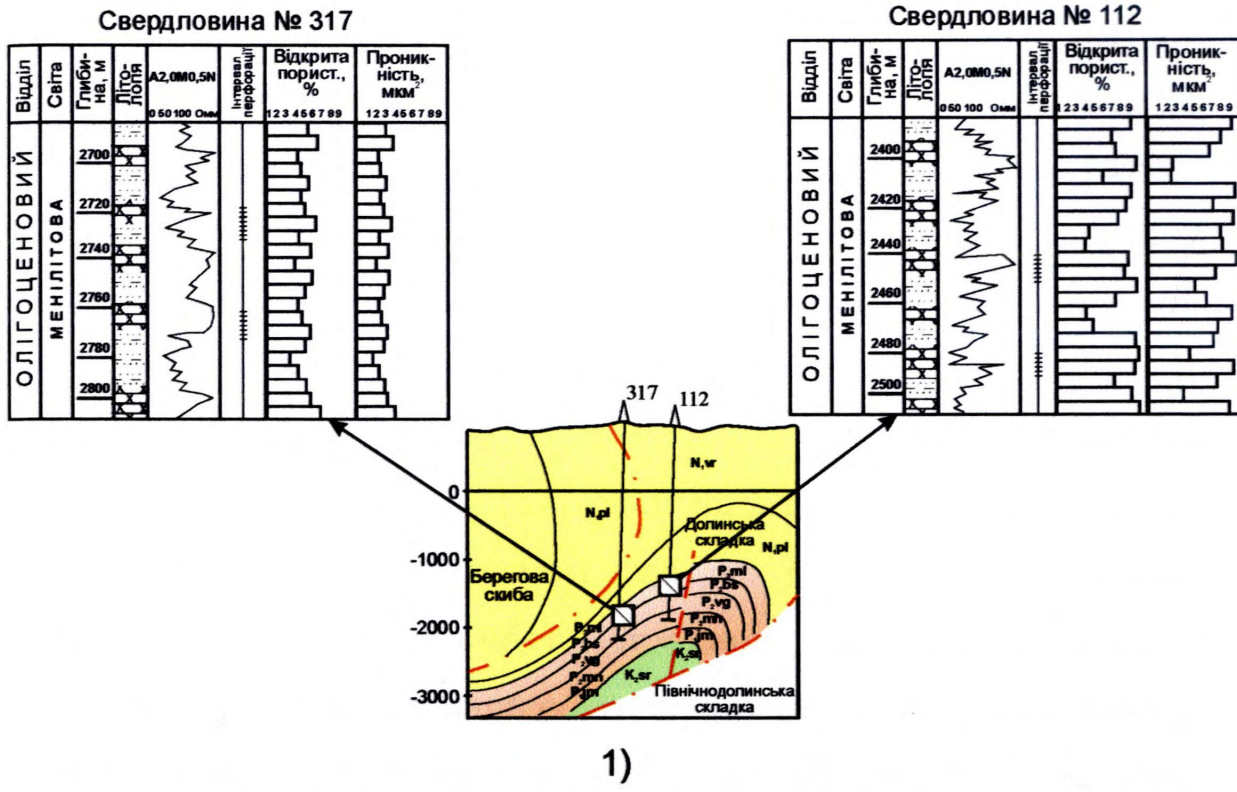
Вивченням фізичних властивостей порід-колекторів

встановлено, що кращими колекторськими властивостями характеризуються піщано-алевритові породи у свердловинах, які розміщені в прирозломних ділянках та місцях антиклінальних перегинів, на крутонахилених крилах складок у порівнянні з аналогічними породами із свердловин, які розташовані на ділянках родовища з порівняно спокійною тектонічною будовою (рис. 3.2).

У північно-західній частині приосьової зони Складчастих Карпат відомі родовища нафти з непромисловим значенням - Лопушанка, Гронзьова, Погар, Луги та ін. У межах продовження Кросненської зони на території Польщі відкрито декілька невеликих нафтогазових родовищ: Чарна, Райське, Бистре, Ветліна тощо. Вони пов'язуються з крутими вузькими лінійними складками. За рахунок тріщинуватості у замках цих складок значення відкритої пористості досягає 20 %, тоді як на крилах - лише 4-6 % [50].

Також дослідниками [51, 52] встановлено, що максимальна тріщинуватість спостерігається в зонах перегинів пластів, на периклінальних закінченнях складок і на ділянках, які ускладнені розривними порушеннями, завдяки виникненню широкої сітки перистих тріщин. Вказані тріщини розміщаються по обидва боки від розриву в смузі, ширина якої тим більша, чим крупніший основний розрив. З віддаленням від розриву густина тріщин поступово зменшується і затухає.

С.І. Шишигін [53-55] вважав, що місця значних перегинів порід в склепіннях складок, є відповідно



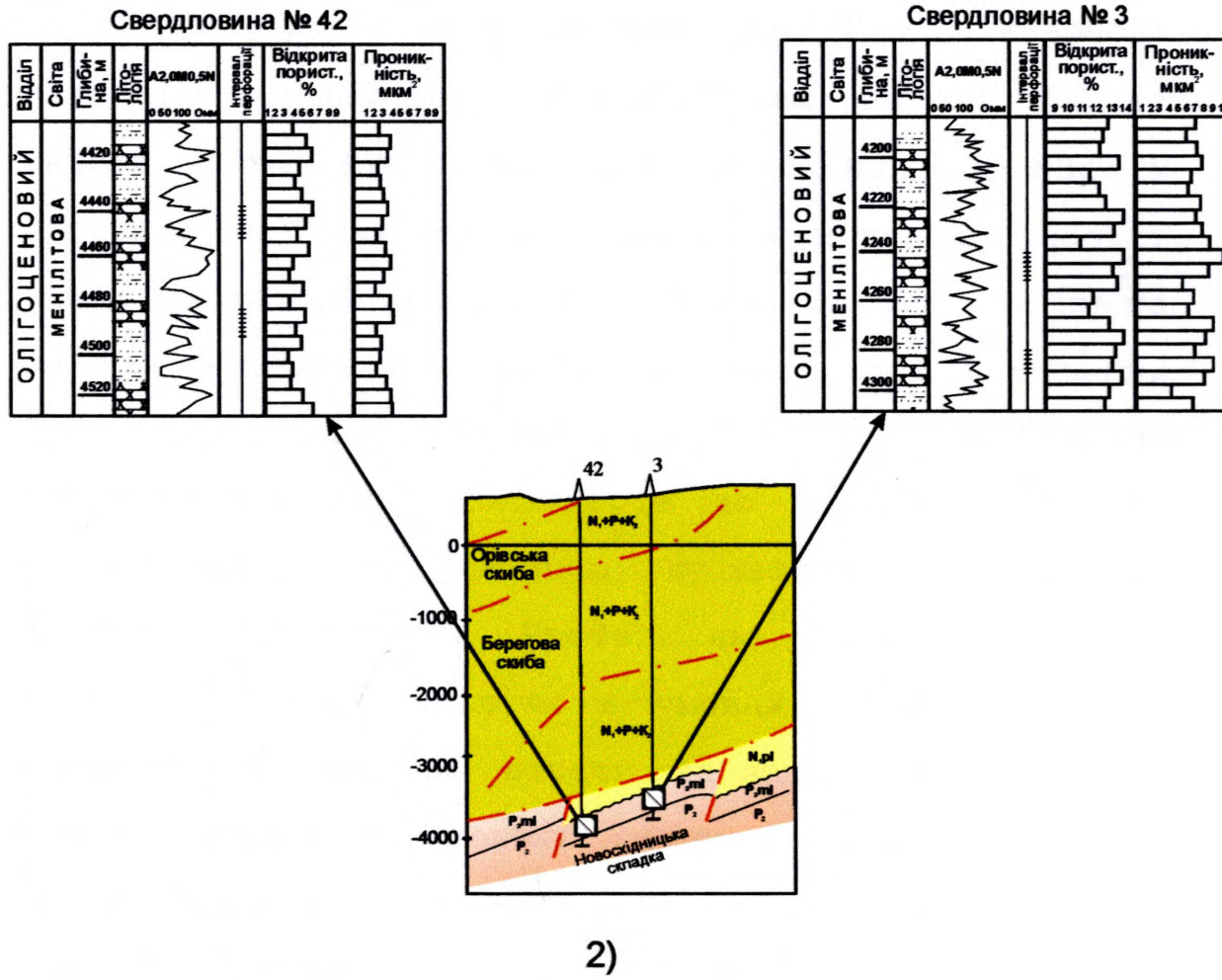


Рис. 3.2. Зміна ємнісно-фільтраційних властивостей порід у різних ділянках структури за рахунок тріщинуватості (1 - Долинське родовище, 2 - Новосхідницьке родовище)

місцями з максимально розвиненою тріщинуватістю, і тому на таких ділянках структур тріщинуватість порід в десятки разів більша, ніж на крилах. Також дослідженнями [56] встановлено, що, крім усього вищенаведеного, коефіцієнт густоти тріщин закономірно збільшується з наближенням до склепінь, а на крилах і перикліналях він значно зменшується.

Р.С. Копистянський [57, 47] провів експериментальні дослідження, які показали, що у піщано-алевритових породах Передкарпатського прогину не відбувається змикання тріщин при значних тисках стиску (до 400 МПа), що відповідає глибинам близько 16 км. Одночасно він вказав, що при тисках близько 200 МПа міжзернова фільтрація зменшується більше, ніж на 60 % та повністю припиняється при тиску стиснення 400 МПа. У аргілітах, на відміну від піщано-алевритових порід, тріщини починають змикатися в умовах глибин 4-6 км та повністю зникають при 10-12 км. На основі цих даних Р.С. Копистянський зробив висновок про збереження тріщинуватості порід-колекторів до глибин 16 км та про зменшення з глибиною тріщинуватості порід-покришок (аргілітів). Проте, як відзначали інші автори [58, 59], аргіліти в умовах високих тисків, температур та значної втрати зв'язаної води стають крихкими і можуть бути розбиті системами тріщин, внаслідок чого їх ізолюючі властивості значно погіршаться.

К. Богданович та С. Яскольський [60], порівнюючи величини низької пористості колекторів та значної їх

нафтоносності, прийшли до висновку, що пористість зразків переважно не відповідає дійсному об'єму вільного простору в породі, оскільки вона не включає в себе дрібні тріщини, кількість яких тим більша, чим складнішою є тектонічна будова.

Відомо, що утворення тріщин у відкладах проходить на різних стадіях літогенезу в результаті постседиментаційних процесів і під дією тектонічних напруг. Слід відзначити, що в природі практично не зустрічаються поодинокі тріщини. Вони, як правило, утворюють системи або ряд систем тріщин, які пересікаються між собою під різними кутами.

Повну та достовірну інформацію про розвиток тектонічної тріщинуватості гірських порід поблизу диз'юнктивів, можна отримати на базі експериментальних досліджень. Такі дослідження провели Б.І. Малюк, В.П. Клочко [61], J. Sibson [62] та ін. Випробування відповідних моделей при різних швидкостях занурення жорсткого блоку показали, що утворюється складнопобудована зона тріщинуватості, яка має у розрізі форму клина. Ширина зони тріщинуватості максимальна в моделях, які занурюються з найменшою швидкістю. При цьому розвивається, найімовірніше, одна тріщина скидового типу, яка ускладнюється великою кількістю субгоризонтальних тріщин. Значна швидкість занурення блоку спричиняє утворення переважно субвертикальних тріщин скидового типу. Проміжні швидкості випробування моделей

характеризуються розвитком великої кількості субгоризонтальних і субвертикальних тріщин.

Найбільше мінералогічні перетворення впливали на формування мікротріщинуватості на етапі мезокатагенезу.

Прогнозування поширення порід-колекторів на великих глибинах показує, що у Передкарпатському прогині достатньо добрі властивості мають породи нижньоменілітової та вигодської світ палеогену [63]. Саме до цих відкладів приурочені колектори тріщинно-порового типу з пористістю до 10-15 % та проникністю до 100-120 мД (навіть на глибині 5 км відкрита пористість досягає 10 %, а більше 6 км – 7 %).

Тому, на нашу думку, фактор глибин не має суттєвого негативного впливу на збереження достатньо добрих колекторських властивостей пісковиків палеогену. Потрібно також зазначити, що у породах на значних глибинах (більше 5 км) дуже проявляється тріщинуватість, яка буде переважати на перспективних глибинах 6-8 км.

Дослідженнями [41] у шліфах встановлено, що майже у всіх літологічних комплексах порід зустрічаються тріщини, але інтенсивність проявів тріщинуватості у різних породах не однакова. Найбільша щільність тріщин спостерігається у доломітизованих вапняках, мергелях і глинистих вапняках незалежно від їх вікової приналежності. Значна щільність тріщин спостерігається на межі різкої зміни порід.

Як приклади впливу тріщинуватості на ємнісно-

фільтраційні властивості порід-колекторів у Передкарпатті можна використати такі фактичні дані.

У свердловині Луги-1 на глибинах 6210-6229 м в еоценових відкладах спостерігалися тріщини з примазками нафти.

Глибока свердловини Бориня-2 має глибину 5250 м. До глибини 4000 м пластовий тиск відповідав гідростатичному. Нижче поступово формується зона надгідростатичного пластового тиску, з якої свердловина не вийшла. Покрівля цієї зони не чітка. Коефіцієнт аномальності на глибині 4073 м становить 1,09, на глибині 4230 м - 1,33, а на глибині 4820 м - 1,54.

Така будова зони надгідростатичного пластового тиску свідчить про її активність. Постійно розвантажуючись, вона одночасно підживлюється знизу, причому ці два процеси знаходяться в рівновазі. Доказами розвантаження є поверхневі нафтогазопрояви, а підживлення - наявність зони надгідростатичного пластового тиску [64].

Ефективні товщини пластів пісковиків в інтервалі глибин 4000-5100 м становить 353 м, а їх середньозважена по товщині пористість становить 8,5 %.

При значних депресіях на пласт відбувається змикання тріщин, різке падіння дебітів і перехід на режим роботи низькопроникної матриці, тому такий природний резервуар слід назвати масивно-тріщинний. Цей резервуар є порово-тріщинним колектором, що складений пісковиками і аргілітами. Тріщинуватість порід є

наслідком дії надгідростатичного пластового тиску. У результаті цього резервуар має гідродинамічний зв'язок по розломах з нижчезалягаючим горизонтом і далі донизу з нижніми горизонтами земної кори. По цих розломах постійно або періодично в резервуар поступають вуглеводні [64].

Для уточнення інтервалів ймовірної тріщинуватості порід у свердловинах 16 і 51-Східниця проведено випробування розрізу випробовувачем на трубах. Незмінними залишились тільки аргіліти та окремі пропластки щільних пісковиків. Максимальна зміненість породи характерна для інтервалів, що залягають нижче 4700 м, з яких виносились конгломерати.

Підтвердженням тріщинуватості конгломератів може бути винос породи на поверхню в процесі експлуатації свердловини 16-Східниця. Порода, що виносилась зі свердловини на ранній стадії експлуатації, була представлена гравійними, конгломератними уламками і глинистими частинками. Найбільш імовірно, що це були зруйновані конгломерати. Також ці конгломерати (та можливо і гравеліти) внаслідок своєї тріщинуватості можуть бути шляхами припливу флюїду в свердловину. У тих розрізах свердловин, де відсутні тріщинуваті конгломерати і гравеліти, спостерігаються низькі дебіти свердловин [65].

Для глибокозалягаючих колекторів вивчення вторинної природної пористості є важливою проблемою. У Карпатському регіоні вторинна пористість добре досліджена в інтервалі глибин 4,5-5,6 км, де серед

палеогенових алеврито-піщаних колекторів з загальною пористістю 5-7 % та відкритою 3-5 %, проникністю до $0,1 \cdot 10^{-15}$ м^2 і густиною 2450-2500 кг/м^3 спостерігаються численні горизонти з помітно підвищеною загальною пористістю до 11-18 %, відкритою пористістю до 8-16 %, проникністю до $(1-9) \cdot 10^{-15}$ м^2 та пониженою густиною 2300-2390 кг/м^3 [66].

Г.І. Антонишина [42] як характерну особливість досліджуваних флішових порід Передкарпаття виділяла високу ступінь ущільнення, яка не пов'язана з сучасною глибиною залягання і приналежністю порід до того чи іншого структурного ярусу.

Поряд з ущільненням порід спостерігається і розущільнення, пов'язане з мікротріщинуватістю та вилуговуванням. Мікротріщини розповсюджені вздовж контактів між дуже ущільненими уламками (не розсікаючи зерен кварцу), частково або повністю виповнені бітумом, піритом, інколи халцедоном. Спостерігаються також відкриті мікротріщини, розкритість яких не перевищує 10-20 мкм. Останні пов'язані між собою тонкими (30-40 мкм) капілярами, співрозмірними з довжиною контакту між зернами або порами. Навколотріщинний поровий простір, у більшості, вільний і представлений неправильної форми вилуговуванням. Такі мікротріщини були провідними шляхами для агресивних водних розчинів, які сприяли процесам вилуговування, а також шляхами міграції для вуглеводнів.

Прикладом може бути такий факт. Зони розущільнення порід стрийської світи верхньої крейди визначалися у свердловині 1-Максимівська з аналізу ускладнень в процесі буріння: значне поглинання бурового розчину на глибинах 3319, 3593, 4202 м у звичайно низькопроникних піщано-глинистих породах флішових відкладів стрийської світи Передкарпатського прогину.

В умовах високого ущільнення і низької латеральної проникності порід у глибинних горизонтах, міграція та нагромадження флюїдів відбувається переважно в локальних структурах у межах субвертикальних зон тектонічної тріщинуватості та розущільнення. Мігруючи до верхніх частин розрізу і взаємодіючи з породами та первинними флюїдами, новоутворені (вторинні) флюїди формують геотермічні, геобаричні, гідрогеохімічні аномалії, просторово і в часі пов'язані з процесами міграції та нагромадження вуглеводнів. Для утворення вуглеводневих скупчень у щільних глибокозанурених частинах розрізу важливе значення мають формування глибинних зон розущільнення за рахунок фізико-хімічного вилуговування порід агресивними компонентами міграційних флюїдів (переважно CO_2) та їх механічного розущільнення шляхом флюїдорозриву.

Процеси розущільнення гірських порід і формування в осадовій товщі зон з підвищеною проникністю пов'язуються [67-70] з дією високонапірних флюїдів, що вторгаються в ці породи. Ці процеси сприяють поліпшенню колекторських властивостей відкладів, а

іноді навіть виникненню у тих породах, які раніше цих властивостей не мали. З метою підтвердження можливості існування в осадових товщах не тільки ущільнення відкладів, але й оберненого явища, тобто розущільнення гірських порід під дією флюїдів, що вторгаються в них під тиском, в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу у різні періоди проведено експериментальні дослідження. У результаті цих досліджень отримано збільшення відкритої пористості аргілітів карпатського флішу від 0,4 до 1,6 %, а об'ємна маса зменшилась від 2590 до 2550 кг/м^3. У іншому аналогічному випадку, пористість збільшилась з 2,2 до 8,5 %, а об'ємна маса зменшилась від 2610 до 2440 кг/м^3 [70].

Впливу постседиментаційних перетворень на переформування порового простору теригенних колекторів особливу увагу приділяють К.Р. Чепиков, О.П. Єрмолова та ін. [71]. Вони відзначають велику роль нафти у перерозподілі речовини у породах. Автори показують також, що у продуктивних пластах девону Волго-Уральської області збереженню порового простору на великих глибинах сприяло утворенню міцних контактів між зернами кварцу в результаті їх часткової регенерації на більш ранніх стадіях катагенезу.

Ці дослідження підтверджуються Д.В. Гуржієм та ін. [45], які відзначають, що поклади нафти і газу сприяють збереженню колекторських властивостей порід навіть на етапі пізнього катагенезу, тоді як

законтурні частини тих же порід можуть бути непроникними. Скупчення нафтових вуглеводнів призупиняють ("консервують") у покладі процеси вторинного мінералоутворення.

Дослідження родовищ Бориславсько-Покутської зони показали [68, 13, 69], що характер заповнення резервуару нафтою зумовлений як його тектонічною порушеністю, так і тріщинуватістю, що сприяли підвищенню ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів. Найпродуктивніші видобувні свердловини групуються вздовж зон трасування тектонічних порушень і розвитку тріщинуватості порід-колекторів, а також зон підгорнення та зломів продуктивних горизонтів. Приуроченість основних запасів до чолових частин антиклінальних складок, в основному, пов'язують з розвитком тут кращих порових колекторів. Враховуючи те, що за механізмом формування це ймовірно постконседиментаційні структури, стає не зовсім зрозуміло формування в цих ділянках колекторів з покращеними ємнісно-фільтраційними властивостями. Це може бути зумовлено, на наш погляд, утворенням вторинної пористості (тріщинуватої) у місцях тектонічної порушеності або згину чи підгорнення продуктивних горизонтів, а також міграцією під тиском вуглеводневих систем та їх подальшою консервуючою дією. Останнє підтверджується тим, що за межами ВНК погіршуються ємнісно-фільтраційні властивості колекторів внаслідок закупорювання порового простору мінеральними речовинами. Збільшення глибини залягання

продуктивних горизонтів спричинює відтік мінералізованих розчинів з глинистих товщ у породи-колектори, що значно погіршує їх ємнісно-фільтраційні властивості. Останні можуть покращуватись переважно за рахунок наявності тріщинуватості. Наявність тріщинно-порових колекторів як у Передкарпатському прогині, так і в Складчастих Карпатах підтверджена як петрографічними, так і промисловими дослідженнями. Крім цього, при дослідженні видобувних свердловин високу інформативність може дати величина коефіцієнту продуктивності свердловин, тобто дебіту свердловини при депресії на пласт в 1 МПа. Дослідженнями [72] для Передкарпатського прогину встановлено, що з віддаленням від склепіння структури різко змінюється коефіцієнт продуктивності від максимальних значень в чоловій частині складки до мінімальних в бік південно-західного крила складки при середніх значеннях у крутому підгорнутому крилі.

За даними досліджень 11600 лабораторних аналізів Г.Н. Доленко та ін. [73] вказують, що в крейдяно-палеогеновому фліші Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину та в насунутих і глибокозанурених частинах Скибової зони Карпат розвинуті такі типи порід-колекторів: гранулярний, що переважає до глибини 5,5 км; тріщинно-гранулярний в інтервалі 5,5-8,3 км; тріщинний (прогноз) - 8,3-9,5 км, можливо 11 км.

Особливу увагу необхідно звернути на такий факт. Дослідження показали, що пластові тиски та

температури впливають на зміну фізичних властивостей порід, причому вплив зростає з зростанням глинистості колектора. При цьому значну роль відіграє мінералогічний склад глинистих мінералів. Це необхідно враховувати при виносі кернів порід з свердловини на поверхню, особливо при наявності тріщинних теригенних, а також кавернозно-тріщинних карбонатних колекторів. Наприклад коефіцієнт пористості слабозаглинизованих колекторів за даними В.М. Добриніна [74] при відборі керну на глибині близько 6000 м може збільшитися за рахунок зміни термобаричних умов на 2-7 %. У глинистих колекторах зміна може відбуватися в межах 5-12 %, а в піщано-глинистих породах, що мають високу відносну глинистість, - від 10 до 22 %. Таким чином, у середньому зменшення пористості при підйомі породи з значної глибини на поверхню може досягати майже 30 % всієї істинної величини для теригенних колекторів, що і спостерігається для колекторів Передкарпатського прогину.

Що стосується тріщинних та тріщинно-кавернозних колекторів, то експериментальними дослідженнями В.М. Добриніна [74] встановлено, що при створенні в них напруги в межах 40 МПа, пористість зменшується від 33 % (тріщинний колектор) до 4 % (тріщинно-кавернозний колектор).

Дані досліджень [75] також вказують на розбіжності у визначенні параметрів колекторів з

використанням даних свердловинної геофізики та лабораторних методів. Результати геофізичних визначень параметрів порід у двічі і більше перевищують параметри лабораторних досліджень кернів. Враховуючи складність геологічного розрізу флішових відкладів Карпат та недосконаліть геофізичних визначень кількісних параметрів колекторів, необхідно було б віддавати перевагу лабораторним. Проте, при складних і змішаних типах колекторів вони не дають однозначної кількісної характеристики. Значний вплив на колекторські властивості порід на глибині мають властиві для Карпатського регіону геодинамічні напруги, що встановлені з допомогою структурних і деформаційних методів [76]. Зазначений трьохвісний нерівномірний стиск може призвести не тільки до ущільнення, але й до розущільнення породи, внаслідок чого може збільшуватися ємність і проникність не тільки тріщин, але і пор та каверн. У керні, що піднімається на денну поверхню при зміні нерівномірного об'ємно-напруженого стану рівномірним може відбутися змикання окремих систем тріщин. У результаті лабораторні визначення параметрів колекторів, що розбиті тріщинами, можуть дати занижені величини в порівнянні з природними в масиві на глибині, що і спостерігається у більшості випадків при дослідженні ємнісно-фільтраційних властивостей тріщинуватих порід Передкарпатського прогину.

3.2. Характерні особливості глибокозанурених порід-покришок Передкарпатського прогину

Проблема нафтогазоносності на великих глибинах порід-колекторів тісно пов'язана з присутністю порід-покришок, які представлені тими ж самими слабопроникними породами, що і на малих глибинах.

У Передкарпатському прогині породами-покришками виступають глини та аргіліти, що представлені за даними Ю.В. Шевченка [77] переважно гідрослюдами з домішками монтморилоніту, найбільший вміст якого відзначається у сарматських глинах Більче-Волицької зони.

Аргіліти даного регіону характеризуються як полімінеральні утворення, котрі разом з породоутворюючими глинистими мінералами постійно вміщують кластичний матеріал (кварц, кальцит, слюди та ін.) у вигляді домішок від 1 % до 20 %. Вміст в них частин менше 0,1 мм становить 60 %, що вказує на тонку дисперсність. Середній розмір пор таких глин за даними порометрії біля 0,02 мкм, а за розрахунками, виходячи з гранулометричного аналізу, – 0,2 мкм (Прозорович, 1972). Розміри пор у даному випадку співрозмірні з довжиною пробігу молекули метану. У подібних умовах, як вказував В.А. Соколов (1956), дифузія газу ускладнена.

Згідно з дослідженнями [78], які проводились на зразках аргілітів Бориславсько-Покутської та сарматських глин Більче-Волицької зон, показали, що аргіліти мають проникність від $4{,}5 \cdot 10^{-7}$ до $7{,}7 \cdot 10^{-5}$ мД.

Екранувальні можливості аргілітів кращі від властивостей глин, що пояснюється більшою мірою літифікації аргілітів та наявністю значної кількості органічної речовини бітумного ряду, в той час як органічні останки сарматських глин вуглефіковані.

Дослідження В.М. Добриніна [74] свідчать про значну зміну коефіцієнта проникності гірських порід при усесторонньому їх стисненні. Наприклад, для слабоглинистих колекторів, що залягають на глибині близько 6000 м, проникність при підйомі керну з свердловини на поверхню, може збільшитися від 24 до 34 % в залежності від зцементованості породи, а для кернів сильноглинистих порід від 42 до 48 %, тобто похибка при вказаній вище глибині може досягати 50 %. Тобто, при пластових термобаричних умовах екранувальні властивості глинистих порід будуть кращими, ніж фактично визначені при стандартних умовах.

Дослідниками [43] виділено в стратиграфічному розрізі Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину два природних резервуари: олігоценовий і еоцен-палеоценовий. Обидва вони виражені товщами флішових порід.

Основною ізолюючою покришкою у Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину є товща міоценових молас поляницької і воротищенської світ, які повсюдно перекривають флішові утворення палеогену. Вона представлена, в основному, м'якими,

пластичними і ущільненими глинами, менше аргілітами з незначними і невитриманими по площі прошарками пісковиків та алевролітів. Загальна товщина становить кілька сотень метрів (іноді до 1200 м і більше). Другою за значенням регіональною покришкою у Бориславсько-Покутській зоні прогину є пачка бистрицьких аргілітів з прошарками мергелів (верхній еоцен), що залягає під менілітовими породами олігоцену. Товщина бистрицьких відкладів змінюється від 10 до 200 м. Ці аргіліти більш м'які та сипучі в порівнянні з рештою відкладів палеогену. Для них характерний низький уявний електричний опір на кривих стандартного каротажу.

Породоутворюючі мінерали кременисто-глинистих порід і цементуючої маси алевропсамітів представлені гідрослюдою та монтморилонітом у різних співвідношеннях, а також крипто- і мікрокристалічним кварцом (халцедоном) з домішкою опалу-СТ [79].

Одним з найважливіших параметрів, що характеризують екрануючі властивості порід-покришок, є пороговий тиск прориву. Він визначається величиною капілярного тиску, який необхідно подолати, щоб через водонасичену породу почала фільтруватись незмочувана фаза.

Дослідження окремих зразків глин та аргілітів свідчать про те, що для прориву газу через глинисті покришки Більче-Волицької зони необхідно перевищити пластові тиски в середньому на 40 %, а через покришки Бориславсько-Покутської зони - на 60-70 %.

Відповідно, дані покришки можуть утримувати скупчення газу, а рідкі вуглеводні - тим більше.

Крім того, проведені дослідження [80] показали, що у Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину на глибинах 5-6 км (наприклад, свердловина 1-Шевченково, глибина близько 5700 м) у дуже літифікованих аргілітах нижньої крейди проникність коливається від 10^{-7} до 10^{-11} мкм^2. Перепади тисків прориву у цих породах перевищують 50 МПа. При наявності мікротріщинуватості проникність зростає на 2-3 порядки, але при цьому перепади тисків прориву становлять близько 18-22 МПа [81].

Враховуючи вищенаведений матеріал та факт існування екранувальних товщ у верхніх структурних ярусах Передкарпатського прогину, разом з тим беручи до уваги наявність трьох, а у Долинському перерізі і чотирьох, ярусів складок, які повсюдно складені однотипними флішовими відкладами (що вміщують як породи-колектори, так і породи-покришки), можна зробити висновок про існування порід-флюїдоупорів (особливо для рідких вуглеводнів) і у третьому (четвертому) ярусі складок у Передкарпатському прогині.

Необхідно зазначити, що дослідженнями М.П. Габінета [82] встановлено, що у північно-західній частині Передкарпатського прогину та Скибовій зоні Карпат породи крейдового і палеогенового флішу та вміщені у них розчинні органічні речовини з глибиною залягання катагенетично

менше перетворені, ніж у південно-східній частині. Тому палеогенові відклади великих глибин (понад 5 км) північно-західної та центральної частин Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат мають більш високі перспективи нафтогазоносності.

Отже, з вищенаведеного можна зробити наступні висновки:

- характер зміни ємнісних властивостей палеогенових порід з глибиною залягання дає підстави стверджувати, що на глибинах 5-8 км у них можуть існувати колектори з промисловою нафтогазоносністю. Погіршення колекторських властивостей з глибиною компенсується покращенням фільтраційних властивостей флюїдів - зниженням густини та в'язкості нафт, підвищенням газонасиченості;

- зменшення міжзернової проникності порових колекторів на глибинах понад 6000 м компенсується зростанням тріщинної проникності. Локальні особливості поширення порово-тріщинних колекторів на великих глибинах залежать від положення їх на структурі або поблизу тектонічних порушень. У зонах розвитку останніх або перегинів пластів вздовж шарнірів антикліналей та складок, що їх ускладнюють, і флексур тріщинуватість порід збільшується, а разом з тим покращуються і колекторські властивості ущільнених порід-колекторів;

- на глибинах 5-8 км досліджуваної території можуть існувати екранувальні товщі, які при зануренні зазнали ще більшого ущільнення і втрати пористості.

Вони втрачають свої властивості лише в зонах розривних порушень в результаті подрібнення і розшарування щільних порід під дією тектонічного стресу та природного гідророзриву при проявах надгідростатичних пластових тисків. У таких зонах можна очікувати активну вертикальну міграцію флюїдів, що відіграють велику роль у формуванні вуглеводневих скупчень на великих глибинах в умовах значного ущільнення порід і гідродинамічної роз'єднаності надр.

РОЗДІЛ 4

ТЕРМОБАРИЧНІ УМОВИ ТА ФАЗОВИЙ СТАН ВУГЛЕВОДНЕВИХ ФЛЮЇДІВ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

Сьогодні великі глибини (більше 5 км) є одним із важливих об'єктів нарощення потенційних ресурсів і запасів нафти та газу, оскільки запаси вуглеводнів на малих і середніх глибинах у багатьох регіонах значною мірою вичерпані.

Із року в рік у багатьох регіонах світу, де зростають обсяги надглибокого буріння, отримують прямі ознаки, які підтверджують перспективи нафтогазоносності в широкому діапазоні глибин. У результаті буріння надглибоких свердловин істотно змінились уявлення про геологічну будову більшості регіонів, уточнені глибини залягання кристалічного фундаменту, встановлена наявність колекторів з достатньо високими ємнісно-фільтраційними властивостями на великих глибинах. Встановлені термодинамічна і гідрогеологічна обстановки, що впливають на фазовий стан вуглеводнів і підтверджена наявність надглибоких покладів.

Рекордні глибини знаходження покладів сухого газу в США встановлені в басейні Анадарко (8,1 км, родовище Мілс-Ранг), у Віденському басейні - на глибині 7426 м, у Делаверському (США) басейні в інтервалі глибин 6056-7092 м виявлені поклади із запасами газу 283 млрд.м^3 (родовище Гомес). У басейні

Анадарко приплив метану з домішками етану отримано із відкладів кембро-ордовіку, які залягають на глибині 9432 м. Найбільш глибоке скупчення нафти відкрите в Каліфорнії (родовище Батон Уіллоу Північний - 6596 м).

Найважливішими факторами, від яких залежить нафтогазоносність глибокозанурених відкладів, в тому числі фазовий стан вуглеводнів, є наявність пасток, порід-колекторів і порід-покришок, термобаричні умови надр тощо.

Проблема фазового стану вуглеводнів на великих глибинах в області високих температур і тисків, на сьогодні має особливу актуальність. Багато дослідників вважають, що на великих глибинах при температурах понад 160-200 °С зменшується ймовірність відкриття великих скупчень газу і, особливо, нафти. Це пов'язується, по-перше, з виснаженням генераційного потенціалу органічної речовини, а, по-друге, з термічною деструкцією високомолекулярних компонентів нафти та її метанізацією. Крім цього, вуглеводні є найбільш рухливими речовинами відносно місця їх утворення і вони можуть мігрувати у верхні частини осадового чохла під надійні породи-флюїдоупори.

При прогнозуванні типу вуглеводневих скупчень на великих глибинах геологи опирались головним чином на теоретичні уявлення про вертикальну зональність нафтогазоутворення, що отримало широке розповсюдження в 60-70-ті рр. XX ст. завдяки публікаціям

М.Б. Вассоєвича з співавторами [83], С.Г. Неручева [84] та ін. Згідно з їх уявленнями, із збільшенням глибини залягання і відповідно термобаричних умов, нафтоматеринські породи спочатку генерують вуглеводні, які формують поклади важкої нафти, потім легкої, а пізніше газоконденсатні, і, на кінець, - газові. Проте, інформація, що була отримана при глибокому бурінні, показала невідповідність глибинної зональності з розподілом покладів вуглеводнів згідно з вказаними теоретичними уявленнями.

Зони акумуляції нафти і газу в розрізі літосфери в різних геологічних умовах давніх та молодих платформ, складчастих територій приурочені до різних глибин. На більших глибинах переважно відкривають скупчення газоконденсату і газу. У той же час спостерігається, що на однакових або близьких глибинах і температурних рівнях в одних областях розміщені зони нафтогазонагромадження, а в інших - газонагромадження.

Узагальнення сучасних даних щодо фазового стану вуглеводнів свідчать про можливість зберігання нафтових і нафтогазоконденсатних скупчень при температурах 220-230 °С і вище. Значний приплив нафти (до 500 т/добу) одержано з глибин 6200-6500 м з живетських вапняків доальпійського фундаменту румунського Передкарпаття на території старого промислу Гергяса. У Східному Передкавказзі (родовища Північнобрагунське, Гудермес, Андрєєвське та ін.) поклади нафти відомі в умовах пластових температур до

160-190 °С на глибинах до 5,8 км. Здебільшого, у глибокозанурених покладах пластові тиски перевищують умовні гідростатичні більш як в 1,5 рази.

На родовищах Марун і Північний Марун, розміщених у передскладчастому крилі Передзагроського прогину пластові температури відповідно становлять 185 і 230 °С. Поклади нафти і нафтоконденсату при температурах понад 200-220 °С відкриті в нафтогазоносних басейнах Мексиканської затоки. На родовищі Парадон (Мексика) з глибини 6473 м (карбонатна крейда) одержано дебіти нафти близько 1 тис.т/добу. У США (Галф-Кост) з пісковиків на глибинах 6060-6536 м, в яких зафіксовані АВПТ досить високих значень, давно добувають нафту на родовищах Лейк-Берр і Лейк-Вашінгтон. Тут особливу увагу привертає смуга розвитку верхньокрейдових пісковиків Тускалуса, оскільки в них на глибинах 4600-6500 м при пластовій температурі до 232 °С розробляється нафтове родовище Фріленд і понад десяток нафтогазоконденсатних [85].

На північноморських родовищах (Елгін/Франклін, Джейд) отримали газ, конденсат і нафту з глибини 5490-5764 м, де пластовий тиск становить 112 МПа та пластова температура вище 200 °С; 28 млрд.м^3 газу і 32 млн.т нафти родовища Шируотер і 12 млн.т нафти родовища Ерскін виявлені на глибині 4480 м, де пластовий тиск і пластова температура становлять 98,3 МПа і 340 °С [85]. За даними Є.Ф. Шнюкова та В.О. Краюшкіна [86] на північноморських родовищах

Шотландії нафту, газ і конденсат отримують з глибин 4880-5700 м при температурі 200-340 °С та тиску 98,0-112,0 МПа).

Детальне геохімічне дослідження відкладів, розкритих надглибокими свердловинами (Джакобс-1, 7544 м; Берта-Роджерс-1, 9525 м; Мак-Нейр-1, 6905 м) у США, показало, що високий вміст $C_{15+вищі}$ виявлено при сучасних температурах 220-296 °С і значеннях показника відбивної здатності по вітриніту $R°=4\%$, що відповідає градації катагенезу $АК_1$ у нижньопалеозойських і мезозойських відкладах. Ці дані свідчать про термічну стабільність рідких вуглеводнів до 300 °С на протязі довготривалого геологічного часу [87, 88].

У цьому відношенні певну інформацію дають дослідження газорідинних включень мінеральних утворень. Ці утворення, якоюсь мірою, являють собою міні-поклади вуглеводнів, які дозволяють моделювати процес фазових перетворень вуглеводнів у різних термобаричних умовах. Б.Й. Маєвський [89] на підставі узагальнення наявних матеріалів газорідинних включень показав, що рідкі вуглеводні можуть існувати до 360 °С (переважно до 220 °С), важкі гомологи метану - до 450 °С, а метан - до 1400 °С, вміст якого із збільшенням температури зменшується. Склад вуглеводневих речовин у газорідинних включеннях в залежності від термобаричних умов якоюсь мірою узгоджуються і з експериментальними дослідженнями

Ол.О. Петрова [90], який показав, що при температурах 150-170 °С, які вважались до недавнього часу максимальними для існування покладів нафти, у лабораторних умовах ніяких видимих змін у вуглеводневому складі нафт не вдалось виявити. У той же час при температурі 350-360 °С швидкість розпаду нафт зростає в 30-60 разів у порівнянні з 300 °С, а при підвищенні температури до 400 °С спостерігається різке збільшення швидкості розпаду вуглеводнів нафти, що призводить до інтенсивного газоутворення.

На території України основні перспективи відкриття покладів нафти і газу на великих глибинах сьогодні пов'язуються з Передкарпатським прогином і з Дніпровсько-Донецькою западиною.

На території Українського Передкарпаття пошуки глибокозанурених покладів ВВ почалися з буріння свердловин 1-Луги (глибина 6266 м) і 1-Шевченково (7524 м). Під час буріння останньої в інтервалі тріщинуватих пісковиків (7014-7022 м, пластовий тиск близько 120 МПа, температура - 170 °С) нижньої крейди мали місце інтенсивні нафтогазопрояви. У шліфах порід з даного інтервалу спостерігаються порові та тріщинно-кавернозно-порові колектори, в тріщинах і кавернах яких знаходились нафта або бітуми. Особливої уваги заслуговують горизонти тріщинуватих пісковиків в інтервалах 7420-7380, 7360-7320, 7070-6945, 5960-5900, 5630-5550 м, відкрита пористість яких

змінювалася від 5-7 % до 11-13 %, нафтонасиченість - близько 60 %.

Припливи нафти на глибинах понад 5000 м одержали в свердловинах 2-Новосхідниця (5476-5984 м, пластовий тиск 68,1 МПа, температура - 134 °С), 1-Північна Завода (5704-5797 м, 88,5 МПа, 130 °С), 17-Семигинів (5200-5245 м, 67,5 МПа, 128 °С) та ін. Значний приплив нафти (до 500 т/добу) одержано в інтервалі 6200-6500 м з живетських вапняків доальпійського фундаменту румунського Передкарпаття на території старого промислу Гергяса. Проте переважна більшість відкритих промислових покладів нафти в Передкарпатті розміщені на глибинах, менших ніж 5000 м, де пластові температури нижчі 120 °С і тиски нижчі 80 МПа.

Ще одним доказом існування покладів нафти на глибинах 4-6 км у Передкарпатті є одержання у 2002 р. на Смолянській площі із підвороту першого ярусу нафти з свердловини 2-Смолянська із менілітових відкладів, де звертає на себе увагу велика піщанистість розрізу менілітових відкладів при значній їх товщині. У цій свердловині на глибині 5126 м початковий пластовий тиск становив 73,7 МПа, а пластова температура - 122,5 °С.

Частиною вирішення проблеми прогнозування нафтогазоносності геологічного середовища на глибинах 5-8 км, є, крім створення моделей геологічної будови як окремих локальних ділянок (побудова окремих профілів), так і великих територій (системи декількох профілів), дослідження їх термобаричних умов, які

можуть бути сприятливими для існування нафтогазових покладів.

З метою виявлення закономірностей у взаємозв'язках між числовими параметрами, що характеризують термобаричні умови проведено комп'ютерне геолого-статистичне моделювання досліджуваних об'єктів з використанням кореляційного і регресивного аналізу. Такі методи дозволяють обробляти великі масиви числових параметрів і добре описані у фаховій літературі [91-95].

Оцінити форму зв'язку (функцію) та міру тісноти зв'язку між аргументом і функцією дозволяє кореляційний аналіз, проведення якого відбувається в такій послідовності [96]:

1) створення кореляційної таблиці, в якій загальні інтервали, що містять значення кожної з величин, розбиваються на класи;

2) для середніх значень кожного класу аргументу обчислюється середнє арифметичне, зважене по частоті значення функції, яке називається умовною середньою;

3) побудова кореляційної залежності (створення лінії регресії та рівняння регресії).

У цілому кореляційний аналіз дозволяє проводити аналіз сукупності визначених величин і спрямований на виявлення та вивчення систем, які утворюють деякі з величин, що входять в дану сукупність. При вивченні системи випадкових величин недостатньо досліджувати будь-яку складову системи окремо від інших, тому що у системи з'являються додаткові властивості, пов'язані

з тим, що між компонентами системи можуть існувати зв'язки. Тому, крім вивчення властивостей одної окремої взятої випадкової величини, необхідно виявляти зв'язки між компонентами системи. Вирішення такого завдання стає можливим при побудові кореляційної матриці між окремими компонентами системи. Побудова кореляційної матриці дозволить охопити відразу всю картину можливих кореляційних зв'язків між окремими компонентами системи.

Дані методи відносяться до статистичного аналізу результатів вимірів, який і був покладений в основу програмного пакету "STATISTICA", що з успіхом використовується для обробки геологічної інформації за допомогою електронно-обчислювальних машин.

У конкретному випадку досліджується зв'язок між такими величинами як пластова температура і глибина та пластовий тиск і глибина. Аналізується тіснота зв'язку між ними та проводиться підбір рівняння регресії, яке супроводжується коефіцієнтом лінійної кореляції $К_{ху}$ і величиною вибірки n. Коефіцієнт кореляції показує степінь відхилення даної статистичної залежності від функціонального лінійного зв'язку - відхилення тим вище, чим менша абсолютна величина $К_{ху}$.

Для безпосереднього вирішення задачі прогнозування термобаричних параметрів і фазового стану флюїдів глибокозалягаючих горизонтів Передкарпаття нами [97] використано наявні на сьогодні фактичні матеріали заміру початкових термобаричних

умов 80 нафтових і 11 газоконденсатних покладів 51 родовища Передкарпаття, а також методи геолого-статистичного моделювання.

У результаті проведених досліджень [98] отримано геолого-статистичні залежності зміни початкових пластових тисків і температур з глибиною (рис. 4.1) Передкарпатського прогину.

Аналізуючи отримані результати можна зробити наступні висновки:

1. Зв'язок між пластовим тиском і глибиною залягання описується лінійною залежністю:

$$P = -13{,}09 + 0{,}01744 \cdot H,$$

де P - пластовий тиск, МПа;

H - глибина заміру пластового тиску, м.

Причому, слід відзначити, що коефіцієнт кореляції становить 0,95 (рис. 4.1). Як видно з отриманих результатів, коефіцієнт кореляції близький до одиниці, що вказує на виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами. Тому, це дає нам підставу з надійністю 95 % коефіцієнта кореляції спрогнозувати, що:

а) на глибині 7000 м значення пластового тиску будуть знаходитись у межах 104-114 МПа;

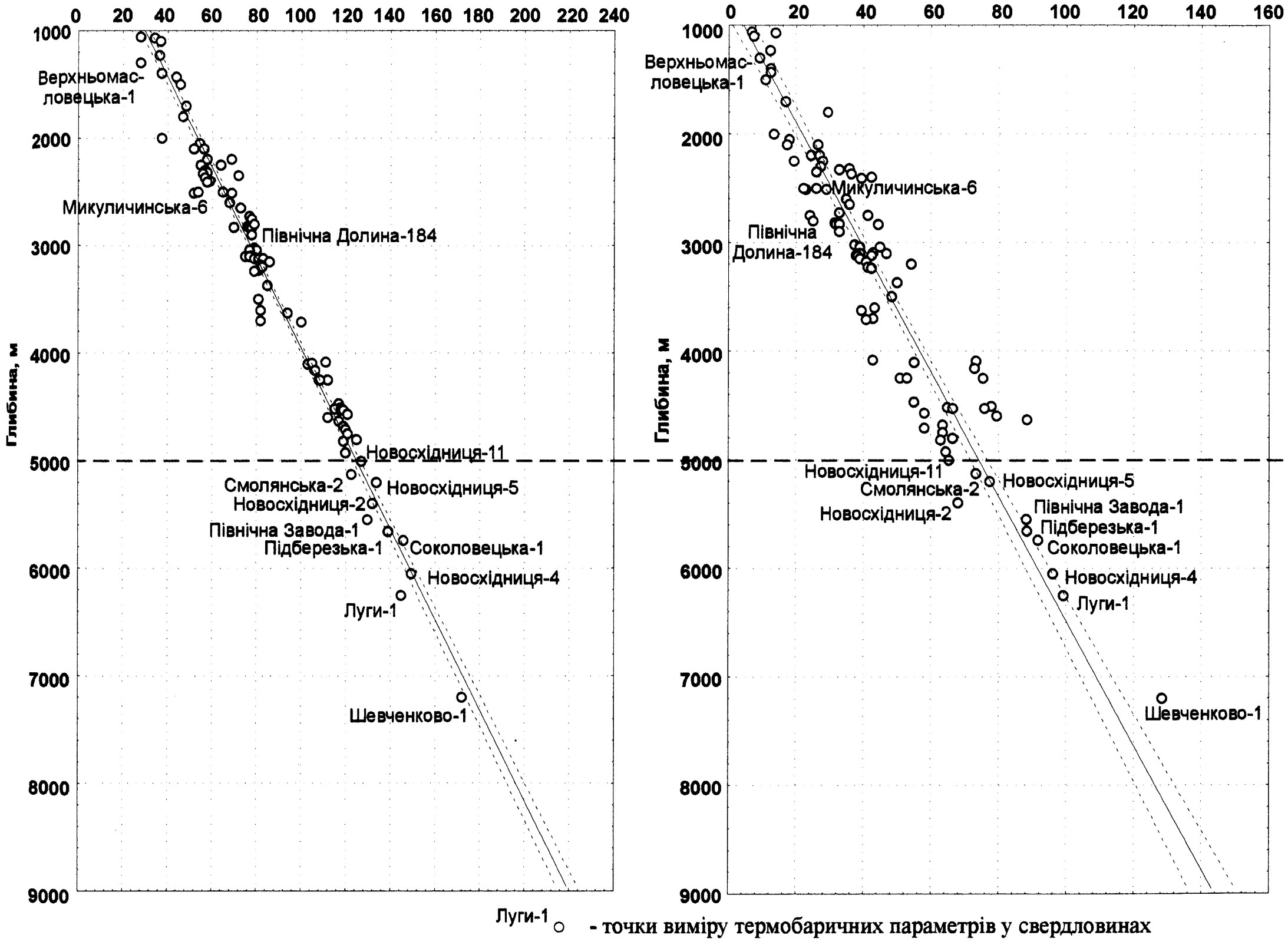
б) на глибині 8000 м значення пластового тиску будуть знаходитись у межах 121-132 МПа;

в) на глибині 9000 м значення пластового тиску будуть знаходитись у межах 137-150 МПа.

2. Зв'язок між пластовою температурою і глибиною залягання описується лінійною залежністю:

Температура = 5,9397 + 0,02378 · Глибина
r = 0,99

Тиск = -13,09 + 0,01744 · Глибина
r = 0,95



Переважаючі типи покладів

Нафтові (вміст газу 50-365 м³/м³),

Нафтові перехідного типу (вміст газу до 650 м³/м³),

Газоконденсатнонафтові,

Нафтогазові

Нафтові перехідного типу (вміст газу до 1000-1300 м³/м³),

Газоконденсатнонафтові,

Нафтоконденсатні,

Нафтогазоконденсатн,

Газоконденсатні

Газові

Рис. 4.1. Кореляційні залежності між пластовими температурами і тисками та глибиною залагання продуктивних відкладів і фазовий стан вуглеводнів у надрах Передкарпаття.
Склав Хомин В.Р. з використанням окремих матеріалів Маєвського Б.Й., Окрепкого І.Р. (1997) та особистих досліджень.

$$T = 5,9397 + 0,02378 \cdot H,$$

де T – пластова температура, °С;

H – глибина заміру пластової температури, м.

Причому, слід відзначити, що коефіцієнт кореляції становить 0,99 (рис. 4.1). Як видно з отриманих результатів, коефіцієнт кореляції майже рівний одиниці, що вказує на яскраво виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами. Тому, це також дає нам підставу з надійністю 95 % коефіцієнта кореляції очікувати, що:

а) на глибині 7000 м значення пластової температури будуть знаходитись у межах 169-175 °С;

б) на глибині 8000 м значення пластової температури будуть знаходитись у межах 192-199 °С;

в) на глибині 9000 м значення пластової температури будуть знаходитись у межах 215-224 °С.

Враховуючи вищенаведене можна зробити висновок про можливість існування нафтогазових покладів у Передкарпатському прогині на глибинах 5-8 км.

Підтвердженням цьому можуть бути дослідження [99], якими встановлено, що критична межа у відношенні газу до нафти залежно від конкретних умов того чи іншого нафтогазоносного району знаходиться в інтервалі 1000-1500 $м^3/т$. При дуже високих тисках і температурах (понад 100 МПа і 200 °С) вся нафта розчиняється у газі, а нижче цієї критичної межі весь газ розчиняється в нафті.

Наявність рідких вуглеводнів у глибокозанурених горизонтах Передкарпатського прогину підтверджує і відсутність закономірних змін величин геохімічних показників нафт з глибиною їх залягання [100], про що свідчать також дослідження нафти з глибини 7014 м (свердловина Шевченково-1) та нафти платформи на Лопушнянському родовищі.

Співвідношення в покладах між рідкими і газоподібними вуглеводнями, крім початкового їх вмісту, залежать також від екрануючих властивостей покришок.

Наведені дані свідчать про сприятливі термобаричні умови для існування нафтогазових покладів на великих глибинах (5-8 км) у Передкарпатті.

РОЗДІЛ 5

ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ І ПЕРШОЧЕРГОВІ НАПРЯМКИ ПОШУКОВИХ РОБІТ

Сьогодні у зв'язку з врахуванням умов обмеженого фінансування, на перше місце в усіх нафтогазоносних регіонах України виходить проблема виявлення першочергових нафтогазоперспективних об'єктів на невеликих глибинах. Проте, пошуки нафти і газу на малих глибинах не вирішують проблему значного нарощування їх запасів. Тому, для подальшого перспективного розвитку нафтогазового комплексу, необхідно зосередитись на пошуках середніх покладів нафти і газу, які прогнозуються на глибинах 4500-7000 м. Так, у Західному регіоні України нерозвідані ресурси вуглеводнів на глибинах 5000-7000 м становлять близько 53 % або понад 400 млн.т нафти [101].

При проектуванні пошуково-розвідувальних робіт необхідно враховувати, що визначені дослідниками [102] питомі витрати на підготовку ресурсів показали, що у Карпатах і Передкарпатському прогині на глибинах більше 5000 м рентабельно вивчати лише такі поклади, що мають ресурси понад 3 млн.т вуглеводнів, тобто середні за запасами згідно класифікації Державного комітету запасів України.

5.1. Перспективи нафтогазоносності центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на глибинах 5-8 км

Передкарпатський прогин до глибини 3-4 км вивчений достатньо і відкриття дуже дрібних і дрібних родовищ може бути пов'язано тільки з окремими невеликими блоками. Глибини 4-8 км, які доступні для сучасного буріння свердловин вивчені значно гірше і на цих глибинах можна очікувати відкриття нових нафтових і газових родовищ у нижніх ярусах складок у межах Бориславсько-Покутської зони, а також в мезозойській основі Передкарпатського прогину.

Наявний на сьогодні геолого-геохімічний матеріал дає підстави вважати, що головний напрямок міграції вулканічних і пов'язаних з ними гідротермальних процесів у Карпатському регіоні відповідає напрямку розвитку Карпатської дуги і з часом поширюється із південного заходу на північний схід. Колізійний етап розвитку призвів до формування Карпатської складчастої дуги і проявлення потужного вулканізму в її внутрішній частині. У зовнішній флішовій частині Карпат і в Передкарпатському прогині вулканізм не мав значення самостійного фактору в геодинамічному розвитку регіону.

Геодинамічний розвиток Карпатської складчастої споруди сприяв як процесам рудоутворення, так і процесам нафтогазоутворення та відповідно формуванню їх покладів і особливостям їх розташування. Основними рудо-вуглеводневопідвідними структурами були глибинні

розломи, особливо зони їх взаємопересічення з іншими диз'юнктивними порушеннями. Саме по них і відповідно різновікових зонах тріщинуватості відбувалося поступлення глибинних високотемпературних парогазогідротермальних флюїдів, у складі яких виносились поряд з вуглеводнями часто і рудні компоненти, що знаходяться в тісній асоціації.

Наявність високотемпературних флюїдів підтверджується термокріометричними дослідженнями газорідинних включень епігенетичних мінералів, температури гомогенізації яких коливаються в широкому діапазоні від 45 до 340 °С, а також наявністю поряд з газоподібними і рідкими вуглеводнями вуглецевих (сажистих) включень і гнізд піробітумів (керитів, антраксолітів). Основні результати термокріометричих досліджень газорідинних включень в жильних мінералах різних структурно-фаціальних зон Карпатського регіону наведені на рис. 5.1.

Наявність вуглеводневих включень у мінералах ртутної асоціації Закарпаття, підвищений вміст маслянисто-смолистих бітумів "А" і відсутність або низькі концентрації вуглеводнів у кварці безрудних зон свідчать про парагенетичний зв'язок вуглеводнів з ртуттю і дозволяє робити висновок про їх утворення із глибинного підкорового джерела та міграцію в складі гідротермальних розчинів у вигляді металоорганічних сполук. Глибинна природа підтверджується близьким ізотопним складом вуглецю ($\delta^{13}C$ - -21,1÷-24,0 °/$_{oo}$) як дисперсних вуглеводнів вміщуючих різновікових порід,

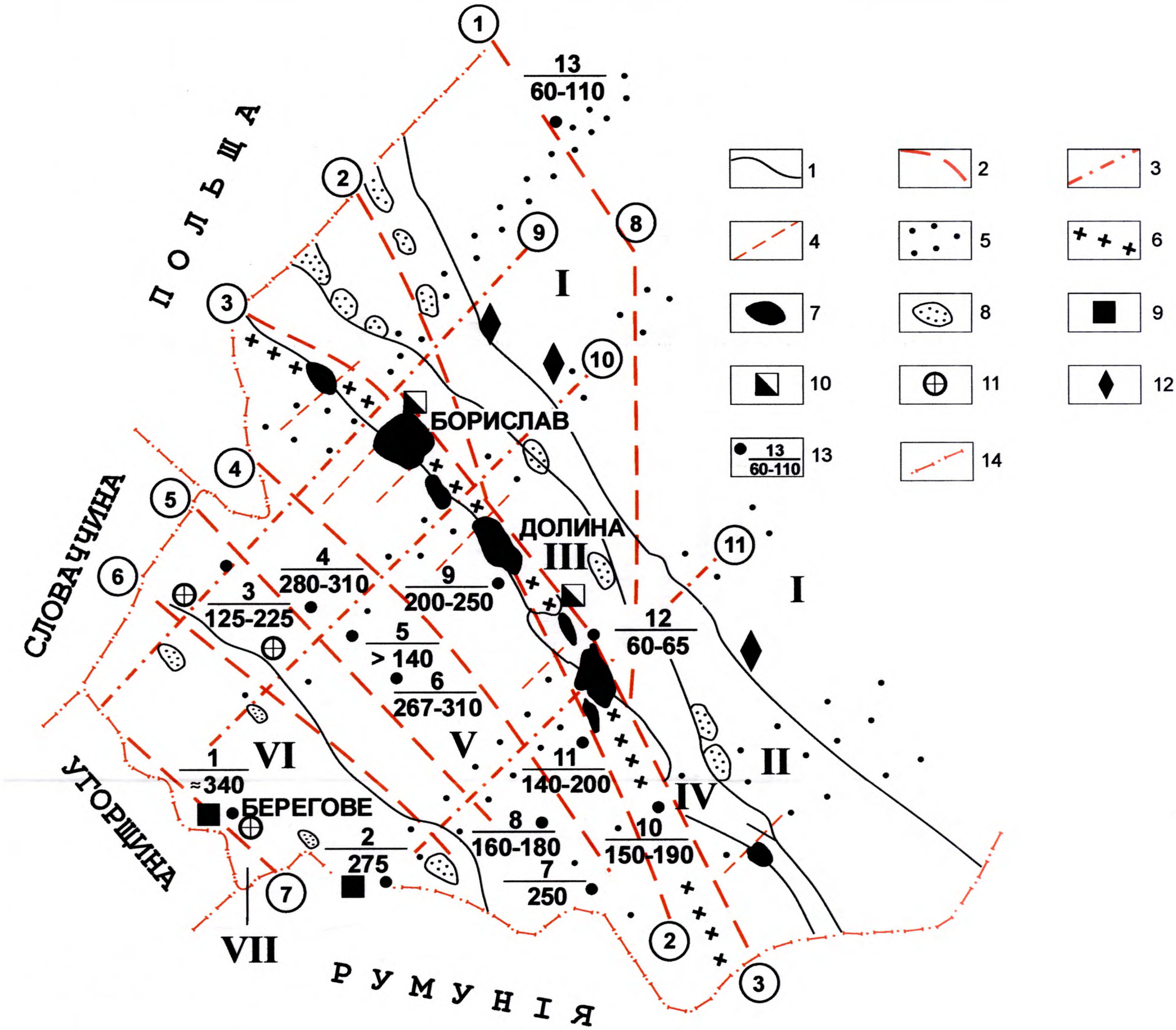


Рис. 5.1. Розподіл температур гідротермального вуглеводневовмісного мінералоутворення в Західноукраїнському регіоні за даними термокріометричних досліджень газорідинних включень.
Склали Б.Й. Маєвський і В.Р. Хомин з використанням матеріалів М.Д. Братуся, Д.К. Возняка, О.В. Діденко, І.В. Дудка, Б.В. Заціхи, В.А. Калюжного, О.І. Матковського та особистих досліджень. 2003 р.

Тектонічне районування: I - Західноєвропейська платформа; II-IV - Передкарпатський прогин: II - Більче-Волицька зона, III - Самбірський покрив, IV - Бориславсько-Покутський покрив; V - Складчасті Карпати; VI - Закарпатський прогин; VII - Панонська міжгірська западина.

1 - границі тектонічних елементів (зон); 2 - повздовжні та діагональні глибинні розломи (цифри у колах): 1 - Белз-Балучинський, 2 - Краковецько-Верховинський, 3 - Передкарпатський, 4 - Ужоцький, 5 - Чорноголовський, 6 - Закарпатський, 7 - Припанонський, 8 - Рогатинський; 3 - транскарпатські поперечні розломи (цифри у колах): 9 - Ужгород-Монастирецький, 10 - Мукачівсько-Стрийський, 11 - Шопуркинсько-Монастириський; 4 - інші розривні порушення; 5 - регіональні зони лініаментів, пов'язаних з неотектонічною активністю мантії; 6 - осьова лінія регіонального мінімуму сили тяжіння; 7 - нафтові та газонафтові родовища; 8 - газові родовища; 9 - золото-поліметалічні родовища; 10 - поліметалічні рудопрояви; 11 - ртутні зруденіння; 12 - родовища сірки; 13 - місце досліджуваного мінерало-рудопрояву (у чисельнику - номер пункту досліджень, у знаменнику - максимальні температури гомогенізації газорідинних включень); 14 - державний кордон

так і вуглеводнів із ртутних парагенезисів. Наявність максимальних концентрацій вуглецевих речовин у зонах дроблення, брекчійованості і тріщинуватості ороговикованих аргілітів та їх міграційний характер також підтверджують те, що вуглецеві речовини поряд з рудними елементами привносились по цих ослаблених зонах до місць локалізації (структурні і літологічні пастки) глибинними ювенільними гідротермальними флюїдами [103].

У напрямку до Передкарпатського прогину зона ртутних родовищ змінюється зоною проявів реальгару та аурипігменту. У південно-західній частині Дуклянської зони, у безпосередній приуроченості до розломів поперечного простягання, виявлено йодисту ртуть в асоціації з смолисто-чорними крихкими бітумами у вигляді окремих кристалів і кірок йодистої ртуті. Йодиста ртуть виявлена також у тонкоплитчастих алевролітах, аргілітах і дрібнозернистих пісковиках Складчастих Карпат [104].

Масова міграція вуглеводнів по тріщинних зонах флішових відкладів Складчастих Карпат відбувалася на стадії формування одного з головних жильних мінералів - кварцу, який отримав назву "мармароський діамант". Для нього характерним є регіональне поширення і наявність різних за складом вуглеводневих включень, у тому числі типу "легкої нафти" [103, 105-109]. Узагальнення детальних термокріометричних досліджень вуглеводневих включень у "мармароських діамантах", відібраних з різних тектонічних одиниць Українських Карпат, дозволяє відтворити послідовність процесу мінералоутворення та прослідкувати еволюцію складу

Температури вуглецево-мінерало-рудоутворюючих розчинів Карпатського регіону за даними термокріометричних досліджень

Номер пункту дослі-джень*	Місце знаходження родовищ і мінерало-рудопроявів	Мінеральний тип	Супутні вуглеводнево-вуглецеві речовини	Температура гомогенізації первин-них включень (°С), досліджуваний мінерал	Джерело інформації, рік
I. ЗАКАРПАТТЯ					
1	Берегове	Золото-пірит-галеніт-сфалерит	Антраксоліти, керіти	≈ 340	Е.К. Лазаренко и др., 1963
2	Вишківське рудне поле, родовища: Боркут, Рівне, Марангош, Західний Варгедь	Ртутний	Метан, гомологи метану, нафта, мальта, гумінокеріт, оксикеріт, антраксоліт	150-200, кварц; 60-275, кальцит	М.Д. Братусь и др., 1975, 1980; А.В. Диденко, 1985; Б.В. Зациха, 1989
II. СКЛАДЧАСТІ КАРПАТИ					
3	с. Чорноголово, с. Турица, відслонення біля річки Люта	Ртутно-миш'яково-сурмовий	Метан, нафта, асфальт, кертісит, карпатит	140-220, кварц; 115-125, кальцит	Д.К. Возняк, 1973; А.В. Диденко, 1985; Б.В. Зациха, 1989
4	с. Нижні Ворота, Кросненська зона; Дуклянська зона	Кварц і кальцит тектонічних тріщин	Антраксоліт, вуглисті вкраплення, метан, гомологи метану, рідкі вуглеводні	280-310, кальцит; 220-235, кварц	А.В. Диденко, Б.В. Зациха, Б.И. Маевский, 1983; І.В. Дудок, 2001
5	с. Торунь, Силезька зона	Реальгаровий	Нафта, антраксоліт	> 140, кварц	М.Д. Братусь и др., 1975; А.В. Диденко, 1983
6	Голятинське підняття, Силезька зона	Кварц і кальцит		267-310, кварц	И.М. Афанасьева, 1983
7	Рахівський і Мармароський масиви	Кварц і кальцит тектонічних тріщин	Метан, нафта, тверді бітуми	50-250, кварц, кальцит	И.В. Дудок, Г.Н. Панов, 1996; И.В. Дудок, В.И. Репетило 1989; І.В. Дудок, 2000
8	Чорногірський покрив	Кварц і кальцит тектонічних тріщин та порожнин	Метан, рідкі вуглеводні, тверді бітуми	160-180, кварц, кальцит	И.В. Дудок, В.И. Репетило, 1989
9	Свердловина Шевченково-1	Кальцит текто-нічних тріщин	Метан, рідкі вуглеводні	200-250, кальцит	Б.В. Зациха, 1989
III. ПЕРЕДКАРПАТСЬКИЙ ПРОГИН					
10	Басейн рік Чорний і Білий Черемош, притоки ріки Прут	Кварц і кальцит тектонічних тріщин та порожнин	Метан, рідкі вуглеводні	150-190, кварц, кальцит	О.И. Матковский, 1961; В.Г. Кардаш и др., 1978
11	Околиці с. Космач-Покутський	Кварц і кальцит тектонічних тріщин	Метан, нафта	140-200, кварц	Б.В. Заціха, Б.Й. Маєвський, 1983
12	Басейн ріки Бистриці Надвірнянської (околиці м. Надвірна)	Кварц і кальцит тектонічних тріщин	Нафта	60-65, кальцит	Б.В. Зациха, 1989
IV. СХІДНОЄВРОПЕЙСЬКА ПЛАТФОРМА					
13	Великомостівська газоносна структура (інтервал глибин 930-1162 м)	Кварц і кальцит тектонічних тріщин	Метан, гомологи метану, нафта, тверді бітуми	60-110, кварц	В.А. Калюжний и др., 1975

* - номер пункту та місця розташування мінерало-рудопроявів показані на попередньому рисунку

мігруючих вуглеводневих флюїдів у часі. На першому етапі формування кварцу в тріщинах відбувалося при домінуванні в складі флюїду (разом з водним розчином) високощільного (зрідженого) метану з утворенням включень з максимальними температурами до 220-235 °С і тисками до 2,7 кбар. Далі із зниженням Р-Т параметрів флюїду формувались включення при температурах 45-75 °С і тиску 0,2-0,3 кбар, у яких переважали рідкі вуглеводні та тверді бітуми [109].

З метою вияснення генезису жильних утворень Складчастих Карпат вивчався ізотопний склад вуглецю і кисню основного мінералу прожилків - кальциту із крейдяно-палеогенових порід різних структурно-фаціальних зон до глибини 5890 метрів [110]. Результати ізотопних досліджень ($\delta^{13}C$ від -2,2 до -6,9 °/₀) жильних кальцитів (табл. 5.1, 5.2) дозволили зробити висновок, що утворення карбонатних прожилків у нижньокрейдових і палеогенових відкладах відбувалося при активній участі вуглекислоти глибинного походження.

Слід зазначити, що і в карбонатній системі мінеральних вод Українських Карпат $\delta^{13}C$ CO_2 змінюється від -14,4 до -1,0 °/₀, а значення $\delta^{13}C$ HCO_3^- - від +13,7 до +5,6 °/₀ (табл. 5.2). Це також вказує на те, що джерелом вуглецю в карбонатній системі мінеральних вод є мантія і органічна речовина. При цьому спостерігається тенденція до збільшення мантійного вуглецю в HCO_3^- у напрямку від Передкарпатського прогину до Складчастих Карпат [111]. При цьому

Таблиця 5.2.

Результати дослідження ізотопного складу вуглецю та сірки мінеральних вод і мінерало-рудопроявів Передкарпатського прогину та Українських Карпат

Об'єкт дослідження, ізотопний склад вуглецю і сірки	Джерело походження вуглецю або сірки *	Джерело інформації
I. СКЛАДЧАСТІ КАРПАТИ		
1. У карбонатній системі мінеральних вод $\delta^{13}C$ CO_2 змінюється від -14,4 до -1,0 ‰, а HCO_3^- – від +13,7 до +5,6 ‰. Спостерігається тенденція до збільшення мантійного вуглецю в HCO_3^- у напрямку від Передкарпатського прогину до Складчастих Карпат.	Глибинне гідротермальне та органічна речовина	Л.К. Гуцало, С.Р. Крайнов, И.М. Крайнов, О.А. Ярыныч, 1982
2. $\delta^{13}C$ прожилків кальциту із нижньокрейдових відкладів змінюється від -2,2 до -6,9 ‰, з верхньокрейдових відкладів від -2,9 до +1,5 ‰, а в еоценових і олігоценових товщах зустрічаються кальцити із значеннями $\delta^{13}C$ від -2,2 до -5,6 ‰. Дрібнокристалічний кальцит-I медово-жовтого кольору з включеннями вуглеводнів із олігоценових відкладів має значення $\delta^{13}C$ від -4,8 до -2,5 ‰.	Глибинне гідротермальне	И.В. Дудок, В.И. Репетило, 1989
II. ПЕРЕДКАРПАТСЬКИЙ ПРОГИН		
3. Трускавецька свинцево-цинково-озокеритова мінералізація. Ізотопний склад сірки ($\delta^{34}S$) для сульфідів коливається у межах від +3,5 до -3,8 ‰, для сфалеритів – від -0,4 до -0,1 ‰, для суміші галеніту і сфалериту – від +0,3 до -3,8 ‰, для самородної сірки – від –34,2 до 14,2 ‰ та із сірководню мінеральних вод – від -14,1 до -31,7 ‰.	Глибинне гідротермальне	В.В. Науменко, С.А. Галий, 1989

* $\delta^{13}C$ гідротермальних карбонатів коливається у межах від від -5 до -8 ‰, а органічного вуглецю із осадових товщ звичайно легше -20 ‰ (Й. Хёфс, 1983);
$\delta^{34}S$ гідротермальних родовищ близький до 0, а джерелом сірки із значеннями близько 20 ‰ були океанічна вода або морські евапорити (H. Ohmoto, 1972).

встановлено прямий зв'язок між рівнем накопичення у водах органічних речовин і вмістом у них деяких металів – цинку, свинцю, хрому, нікелю, кобальту, що вказує на міграцію цих елементів у вигляді металоорганічних сполук [112].

У період завершення розвитку Карпатської складчастої області під впливом великого навантаження крейдово-палеогенової алохтонної маси в основі Передкарпатського прогину посилився процес прогинання і розколу (зламування) континентальної кори, як у нових місцях, так і по давніх розломах, та утворення ешелонованої (клавіатурної) системи регіональних скидів. На космічних світлинах достатньо впевнено прослідковуються основні карпатські тектонічні покривні одиниці, із під яких не менш чітко просвічуються і системи паралельних розломів північно-західного простягання, що є характерним для південно-західної окраїни Східноєвропейської платформи [37]. Реконструкції седиментації осадових басейнів Карпато-Подільського крейдового шельфу показали [113], що літофації альб-сеноману в сучасній структурі автохтону поширені до Закарпатського глибинного розлому. У зв'язку з цим, на наш погляд, Передкарпатський розлом є одним із найбільш амплітудних глибинних тектонічних елементів, що утворився в процесі інтенсивного насування Карпатського алохтонного флішу на південно-західну платформну окраїну.

Таблиця 5.1.

Температури вуглецево-мінерало-рудоутворюючих розчинів Карпатського регіону за даними термокріометричних досліджень

Номер пункту дослі-джень*	Місце знаходження родовищ і мінерало-рудопроявів	Мінеральний тип	Супутні вуглеводнево-вуглецеві речовини	Температура гомогенізації первин-них включень (°С), досліджуваний мінерал	Джерело інформації, рік
I. ЗАКАРПАТТЯ					
1	Берегове	Золото-пірит-галеніт-сфалерит	Антраксоліти, керіти	≈ 340	Е.К. Лазаренко и др., 1963
2	Вишківське рудне поле, родовища: Боркут, Рівне, Марангош, Західний Варгедь	Ртутний	Метан, гомологи метану, нафта, мальта, гумінокеріт, оксикеріт, антраксоліт	150-200, кварц; 60-275, кальцит	М.Д. Братусь и др., 1975, 1980; А.В. Диденко, 1985; Б.В. Зациха, 1989
II. СКЛАДЧАСТІ КАРПАТИ					
3	с. Чорноголово, с. Турриця, відслонення біля річки Люта	Ртутно-миш'яково-сурмовий	Метан, нафта, асфальт, кертісит, карпатит	140-220, кварц; 115-125, кальцит	Д.К. Возняк, 1973; А.В. Диденко, 1985; Б.В. Зациха, 1989
4	с. Нижні Ворота, Кросненська зона; Дуклянська зона	Кварц і кальцит тектонічних тріщин	Антраксоліт, вуглисті вкраплення, метан, гомологи метану, рідкі вуглеводні	280-310, кальцит; 220-235, кварц	А.В. Диденко, Б.В. Зациха, Б.И. Маевский, 1983; І.В. Дудок, 2001
5	с. Торунь, Силезька зона	Реальгаровий	Нафта, антраксоліт	> 140, кварц	М.Д. Братусь и др., 1975; А.В. Диденко, 1983
6	Голятинське підняття, Силезька зона	Кварц і кальцит		267-310, кварц	И.М. Афанасьева, 1983
7	Рахівський і Мармароський масиви	Кварц і кальцит тектонічних тріщин	Метан, нафта, тверді бітуми	50-250, кварц, кальцит	И.В. Дудок, Г.Н. Панов, 1996; И.В. Дудок, В.И. Репетило 1989; І.В. Дудок, 2000
8	Чорногірський покрив	Кварц і кальцит тектонічних тріщин та порожнин	Метан, рідкі вуглеводні, тверді бітуми	160-180, кварц, кальцит	И.В. Дудок, В.И. Репетило, 1989
9	Свердловина Шевченково-1	Кальцит текто-нічних тріщин	Метан, рідкі вуглеводні	200-250, кальцит	Б.В. Зациха, 1989
III. ПЕРЕДКАРПАТСЬКИЙ ПРОГИН					
10	Басейн рік Чорний і Білий Черемош, притоки ріки Прут	Кварц і кальцит тектонічних тріщин та порожнин	Метан, рідкі вуглеводні	150-190, кварц, кальцит	О.И. Матковский, 1961; В.Г. Кардаш и др., 1978
11	Околиці с. Космач-Покутський	Кварц і кальцит тектонічних тріщин	Метан, нафта	140-200, кварц	Б.В. Зациха, Б.Й. Маєвський, 1983
12	Басейн ріки Бистриці Надвірнянської (околиці м. Надвірна)	Кварц і кальцит тектонічних тріщин	Нафта	60-65, кальцит	Б.В. Зациха, 1989
IV. СХІДНОЄВРОПЕЙСЬКА ПЛАТФОРМА					
13	Великомостівська газоносна структура (інтервал глибин 930-1162 м)	Кварц і кальцит тектонічних тріщин	Метан, гомологи метану, нафта, тверді бітуми	60-110, кварц	В.А. Калюжний и др., 1975

* - номер пункту та місця розташування мінерало-рудопроявів показані на попередньому рисунку

Інтенсивне ешелоноване занурення окремих блоків платформної окраїни сприяло епізодичному надходженню глибинних рудо-вуглеводневовмісних флюїдів по зонах розломів, особливо їх взаємоперетину. Безумовно, що велика товщина осадового чохла Передкарпатського прогину негативно впливала на інтенсивність надходження високотемпературних флюїдів у приповерхневі відклади, в зв'язку з чим температури гідротермального мінералоутворення тут становлять значно менше 200°С.

Характерною структурно-тектонічною особливістю виявлених у Передкарпатському прогині свинцево-цинкових рудоозокеритопроявів є їх приуроченість до ділянок взаємоперетину глибинних розломів, які, як відомо, є найбільш сприятливими для вертикальної міграції парогазорідинних флюїдів, у складі яких поряд з рудогенними елементами виносились і різні вуглеводневі компоненти.

Трускавецько-Бориславське рудоозокеритове поле безпосередньо знаходиться в районі Іваниківського газоконденсатного родовища, Долинсько-Болехівський рудоозокеритопрояви - у районі Північнодолинського нафтогазоконденсатного родовища, а Дзвиняцьке і Старунське - розташовані між Космацьким, Росільнянським і Битківським газоконденсатними родовищами. Фізичні умови процесу озокеритоутворення зводяться до відомого ефекту ретроградної конденсації газоконденсатного флюїду в процесі міграції його по розривах до денної поверхні в поєднанні з значним охолодженням внаслідок

адіабатичного розширення газів. Про неодноразове надходження глибинних високотемпературних флюїдів, у складі яких виносились поряд з вуглеводнями і рудні компоненти, свідчать різні гідротермальні рудопрояви (сфалерит, сірка, галеніт, пірит тощо), які знаходяться в тісному парагенетичному зв'язку з озокеритами, що виповнюють різновікові порушення і тріщини. У рудах також виявлено присутність срібла, кадмію, кобальту, молібдену, нікелю, телуру, миш'яку та інших компонентів [114]. Ізотопно-геохімічні дані (табл. 5.2) свідчать про те, що мінералоутворення на Трускавецькому родовищі відбувалося при взаємодії високомінералізованих термальних розчинів з інфільтраційними водами при широкій участі вуглеводнів [115].

Міграція в газовій фазі по системі порушень є одним із основних факторів мобілізації ртуті з глибинних надр. Підвищений вміст ртуті спостерігається в газовому родовищі Битків ($1 \cdot 10^{-4}$ об. %) [116], а також у приповерхневих відкладах у районі взаємоперетину поздовжніх і поперечних порушень у південно-східній частині Більче-Волицької зони [117].

Слід відзначити, що серед всіх типів підземних вод Передкарпаття найбільшою різновидністю мікроелементів, які утворюють максимальні природні концентрації, характеризуються вуглеводневі розсоли у найбільш занурених і екранованих частинах нафтогазоносних структур.

За даними Г.А. Голєвої [117] підвищений вміст рідкісних металів з'являється під насувом Бориславсько-

Покутської, переважно нафтоносної, зони Передкарпатського прогину. На схематичному гідрогеохімічному розрізі Українських Карпат (нижній інтервал випробування 6,2 км) звертає на себе увагу контрастна аномалія рідкісних елементів (зокрема Pb, Cs, Σ Cu+Zn+Pb) над ділянкою Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, де під насувом цієї зони нами виділяється Передкарпатський глибинний розлом, що безпосередньо пов'язане з надходженням по останньому вказаних елементів з надр.

Взаємозв'язок процесів рудо- та нафтогазоносності в Передкарпатському прогині підтверджується і металогенічними дослідженнями нафтових родовищ - розподілом мікроелементів-домішок та їх асоціацій у нафтах [118]. Однотипність складу асоційованих мікроелементів (Pb, Bi, Cu, Zn, Ag, Hg, Sb, As), вказує на регіональну генетичну спорідненість нафт. Металогенічна спеціалізація нафт Передкарпаття характеризується присутністю так званих характеристичних рудогенних елементів, які визначають металогенічний профіль рудних формацій неогенової області тектоно-магматичної активізації Закарпаття та прилеглих територій Складчастих Карпат. Це вказує на можливість існування одного глибинного джерела нафтогазорудогенеруючої системи підкорового закладання, флюїдний режим якої визначає спільні металогенічні характеристики вуглеводневих і рудних компонентів. Унікальною особливістю нафт Передкарпаття є їх срібло- та вісмутоносність.

Регіональні кларки для Ag (1,8 г/т) і Bi (0,1 г/т) у нафтах перевищують кларкові концентрації вказаних елементів в осадових породах відповідно на один і два порядки. Максимальні концентрації Ag на рівні 4-6 г/т виявлено в окремих пробах нафт Бориславської антикліналі, а Bi в нафтових покладах Східниця-Урич 0,6-1,0 г/т (середнє по родовищах).

Геохімічними дослідженнями [119] на території Бориславського родовища виявлено, що саме до зони поперечного лініаменту приурочені високі концентрації гелію (до 0,2 об. %) в окремих пробах газу з максимальним коефіцієнтом питомої пружності. Ці дані свідчать про продовження формування Бориславського родовища в даний час, а також про високу перспективність глибокозанурених горизонтів у межах Бориславського блоку.

Роль тектоно-флюїдодинамічних процесів полягає не тільки в створенні оптимальних умов для рудо-нафтогазонакопичення, але і в формуванні міграційних каналів у вигляді зон підвищеної флюїдопровідності і зон, які характеризуються покращеними ємнісно-фільтраційними властивостями порід за рахунок збільшення їх тріщинуватості, розущільнення та вилуговування [120]. Доказом дії глибинних флюїдів на породи-колектори є наявність окремих мікрокристалів (менше 0,1 мм) марганцевомістного кальциту ромбоедричного габітусу [1010] в зоні тріщинуватості крейдових відкладів на глибині 7000 м у св. Шевченково-1 [121].

У напрямку Складчастих Карпат і Передкарпатського прогину, де вулканізм не мав самостійного значення в їх геодинамічному розвитку, а температури гідротермального мінералоутворення були переважно менше 200-100 °С, в жильних мінералах виявлені поряд з газовими і рідкі вуглеводні. Більшість відомих нафтопроявів, закартованих на поверхні в Складчастих Карпатах, приурочені до долин рік і потоків, які пов'язані з зонами поперечних порушень. Ці нафтопрояви, ймовірно, є результатом виносу вуглеводнів із наявних глибокозанурених покладів внаслідок їх міграції по проникних зонах поперечних розломів. Проникність поперечних розломів під час тектоно-сейсмічної активізації підтверджують приповерхневі газогеохімічні дослідження. Тому за наявності кондиційних пасток у зонах перетинів глибинних розломів карпатського простягання з поперечними тектонічними розривами на різних глибинах у флішових товщах Складчастих Карпат і Передкарпатського прогину можна очікувати відкриття нових покладів нафти і газу. Так, на території Польщі виявлено понад 40 родовищ в усіх структурно-тектонічних зонах Складчастих Карпат [122].

Геохімічними дослідженнями виявлено, що під час активних тектоно-геодинамічних рухів відбувалося надходження газових вуглеводнів у пастки Більче-Волицької зони у результаті їх вертикально-бокової струменевої міграції з глибокозанурених частин Передкарпатського прогину. Це також сприяло утворенню родовищ сірки в зоні зчленування Передкарпатського

прогину з південно-західною платформною окраїною. Процес сіркоутворення супроводжувався постійним надходженням вуглеводневих газів і сірководню у сульфатні товщі [123].

Геохімічні дослідження на Богородчанській площі у 1986 р. виконані у червні та вересні. У водних пробах, що відібрані у червні, метанонасиченість вод не висока, за винятком кількох водопунктів. Лише у п'яти пробах відзначалась присутність етану, разом з тим у цих пробах відзначався низький вміст метану.

У водних пробах, що відібрані у вересні відзначається незначне збільшення фонового значення їх метанонасиченості відповідно з 18,8 до $20,3 \cdot 10^{-10}$ $м^3/л$ [124].

Проте, у пробах, що відібрані у вересні, спостерігається значне збільшення важких вуглеводнів аж до появи C_5H_{10}-C_6H_{14}. Особливе збільшення вмісту гомологів метану відзначається у водних пробах, що відібрані в селах Саджава та Глибівка. У деяких водопунктах (21, 23, 24, 27, 28, 32 та 33) вміст суми важких вуглеводнів перевищує концентрацію метану (рис. 5.2, 5.3). Для перевірки та підтвердження отриманих у вересні результатів у листопаді 1986 р. було проведено додаткові контрольні дослідження вказаних водопунктів, в результаті чого підтвердилася наявність у пробах важких вуглеводнів (рис. 5.3). Крім того, у більшості проб спостерігається збільшення як вмісту метану, так і важких його гомологів. У багатьох пробах відзначається пентан

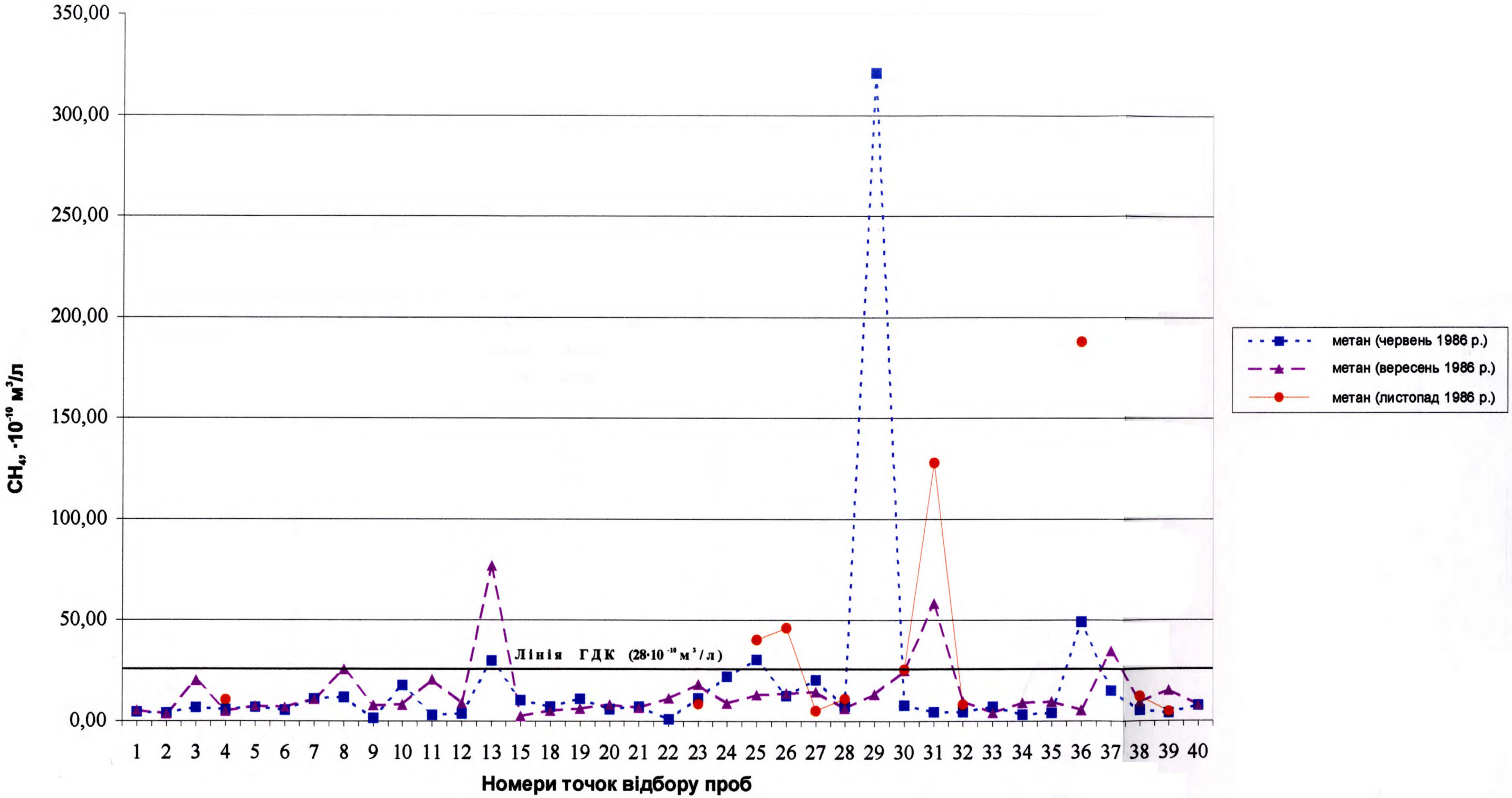


Рис. 5.2. Динаміка метанонасиченості грунтових вод в районі сіл Саджава та Глибівка в 1986 р. (до (червень) і після (вересень, листопад) землетрусу). Склав Хомин В.Р. з використанням матеріалів Маєвського Б.Й. (1986)

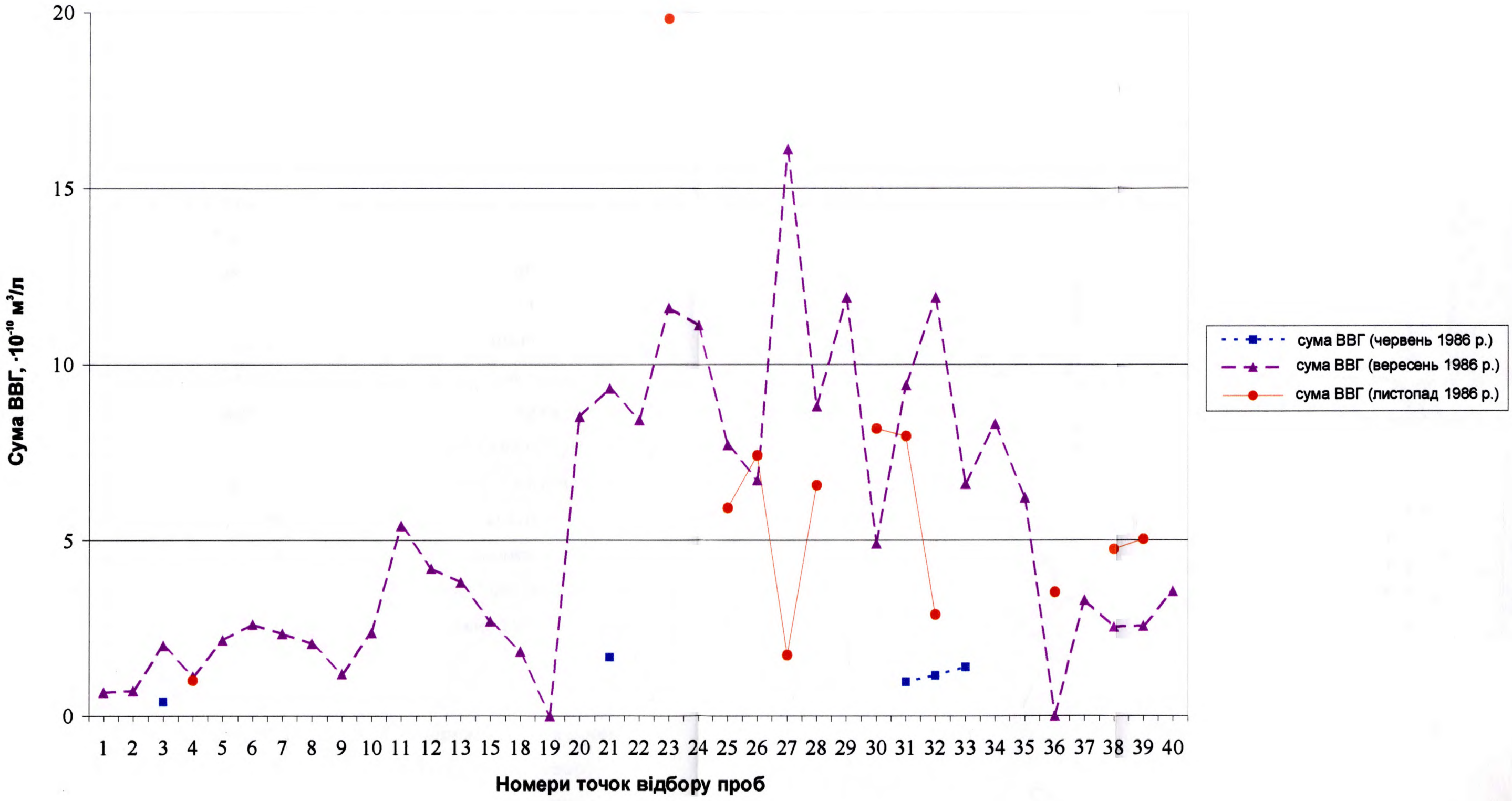


Рис. 5.3. Динаміка концентрації важких вуглеводневих газів у грунтових водах Богородчанської площі у 1986 р. (до (червень) і після (вересень, листопад) землетрусу). Склав Хомин В.Р. з використанням матеріалів Маєвського Б.Й. (1986)

(від слідів до $41,56 \cdot 10^{-10}$ $м^3/л$). У одній з проб, аналіз яких проводився на максимальній чутливості хроматографа ЛХМ-80 спостерігається навіть гексан (с. Саджава, 20 проба).

Збільшення у водних пробах метану та, особливо, важких вуглеводнів може, головним чином, пояснюватися збільшенням інтенсивності вертикальної міграції вуглеводнів тектонічно ослабленими зонами з нижчезалягаючих горизонтів. Ця інтенсифікація міграції газоподібних вуглеводнів пов'язується з достатньо сильними поштовхами карпатського землетрусу, які зафіксовано 11 липня та 16 серпня 1986 р. Оскільки структура Богородчанського ПСГ розбита і обрамляється кількома тектонічними порушеннями, основним з яких є Саджавський (трасується в районі сіл Саджава та Глибівка), то, як відомо [125], у періоди неотектонічної активності відбувається інтенсифікація вертикальної та субвертикальної міграції парогазовуглеводевих сумішей по розломах, зонах розущільнення та тріщинуватих ділянках. Що саме і спостерігалося восени 1986 р. при обстеженні Богородчанської площі.

Важливу роль у формуванні та збереженні скупчень вуглеводнів відіграє також гідрогеологічний фактор.

У результаті аналізу гідродинамічних і гідрогеологічних даних, а також гідрогеохімічних розрізів структур у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину В.А. Лозинським та

В.П. Баньковським [126] було встановлено строкатість хімічного складу пластових вод структур верхніх ярусів. Різка відмінність контурних пластових вод та вод нафтонасиченої частини пластів продуктивної товщі флішового комплексу дозволила припустити можливість виносу нафтою з зони дренування похованих вод та їх накопичення на вибої свердловини. Виділені [126] три типи гідрохімічних розрізів, у яких спостерігається мозаїчний розподіл мінералізації та ступеня метаморфізації вод по площі та розрізу, що склалися в результаті своєрідних палеогідрогеологічних умов, можуть бути доказами розвантаження глибинних вод і, відповідно, показниками сприятливих умов для формування вуглеводневих покладів у глибинних структурах, що залягають під верхніми складками. Крім того, цими ж дослідниками було встановлено, що у місцях виявлених великих скупчень вуглеводнів відзначається строкатий характер мінералізації та хімічного складу пластових вод (Долинське, Північнодолинське, Битківське, Танявсько-Стинавське родовища), а там де відсутні промислові скупчення вуглеводнів або ж є незначні їх запаси - спостерігається однотипний хімічний склад вод структур по площі і по розрізу (Старунська, Пнівська, Оболонська, Вільхівська, Бухтівецька тощо). На їх думку такі закономірності пояснюються тим, що в заключну фазу альпійського тектогенезу в місцях, де осадова товща ускладнена крупними регіональними розривними порушеннями, виникла гідродинамічна ситуація, що сприяла

міграційним процесам. Рух пластових флюїдів вверх по розривних порушеннях викликав, найімовірніше, крім вертикальної, і латеральну міграцію в водоносних горизонтах у місцях їх дренування. Завдяки змішуванню в неоднорідних колекторах вод різного генезису (древньоінфільтраційних, седиментаційних, можливо ендогенних і т.д.) у місцях, де відбувалося розвантаження, відзначається їх строкатий хімічний склад.

За даними [126] виявлені особливості та закономірності гідрогеохімічних розрізів потрібно розглядати як додаткові критерії, що дозволяють проектувати найперспективніші пошуково-розвідувальні роботи з метою пошуків нафтогазових скупчень у нижніх структурних ярусах.

Саме проблемі існування прісних та маломінералізованих вод присвячено значна кількість праць В.В. Колодія [127-129]. Протягом останніх десятиріч нагромадилося багато безперечних доказів наявності в глибоких надрах нафтогазоносних провінцій прісних або маломінералізованих вод, що окремими ділянками залягають на фоні розсолів і вод високої мінералізації. Ці води відрізняються строкатим іонним складом, в якому часто переважають карбонат-іони над хлор-іонами, відносною збагаченістю мікроелементами і мікрокомпонентами та водорозчиненою органічною речовиною. Ізотопний склад водню і кисню в них не такий, як у прісних чи солонуватих водах, що мають безперечне метеорне походження. Часто прісні та солонуваті води можуть бути відсутні, але в законтурних зонах родовищ

нафти і газу в таких випадках наявні розсоли, мінералізація яких вдвічі-втричі менша, ніж на віддалених від родовищ ділянках. Здебільшого такі води виносяться з надр разом з газом і нафтою.

У певних високотемпературних умовах вода розчиняється в досить значних кількостях в рідких вуглеводнях, і після міграції такої суміші (водовуглеводневого рідкого розчину) в зону суттєво нижчих температур, цей розчин сегрегується на дві рідкі фази — нафтову і водну. Води, що виділилися з рідкої водовуглеводневої фази внаслідок її остигання в надрах, В.В. Колодієм та ін. [129] запропоновано називати солюційними.

Саме доведений процес утворення таких маломінералізованих вод, зниження мінералізації розсолів, при розчиненні в них маломінералізованих вод, та наявність більших пластових температур (до 20-30 °С) в нафтових покладах у порівнянні з близько розміщеними непродуктивними структурами свідчать про переважну вертикальну (або субвертикальну) міграцію вказаних типів вод у складі глибинних сумішей.

Геотермічним картуванням виявлено "затягування" ізотерм у зонах основних тектонічних порушень. При цьому спостерігається залежність між запасами вуглеводнів і тепловими потоками.

Підтвердженням думки про вплив на формування теплового поля глибинного активного розлому, по яких і поступають глибинні суміші, зокрема і Сучавського поперечного розлому Лопушнянського родовища, може

слугувати розподіл геотермічного градієнту відкладів неогену автохтону. На фоні загального зростання значень величини геотермічного градієнту з північного заходу на південний схід Лопушнянського родовища (від 1,0 до 2,5 °С/100 м) виділяється [130] широка поперечна високопрогріта зона - 2,0-2,5 °С на 100 м (район свердловин 3-Красноїльська, 5-Красноїльська, 1-Фільків, 1-Сергії), наявність якої по-іншому пояснити неможливо. Лопушнянське родовище за значеннями цього параметру виділяється додатною локальною аномалією (0,5 °С на 100 м).

Узагальнюючи весь наявний фактичний матеріал геолого-промислових досліджень відкритих родовищ та перспективних площ Передкарпатського прогину, геофізичних досліджень у свердловинах, особливо продуктивних горизонтів, встановлених деяких закономірностей поширення порід-колекторів [131] та порід-покришок, дослідження понад 600 зразків керну та з використанням багатьох науково-практичних розробок [132, 133] запропонована принципова модель характеру нафтогазоносності центральної та північно-західної частин Передкарпатського прогину [134], на якій відображено особливості зміни колекторських властивостей порід, термобаричних умов та нафтогазонасиченості надр (рис. 5.4).

Необхідно враховувати, що при геодинамічних напругах, які виникли при утворенні насувів, та

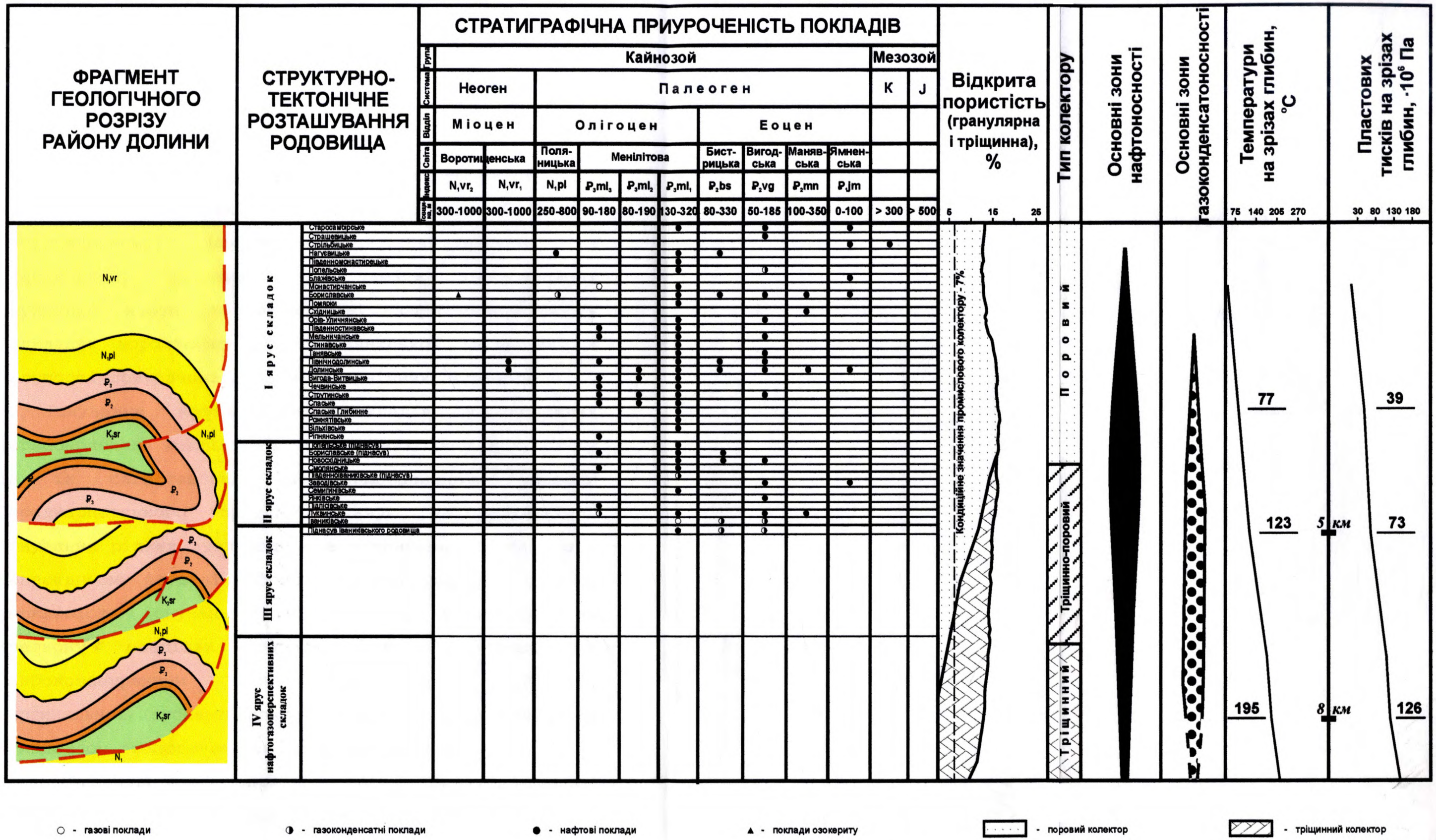


Рис. 5.4. Принципова модель характеру нафтогазолносності центральної та північно-західної частин Передкарпатського прогину.
Склав Хомин В.Р. з використанням матеріалів Д.В. Гуржія, Г.Н. Доленка, А.Є. Кісєльова,
Я.О. Кульчицького, Л.Т. Бойчевської та особистих досліджень. 2003 р.

збільшенні пластових тисків, за умов незначної товщини екрануючих порід, флюїди мали можливість мігрувати у вищезалягаючі структурні елементи. У структурах, де значні товщини екрануючих порід перешкоджали такій міграції, "розвантаження" підвищених пластових тисків могло відбуватись тільки на ослаблених ділянках, якими були зони тектонічних порушень. Одним з прикладів, що підтверджують це, можуть бути родовища озокериту (рис. 5.4) на Бориславському, Помярківському, Дзвиняцькому та Старунському родовищах, а також непромислові скупчення нафти та поверхневі нафтогазопрояви у відкладах воротищенської і поляницької світ, які в більшості приурочені до зон тектонічних порушень.

Існування нафтогазових покладів у жорстких термобаричних умовах нафтогазоносних регіонів світу та їх співставлення з термобаричними умовами Передкарпатського прогину вказує на можливість існування рідких вуглеводнів в останньому (показано у попередньому розділі роботи). Їх надходження у пастки (можливість існування яких показано у другому та третьому розділах роботи), що пов'язані з глибокозануреними горизонтами в результаті вертикальної (субвертикальної) міграції обгрунтовується комплексом геолого-геохімічних показників:

1. Однорідність складу нафт багатопокладних родовищ не залежно від стратиграфічної їх (нафт) приуроченості та глибини їх залягання [137, 138 та ін].

2. Відсутність впливу ступені катагенезу

органічної речовини на фазовий стан і склад вуглеводневих покладів.

3.Наявність в нафтах рослинних мікрозалишків із більш давніх відкладів (Г.П. Шкребта, 1966 [135] та ін.).

4.Наявність конденсаційних низькомінералізованих вод на багатьох продуктивних площах, які за сольовим складом різко відрізняються від гідрохімічного фону. Формування конденсаційних вод (В.В. Колодій, 1978 [127]) пов'язується з струминною вертикальною міграцією вуглеводнів по розривах і переносом вод у пароподібному стані з наступною конденсацією в сприятливих термобаричних умовах. Такі типи вод за даними [129] у межах Бориславського нафтопромислового району встановлені на Старосамбірському, Новосхідницькому, Іваниківському, Орів-Уличнянському, Заводівському, Стинавському та Семигинівському родовищах, а у межах Долинського нафтогазопромислового району - на Танявському, Північнодолинському, Долинському, Вигода-Витвицькому та Чечвинському родовищах тощо.

5.Гідрохімічна інверсія і строкатість хімічного складу пластових вод продуктивної частини розрізу. Води структур, в яких відсутні промислові скупчення вуглеводнів або їх запаси незначні, характеризуються однаковим хімічним складом. Просторовий взаємозв'язок глибинних лужних вод та вуглеводнів зумовлений спільністю умов утворень цих флюїдів і сумісною вертикальною міграцією в найбільш активні геотектонічні періоди із надр у верхні горизонти

осадочного чохла. Гідрохімічні аномалії пов'язані не тільки з покладами вуглеводнів, але із шляхами міграції вод із глибинних зон (В.А. Лозинский, В.П. Баньковский, 1972 [126]; Г.С. Кулинич, 1974 [136] та ін.).

6. Наявність підвищених концентрацій гелію і ртуті в деяких нафтогазових покладах Прикарпаття, а також поліметалічної мінералізації в асоціації з вуглеводнево-мінеральними тріщинними утвореннями.

7. Наявність газорідинних включень в епігенетичних мінералах тектонічних тріщин, $T_{гом}$ яких досягають понад 200-300 °С [138].

8. Присутність в тектонічних прожилках продуктивних товщ нафтогазових родовищ вуглеподібних піробітумів (керитів, антраксолітів тощо) [138].

9. Наявність на одному стратиграфічному рівні в однотипних літолого-фаціальних умовах як вуглеводневих, так і невуглеводневих (азотних, вуглекислих) покладів (наприклад в Панонському, Карпатському, Волго-Уральському та інших регіонах). Наявність значних концентрацій кислих газів у складі вуглеводневих покладів на глибинах понад 1,5-2,0 км, де практично виключаються окислювальні процеси, пояснюється їх сумісною міграцією у нафтогазовій суміші з глибинних сфер земної кори.

10. Нафти і газоконденсати Передкарпатського нафтогазоносного басейну характеризуються дуже подібним мікроелементним складом, що на думку В.О. Краюшкіна (1989) [137] вказує на генетичну

спорідненість цих природних об'єктів.

11. Висока насиченість вуглеводневими газами і нафтовими компонентами пластових вод у приконтурних частинах вуглеводневих покладів, тоді як при віддаленні від контурів насичення вод вуглеводневими речовинами різко падає. За межами покладів у пластових водах в значній кількості присутній азот.

12. Наявність більших пластових температур (до 20-30 °С) в нафтових покладах у порівнянні з близько розміщеними непродуктивними структурами. При цьому спостерігається пряма залежність між запасами вуглеводнів і тепловими потоками. Геотермічним картуванням виявлено "затягування" ізотерм у зонах основних тектонічних порушень.

13. Переважаюча приуроченість найбільших родовищ і відповідно запасів нафти і газу до зон проходження глибинних розломів, особливо до зон їх взаємопересічення. Так, наприклад, на території Передкарпатського прогину близько 70 % запасів нафти і газу знаходиться тільки в трьох родовищах Долинському, Бориславському і Битків-Бабченському. Слід відзначити, що прирозломні зони підвищеної проникності, крім цього, як це доведено практикою геологорозвідувальних робіт, активно впливають на утворення пасток для нафти і газу [138, 139]. Вивчення просторового розміщення запасів нафти і конденсату на території Передкарпаття показало, що максимальні їх концентрації (понад 80 %) приурочені

до площ, які прилягають до трьох найбільших тектонічних вузлів (Долинського, Надвірнянського і Бориславського). У центрі таких тектонічних вузлів знаходяться і найбільші родовища (Долинське, Битків-Бабченське та Бориславське), де нафтогазоносність охоплює найбільший стратиграфічний діапазон. За даними дистанційних досліджень А.Г. Мичака [140] через вказані тектонічні вузли проходять транскарпатські лінеаменти мантійного закладання і неотектонічної активності, що проявляються у підвищеній тріщинуватості осадочного покриву.

Дані буріння надглибоких свердловин Луги-1, Шевченково-1, Максимівська-4 показали, що перспективи нафтогазоносності потрібно пов'язувати з відкладами спаської світи нижньої крейди. Глибини залягання спаських відкладів доступні для постановки пошукового буріння, про що свідчать дані буріння та випробування свердловини Максимівська-4, яка розкрила покрівлю спаських відкладів на абсолютній відмітці -3563 м. Результати випробування цієї свердловини свідчать про те, що у відкладах спаської світи є промислові колектори. При випробуванні свердловини, що розкрили ці відклади, отримано приплив води (дебітом до 100 $м^3$/добу) з плівкою нафти і невеликими припливами газу [141]. Сольовий склад отриманих при випробуванні вод вказує на наявність у цих відкладах сприятливих гідрогеологічних умов для збереження покладів вуглеводнів. Відсутність промислових припливів вуглеводнів при випробуванні спаських відкладів у

свердловинах Луги-1 та Шевченково-1 пов'язано з тим, що вони розкриті ними не в оптимальних структурних умовах.

Необхідно також враховувати, що за новими експериментальними даними В.О. Федишина [142], теригенні породи Передкарпаття виявляють ознаки колектора з 2-3 % пористості, частіше з 3-5 %.

Крім цього, за даними [143] сейсмічними дослідженнями в смузі шириною до 35 км від краю Карпат виявлено цілий ряд структур, де за попередніми даними ефективна товщина теригенних колекторів суттєво зростає, що відкриває значні перспективи для пошуку середніх і великих родовищ вуглеводнів у Передкарпатті на глибинах 5-8 км.

Враховуючи вищенаведене, можна стверджувати, що подальші напрямки пошуків нафтогазових покладів, середніх і великих за запасами, у Передкарпатському прогині необхідно також спрямувати і на глибини 5-8 км, особливо на довивчення глибокозанурених горизонтів у місцях розташування найбільших родовищ, які приурочені до перетину глибинних розломів у межах гравітаційного мінімуму. Підставою для такого твердження є сприятливі структурні умови, наявність на вказаних глибинах порід-колекторів з промисловими характеристиками та порід-покришок, сприятливі термобаричні умови для існування нафтогазових покладів.

Отже, за геологічною будовою та іншими умовами Передкарпатський прогин (особливо Бориславсько-

Покутську його зону) можна розглядати як один з найперспективніших районів у західних областях України для пошуків покладів нафти (і, можливо, газу) на глибинах 5-8 км.

Основою такої оцінки є сприятливі структурні умови (розглянуто у другому розділі даної роботи), розвиток на глибинах порід-колекторів та порід-покришок (третій розділ роботи), сприятливі термобаричні умови для збереження нафтогазових покладів на глибинах 5-8 км (четвертий розділ роботи).

5.2 Першочергові напрямки пошуково-розвідувальних робіт у глибокозанурених горизонтах центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину

У результаті проведеного комплексу досліджень, його аналізу та узагальнення можна прогнозувати, що нафтогазоперспективними об'єктами для постановки подальших пошуково-розвідувальних робіт у центральній та північно-західній частинах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину вважаються фронтальні складки цієї зони. Також необхідно звернути увагу на глибинні структури III (можливо і IV) ярусу структур в районі свердловин 100-Танява і 2-Смолянка, де при бурінні та випробуванні останньої з глибокозанурених горизонтів отримали припливи вуглеводнів. У межах вказаної ділянки очікуються сприятливі структурно-тектонічні умови та колектори (особливо в еоцені) з

підвищеними ємнісно-фільтраційними властивостями, що пов'язується з наявністю Ходорівської палеодолини.

Крім цього, нашими роботами підтверджується геологічна будова Довголуцької ділянки та підтримується необхідність буріння запроектованої ЗУГРЕ свердловини 2-Довголуцька (рис. 2.16).

Слід зазначити, що перспективними в нафтогазоносному відношенні також можна вважати виділені ЗУГРЕ Дережицьку і Міжріченську ділянки (рис. 5.5). Запроектовані на обох площах свердловини мали б розкрити флішові породи палеогену та верхньої крейди в інтервалі глибин 5-6 км, проте за даними геологічної інтерпретації геогустинного моделювання флішові відклади в межах даних ділянок відсутні (рис. 2.9, 2.10 та 2.11, 2.13), а запроектовані свердловини в обох випадках мали б розкрити відклади неогену та мезо-палеозойські платформні породи, з якими і слід пов'язуються перспективи нафтогазоносності.

Отже, аналіз колекторських властивостей палеогенових відкладів та структурних побудов у північно-західній та центральній частинах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину дає нам підстави вважати, що найперспективнішими об'єктами для постановки першочергових пошуково-розвідувальних робіт (зокрема, детальних сейсморозвідувальних робіт та параметричного буріння) є структури нижніх (третього і четвертого) ярусів складок у Долинському перерізі

(рис. 5.5, 2.9) та третій структурно-тектонічний ярус у Бориславському перерізі (рис. 5.5, 2.13), де спостерігається найбільший стратиграфічний діапазон нафтогазоносності на території досліджень (рис. 5.4).

Саме на цих ділянках спостерігається значний вплив тріщинуватості порід-колекторів на характер їх нафтогазоносності у верхніх структурно-тектонічних ярусах [138], що дає підстави прогнозувати аналогічні умови і для глибокозанурених горизонтів. Крім цього, дані ділянки знаходяться в зоні розвитку палеотектонічних русел, що як відомо [141, 144, 145] значно покращує ємнісно-фільтраційні параметри палеогенових порід-колекторів, особливо, на наш погляд, нижніх ярусів складок Передкарпатського прогину.

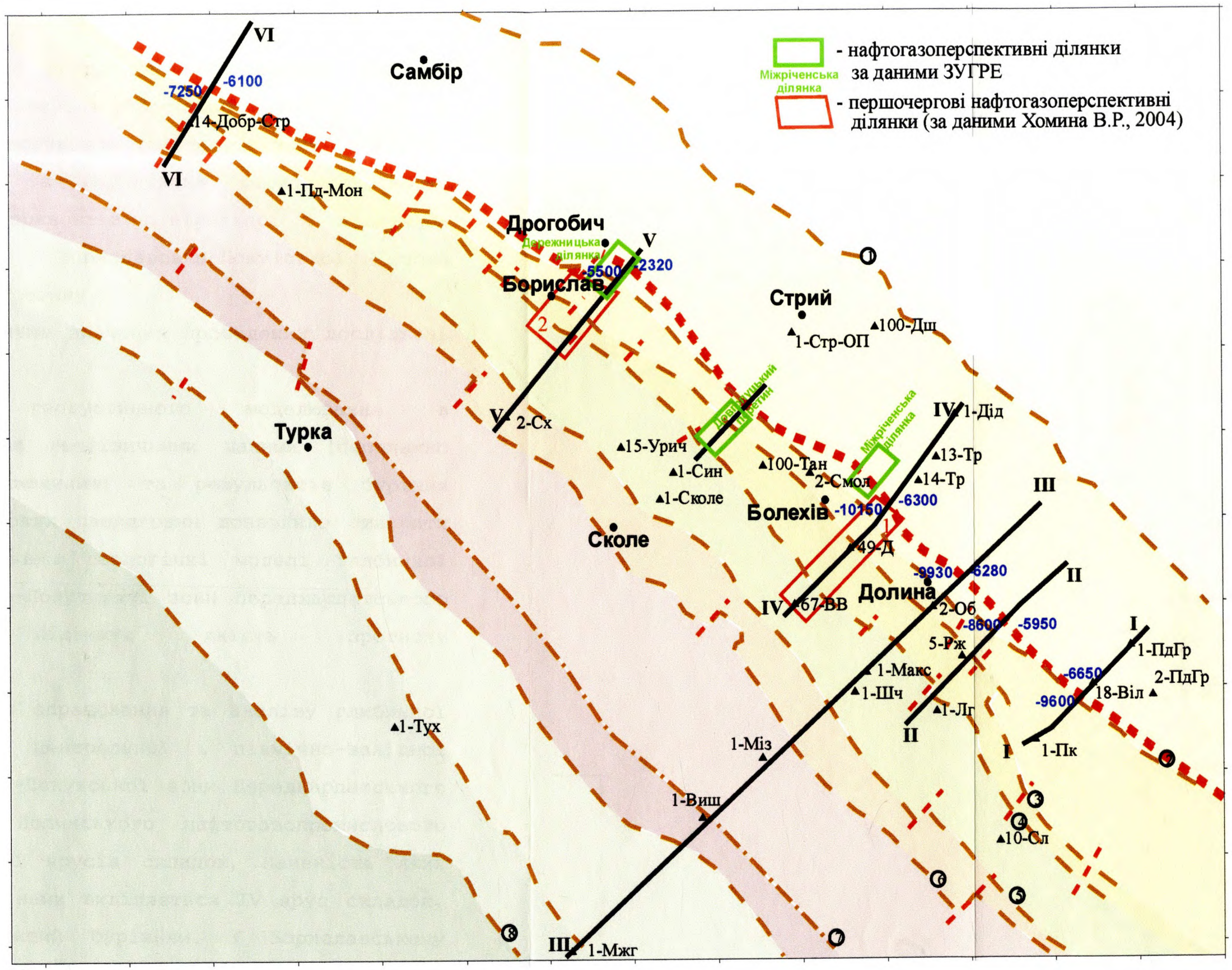


Рис. 5.5. Нафтогазоперспективні ділянки у центральній та північно-західній частинах Передкарпатського прогину.
Масштаб 1:500000. Тектонічна схема Л. Мончака, В. Степанюка, С. Баб'юка, С. Анікеєва.
Умовні позначення на рис. 2.1.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі науково обґрунтовано та практично вирішено актуальну проблему геології нафти і газу, пов'язану з встановленням геологічної будови на глибинах 5-8 км та перспектив нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів центральної і північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

Науково-теоретичне значення проведених досліджень полягає в такому.

Використання геогустинного моделювання в комплексі з іншими геофізичними даними (переважно сейсмічними дослідженнями) та результатів буріння глибоких і надглибоких свердловин дозволило створити наближені до реальних геологічні моделі глибинної будови Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, що підвищує якість прогнозу нафтогазоносності.

За результатами опрацювання та аналізу глибинної геологічної будови центральної і північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину в межах Долинського нафтогазопромислового району, крім II-III ярусів складок, наявність яких доведена бурінням, нами виділяється IV ярус складок, який ще не розкритий бурінням. У Бориславському перерізі уточнено положення передових складок третього ярусу, фронтальна частина яких (за нашими даними) насунута дещо північно-східніше в порівнянні з

існуючими побудовами. Виявлені особливості зміни колекторських властивостей гірських порід на великих глибинах. Показано, що на глибинах понад 5 км переважає порово-тріщинний тип колектору.

За результатами геолого-статистичного моделювання встановлені кореляційні залежності початкових пластових тисків і температур з глибиною, а також за даними геолого-геохімічних, гідрогеохімічних, термобарометричних, палінологічних та інших досліджень обґрунтована можливість існування нафтогазових покладів у глибокозанурених горизонтах центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

Розроблено принципову модель характеру нафтогазоносності центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, на якій відображено особливості зміни з глибиною колекторських властивостей порід, термобаричних умов та нафтогазоносності надр досліджуваної території.

Проведені дослідження дозволили виділити об'єкти для постановки першочергових пошукових робіт: структури нижніх (третього і четвертого) ярусів складок у Долинському перерізі та третій структурно-тектонічний ярус у Бориславському перерізі. Підтверджується необхідність буріння свердловини 2-Довголука. Перспективними для постановки детальних сейсмічних робіт, а в подальшому і буріння надглибоких свердловин, є глибинні складки в районах Добромиль-

Стрільбичі, Таняви-Смолянки та Вигода-Витвиці.

Практичне впровадження проведених досліджень надає можливість:

- обґрунтувати та виділити першочергові напрями проведення деталізаційних геолого-геофізичних робіт у глибокозанурених горизонтах досліджуваної території з постановкою параметричного буріння;

- підвищити геологічну результативність та ефективність геологорозвідувальних робіт;

- наростити вуглеводневу ресурсну базу Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину за рахунок відкриття нових покладів та дорозвідки відкритих родовищ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Богданов А.А. Основные черты тектоники Восточных Карпат // Советская геология. – 1949. – № 40. – С. 18-23.
2. Доленко Г.Н. Геология нефти и газа Карпат. – Киев: Из-во АН УССР, 1962. – 365 с.
3. К вопросу о северо-восточной границе распространения флиша во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба / Буров В.С., Глушко В.В., Шакин В.А., Шпак П.Ф. // Геол. журнал. – 1969. – Т. 29. – Вып. 3. – С. 3-11.
4. Бодлак П.М. Геологічна модель зчленування Більче-Волицької і Бориславсько-Покутської зон Передкарпатського прогину та нафтогазоносність фронтальних складок: Дис. ... канд. геол. наук: 04.00.17. – Львів, 2000. – 143 с.
5. Karnkowski P. Zloza gazu zienmego i ropi naftowej w Polsce. T. 2. – Karpaty i zapadlisko predkarpatskie. Wyd.: Tow-wo Geosynoptykow "Geos" AGH, Krakow, 1993. – 256 s.
6. Oszczypko N. Miocencka dynamika polskiej czesci zapadliska przedkarpackiego. Przeklad Geologiczny, v. 4, nr. 10, 1996. – S. 1007-1018.
7. Глушко В.В. Западные и Восточные Карпаты // Литосфера Центральной и Восточной Европы: Молодые платформы и Альпийский складчатый пояс. – Киев: Наукова думка, 1994. – С. 24-95.

8. Шпак П.Ф., Вишняков І.Б., Вуль М.Я. Структура і перспективи нафтогазоносності Українських Карпат та їх платформного автохтону // Геол. журнал. - 1997. - № 3-4. - С. 7-14.
9. Geological structure peculiarities and oil and gas content of the Ukrainian Carpathian platform autochton / Shpak P.F., Vishniakow I.B., Vul M.Ya., Ladyzhensky G.N. // Biul. Panstwowego Instytutu Geologicznego. - Warsawa, 1999. - Nr. 387. - P. 175-181.
10. Геодинамика Карпат / Круглов С.С., Смирнов С.Е., Спитковая С.М., Фильштинский Л.Е., Хижняков А.В. - Киев: Наук. думка, 1985. - 136 с.
11. Вуль М.Я., Іванюта М.М., Свириденко В.Г. Геологічна будова і нафтогазоносність України // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1993. - № 2-3 (83-84). - С. 8-11.
12. Кузьмик Л.М. Палинспастические реконструкции центральной части Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба и прогнозирование нефтегазоносности локальных структур: Дисс. ... канд. геол.-мин. наук: 04.00.17. - Ивано-Франковск, 1983. - 197 с.
13. Tolwinski K. Kopalnie nafty i gazow ziemnych w Polsce. - T.2. - Karpacki inst. Geol. - Warszawa-Boryslaw-Lwow, 1929. - 256 s.
14. Вялов О.С. Основные проблемы тектоники Карпат. - В кн.: Геол. и геох. нефт. и газ. месторожд. - Киев, 1965.

15. Ладыженский Н.Р. Геология и нефтегазоносность Советского Предкарпатья. - Киев: Изд-во АН УССР, 1955. - 383 с.
16. Глушко В.В. Тектоника и нефтегазоносность Карпат и прилегающих прогибов. - М.: Недра, 1968. - 263 с.
17. Геология и нефтегазоносность покрывно-надвиговых структур Карпатского региона / Килын И.В., Щерба А.С., Щерба В.М., Крупський Ю.З. // Геология нефти и газа. - 1990. - № 6. - С. 20-23.
18. Ступка О.С. Тектоніка Українських Карпат - досягнення і проблеми // Геологія і геохімія горючих копалин. - 2001. - № 2. - С. 27-38.
19. Пейве А.В. Основные черты тектоники Балкано-Карпатской области / Материалы КБГА, VII Конгресс, Геотектоника. - Белград, 1967. - С. 173-178.
20. Ступка О.С. Про поняття "границя платформи" // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1995. - № 3-4. - С. 13-20.
21. Ступка О.С. Актуальні проблеми тектоніки Карпатського регіону в світлі мобілістичної концепції тектогенезу (в зв'язку з нафтогазоносністю) / Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології. - Т. 2. - К., 2000. - С. 41-46.

22. Глушко В.В. Геология и нефтегазоносность Карпатского региона. – Киев, 1989. – ч/с. (Препр. / ИГН АН УССР).
23. История геологического развития Украинских Карпат / О.С. Вялов, С.П. Гавура, В.В. Даныш и др. – Киев: Наук. думка, 1981. – 180 с.
24. Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. – К.: УкрДГРІ, 2001. – 144 с.
25. Будеркевич М.Д., Заяць Х.Б., Ивахив Б.И. Проблема изучения доальпийского фундамента Предкарпатского прогиба // Нефт. и газовая промышленность. – 1985. – № 1. – С. 8-11.
26. Структурно-тектонічна карта Західних областей України. Масштаб 1:200000 / Гол. ред. М.Д. Будеркевич, Є.С. Дворянин. – 1991.
27. Бойко Г.Е., Аникеев С.Г. Структура карпатского поднадвига // Тектоника и нефтегазоносность поднадвиговых зон. – М.: Наука, 1990. – С. 53-60.
28. Біліченко В.Я. Структурно-тектонічні особливості парааутохтона Українських Карпат та прилеглих територій за матеріалами детальної гравіметрії // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1999. – № 3. – С. 131-138.
29. Морошан Р.П., Заяць Х.Б. Взаємозв'язки кристалічного фундаменту з осадовим комплексом у Карпатському регіоні (за матеріалами регіональних геофізичних досліджень) // Геологія

і геохімія горючих копалин. - 2001. - № 4. - С. 48-54.

30. Лозиняк П.Ю. Нові погляди на будову Передкарпатського прогину // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1996. - № 3-4. - С. 80-89.

31. Кульчицький Я.О., Лозиняк П.Ю., Петрашкевич М.Й. Основні проблеми геологічної будови та пошуків корисних копалин Карпатського регіону / Праці наук. тов. ім. Т.Г. Шевченка. - Т.1. - Львів, 1997. - С. 25-44.

32. Мончак Л.С., Маєвський Б.Й., Хомин В.Р. Нові дані щодо глибинної геологічної будови та перспектив нафтогазоносності центральної частини Передкарпатського прогину // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. - 2002. - № 3. - С. 39-41.

33. Анікеєв С.Г. Комп'ютерна система рішення прямих та обернених задач гравірозвідки для 2D/3D моделей складнопобудованих середовищ // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 1997. - Вип. 34. - С. 57-63.

34. Анікеєв С.Г. Методика інтерпретації гравіметричних матеріалів при довільній будові геологічних середовищ: Дис. ... канд. геол. наук: 04.00.22. - Київ, 1999. - 242 с.

35. Никонов А.А. Современные движения земной коры. - Изд. АН СССР, сер. Геологическая, 1976. - № 12. - С. 7-17.

36. Бодлак П.М. Геологічна модель зчленування Більче-Волицької і Бориславсько-Покутської зон Передкарпатського прогину та нафтогазоносність фронтальних складок: Автореф. дис. ... канд. геол. наук: 04.00.12. - Львів, 2000. - 19 с.

37. Афанасьева Н.С., Буш В.А., Кац Я.Г. Особенности структуры Средиземноморского пояса по данным дешифрования космических снимков // Тектоника Средиземноморского пояса. - М.: Недра, 1980. - С. 123-132.

38. Сеньковський Ю.Н., Щерба В.М. Проблема нефтегазоносности мезозой-кайнозойских отложений поднадвига Карпат и смежных территорий // В кн.: Геодинамические основы прогнозирования нефтегазоносности недр (Тез. докл. I Всесоюзн. совещ., Москва, 6-8 сентября 1988 г. Ч. 1). - М. - 1988. - С. 147-148.

39. Maxwell John C. Influence of Depth, Temperature and Geologic Age on Porosity of Quartczone Sanstone. - AAPG, Vol. 48. - 1964. - № 5. - P. 697-709.

40. Мончак Л.С., Михайлюк В.Д., Філюк О.С. Прогнозування колекторських властивостей гірських порід на великих глибинах на прикладі палеогенових порід Передкарпаття // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2003. - № 4 (9). - С. 108-110.

41. Бобровник М.Д., Вишняков И.Б., Маковский С.А. Влияние эпигенетических процессов на

коллекторские свойства пород мела и палеогена Внутренней зоны Предкарпатского прогиба // Нефт. и газовая промышленность. - 1974. - № 5. - С. 5-8.

42. Антонишин Г.И. Отчет по научно-исследовательской работе "Изучение структуры порового пространства и вторичных изменений пород-коллекторов на площадях ПГО "Запукргеология" для прогнозирования нефтегазоносности глубоких горизонтов" (промежуточный). - № темы 165/86. - Ивано-Франковский институт нефти и газа. - Ивано-Франковск, 1986. - 68 с.

43. Ярош Б.И., Ярош Е.Н. Природные резервуары флюидов Внутренней зоны Предкарпатского прогиба и их особенности / Геол. нефти и газа. - 1973. - № 9. - С. 62-68.

44. Круглов С.С., Кульчицкий Я.О. Литофации и этапность развития Восточных Карпат / В кн. Вопросы литологии и петрографии. - Львов, 1972. - Кн. 2. - С. 164-169.

45. Литология и породы-коллекторы на больших глубинах в нефтегазоносных провинциях Украины / Д.В. Гуржий, М.П. Габинет, А.Е. Киселев и др. - Киев: Наук. думка, 1983. - 184 с.

46. Клубова Т.Т. Глинистые коллекторы нефти и газа. - М.: Недра, 1988. - 160 с.

47. Копыстянский Р.С. О характере раскрытия трещиноватости горных пород на глубине // Происхождение нефти и газа и формирование их

промышленных залежей. – К.: Наук. думка, 1971. – С. 149-164.

48. Бодлак П.М. Геодинамічні умови формування Передкарпатського прогину // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 1999. - Вип. 36. - С. 297-302.

49. Современная геодинамика и нефтегазоносность / В.А. Сидоров, М.В. Багдасарова, А.В. Антасян и др. - М.: Наука, 1989. - 200 с.

50. Лазарук Я.Г., Полутранко О.Ю. Перспективи виявлення нетрадиційних скупчень газу в низькопористих колекторах Українських Складчастих Карпат / Геологія і геохімія горючих копалин. – 1999. – № 2. – С. 53-57.

51. Рац. М.В., Чернышев С.И. Трещиноватость и свойства трещиноватых горных пород. - М.: Недра, 1970. - 164 с.

52. Гаврилов В.П. Влияние разломов на формирование зон нефтегазонакопления. - М.: Недра, 1975. - 272 с.

53. Шишигин С.И. О трещинных коллекторах нефти и газа // Науч. зап. Львов политехн. ин-та. сер.геол.-развед. - 1956. - №1. - С. 145-155.

54. Шишигин С.И. О характере измения пористости песчано-алевритовых пород Скибовых Карпат. - Изв. Вузов. - 1959. - №2. – 23 с.

55. Шишигин С.И. Об изучении трещинных коллекторов нефти и газа // Тр. всесоюз.совещ. по трещинным

колллекторам нефти и газа, Л.: Львов. Ун-т. - 1961. - С. 248-251.

56. Орлов О.О., Трубенко О.М. Характер зміни коефіцієнта густоти тріщин в межах локальних структур. - Матеріали VI міжнар. наук.-практ. конф. "Нафта і газ України - 2000". Івано-Франківськ, 31 жовтня - 3 листопада 2000 р. - Івано-Франківськ: Факел. - Т.1, 2000. С. 122-123.

57. Копыстянский Р.С. О методике определения и интерпретации коэффициентов трещиноватости пород и проницаемости трещин нефтяной геологии // Унификация методов определения коллекторских свойств горных пород. - М.: Недра, 1966. - С. 82-90.

58. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. - М.: Недра, 1976. - 295 с.

59. Пришляков Б.К. Особенности нефтяных и газовых месторождений. - М.: Недра, 1974. - 96 с.

60. Bogdanowicz K., Jaskolski S. Przyczynek do znajomosci piaskowca boryslawskiego // Rocz. Pol. tow. geol. - 1928. - Vol.5. - S. 205-303.

61. Малюк Б.І., Клочко В.П. Про умови формування розущільнених зон у корінних породах фундаменту північного борту Дніпрово-Донецької западини // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1996. - №1-2 (94-95). - С. 15-25.

62. Sibson R.H., Robert F.. Poulsen K.H. High angle reverse faults. Fluid pressure cycling and

mesothermal gold quarts deposits // Geology. - 1988. - V.16, №6. - P. 551-555.

63. Ханин В.А. Терригенные породы-коллекторы нефти и газа на больших глубинах. - М.: Недра, 1979. - 140 с.

64. Трушкевич Р.Т. О новом массивно-трещинном типе залежи углеводородов на примере площади Борыня в Украинских Карпатах / Геол. журнал. - 1992. - № 6. - С. 21-25.

65. Сорока М.М., Будзенко Т.В., Пилянская Н.О. Комплексное изучение физических свойств коллекторов месторождений Предкарпатья / Отчет о НИР (заключительный в двух книгах). - Книга 1. - Текст. - Гос. рег. № 01.85.0035104 // ЦНИЛ. - Ивано-Франковск, 1986. - 71 с.

66. Доленко Г.Н., Киселев А.Е. Зоны вторичной пористости на больших глубинах - перспективный объект поисков залежей нефти и газа / В кн. Коллекторские свойства пород на больших глубинах. - М.: Наука, 1985. - С. 26-31.

67. Маевский Б.И., Зациха Б.В., Антонишин О.И. Влияние эндогенных процессов на коллекторские свойства пород в связи с поисками залежей нефти и газа на больших глубинах // Тезисы докл. III Всесоюзн. конф. "Коллекторы нефти и газа на больших глубинах" (1-3 февраля 1983 г.). - М. - 1983. - С. 102-104.

68. До питання регіонального та локального прогнозу нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів

Карпатського регіону / Маєвський Б.Й., Хомин В.Р., Ляху М.В., Манюк М.І. // Міжн. наук. конф. "Геологія горючих копалин України". Тези доповідей. - Львів, 2001. - С. 150-151.

69. Бойко Г.Ю., Гайванович О.П. Нові критерії прогнозування покладів нафти в Карпатському регіоні // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1993. - №1 (82). - С. 35-41.
70. Вплив розущільнення гірських порід на формування природних резервуарів для нафти і газу / Орлов О.О., Омельченко В.Г., Ляху М.В., Трубенко О.М. // Нафтова і газова промисловість. - 2002. - № 6. - С. 3-5.
71. Чепиков К.Р., Ермолова Е.П., Орлова Н.А. Постседиментационые преобразования пород-коллекторов. - М.: Наука, 1972. - 90 с.
72. Гоптарьова Н.В. Вплив геодинамічних процесів на формування пластичний деформацій глинистих порід Долинського родовища // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2002. - № 2. - С. 51-53.
73. Доленко Г.Н., Киселев А.Е., Гуржий Д.В. Глубинная зональность пород-коллекторов и нефтегазоносность Предкарпатского прогиба / Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. - Тезисы докладов II Всесоюзн. конференции. - 16-18 января 1979 г. - М., 1979. - С. 57-59.

74. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. - М.: Недра, 1970. - 239 с.

75. Копыстянский Р.С., Михалевич Л.В. О скважине Новосходницкая-3 и характере нефтегазоносности глубокозалегающих отложений Украинских Карпат // Геология и геохимия горючих ископаемых. – Киев: Наук. думка, 1989. - Вып. 72. - С. 45-50.

76. Копыстянский Р.С. Изучение напряженного состояния горных пород в связи с проблемами геологии и разработки месторождений горючих ископаемых // Геофизические исследования нефтегазоносных толщ Украины. – Киев: Наукова думка, 1984. - С. 15-28.

77. Шевченко Е.Ф. Физико-химические свойства нефти и газов Украины. - М., 1971. - 283 с.

78. Даниленко В.А., Добровольский Я.И., Пилип Я.А. Экранирующие свойства пород-покрышек и условия сохранения углеводородных залежей / В кн. Обоснование направления поисков нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах Украинских Карпат. – К.: Наук. думка, 1977. - С. 80-87.

79. Попп І.Т. Роль процесів катагенезу у формуванні нафтогазоносних порід-колекторів палеогенових відкладів Українських Карпат (Бориславський нафтопромисловий район) // Збірник наукових праць VI міжнар. наук.-практ. конф. "Нафта і газ України-2000". Івано-Франківськ, 31 жовтня – 3

листопада 2000 р. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – Т.1. – С. 111.

80. Фильтрационные особенности слабопроницаемых толщ нефтяных и газовых месторождений Украины / В.А. Даниленко и др. // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1985. – Вып. 64. – С. 15-21.

81. Даніленко В.А., Багнюк М.М., Пилип Я.А. Екрануючі властивості флюїдоупорів нафтових і газових родовищ та підземних сховищ газу Українського Передкарпаття / Геологія і геохімія горючих копалин. – 1999. – № 2. – С. 53-57.

82. Габинет М.П. Постседиментационные преобразования флиша Украинских Карпат. – К.: Наук. думка, 1985. – 148 с.

83. Лаворсен А. Геология нефти и газа / Пер. с англ. Под ред. Н.Б. Вассоевича, М.К. Калинко. – М.: Мир, 1970. – 640 с.

84. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. – М.: Недра, 1969. – 240 с.

85. Краюшкин В.А. К оценке перспектив нефтегазоносности осадочных толщ на больших глубинах // Условия нефтегазообразования на больших глубинах. – М.: Наука, 1988. – С. 216-220.

86. Шнюков Е.Ф., Краюшкин В.А. О природе нефти // Геол. журнал. – 1999. – № 1. – С. 109-119.

87. Price L.C., Clayton J.L., Rumen L.L. Organic geochemistry of the 9,6 km Berta Rogers №1. Well

Oklakhoma // Organic geochemistry. – 1981. – № 13. – P. 59-77.

88. Price L.C. Organic geochemistry of core Samples from an ulrta-deep hot well (300 °C, 7 km) // Chemical Geology. – 1982. – Vol. 37. – № 3/4. – P. 215-228.

89. Маевский Б.И. Прогнозирование фазового состояния углеводородов в земных недрах по данным минералотермобарометрии / Второе Всесоюзн. сов. по геохимии углерода, 29 сентября – 1 октября 1986, Москва. – М., 1986. – С. 114.

90. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 264 с.

91. Шестаков Ю.Г. Математические методы в геологии. – Красноярск: изд-во Красноярского университета, 1988. – 206 с.

92. Лаудон Т. ЭВМ и машинные методы в геологии. – М.: Мир, 1981. – 318 с.

93. Факторный, дискриминантный и кластерный анализ: Пер. с англ. / Под ред. И.С. Енюкова. – М.: Финансы и статистика, 1989. – 215 с.

94. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1983. – 189 с.

95. Обработка геологической информации на микрокалькуляторах / Бабенко В.В., Афанасьев В.П., Зинчук Н.Н., Черный Е.Д. – М.: Недра, 1988. – 134 с.

96. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. - М.: Недра, 1983. - 189 с.

97. Хомин В.Р. Геолого-статистичне моделювання термобаричних умов глибокозанурених горизонтів // Тезисы докл. V Междунар. конф. "Крым-2003". Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона (пгт. Гурзуф, 8-13 сентября 2003 г.). - Сімферополь. - 2003. - С. 82-83.

98. Хомин В.Р. Особливості термобаричних умов та нафтогазоносності надр Передкарпатського прогину // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2003. - № 2 (7). - С. 49-54.

99. Чемоданов В.С. Проблемные вопросы миграции нефти в газовом растворе в применении к конкретным условиям нефтегазоносных районов // Генезис нефти и газа. - М.: Недра, 1967. - С. 31-35.

100. Маєвський Б.Й. Геолого-геохімічні фактори формування родовищ нафти в регіонах поширення кремнистих бітумінозних товщ / Автореф. дис. ... д-ра геол.-мін. наук: 04.00.17 / ІГГГК НАН України. - Львів, 1994. - 45 с.

101. Гошовский С.В. Сучасний стан вуглеводневих ресурсів України і основні напрямки геологорозвідувальних робіт на найближчу перспективу // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1999. - №1 (106). - С. 30-34.

102. Прогнозні ресурси вуглеводнів Західноукраїнського регіону та основні напрямки їх пошуків / Вуль М.Я., Іванюта М.М., Д.Й. Кульчицький, О.А. Пархомовський, М.Й. Петрашкевич, А.С. Пилипчук, В.Г. Свириденко, В.Д. Скордулі, Я.В. Совчик, А.І. Ткаченко, В.І. Хникін, В.І. Юшкевич // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1993. - № 1 (82). - С. 3-8.

103. Диденко А.В. Геохимия углеродсодержащих соединений ртутных месторождений Украины. - Киев: Наук. думка, 1985. - 124 с.

104. Манічев В.І., Івантишина О.М., Єгорова Л.М. Про йодисту ртуть у фліші Українських Карпат. - Доп. АН УРСР, Сер. Б., 1979. - № 9. - С. 701-703.

105. Про включення нафти у "мармароських діамантах" / Д.К. Возняк, В.В. Грицик, В.М. Квасниця, Ю.А. Галабурда // Доп. АН УРСР. Сер. Б. - 1973. - № 12. - С. 1059-1062.

106. Братусь М.Д., Сворень И.М., Даныш В.В. Включения углеводородов в "мармарошских изумрудах" Карпат как показатели миграции нефтяных флюидов // Углерод и его соединения в эндогенных процессах минералообразования. - Львов, 1975. - С. 60-62.

107. Дудок І.В. Газовий склад включень у жильних мінералах з флішу Українських Карпат // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1996. - № 3-4 (96-97). - С. 98-104.

108. Братусь М.Д., Даниш В.В., Сворень Й.М. Вуглеводневі сполуки гідротермальних утворень Карпат // Доп. АН УРСР. Сер. Б. - 1981. - № 7. - С. 3-6.

109. Дудок І.В. Особливості вуглеводневого складу включень в мармароських діамантах Українських Карпат// Геологія і геохімія горючих копалин. - 2001. - № 2. - С. 51-61.

110. Дудок И.В., Репетило В.И. Изотопный состав углерода и кислорода в кальцитах из жильных образований Складчастых Карпат / Тез. докл. респ. конф. (Львов, 2-6 октября 1989 г.). - Львов, 1989. - Т. 1. - С. 68-69.

111. Гуцало Л.К., Крайнов С.Р., Койнов И.М., Ярыныч О.А. Генезис и формирование карбонатной системы минеральных вод Карпат (по изотопному составу углерода). - Геохимия. - 1982. - № 10. - С. 1481-1497.

112. Колодий В.В., Койнов И.М. Растворенное органическое вещество в углекислых минеральных водах Украинских Карпат / Геология и геохимия горючих ископаемых. - 1985. - № 64. - С. 49-54.

113. Сеньковський Ю.Н., Щерба В.М. Проблема нефтегазоносности мезозой-кайнозойских отложений поднадвига Карпат и смежных территорий // В кн.: Геодинамические основы прогнозирования нефтегазоносности недр (Тез. докл. I Всесоюзн. совещ., Москва, 6-8 сентября 1988 г. Ч. 1). - М. - 1988. - С. 147-148.

114. Кореневский С.М., Захарова В.Н., Шамалов В.А., Миоценовые галогеные формации предгорий Карпат. - Л.: Недра, 1977. - 248 с.

115. Науменко В.В., Галий С.А. Стратиформные оруденения в структуре палеозоны Беньофа // Геология Советских Карпат: Сб. науч. тр. - Киев: Наук. думка, 1989. - С. 135-142.

116. Поливцев А.В., Поморцев Г.П., Борковский А.А. Газогеохимические поиски полезных ископаемых в Карпатском регионе. - Киев: Наук. думка, 1990. - 196 с.

117. Голева Г.А. Редкие элементы в подземных водах Украинских Карпат // Сов. геология. - 1976. - № 4. - С. 54-69.

118. Березовський І. Методологія генезису нафти / Геологія горючих копалин України. (Львів, 13-15 листопада, 2001 р.) - Львів, 2001. - С. 22-23.

119. Аксенов А.А., Багдасарова М.В., Довжок Е.М. Бориславское нефтяное месторождение - пример разгрузки глубинных флюидных систем по тектоническим нарушениям // Пластовые давления в нефтегазоносных провинциях. - Труды ИГиРГИ. - Вып. 12. - М.: Недра, 1982. - С. 70-82.

120. Маєвський Б.Й. Роль нафтогазогеологічної науки в забезпеченні вуглеводневих сировиною / Проблеми нафтогазового комплексу України. 1993-2002. - Львів: УНГА, 2002. - С. 5-13.

121. Маевский Б.И., Зациха Б.В., Антонишин О.И. Влияние эндогенных процессов на коллекторские свойства пород в связи с поисками залежей нефти и газа на больших глубинах // Тез. III Всесоюзн. конф., 1-3 февраля 1983. - Москва: МИНХ и ГП, 1983. - С. 102-104.

122. Маєвський Б.Й., Хомин В.Р. Геодинамічні умови формування і розповсюдження рудо-нафтогазоносності в карпатському регіоні // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2003. - № 3 (8). - С. 90-96.

123. Паньків Р.М. Літолого-геохімічні особливості і умовини утворення родовищ сірки північно-західної частини Передкарпатського сірконосного басейну (на прикладі Язівського родовища): Автореф. дис. ... канд. геол. наук: 04.00.17 / ІГГГК НАН України та НАК "Нафтогаз України". - Львів, 2002. - 20 с.

124. Знак М.С., Маевский Б.Й. Особенности флюктуации фонового метаносодержания в приповерхностных образованиях Внешней зоны Предкарпатского прогиба // Геология и геохимия горючих ископаемых. - Киев: Наук. думка, 1988. - Вып. 71. - С. 28-30.

125. Знак М.С., Маевский Б.И., Лозинский О.Е. О влиянии землетрясений на герметичность ПХГ и прямые поиски залежей УВ // Нефтяная и газовая промышленность. - 1986. - № 1. - С. 45-46.

126. Лозинский В.А., БаньковскиЙ В.П. Гидрохимический разрез Внутренней зоны Предкарпатского прогиба // Геология нефти и газа. - 1972. - № 11. - С. 27-32.

127. Колодий В.В. Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти (на примере юга СССР): Автореф. дисс. ... д-ра геол.-мин. наук: 04.00.17. - Львов, 1978. - 50 с.

128. Колодий В.В. Гидрогеологические факторы миграции нефти на больших глубинах // Условия нефтегазообразования на больших глубинах. - М.: Наука, 1988. - С. 41-45.

129. Маломинерализованные воды глубоких горизонтов нефтегазоносных водонапорных бассейнов Украины / В.В. Колодий, В.М. Щепак, Б.И. Нудык, Л.В. Горелова, Р.П. Панькив / Отв. ред. Чекалюк Э.Б. - Киев: Наук. думка, 1991. - 184 с.

130. Осадчий В.Г., Грицик І.І., Приходько О.А. Геотермічний режим та нафтогазоносність Лопушнянського родовища // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1999. - № 2. - С. 42-52.

131. Маєвський Б.Й., Манюк М.І., Хомин В.Р., Храбатинко І.В. Особливості формування і розташування покладів нафти в Передкарпатському нафтогазоносному районі // Тези доп. наук.-практ. конф. "Генезис нафти і газу та формування їх родовищ в Україні як наукова основа прогнозу

та пошуків нових скупчень" (Чернігів, лютий 2001 р.). - Чернігів. - 2001. - С. 168-170.

132. Литология и породы-коллекторы на больших глубинах в нефтегазоносных провинциях Украины / Д.В. Гуржий, М.П. Габинет, А.Е. Киселев и др. - Киев: Наук. думка, 1983. - 184 с.

133. Нефтегазоносные провинции Украины / Доленко Г.Н., Бойчевская Л.Т., Бойчук М.В. и др. - Киев: Наук. думка, 1985. - 172 с.

134. Хомин В.Р. Особливості зміни ємнісно-фільтраційних і термобаричних параметрів з глибиною залягання нафтогазоперспективних горизонтів Бориславсько-Покутської зони // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2003. - № 4 (9). - С. 118-121.

135. Шкребта Г.П. Давние растительные остатки как один из показателей глубинного происхождения нефти (на примере Западноукраинской нефтегазоносной области) // Проблема происхождения нефти и газа и образование их промышленных залежей. - Киев: Наук. думка, 1966. - С. 113-130.

136. Кулинич Г.С. Гидрогеохимические аномалии как индикаторы тектонических нарушений // Уч. зап. / Горковск. гос. пед. ин-т. - 1974. - Вып. 137. - С. 67-71

137. Краюшкин В.А. Геохимические аспекты происхождения, миграции и аккумуляции природных нефтей, конденсатов и газов в Советских Карпатах

и Предкарпатье: Препр. / АН УССР. Ин-т геол. наук. – К.: 1989. – 21 с.

138. Маєвський Б.Й. Геолого-геохімічні фактори формування родовищ нафти в регіонах поширення кременистих бітумінозних товщ: Дис. ... д-ра геол.-мін. наук: 04.00.17. – Львів, 1994. – 271 с.

139. Маєвський Б.Й. Теоретичні аспекти нафтогазової геології (стан і проблеми) // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології. Том 1. – Київ, 2000. – С. 22-29.

140. Мичак А.Г. Глибинна геологічна будова, перспективи нафтогазоносності Українських Карпат та Передкарпатського прогину за результатами аерокосмогеологічних методів досліджень: Автореф. дис. ... канд. геол. наук: 04.00.17. – Київ, 1986. – 17 с.

141. Кузьмик Л.М. Палинспастические реконструкции центральной части Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба и прогнозирование нефтегазоносности локальных структур: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук: 04.00.17 / ІФІНГ. – Івано-Франківськ, 1983. – 22 с.

142. Федишин В.О. Наукові засади оцінювання низькопористих колекторів вуглеводного газу: Дис. ... д-р геол. наук: 04.00.17 / ІГГГК. – Львів, 2003. – 269 с.

143. Іванюта М.М., Вуль М.Я., Совчик Я.В. Нові дані про геологічну будову і перспективи

нафтогазоносності Українських Карпат та прилеглих територій // Тези доповідей конф. "Тектогенез і нафтогазоносність надр України". – 1992. – С. 59-50.

144. Кузьмик Л.М., Штурмак І.Т. Палеотектонічні та палеогеоморфологічні реконструкції палеогенового періоду в умовах покривно-складчастої структури Внутрішньої зони Передкарпатського прогину / Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології. – Т. 2. – К., 2000. – С. 248-256.

145. Структурні та літогенетичні критерії прогнозу нафтогазоносності палеогенових відкладів алохтону Передкарпатського прогину / Окрепкий Р., Видиборець М., Щерба О., Гнідець В., Григорчук К., Кілин І., Попп І. // Тези доповідей Міжн. наук. конф. "Геологія горючих копалин України". – Львів. – 2001. – С. 181-182.