

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ  
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

МАЗУР АННА ПАВЛІВНА

УДК 553.982/981(477.8)

ГЕОЛОГІЧНІ ЧИННИКИ ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ  
КРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО  
ПРОГИНУ

Спеціальність 04.00.17 - Геологія нафти і газу

Дисертація на здобуття наукового ступеня  
кандидата геологічних наук

Науковий керівник:  
Омельченко Валерій Григорович  
кандидат геологічних наук, доцент

Івано-Франківськ – 2015



d566

d566

## ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.....	3
РОЗДІЛ 1	
ІСТОРІЯ ДОСЛІДЖЕНЬ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА СУЧАСНІ УЯВЛЕННЯ ПРО НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ КРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ .....	9
РОЗДІЛ 2	
ХАРАКТЕР ПОШИРЕННЯ КРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ .....	29
2.1 Літологічна характеристика розрізу крейдових відкладів.....	29
2.2 Особливості поширення крейдових відкладів.....	32
РОЗДІЛ 3	
ОСНОВНІ ГЕОЛОГІЧНІ ЧИННИКИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ КРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ.....	55
3.1 Літолого-фаціальна характеристика крейдових відкладів.....	56
3.2 Структурно-тектонічні особливості будови.....	83
3.3 Гідрогеологічні критерії нафтогазоносності крейдових відкладів....	100
РОЗДІЛ 4	
ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ТА РЕСУРСНА БАЗА КРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ.....	117
4.2 Центральна частина Зовнішньої зони Передкарпатського прогину .....	118
4.1 Південно-східна частина Зовнішньої зони Передкарпатського прогину .....	123
ВИСНОВКИ.....	136
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	139

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Зовнішня зона Передкарпатського прогину, хоча і є одним з найстаріших газовидобувних районів України, на сьогоднішній час залишається перспективною щодо відкриття нових родовищ нафти і газу. Основні поклади газу тут відкриті у міоценових відкладах, проте кількість неопшукваних структур стрімко скорочується. Освоєння малодосліджених крейдових відкладів та можливість відкриття у них покладів нафти і газу можуть забезпечити нарощення ресурсної бази. У цьому плані важливого значення набуває обґрунтування перспектив нафтогазоносності крейдових відкладів за комплексом критерійних ознак, що включають визначення характеру поширення порід-колекторів та флюїдоупорів, встановлення сприятливих структурно-тектонічних та гідрогеологічних умов для формування і збереження покладів нафти і газу.

Обґрунтований прогноз нафтогазоносності підвищує успішність пошукових робіт, і тому освоєння вуглеводневого потенціалу крейдових відкладів Зовнішньої зони може внести значний вклад у паливно-енергетичне забезпечення України власною сировиною.

### **Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.**

Науковий напрямок дисертаційної роботи відповідає «Енергетичній стратегії України на період до 2030 р.», що передбачає пошуки, розвідку і прискорену розробку запасів нових родовищ для підвищення видобутку вуглеводнів.

Дослідження, на яких базується дисертаційна робота, відповідають напрямку наукової діяльності Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ). Дисертаційна робота виконувалась згідно з тематикою науково-дослідницької роботи кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ з проблем «Дослідження нафтогазоносності осадових басейнів України» та «Геологічна будова і перспективи нафтогазоносності надр України».

Обраний напрям досліджень є складовою частиною держбюджетної теми Д-3-12-Ф «Дослідження вторинної ємності порід-колекторів як основа локального прогнозу нафтогазоносності надр» № держреєстрації 01113U001100 Науково-дослідного інституту нафтогазових технологій Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ).

**Мета і завдання досліджень.** Метою дисертаційної роботи є встановлення особливостей поширення та виділення нафтогазоперспективних об'єктів у крейдових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину за комплексом критерійних ознак.

Для досягнення поставленої мети необхідно розглянути і вирішити такі **завдання:**

– проаналізувати сучасний стан геолого-геофізичного вивчення і нафтогазоносності крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину;

– уточнити структурно-тектонічну будову крейдових відкладів та встановити можливість існування сприятливих умов для нагромадження вуглеводнів;

– встановити характер поширення порід-колекторів та флюїдоупорів з виділенням ділянок розвитку пасток нафти і газу;

– вивчити гідрохімічний склад та гідродинамічні особливості пластових вод крейдових відкладів та встановити їх зв'язок з нафтогазоносністю;

– обґрунтувати перспективи нафтогазоносності крейдових відкладів Зовнішньої зони і виділити ділянки для проведення детальних сейсмічних досліджень та постановки пошукового буріння, виконати оцінку ресурсів.

**Об'єкт дослідження:** крейдові відклади Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

**Предмет дослідження:** структурно-тектонічна будова, особливості поширення та перспективи нафтогазоносності крейдових відкладів.

**Методи дослідження.** У дисертаційній роботі застосовано: комплексну методику аналізу геологічної та геофізичної інформації; графічні та аналітичні методи оброблення структурно-тектонічних побудов; метод аналізу гідрохімічних і гідродинамічних умов існування скупчень вуглеводнів; метод моделювання геологічної будови об'єкта досліджень; картографічні методи для візуалізації результатів досліджень.

**Фактичний матеріал.** Фондові та опубліковані матеріали зі структурно-тектонічної будови; геолого-геофізичні дані, отримані при проведенні пошуково-розвідувальних робіт та оцінювання ресурсів і результати підрахунку запасів вуглеводнів на структурах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, котрі автор збрала та проаналізувала особисто протягом навчання в очній аспірантурі при кафедрі геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ.

**Наукова новизна одержаних результатів.** До найважливіших наукових результатів слід віднести:

- уточнену геологічну будову крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину та доведене існування структурно-тектонічних умов їх нафтогазоносності;
- встановлення особливостей поширення порід-колекторів і флюїдоупорів та виділені ділянки можливого існування пасток нафти і газу;
- виділення ділянок зі сприятливими гідрогеологічними умовами для формування і збереження скупчень нафти і газу;
- виділення нафтогазоперспективних об'єктів у крейдових відкладах Зовнішньої зони, оцінку перспективних ресурсів та рекомендації щодо проведення деталізаційних геолого-геофізичних робіт.

**Практичне значення одержаних результатів.**

Узагальнення, систематизація, аналіз нових і переінтерпретація раніше виконаних геолого-геофізичних досліджень та результатів глибокого буріння уможливили обґрунтування достовірної геологічної будови крейдових відкладів досліджуваного регіону, що сприятиме підвищенню ефективності

прогнозування нафтогазоносності та визначенню першочергових нафтогазоперспективних об'єктів для проведення детальних геолого-геофізичних робіт з метою пошуків нових покладів нафти і газу. У межах території досліджень автором виділено 6 нафтогазоперспективних об'єктів в крейдових відкладах та проведена їхня оцінка. Результати досліджень дадуть змогу підвищити ефективність пошукових робіт, а приріст перспективних і прогнозних ресурсів буде вагомим внеском у виконання завдання стабілізації та збільшення нафтогазовидобутку в Україні.

**Особистий внесок здобувача.** Дисертант проаналізувала та узагальнила наявні геолого-геофізичні матеріали і результати буріння свердловин у межах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину; побудувала карту поширення крейдових відкладів та структурні карти покрівлі нижньо- і верхньокрейдових відкладів; побудувала карти поширення порід-колекторів і флюїдоупорів та виділила ділянки з розвитком пасток; обґрунтувала комплекс гідрогеологічних показників та побудувала карти гідрогеологічних коефіцієнтів; обґрунтувала перспективи нафтогазоносності крейдових відкладів, виділила об'єкти для проведення подальших геологорозвідувальних робіт та провела оцінку перспективних і прогнозних ресурсів.

Особистий внесок у наукові роботи, що написані у співавторстві, зазначено у списку опублікованих праць за темою дисертації.

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати досліджень розглянуто на наукових і науково-технічних конференціях, у тому числі на: Міжнародній науковій конференції “ Geopetrol-2010” (Польща, 20-23 листопада 2010 р.); Международны́й семинар «Рассохинские чтения», (Ухта, Россия 3-4 февраля 2012 г.); XVI міжнародному симпозіумі імені академіка М. А. Усова студентів і молодих вчених «Проблемы геологии и освоения недр» (м. Томськ, 2-7 квітня 2012 р.); Всеукраїнській науково-практичній конференції «Наукові дослідження –2010» (Миколаїв, 1 грудня 2010 р.); Міжнародній науковій конференції «Наукові засади геолого-економічної

оцінки мінерально-сировинної бази України та світу» (Київ, 18-22 квітня 2011 р.); Міжнародній науково-практичній конференції «Перспективні інновації в науці, освіті, виробництві і транспорті», (Одеса 21-30 червня 2011 р.); Міжнародній науково-практичній конференції «Наукові дослідження та їх практичне застосування. Сучасний стан та шляхи розвитку» (Одеса, 4-15 жовтня 2011 р.); Міжнародній науковій конференції «Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні» (Київ, 27-29 листопада 2013 р.); XIII Міжнародній науково-практичній інтернет-конференції (Переяслав-Хмельницький, 29-30 квітня 2015 р.)

У повному обсязі результати досліджень доповідались на засіданнях кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу та на розширеному науковому семінарі за спеціальністю 04.00.17 – Геологія нафти і газу зазначеного університету.

**Публікації.** За темою дисертаційної роботи опубліковано 19 наукових праць (з них 10 одноосібних), 10 статей – у фахових виданнях, зокрема 6 у виданнях іноземних держав, 9 – у матеріалах і тезах доповідей на конференціях.

**Обсяг і структура роботи.** Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел; викладена на 156 сторінках друкованого тексту; ілюструється 16 таблицями, 33 рисунками; бібліографія містить 132 найменувань.

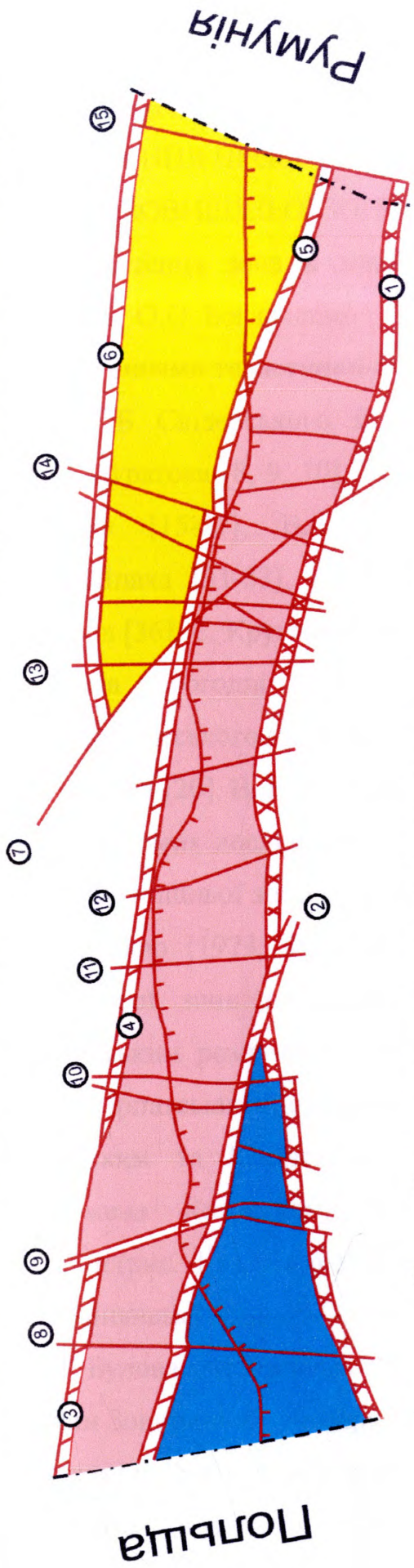
Робота виконана під науковим керівництвом кандидата геологічних наук, доцента Омельченка В.Г., якому автор висловлює вдячність за надання консультацій під час виконання дисертаційної роботи.

Здобувач висловлює щире подяку докторам геолого-мінералогічних наук, професорам Б.Й. Маєвському і О.О. Орлову та докторові геологічних наук В.Р. Хомину, кандидатам геолого-мінералогічних наук, доцентам Л.С. Мончаку, М.В. Ляху, кандидатам геологічних наук, доцентам Т.В. Здерці, С.С. Куровцю та іншим співробітникам кафедри геології та розвідки

нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за цінні поради та практичну допомогу у виконанні дисертаційної роботи.

Автор вважає своїм обов'язком висловити окрему щиру подяку кандидатові геологічних наук, доцентові І.Р. Михайлів за постійну увагу та наукову підтримку при виконанні дисертаційної роботи, за цінні та професійні поради.





Внутрішня зона Передкарпатського прогину

Рис. 1.1. Схема тектонічного районування Зовнішньої зони Передкарпатського прогину за [43, 44]

Підзони Зовнішньої зони: 1 -Сторожинецька, 2 – Косівсько-Угерська, 3 – Круженицька; 4 – лінія Стебницького насуву; зони порушень: 5, 6 – (цифри в колах): 1 – Передкарпатського, 2 – Краковецького, 3 – Городоцького, 4 – Калуського, 5 – Косівського, 6 – Сторожинецького; розломи: 7 – субмеридіальний та субширотні (цифри в колах): 7 –Вікторівський, 8– Дністровський 9 – Дрогобицько-Щирецький, 10 – Стрийський, 11 – Турянський, 12 – Лімницький, 13 – Манявський, 14 – Покутський, 15 – Сучавський).

## РОЗДІЛ 1

ІСТОРІЯ ДОСЛІДЖЕНЬ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА СУЧАСНІ  
УЯВЛЕННЯ ПРО НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ КРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ  
ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

Зовнішня зона в межах Передкарпатського прогину вперше була виділена О.О. Богдановим [1], та її вивчення безпосередньо пов'язане з дослідженнями геологічної будови Карпат, про що свідчать наукові праці Р. Зубера, Б. Свідерського, В. Брудерера [2, 3, 4] К. Толвінського [5, 6, 7], М. В. Муратова [8, 9, 10], В. І. Славіна [11, 12], О. С. В'ялова [13, 14], Г. Н. Доленка [15-27], В. В. Глушка [28-30], В. С. Бурова, В. О. Шакіна, П. Ф. Шпака [31-33], С. І. Пастернака [34], С. І. Суботіна [35], А. В. Чекунов [36], С. Круглова [37], Лозиняк [38] та багатьох інших.

На сьогодні існує декілька схем тектонічного районування Передкарпатського прогину, які були запропоновані чи описані у працях Г. Н. Доленка [20], В. В. Глушка [39], Ю. З. Крупського [40-42], В.М. Щерби та інших відомих дослідників. У дисертаційній роботі використано тектонічну схему Зовнішньої зони, яка запропонована В. М. Щербою, І. В. Кілиним, О. С. Щербою (1973, 1974 рр.) [43, 44]. Згідно якої у тектонічній будові Зовнішньої зони виділяють Крукеницьку (обмежена Краковецьким та Чижківським розломами), Косівсько-Угерську (обмежена Краковецьким та Передкарпатським порушеннями – на південному заході і Городоцьким, Калуським та Косівським – на північному сході) та Сторожинецьку (обмежена Калуським, Косівським та Сторожинецьким розломами) підзони (рис. 1.1). Як окремий структурний елемент пропонується виділяти Лопушнянську підзону [45, 3].

Будова мезозойського комплексу центральної та південно-східної частин Зовнішньої зони представлений крейдовими та юрськими відкладами і характеризується підкидо-насувною будовою, ускладнюється великою кількістю поздовжніх і поперечних тектонічних порушень, які підтверджуються сейсморозвідувальними роботами та глибоким бурінням.

Формування такої блокової будови відбулося внаслідок прояву ранніх фаз альпійського орогенезу [40]. Така блокова будова та наявність сприятливих літологічних умов дозволили окреслити перспективи мезозойських, у тому числі і крейдових відкладів, у нафтогазоносному відношенні і спонукали до їх інтенсивного вивчення протягом 1950-1980-х років минулого століття, що супроводжувалось проведенням значних обсягів сейсмічних і гравіметричних робіт, параметричним і пошуковим бурінням [47-52].

Дослідженнями сучасних науковців, серед яких слід відмітити Ю.З. Крупського [41, 42], Л.С. Мончака [55, 56], Б.Й. Маєвського [56-61], Х.Б. Заяць [62-64], О. С. Щерби [65, 66], В. В. Колодія [67-70] та багатьох інших зроблено значний вклад у вивчення крейдових відкладів.

Дослідженням закономірностей розміщення та умов формування покладів вуглеводнів у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину, зокрема у крейдових відкладах займався Ю.З. Крупський, причому особливу увагу він приділяв перспективам нафтогазосності автохтону Покутсько-Буковинських Карпат [40, 71-72].

Наукові дослідження Б.Й. Маєвського, Л.С. Мончака, В.П. Степанюка, С.Г. Анікєєва та ін [73-75] пов'язані з прогнозування перспектив нафтогазосності глибокозанурених горизонтів, у тому числі мезозойських відкладів. В основу встановлених авторами висновків покладено новітні геофізичні матеріали, дані буріння та сучасні комп'ютерні методи інтерпретації гравіметричних матеріалів. За детальним вивченням ними було виділено декілька перспективних структур в крейдових відкладах на основі гравіметричних побудов та даних буріння.

Виділенням нафтогазоперспективних об'єктів у мезозойських відкладах Зовнішньої зони займалась Х. Заяць [63, 64, 76-78]. В основу проведених досліджень покладені результати детальних сейсморозвідувальних робіт, однак відклади мезозою розгляналися як один стратиграфічний комплекс [80], без поділу його на окремі стратиграфічні підрозділи.

Чималий обсяг досліджень А. М. Палого (1986), Пастернака С. І. (1987), Гаврилишина В. І. (1998) та ін. [81-89] пов'язані з обґрунтуванням перспектив автохтону Покутсько-Буковинської частини Передкарпатського прогину. За результатами цих досліджень побудовані структурні карти та виконана стратиграфічна розбивка мезозойського комплексу. Вивчаючи нафту та попутні гази мезозойських відкладів Лопушнянського родовища Б.Й. Маєвський, О.Р. Разумова, З.Г. Агафонова [90] дійшли висновку про генетичну їх єдність з родовищами алохтона Карпат, які на їх думку, утворилися із змішаної сапропелево-гумусової органіки мезозойських та палеозойських відкладів.

Як окремий перспективний об'єкт багатьма дослідниками розглядались мезозойські відклади у межах піднасувної частини Покутсько-Буковинських Карпат. Відкриті тут нафтові родовища – Лопушнянське в Україні та Фрасин на території Румунії, доводять наявність покладів нафти і цим самим примножують перспективність вище згаданого регіону [80, 81, 91]. Слід зауважити, що велика кількість родовищ в крейдових відкладах відкрито в передгір'ї Польських Карпат, що є аналогом Більче-Волицької зони, і практично всі вони пов'язані з літолого-стратиграфічними пастками.

Проведені сейсмічні дослідження Лопушнянської підзони дозволили виявити у крейдових відкладах автохтону низку структур (Петровецька, Таталівська, Роженська, Бісківська, Сергіївська та ін.). Однак, не дивлячись на те, що відкриття Лопушнянського родовища підтвердило промислову нафтогазоносність даного регіону, буріння свердловин на цих площах не дало позитивних результатів (Ю. З. Крупський та ін., 2002).

Промислові поклади вуглеводнів на сьогодні відкриті лише на восьми родовищах, шість з яких розташовані у північно-західній частині зони – Мединицьке ( $K_2sn$ ), Грудівське ( $K_2$ ), Більче-Волицьке ( $K_2sn$ ), Угерське ( $K_2sn$ ) та Південно-Угерське ( $K_2sn$ ) газові та Летнянське газоконденсатне ( $J_3op-K_2$ ); у центральній частині – Крехівське газове ( $K_2$ ); а на південному сході – у піднасуві Покутсько-Буковинських Карпат – Лопушнянське нафтове родовище ( $J_3-K_{1,2}$ ) [92]. Аналіз особливостей геологічної будови зазначених

родовищ показав, що більшість з них пов'язуються з ерозійними виступами сенонських відкладів, які облягаються гельветськими, баденськими і нижньосарматськими відкладами.

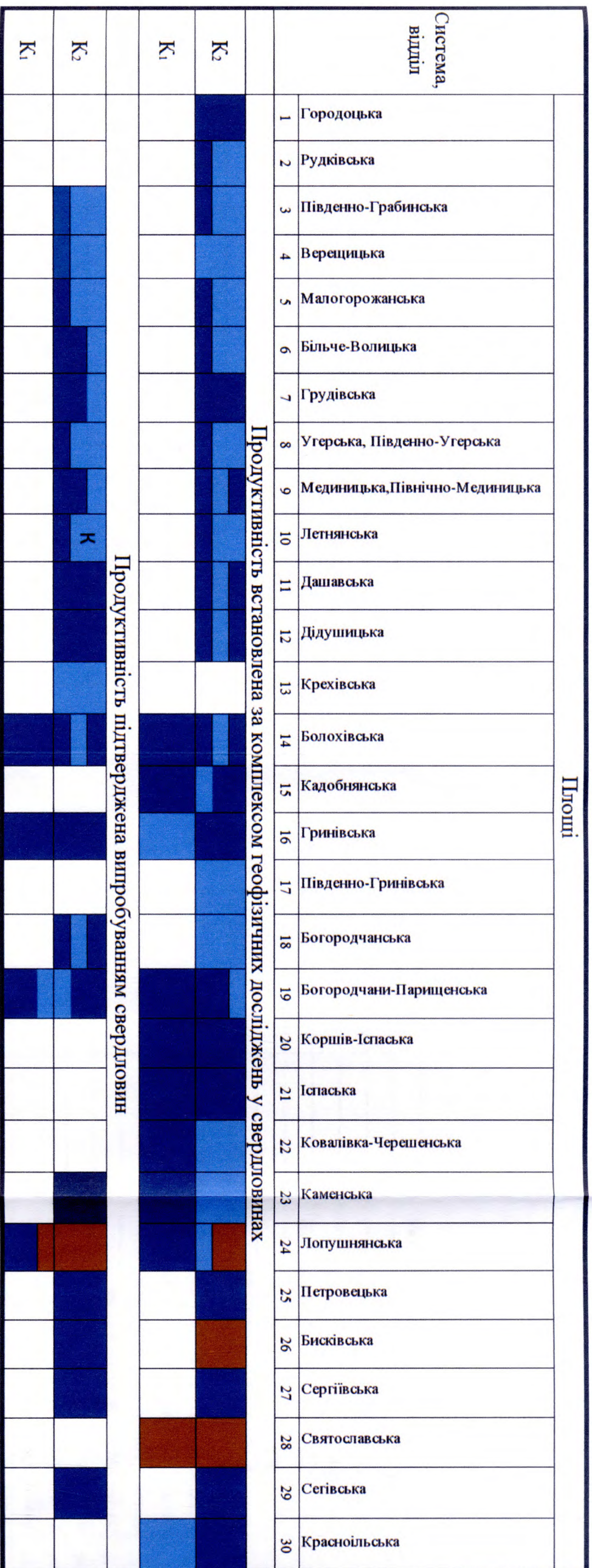
Незначні припливи газу з крейдових відкладів також було отримано при випробуванні свердловин Верещицького (св. №№ 2, 10-Вр), Малогорожанського (св. № 5-МГ) та Рубанівського (св. № 4-РБ) газових родовищ (рис. 1.2). Загалом крейдові відклади у межах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину розкриті більше ніж 400 свердловинами. Результати випробування наведені в таблиці 1.1 та 1.2.

Також слід зазначити, що значна кількість свердловин, якими розкрито крейдові відклади взагалі не випробовувались, хоча колектори за даними ГДС у розрізі виділялись, що представлено у таблицях 1.3 та 1.4.

Значна кількість свердловин пробурена ще у 1960-х роках, тоді ж і проводилось їх випробування, однак для значної їх кількості характерна низька якість випробування, що може бути пов'язане з наступними причинами:

- відклади мезозою розглядали як один стратиграфічний комплекс, без розчленування на окремі стратиграфічні підрозділи: тому при випробуванні свердловин інтервали перфорації відкладів вибирали без прив'язки до інтервалів залягання відкладів сеноману і нижньої крейди, з якими пов'язуються колектори, в тому числі продуктивність яких встановлена на Лопушнянському родовищі (свердловини №№ 33, 36-Богородчани-Парище та ін.);

- за ГДС важко встановити характер насичення порід-колекторів: часто визначення наближені внаслідок значного літологічного різноманіття гірських порід – від карбонатів сенону і турону до теригенів сеноману і нижньої крейди, які за даними ГДС можуть мати різний характер насичення флюїдами (свердловини №№ 1-Сергіївська, 1-Святославська, 1-Багнянська, 8-Болохівська та ін.);



Характер насичення відкладів крейди:

-  - водонасичені
-  - насичені
-  - газонасичені
-  - водонасичені
-  - водорозчинним газом
-  - нафтонасичені

Рис. 1.2. Характер насичення порід-колекторів крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (склада: А.П. Мазур, 2014 р.)

Результати випробування крейдових відкладів у свердловинах північно-західної та центральної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину

Свердловина	Стратиграфічна належність інтервалу випробування	Інтервал випробування, м	Результати випробування
1	2	3	4
5-Мало-Горожанська	K <sub>2</sub>	545-551 465-490	приплив соленої води приплив газу дебітом 131,9 тис. м <sup>3</sup> /д
4-Південно-Грабинська	K <sub>2</sub> -N <sub>1</sub> bd <sub>1</sub>	1387-1370	приплив газу дебітом 0,9 тис.м <sup>3</sup> /д
10-Верещицька	K <sub>2</sub> -N <sub>1</sub> k	1410-1365	приплив газу дебітом 4,8 тис.м <sup>3</sup> /д
4-Рубанівська	K <sub>2</sub> +N <sub>1</sub> bd <sub>2</sub> tr	508-480	промисловий приплив газу
1-Кадобнянська	K <sub>2</sub>	1249-924	приплив пластової води
5-Кадобнянська	K	840-820	приплив води
10-Кадобнянська	K	783-777	приплив соленої води
2-Болохівська	K	962-960 944-942	припливу не отримано, приплив води дебітом 2 м <sup>3</sup> /д
4-Болохівська	K	1230-1213 1205-1190	приплив води приплив води
8-Болохівська	K  K-N	1104-1022  1104-919	приплив води дебітом 60 м <sup>3</sup> /д приплив води з газом дебітом 62 м <sup>3</sup> /д
20-Баличівська	K K K	1101-1099 1136-1129 1166-1155	приплив води приплив гірко-соленої води приплив води

## Продовження таблиці 1.1

1	2	3	4
30-Баличівська	К	1070-1058	приплив соленої води дебітом 1,5 м/д
1-Південно-Гринівська	K <sub>2</sub> -N <sub>1</sub>	1640-1592	на гирлі приплив газу з водою
	K <sub>2</sub>	1960-1914	припливу не отримано
1-Гринівська	К	1280-1270	приплив води дебітом 30 м <sup>3</sup> /д приплив газу
2-Гринівська	К-N	1423-1408	припливу не отримано
3-Гринівська	К	1401-1192,5	приплив води
4-Гринівська	К	1370-1280	приплив води дебітом 530 м <sup>3</sup> /д
8-Гринівська	К-N	1226-1117	приплив води дебітом 6 м <sup>3</sup> /д
16-Гринівська	K <sub>2</sub>	1430-1340	приплив води дебітом 60 м <sup>3</sup> /д
	K <sub>2</sub>	1617-1612	припливу не отримано
	K <sub>2</sub>	1672-1660	приплив води
	K <sub>2</sub>	1684-1678	приплив води
	K <sub>1</sub> - J	1721-1691	приплив води
21-Гринівська	К	1385-1330	приплив води дебітом 100 м <sup>3</sup> /д
	К	1693-1659	приплив води дебітом 9 м <sup>3</sup> /д
25-Гринівська	K <sub>1,2</sub>	1562-1640	приплив води дебітом 20 м <sup>3</sup> /д
	K <sub>1</sub>	1634-1626	приплив води дебітом 6,9 м <sup>3</sup> /д
1-Глибівська	K <sub>2</sub>	2706-2690	припливу не отримано
1-Старо- Богородчанська	K <sub>2</sub>	1580-1544	припливу не отримано



Кінець таблиці 1.1

1	2	3	4
7-Богородчанська	К	2260-2172	приплив мінеральної води дебітом 4,5 м <sup>3</sup> /д
	К-N	2148-2011	приплив мінеральної води з розчиненим газом
5-Богородчано- Парищенська	К-N	1810-1741	приплив мінеральної води з розчиненим газом дебітом 435 м <sup>3</sup> /д
36-Богородчано- Парищенська	К	2222-2178	приплив мінеральної води з розчиненим газом дебітом 432 м <sup>3</sup> /д
	К	2064-2000	приплив мінеральної води з розчиненим газом дебітом 144 м <sup>3</sup> /д
	К	2174-2122	припливу не отримано
	К	1994-1985	приплив мінеральної води з розчиненим газом дебітом 29,3 м <sup>3</sup> /д
1-Іспас	К <sub>1,2</sub>	895-996	приплив води
		1020-1037	
7-Іспас	К <sub>1,2</sub>	820-922	приплив води
		945-977	

– пропущення продуктивних об'єктів: внаслідок аномально низького питомий електричний опору гірських порід сеноману, тому не виконувалось їх літологічне розчленування, не встановлювалась характеристика насичення порід, та відповідно, не виділялися об'єкти для випробування. Внаслідок цього велика частина свердловин залишилась невиконаною;

– неякісно проведена процедура випробування, яка не забезпечила припливу рідини або газу з колекторів сеноману і нижньої крейди: тобто в інтервалах з виділеними колекторами (св. №№ 1, 4-Славецька, 10-Ковалівка-Черешенська, 1-Південно-Гринівська та ін.) “припливу не отримано”.

– понад 60 свердловин не добурені до перспективних сеноманських горизонтів, оскільки перспективи нафтогазоносності пов'язані з неогеном. Як приклад можна навести свердловини №№ 3, 5, 6-Славецька (вибій в гелветі та туроні); №№ 2, 4, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 14-Красноільська (вибій в неогені та туроні); №№ 45, 55, 60, 80, 95, 100-Кадобнянська (вибій в сеноні); №№ 1, 2, 6, 12, 13, 14, 18, 19, 20, 22, 27-Гринівська (вибій в сеноні) та ін.

Таблиця 1.2

Результати випробування крейдових відкладів у свердловинах південно-східної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину

Свердловина	Стратиграфічна належність інтервалу випробування	Інтервал випробування, м	Результати випробування
1	2	3	4
3-Лопушнянська	K <sub>1</sub> K <sub>a+2c</sub>  K <sub>2c</sub>	4254-4270 4196-4180  4180-4199	припливу не отримано приплив нафти дебітом 300 м <sup>3</sup> /д та приплив газу дебітом 64,8 м <sup>3</sup> /д приплив нафти дебітом 300 м <sup>3</sup> /д та газу дебітом 64 тис.м <sup>3</sup> /д
4-Лопушнянська	K <sub>1</sub>  K <sub>1</sub>  K <sub>2c</sub>	4254-4270  4240-4224  4200-4260	приплив води дебітом 108,0 м <sup>3</sup> /д та приплив нафти дебітом 154 м <sup>3</sup> /д приплив газу дебітом 37,1 тис.м <sup>3</sup> /д приплив нафти дебітом 155 м <sup>3</sup> /д та приплив газу дебітом 54,9 тис.м <sup>3</sup> /д

Кінець таблиці 1.2

1	2	3	4
8-Лопушнянська	K <sub>1</sub>	4224-4240	приплив нафти дебітом 70,0м <sup>3</sup> /д та приплив газу дебітом 14,1 тис.м <sup>3</sup> /д
	K <sub>2</sub>	4140-4163	
	P+K <sub>2</sub>	4110-4075	приплив нафти дебітом 126 м <sup>3</sup> /д та приплив газу дебітом 18.7 тис. м <sup>3</sup> /д
9-Лопушнянська	K <sub>2c</sub>	4221-4190	приплив нафти дебітом 70,0 м <sup>3</sup> /д та приплив газу дебітом 14,09 тис.м <sup>3</sup> /д
11-Лопушнянська	K <sub>1</sub>	4094-4103	приплив нафти дебітом 6,8м <sup>3</sup> /д
	K <sub>c</sub>	4080-4103	приплив нафти дебітом 9,0м <sup>3</sup> /д
	K <sub>c</sub>	4063-4103	приплив нафти дебітом 170,0 м <sup>3</sup> /д та приплив газу дебітом 6 тис.м <sup>3</sup> /д
1-Сергії	K <sub>1</sub> +K <sub>2</sub>	5400-5490	приплив води дебітом 2 м <sup>3</sup> /д, на усті виділявся газ довжина факела 1 м
1-Бисків	K <sub>2c</sub>	4704-4719	приплив води дебітом 15,2 м <sup>3</sup> /д
	K <sub>t</sub>	4625-4640	припливу не отримано
3-Петровець	K <sub>2</sub>	5036-5047	приплив води 14,9 м <sup>3</sup> /10 год
		5118-5126	приплив бурового розчину 0,45 м <sup>3</sup>

Нами проведена систематизація негативних даних по свердловинах (таб. 1.5 та 1.6), яка в подальшому може бути використана, як основа для переінтерпретації даних ГДС та виділення об'єктів випробування.

Підсумовуючи вищесказане можна зробити висновки, що не зважаючи на значний обсяг проведених досліджень, причини відсутності промислових покладів нафти і газу в крейдових відкладах Зовнішньої зони на сьогодні до кінця не з'ясовані. Недостатньо відпрацьована методика діагностики

характеру насичення за даними ГДС та недостатньо обґрунтований вибір об'єктів і процесів розкриття та випробування перспективних горизонтів, дає нам підстави серед основних виділити такі:

1. Порушеність цілісності залягання відкладів крейди палеодолинами, внаслідок чого вуглеводні „мігрували” у пастки неогенового віку, оскільки мезозойський фундамент має гіпсометричний нахил на південь. Висновки про те, що ерозійна діяльність палеорічок на досліджуваній території відіграла негативну роль у формуванні пасток ВВ зробив ще у 1958 році В. М. Утробін [93].

Таблиця 1.3

Характеристика крейдових відкладів у невиконаних свердловинах  
центральної частини Зовнішньої зони

Свердловина	Стратиграфіч на прив'язка	Інтервал залягання, м	Заключення (висновок) за ГДС
1	2	3	4
100-Дашавська	K <sub>1</sub> , K <sub>2c</sub>	1906-1920 1940,8-1948 1965-1986	виділені водонасичені колектори (вапняк)
105-Дашавська	K <sub>1</sub> , K <sub>2c</sub>	1508-1517	виділені колектори
1-Кадобнянська	K <sub>1</sub> , K <sub>2c</sub>	924-942,8	виділені водонасичені колектори
20- Кадобнянська	K <sub>1</sub> K <sub>2c</sub>	928-936	виділені водонасичені
		1121-1168	колектори виділено колектор з можливою продуктивністю
25- Кадобнянська	K <sub>1</sub> , K <sub>2c</sub>	1128-1146	виділені колектори
1-Південно- Кадобнянська	K <sub>2</sub> K <sub>2</sub>	1224,8-1230,4	виділені водонасичені
		1234-1239,2	колектори (пісковик)
3-Болохівська	K <sub>1</sub> , K <sub>2c</sub>	–	виділені колектори
6-Болохівська	K <sub>1</sub> K <sub>2c</sub>	1305-1330	виділено колектор з
		1344-1378	можливою продуктивністю
1-Дідушичі	K <sub>1</sub> K <sub>2c</sub>	1822-1878	виділені водонасичені
		1997-2002	колектори (вапняк)

Кінець таблиці 1.3

1	2	3	4
16-Гринівська	K <sub>2c</sub>	1617-1612	виділені колектори
25-Гринівська	K <sub>2c</sub>	1231-1234	виділені колектори
1-Богородчанська	K <sub>1</sub>	2058-2068	виділені колектори
	K <sub>2c</sub>	2159-2328	виділені колектори
10-Ковалівка-Черешенська	K <sub>1</sub> , K <sub>2c</sub>	1616-1655	рекомендовано детальну переінтерпретацію БКЗ
15-Ковалівка-Черешенська	K <sub>1</sub> K <sub>2c</sub>	1725-1770	виділені можливо газонасичені пласти

Таблиця 1.4

Характеристика крейдових відкладів у невідпробуваних свердловинах південно-східної частини Зовнішньої зони

Свердловина	Стратиграфічна прив'язка	Інтервал залягання, м	Заключення (висновок) за ГДС
1	2	3	4
1-Багненська	K <sub>2c</sub>	2220-2260	рекомендовано детальну переінтерпретацію БКЗ
1-Мигівська	K <sub>1</sub> , K <sub>2c</sub>	1688-1725	виділені можливо газонасичені пласти
2-Шереметівська	K <sub>1</sub> , K <sub>2c</sub>	1462-1580	виділені можливо газонасичені пласти
1-Солонецька	K <sub>1</sub> , K <sub>2c</sub>	1925-2540	виділені водонасичені колектори
5-Святославська	K <sub>2c</sub>	1600-1611	у породах сеноману можлива продукція
9-Красноільська	K <sub>1</sub> , K <sub>2c</sub>	1560-1600	виділені можливо газонасичені пласти
5-Красноільська	K <sub>2c</sub> , K <sub>1</sub>	1462-1480	виділені колектори
1-Красноільська	K <sub>2c</sub>	1510-1550	виділені колектори
3-Святославська	K <sub>2c</sub> , K <sub>1</sub>	1587-1617	виділені колектори з можливою продуктивністю
1-Святославська	K <sub>2c</sub> , K <sub>1</sub>	1946-2000	виділені колектори з можливою продуктивністю

13-Лопушнянська	K <sub>2c</sub> , K <sub>1</sub>	5090-5115	виділені колектори
5-Лопушнянська	K <sub>2c</sub> , K <sub>1</sub>	4350-4370	виділені колектори
2-Петровецька	K <sub>2c</sub> , K <sub>1</sub>	4827-4950	виділені колектори
2-Сегів	K <sub>2c</sub>	2292-2307	виділені колектори

Таблиця 1.5

Причини від'ємних результатів випробування свердловин центральної частини Зовнішньої зони

Свердловина	Стратиграфічна прив'язка	Інтервал випробування, м	Результати випробування	Можливі причини відсутності припливу	Рекомендації
1	2	3	4	5	6
2-Болохівська	K	962-960	приплив води дебітом 2 м <sup>3</sup> /д	неякісно проведено випробування, так як прогнозуються продуктивні колектори в сеномані, але вибій в туроні	провести повторне випробування
	N-K	944-942	припливу не отримано	неякісне випробування – пропущений продуктивний об'єкт	провести повторне випробування, так як прогнозуються колектори та сприятливі структурні умови
405-Дашавська	K <sub>1</sub>	1590-1599	припливу не отримано	невипробувані породи колектори	провести повторне випробування порід нижньої крейди
		1599-1646			
	K <sub>2c</sub>	1462-1482	отримано приплив води з розчиненим газом	неякісно проведено випробування	провести повторне випробування порід сеноману
		1052-1074			

## Продовження таблиці 1.5

1	2	3	4	5	6
20- Баличівська	К	1101- 1099	приплив води	інтервал вибраний невдало	провести повторне випробування в інтервалі 1086-1092 м.
	К	1136- 1129	приплив води гірко- соленої	неякісне випробування	за ГДС продуктивний пісковик сеноману, повторне випробування
	К	1166- 1155	приплив води	неякісне випробування	провести повторне випробування
30- Баличівська	К	1070- 1058	приплив соленої води дебітом 1,5 м/г відкритим вибоєм	неякісне випробування	провести повторне випробування інт. 1047- 1056, де за ГДС – продуктивний пісковик сеноману
25-Гринівська	К <sub>1</sub>	1634- 1626	приплив води дебітом 6,9 м <sup>3</sup> /д	невдало вибраний інтервал для випробування	провести повторне випробування
	К <sub>1-2</sub>	1562- 1640	приплив води дебітом 20 м <sup>3</sup> /д	невдало вибраний інтервал для випробування	провести повторне випробування, так як за інтерпретацією БКЗ колектори сеноману в інт. 1602-1598 м – мають характеристик у продуктив- ного

## Продовження таблиці 1.5

1	2	3	4	5	6
1-Південно-Гринівська	K <sub>2</sub>	1960-1914	приплив води з слабким газом на гирлі	невдало вибраний інтервал для випробування	провести повторне випробування, так як продуктивний інтервал знаходиться в сеномані та туроні – 1962-1968,5 м, 1966,5-1972,4 м відповідно
	K <sub>2</sub>	1640-1592	приплив води дебітом 50 м <sup>3</sup> /д	неякісне випробування	провести повторне випробування
2-Південно-Гринівська	K	2585-2620	випробування не проводилось	відклади крейди розглядались без прив'язки до інтервалів залягання сеноману і нижньої крейди	після переінтерпретації ГДС провести випробування у можливо продуктивних об'єктах
1-Старо-Богородчанська	K <sub>2</sub>	1557,6-1548,8	газоповітря на суміш	неякісне випробування	провести переінтерпретацію ГДС у свердловині
	K <sub>2</sub>	1580-1544	припливу не отримано	неякісне випробування	провести переінтерпретацію ГДС у свердловині
5-Богородчанська	K-N	1810-1741	приплив мінеральної води з газом дебітом 435 м <sup>3</sup> /д	випробувано лиш неоген і верхи крейди	провести випробування сеноманських пісковиків
6-Богородчанська	K	1930-1910	припливу не отримано	невдало обрано об'єкт випробування	провести повторне випробування сеноману і нижньої крейди



## Кінець таблиці 1.5

1	2	3	4	5	6
14- Богородчанська	К	1663- 1590	припливу не отримано	невдало проведено випробування	провести повторно випробування , де за ГДС виділяється колектор
	К	1440- 1420	приплив мінерально ї води дебітом 139,2 м <sup>3</sup> /д	пропуск продуктивного об'єкта	провести переінтерпета цію ГДС
6- Богородчано- Парищенська	К	1910- 1930	припливів не отримано	випробувано лиш верхи крейди	провести випробування відкладів сеноману і нижньої крейди
36- Богородчано Парищенська	К	2222- 2178	приплив мінерально ї води з розчинени м газом дебітом 432 м <sup>3</sup> /д	інтервал випробування в туроні та сеномані;	провести випробування нижньої крейди
	К	2064- 2000	приплив мінерально ї води з розчинени м газом дебітом 144 м <sup>3</sup> /д	пропуск продуктивного об'єкта	переінтерпрет ація ГДС у свердловині
	К	2175- 2122	припливів не отримано	невдале випробування	провести повторне випробування
	К	1994- 1985	після закінчення буріння приплив мінерально ї води з розчинени м газом дебітом 29,3 м <sup>3</sup> /д.	пропуск продуктивного об'єкта	переінтерпрет ація ГДС у свердловині

Причини від'ємних результатів випробування свердловин південно-східної частини Зовнішньої зони

Свердловини	Вік порід	Інтервал випробування, м	Результати випробування	Можливі причини відсутності припливу	Рекомендації
1	3	2	4	5	6
1-Славецька	K <sub>2</sub> , K <sub>1</sub>	1434-1491	припливу не отримано	невдало проведене випробування	провести повторне випробування, так як за ГДС в сеномані і нижній крейді є колектор
4-Славецька	K <sub>2t</sub> , K <sub>2c</sub> , K <sub>1</sub>	1300-1461	з туронських відкладів приплив води дебітом 6,3 м <sup>3</sup> /д, з решту горизонтів приплив не отримано	неякісне випробування, об'єднані відклади сеноману та нижньої крейди	після переінтерпретації ГДС провести повторне випробування пісковиків сеноману та нижньої крейди
2-Славецька	K <sub>1</sub> , K <sub>2</sub>	1350-1400	приплив води	неякісне випробування	провести повторне випробування сеноману і нижньої крейди
6-Славецька	K <sub>2t</sub> , K <sub>2c</sub>	1260-1412	приплив води дебітом 0,83 м <sup>3</sup> /д	неякісне випробування	провести повторне випробування сеноману
1-Красношорська	K <sub>1</sub> , K <sub>2c</sub> , K <sub>2t</sub>	1359-1400	приплив води дебітом 4,5 м <sup>3</sup>	невдало вибраний об'єкт випробування	провести повторне випробування, так як за ГДС: K <sub>1</sub> – водонасичені породи; K <sub>2c</sub> – насичення порід невизначене; K <sub>2t</sub> – щільні породи

Кінець таблиці 1.6

1	2	3	4	5	6
1-Сергії	K <sub>1</sub>	5488- 5490	приплив води	неякісне випробування	повторно провести випробування
	K <sub>2t</sub> K <sub>2c</sub>	5400- 5452	приплив води дебітом 2 м <sup>3</sup> /д	невдало вибраний об'єкт випробування, не проводилося літологічного розчленування	повторно провести випробування у розрізі сеноману
5- Святославська	K <sub>1</sub> , K <sub>2c</sub>	1611- 1675	приплив води дебітом 5 м <sup>3</sup> /д	невдало вибраний об'єкт випробування , K <sub>1</sub> – різні породи, неоднозначна інформація, K <sub>2c</sub> – не випробуваний	повторно провести випробування у розрізі сеноману
1-Багненська	K <sub>1</sub> , K <sub>2c</sub> ,	2220- 2260	приплив води дебітом 3,9 м <sup>3</sup> /д	невдале випробування	повторно провести випробування в нижній крейді
	K <sub>2t</sub> , K <sub>2cn</sub>	2148- 2242		випробування не проводилося	за БКЗ 100 м різних порід і відсутня інформація про їх насичення
1- Чорногузька	K <sub>2t</sub> , K <sub>2c</sub> ,	1222- 1303	приплив води з газом	неякісне випробування сеноману	провести повторне випробування

Ю.З. Крупський [40] також підтверджував відсутність колекторів у сеноманських відкладах фаціальними змінами, що пов'язують з розмивом або формуванням ерозійного рельєфу поверхні крейди.

Також роль ерозійного рельєфу крейди у формуванні пасток вуглеводнів Зовнішньої зони характеризували Т. С. Ізотова, Х. Б. Заяць та ін. [79].

2. Розвитком структур обволікання і грабено-горстову будову піднасувної частини Зовнішньої зони пов'язують з механізмом східчастого занурення і розтягу платформи [40], тим самим заперечується поширення

антиклінальних структур. Проте, сейсмічними дослідженнями та бурінням свердловин підтверджується наявність антиклінальних структур у досліджуваних відкладах (зокрема Лопушнянське підняття), формування яких не можна пояснити навіть фазами альпійської складчастості.

3. Поширення так званих «несправжніх покришок», що пояснюють від'ємні результати буріння низки свердловин, зокрема на Петровецькій структурі [40], однак надійним екраном тут можуть виступати покришки у міоценових відкладах.

4. Деякими авторами (Ю. З. Крупський, М. М. Андрейчук та ін., 2002) висловлюється припущення про неблоковий характер будови автохтону, що потребує доведення повторними детальними сейсмічними дослідженнями.

Таким чином, основними з причин від'ємних результатів буріння крейдових відкладів є: не проведене випробування в свердловинах, де за ГДС в сеномані та нижній крейді виділяються колектори, так як після отримання продукції в неогені крейдові відклади фактично залишились не опущукованими, а ті свердловини, що були випробувані, у більшості знаходяться за контуром газоносності; більшість свердловин просто не добурені до перспективних горизонтів у крейдових відкладах, а більшість з них зупинені у вапняках турону. Однак, основною причиною ми вважаємо недостатню вивченість геологічної будови району.

Підсумовуючи все вищесказане, можна стверджувати, що незважаючи на значний обсяг проведених сейсмічних досліджень та велику кількість пробурених свердловин, крейдові відклади на сучасному етапі характеризуються низькою вивченістю. У зв'язку з цим назріла необхідність детального вивчення їх геологічної будови, що потребує комплексного вивчення матеріалів буріння свердловин, переінтерпретації геофізичних досліджень, аналізу сейсмічних та гравіметричних побудов по всій території Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

## РОЗДІЛ 2

## ХАРАКТЕР ПОШИРЕННЯ КРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ

**2.1 Літологічна характеристика розрізу крейдових відкладів**

Зовнішня зона Передкарпатського прогину складається з двох основних частин мезопалеозойської основи і моласового неогенового чохла [67]. Мезозойські відклади основи Зовнішньої зони включають трансгресивну базальну лагунно-континентальну (нижня-середня юра), теригенну прибережно-морську (середня юра) і трансгресивно-регресивну карбонатну (верхня юра-крейда) формації, які відображають поступове втягування платформи в трансгресію на початку циклу, максимальне поширення трансгресії в середині циклу і послідовний розвиток регресії в кінці циклу [95, 96].

Розріз крейдової системи Зовнішньої зони представлено двома відділами: нижнім, який включає в себе відклади неокому, аптського та альбського ярусів та верхнім, який складений відкладами сеноманського, туронського ярусів та сеноном (рис 2.1) [97, 98].

Розріз нижньої крейди починається породами альбу, які поширені повсюдно і представлені пісковиками, товщина яких коливається від одного до декількох метрів. Літологічно, вони близькі до сеноманських пісковиків. Нище залягає товща вапняків, мергелів, аргілітів, пісковиків і алевролітів, які відносяться до баремського, готерівського і валанжинського ярусів. Товщина їх сягає 250 м, при чому валанжинський, готерівський та баремський яруси об'єднують в ставчанську світу. Вперше вона була виділена В. Н. Утробіним в 1958 р. [46, 93] у розрізах північно-західної окраїни Руської платформи. Згідно опису розрізу свердловини № 7-Ставчанська, можна спостерігати розвиток органогенно-уламкових вапняків – жовтих, сірих, світло-сірих, зі стилітовими швами, детритом і псевдоолітом. Відклади ставчанської світи неузгоджено залягають на еродованій, закарстованій поверхні верхньоюрських карбонатних утворень і перекриваються пластом пісковика

альб-сеномана. Структурно-пошуковим бурінням у свердловинах на Підлубівській площі був вивчений багатий комплекс нижньокрейдових форамініфер. В основі розрізу тут залягає 10-20 метрова пачка темно-сірих і сірих вапнякових глин, до якої приурочено основне скупчення форамініфер. Вище залягають світло-сірі і кременисті органогенно-уламкові і псевдоолітові вапняки товщиною до 70 м, а ще вище – вапняки зеленувато-сірі, товщиною до 40 м [48].

СИСТЕМА	ВІДДІЛ	ЯРУС	СВІТА	ЛІТОЛОГІЯ	характеристика порід	
КРЕЙДОВА	ВЕРХНІ СЕНОНСЬКИЙ	МААСТРИХТСЬКИЙ	ЖУРАВЕНСЬКА		пісковики світло-сірі, прошарки алевролітів сірих та вапняків	
		КАМΠΑНСЬКИЙ			мергелі сірі, моє з пропластками сірих пісковиків	
		САНТОНСЬКИЙ			мергелі сірі та темно-сірі алевристо-пшани пісковики	
		КОНЬЯКСЬКИЙ			вапняки, пісковики та сірі мергелі	
	НИЖНІ НЕОКОМСЬКИЙ	ТУРОНСЬКИЙ	ТУРОНСЬКИЙ	СТАВЧАНСЬКА		вапняки білі та світло-сірі з кременем, відтінком, часто окремилі
			СЕНОМАНСЬКИЙ			пісковики світло-сірі, вапняки сірі та темно-сірі глинисто-пшани
		АЛЬБСЬКИЙ	АЛЬБСЬКИЙ			пісковики сірі та зеленувато-сірі з гідрукнітом, алевроліти
			АПТСЬКИЙ			глини з перешаруванням алевролітів
		ВАДАНЖИНСЬКИЙ	БАРЕМСЬКИЙ			вапняки
			ГОТЕРИВСЬКИЙ			пісковики світло-сірі, сірі, зеленувато-сірі та вапняки сірі глинисті, зустрічаються прошарки або пачки арлітів
			ВАДАНЖИНСЬКИЙ			сірих та темно-сірих пшаних кварцевих алевролітів
			ВАДАНЖИНСЬКИЙ			

Умовні позначення:

	пісковики		глини
	вапняки		алевроліти
	мергелі		

Рис. 2.1 – Схема послідовності осадконакопичення крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину

На відкладах нижньої крейди трансгресивно зі стратиграфічною незгідністю залягають відклади верхньої крейди.

Верхньокрейдові відклади в межах Зовнішньої зони представлені сеноманським, туронським і сенонським ярусами. Літологія товщі витримана регіонально. Розріз відділу починають сеноманські пісковики. Пісковики світло-сірі, сірі і темно-сірі з коричнюватим і зеленуватим відтінками кварцево-глауконітові різнозернисті з гравієм і дрібною галькою, слабозцементовані ріднощільні. Зцементовані вони глинисто-кремнистою речовиною або опалом у якості цементу виступає також глауконіт. Зустрічаються прошарки кварцових алевролітів і строкатокорічних аргілітів. Товщина теригенної частки сеноману 15–25 м. З пісковиками сеноману на Лопушнянському родовищі пов'язаний поклад нафти. Безпосередньо над ними залягає пачка сірих і зеленувато-сірих алевритистих мергелів, вище – сірі і темно-сірі криптокристалічні піщанисті щільні вапняки. Ці відклади є покришкою для покладу нафти в сеноманських пісковиках.

Вапняки сеноманського віку поступово переходять у вапняки турону. Останні світло-сірі і сірі, кремувато-білі скритокристалічні з сілолітовими швами. Породи щільні і міцні. У середній частині зустрічаються кварцові пісковики.

Сенонські відклади завершують розріз верхньої крейди. Коньякський, сантонський, кампанський та маастрихський яруси, які складають сенонський підвідділ, ще об'єднують в журавенську світу. Вони представлені вапняками, рідше мергелями. Зустрічаються прошарки пісковиків. Вапняки сірі і темно-сірі з зеленуватим та коричнюватим відтінками органогенні і полідетритові глинисті щільні, міцні деколи тріщинуваті. Мергелі темно-сірі і зеленувато-сірі вапнисті алевритисті масивні. Пісковики сірі і зеленувато-сірі дрібнозернисті кварцевоглауконітові, вапнисті, щільні, міцні.

Таким чином, розріз турон-сенону представлений досить одноманітною товщею вапняків, глинистих вапняків та мергелів. Вапняки мікрозернисті, сірі, іноді коричнюваті, органогенно-детритові (детрит – до половини

об'єму). У порожнинах черепашок спостерігається глауконіт, залишки іноцерамів інтенсивно окремнілі. Органічні залишки представлені дрібними форамініферами та їх шламом, зустрічаються призми іноцерам, спікули губок, зуби риб, залишки кріноїдей та остракод. У карбонатному цементі помітні виділення гідрослюди. Глинисті вапняки і мергелі мають аналогічні структури, лише збільшується доля глинистої компоненти [67].

## 2.2 Особливості поширення крейдових відкладів

Однією з проблем, яка залишається невивченою на сьогодні, є встановлення характеру поширення крейдових відкладів, так при бурінні низки свердловин (№ 32-Богородчани-Парище, №№ 40, 41-Коршів-Іспас та ін.) встановлена їх відсутність у розкритому розрізі.

За результатами аналізу матеріалів буріння свердловин, ділянки повного або часткового розмиву крейдових відкладів можна пов'язати з ерозійними палеопідняттями, палеоврізами і палеодолинами, характер поширення яких встановлено дослідженнями Ю. З. Крупського, І.М. Андрусечко 2001, Х. Б. Заяць, 2015 та ін. [40, 62].

До утворення Зовнішньої зони Передкарпатського прогину поверхня цієї території, напевно, була рівниною слабо нахиленою на південний-захід. Цей первинний нахил обумовив напрямок Ходорівської, Коломийської, Красноільської і менших (Каменська, Богородчанська та інші) палеорічок. Їх положення можливо пов'язане з порушеннями мезозойських відкладів. До цих палеорічок, майже під прямим кутом примикають бокові притоки, які часто приурочені до порушень крейдових відкладів. Рельєф крейдових відкладів характеризується, окрім долин, чисельними виступами і височинами, які різні за розмірами і формою: Добряно-Рудківська, Малогорожанська, Більче-Волицька, Угерська, Болохівська, Кадобнянська, Журавненська, Богородчанський, Отинівський, Слобідколіснянська, Коломийська, Яблонівський, Струпків-Черемхівський, Косачівський, Дебеславецький, Красноільський та інші. В автохтоні І.Б. Вишняков [99]



виділяє також ряд височин (Лопушнянська, Бергометська, Слобідська і Петровецька та інші).

Рельєф крейдової основи Зовнішньої зони прогину характеризується наявністю близько 10 палеодолин. Серед них виділяються найбільші за розмірами Ходорівська, Коломийська та Лопушнянська. Та менш значні Раточинська, Малогорожанська, Богородчанська та Парищенська палеодолини (рис 2.2). Початок їх знаходиться за межах прогину. Вони протрасовані до Стрийського чи Калуського розломів, але є всі підстави вважати, що вони простягаються далі на південний-захід.

Не дивлячись на значний обсяг проведених досліджень необхідно встановити границі поширення, характер зміни глибин залягання нижньо- та верхньокрейдових відкладів у межах Зовнішньої зони від кордону з Румунією до Польського кордону.

Встановлення характеру поширення крейдових відкладів проводилося нами на основі побудованих кореляційних схем. При їх складанні враховані результати сейсмічних досліджень, матеріали буріння свердловин та інтерпретації ГДС.

На кореляційних схемах зображені літологічні розрізи свердловин встановлені за даними ГДС і керну, виділено пласти з колекторськими властивостями (за наявності), виявлено “випадіння” частини розрізу внаслідок дії розломів і палеорозмивів. Аналіз розкритого свердловинами розрізу показав регіональне зменшення товщин сеноману і нижньої крейди в південно-східному напрямку. Але на такому ж фоні відмічаються локальні незакономірні зміни товщини сеноману (наприклад, на Лопушнянському родовищі).

Особливості поширення крейдових відкладів встановлювались нами на основі аналізу результатів буріння свердловин та переінтерпритації матеріалів ГДС, враховувались також дані проведення сейсмічних та інших досліджень. Всього зазначені відклади розкриті близько 450 свердловинами у яких проведений комплекс геофізичних і дослідницьких робіт.

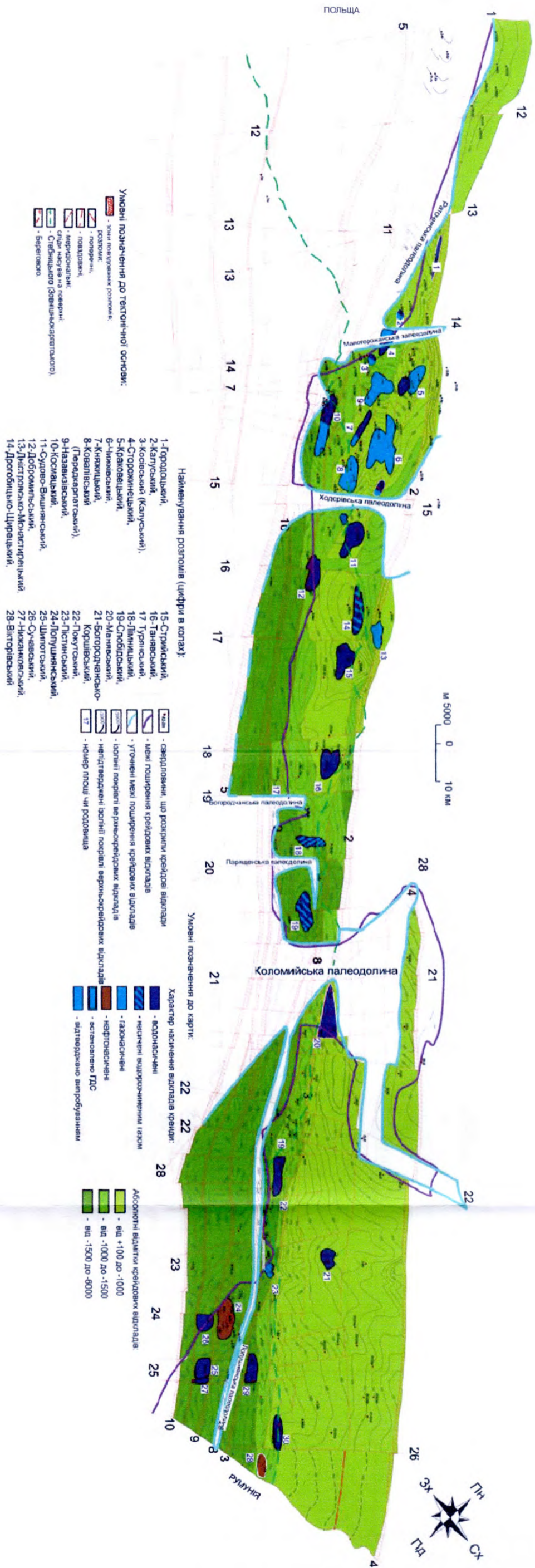


Рис. 2.2. Схеми поширення та вуглеводневого насичення крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (склада: А.П. Мазур, 2015 р., автори тектонічної основи В.М. Щерба, О.С. Щерба, І.В. Кілін, 1973, 1974 рр.)

Загальна товщина крейдових відкладів у Зовнішній зоні перевищує 800 м (площі Угерсько, Більче-Волиця та ін.), і сягає понад 1450 м на південно-західному схилі Волино-Подільської плити. У південно-східному напрямку товщина крейдових відкладів поступово зменшується і знову збільшується при зануренні на південний захід під алохтонні утворення нижньоміоценових молас і крейдово-палеогенового флішу [100].

Крукеницькій підзоні, що знаходиться на південному заході Зовнішньої зони, характерна майже повна еродованість крейдового комплексу порід. Однак, його залишки присутні в ерозійних врізах, що можна побачити з результатів буріння св. №№ 1, 3, 7, 11, 21, 22 Коханівського родовища. Відклади крейди тут неузгоджено залягають на породах юри та палеозою, інтервали їх залягання коливаються в межах 1116 м (св. № 1-Кх) – 1341 м (св. №11-Кх). Товщина відкладів складає від 8 м (св. 7-Кх) до 104 м (св. 3-Кх). У північно-західній частині Косівсько-Угерської підзони відклади верхньої крейди розкриті на Підлубівській площі, проте на незначних глибинах – від 137 м (св. № 116-Пдл) – 289 м (св. № 121-Пдл). Товщина нижньокрейдових відкладів змінюється від 25 м (свердловина 121-Пдл) до 139 м (свердловина 110-Пдл), а верхньокрейдових від 73 м (св. 105-Пдл) до 761 м (св. 125-Пдл). У розрізах всіх свердловин на даних площах відсутні маастрихські відклади, у деяких – відклади сантонського ярусу, а у св. №№ 105, 121-Пдл – відклади кампанського ярусу. Нижньокрейдові відклади своєї максимальної глибини досягають у свердловині № 125-Пдл (941 м).

Городоцький регіональний розлом впливає на зміну глибин залягання відкладів крейди, і у південно-західному напрямку глибини їх залягання коливаються від 120 м (свердловини Городоцького родовища) до 1473 м (свердловини Рудківського родовища). Однак, слід зазначити, що відклади крейди в межах Рудківського родовища мають локальне поширення (св. № 300-Рд.) і з південного заходу розмиті Раточинською палеодолиною [62, 79].

При кулісоподібному переході від Городоцького розлому до Калуського, на північно-західному схилі Більче-Волицького палеовиступу,

що представлений відкладами крейди та юри вимальовується Малогорожанська палеодолина. На північному сході Більче-Волицький палеовиступ огортається дугоподібним фрагментом Калуського розлому і межує з північно-західним відгалуженням Ходорівської палеодолини [62].

Південно-західний схил Більче-Волицького палеовиступу доміоценової поверхні ускладнений “заходом” Городоцького скиду, ускладнюється Краковецьким розломом і перекривається Самбірським покривом [86].

У межах Більче-Волицько-Опарської ділянки, яка знаходиться між Малогорожанською і Ходорівською палеодолинами та обмежена Краковецьким та Калущським регіональними розривними порушеннями практично усіма свердловинами розкрито відклади крейди (за виключенням тих, які пробурені у межах вищезгаданих палеодолин). Свердловини Малогорожанської площі розкрили відклади як верхньої, так і нижньої крейди. Свердловиною № 4-Малогорожанська розкрито практично повний розріз крейди, окрім маастрихського ярусу, який виклинюється в межах площі, товщина відкладів досягає 57 м. А вже у свердловині № 20-МГ товщина цих відкладів зменшується до 12 м. Однак свердловинами №№ 5,10,15,35 та 54-МГ розкрито відклади лише кампанського та сантонського ярусів верхньої крейди і глибини їх залягання змінюються від 465 м до 1205 м.

Глибина занурення крейдових відкладів у свердловинах Більче-Волицького родовища коливається у незначних межах і становить близько 1220-1545 м, а у найбільш піднятій центральній ділянці, глибина занурення відкладів становить 1035-1500 м (св. № 90-БВ). Товщина відкладів верхньої крейди досить значна і досягає 650 метрів (св. №№ 110 та 45-БВ). Проте, уже в свердловині № 90-Більче-Волицька, товщина верхньокрейдових відкладів різко зменшується і складає лише 300 м. У свердловинах Мединицького родовища іде поступове занурення відкладів крейди у південно західному напрямі, зі значною зміною товщин в порівнянні з Більче-Волицькою

структурою. Так, глибина їх залягання змінюється від 1379 м (св. № 3-Північно-Мединицька) до 1530 (св. № 10- Північно-Мединицька) (рис. 2.3).

На Угерському родовищі крейдові відклади відкриті свердловинами на глибинах від 900 м (св. № 135-Уг) до 1200 м (св. № 6-Уг). Розріз складений породами (пісковиками) сенону, а структура є ерозійним виступом з яким пов'язаний масивний газовий поклад, що зараз використовується як підземне газове сховище.

Летнянське родовище відкрите на ділянці між Судово-Вишнянським та Краковецьким розломами. Більшість свердловин пробурені у піднасувній ділянці Стебницького насуву, однак крейдові відклади розбурені дев'ятьма свердловинами. Глибина залягання нижньої крейди змінюється від 1578 м (св. № 8-Лг) до 2297 м (св. № 1-Лг), а товщина цих відкладів змінюється від 61 м до 40 м. У межах цієї смуги крейдові відклади місцями повністю розмиті і відразу під міоценовими товщами знаходяться юрські вапняки (кернові матеріали свердловини 12-Назавизів, Доленко Г.Н, 1966).

Відсутність крейдових відкладів характеризується наявністю тут Ходорівської палеодолини. У межах вивченої частини прогину вона має ширину від 3 до 8 км і глибину від 350 м у районі м. Ходорів та до 1200 м в районі смт. Дашава. Схили долини на цьому відрізку складені крейдовими і юрськими відкладами, місцями вони круті до 30°. Ходорівська палеодолина розділяє великі Більче-Волицький та Дашавсько-Богородчанський палеовиступи.

У Центральній частині Косівсько-Угерської підзони свердловинами Дашавського родовища №№ 100, 105 та 107-Дш розкрито відклади верхньої та нижньої крейди. Глибина залягання відкладів верхньої крейди змінюється від 1042 м (св. № № 105-Дш, 107-Дш) – відклади представлені всіма ярусами крім маастрихтського та кампанського, до 1525 м (св. № 100-Дш). Нижньокрейдові відклади залягають в інтервалі 1446-1508 м (товщина становить 62 м – св. № 105-Дш) та 1852-1907 м (55 м) – св. 100-Дш. Решта свердловин не розкрили відклади крейди.

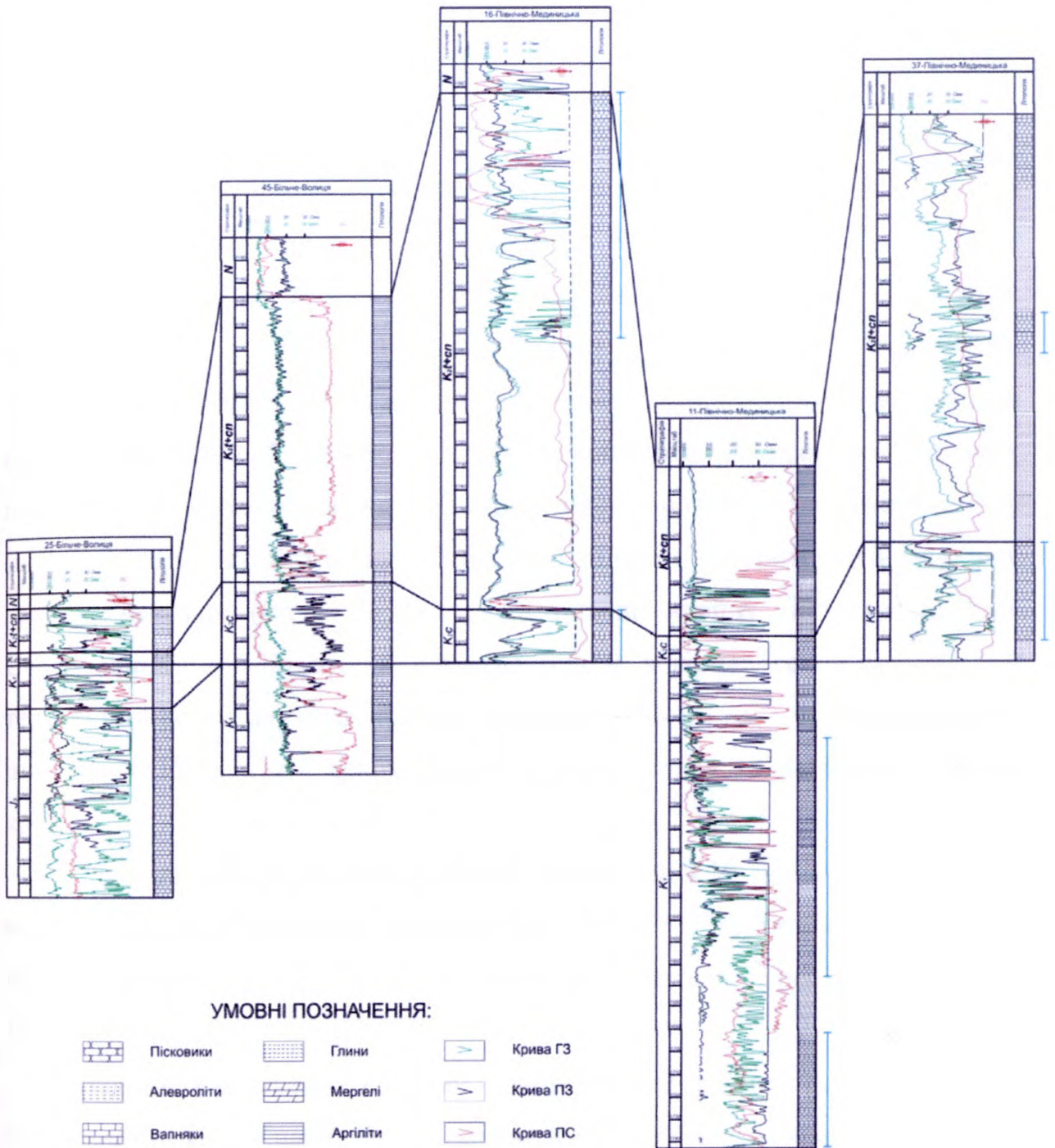


Рис. 2.3. Схема кореляції розрів свердловин 25-Більче-Волицька – 45-Більче-Волицька – 16-Північно-Мединицька – 11- Північно-Мединицька – 37- Північно-Мединицька Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (склала А.П. Мазур, 2014 р. з використанням матеріалів Івано-Франківської геофізичної експедиції)

Центральна частина Косівсько-Угерської підзони також характеризується зануренням крейдових відкладів у північно-східному (до Калуського тектонічного порушення) та в південно-західному (до Краковецького порушення) напрямках. Так, в розрізі Крехівського родовища відклади крейди розкриті на глибинах від 50 м (св. № 9-Кр) до 1250 м (св. № 28-Кр). Відклади верхньої крейди Болохівського родовища залягають на глибині від 1090 м до 1837 м, а нижньої крейди – від 1486-1896 м, товщина нижньокрейдових відкладів змінюється від 23 до 39 м. Розрізи свердловин №№ 2, 5, 6, 8-Болохівська розкривають відклади крейди різних підрозділів. Так, свердловиною № 2-Болохівська розкрито пісковики сенону (інт. 904-970 м); св. № 5-Болохів (інт. 1133-1330 м) розкрито низи верхньої крейди, сеноман (інт. 1150-1165 м) та нижню крейду (інт. 1164-1230 м). Свердловина № 6-Болохів в інт. 1285-1690 м відкрила сенон-сантонський теригенний розріз верхньої крейди. Інтервал 1690-1815 м – туронський ярус; інтервал 1815-1838 м – сеноманський ярус; інтервал 1838-1898 м – нижня крейда.

Далі, на південний-захід, у розрізі свердловини № 1-Дідушичі розкрито верхньо- та нижньокрейдові відклади (інт. 1463-1701 м), тоді як свердловина № 2-Дідушичі розкрила лиш відклади нижньої крейди (інт. 1835-1907 м) (рис. 2.4).

Вздовж Калуського розлому простежується розмив верхів мезозою, найбільший з яких в районі площ Баличі, Кадобно. Верхньокрейдові відклади розкриті лиш свердловиною № 1-Кадобно в інтервалі 920-1218 м (від кампану до сеноману). У свердловинах №№ 1, 5, 10, 20-Кадобно глибина залягання відкладів нижньої крейди знаходяться в інтервалі 1212-1405 м, а товщина їх змінюється від 31 до 47 м (св. №№ 1,5,10,20 - Кадобно). Крейдові відклади в інтервалі 1223-1790 м розкриті також в св. № 1-Південно-Кадобнянська.

На Гринівсько-Богородчанській ділянці відклади крейди поступово занурюються у південно-західному напрямку. Товщина їх зменшується по

мірі занурення під Стебницький насув. Інтервали залягання верхньокрейдових відкладів становлять 1366-1500 м, а нижньокрейдових від 1028 м (св. № 11-Гр) до 1702 м (св. № 4-Пр). Розріз свердловини № 2-Південно-Гринівська добре корелюється з св. № 1-Південно-Гринівська,

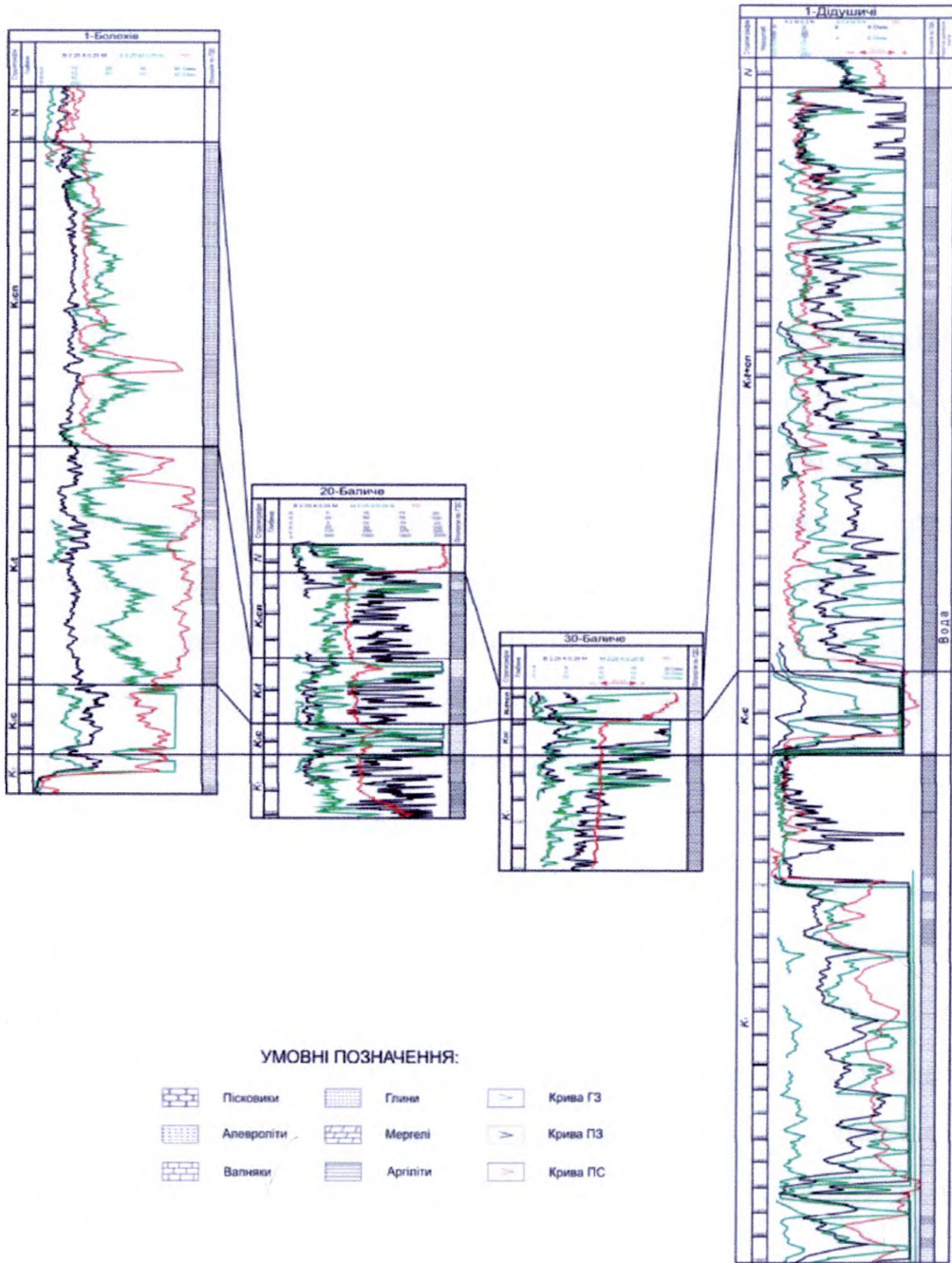


Рис. 2.4. Схема кореляції розріз свердловин 1-Болохів – 20-Баличі – 30-Баличі – 1-Дідушичі Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (склала А.П. Мазур, 2014 р. з використанням матеріалів Івано-Франківської геофізичної експедиції)



усі стратони в свердловині розкрито на 785 м нижче. Товщина нижньокрейдових відкладів в цій частині Більче-Волицької зони дещо збільшена і становить близько 2000 м. Між свердловинами ця частина крейдового розрізу добре корелюється між собою (св. №№ 1, 2-Південно-Гринівська; св. №№ 1, 2-Дідушичі). В св. № 1-Південно-Гринівська її товщина складає 55 м (інт. 2000-2055 м) (рис. 2.5).

На площі Богородчани верхня крейда залягає на глибині 1902 м (св. № 6-Богородчанська) та 1630 м (св. № 1-Старо-Богородчанська). Гіпсометричні рівні залягання нижньокрейдових відкладів становлять 1637 м (св. № 1-Старо-Богородчанська) та 2169 м (св. № 11-Богородчанська). Товщина їх змінюється від 11 м (св. № 11-Богородчанська) до 37 м (св. № 1-Богородчани). На площах Богородчани, Богородчани-Парище, Ластівець крейдові відклади розкрито на різних гіпсометричних рівнях. Свердловина 1 - Ластівець відкрила відклади крейди в інтервалі 3190-3860 м. У даному районі поширені дві палеодолини – Богородчанська і Парищенська, в яких відсутні крейдові відклади. Це підтверджується бурінням свердловин № 7-Богородчани та 39-Богородчано-Парищенська.

Свердловина 10-Богородчани пробурена за межами Стебницького насуву розкрила верхню крейду на глибині 2250 м, проте до відкладів нижньої крейди не добурено. Глибинне залягання відкладів крейди Богородчансько-Парищенської ділянки змінюється в значних межах, так верхньокрейдові – занурені на глибину від 1500 до 2400 м, у центральній частині ділянки прослідковується незначне їх підняття. Нижньокрейдові відклади знаходяться в інтервалі глибин 2250-2650 м. Товщини змінюються від 22 до 32 м.

У районі Ковалівського тектонічного порушення крейдові відклади поступово занурюються в південно-західному напрямі. Інтервал залягання нижньокрейдових відкладів становить 1583-2536 м, а верхньокрейдових 1998-2490 м. Товщина нижньої крейди зростає від 4 м (св. № 14-Парище) до 24 м (св. № 40-Богородчано-Парищенська). У розрізі верхньої крейди

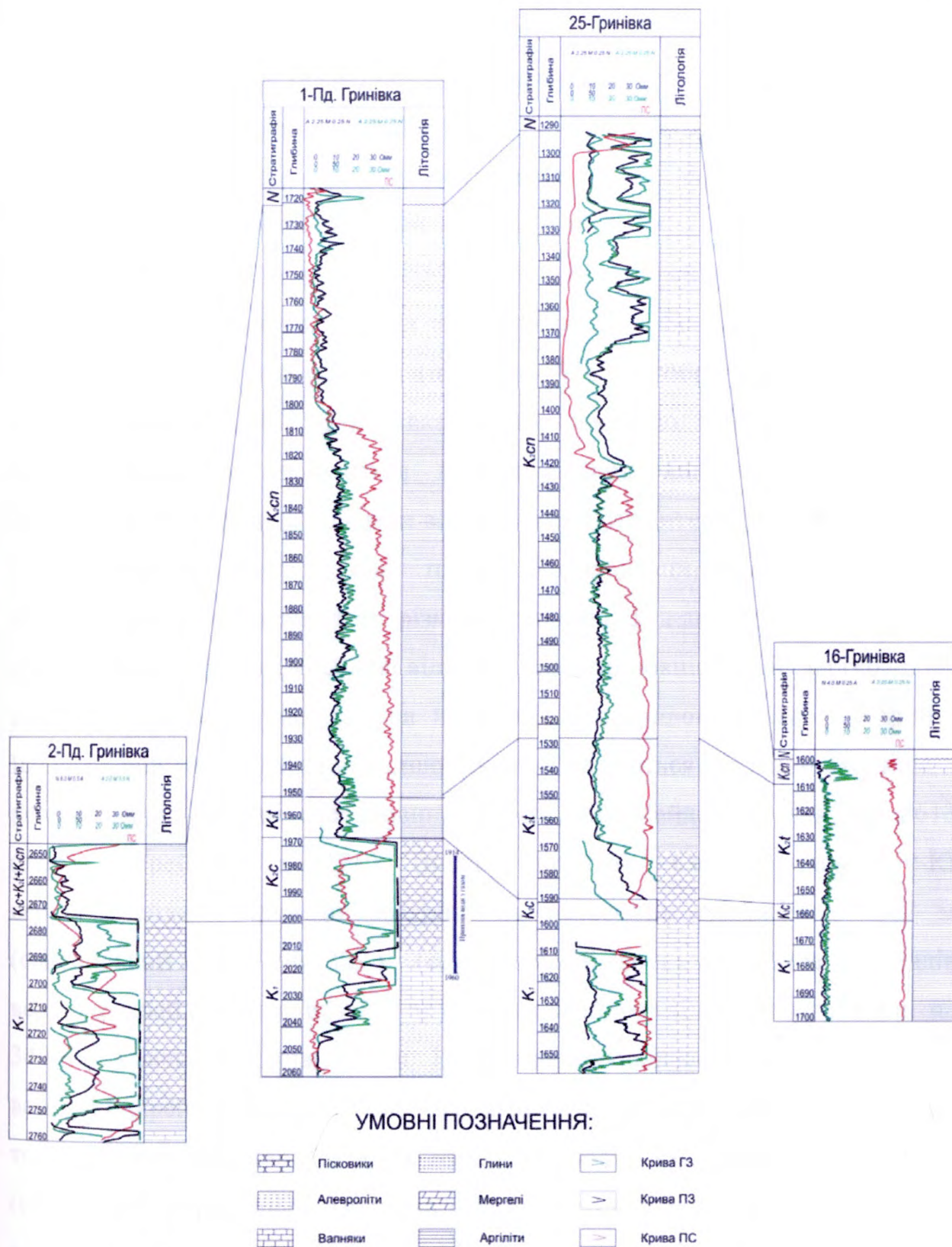


Рис. 2.5. Схема кореляції розрив свердловин 2-Південна-Гринівка – 1-Південна-Гринівка – 25-Гринівка – 16-Гринівка Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (склала А.П. Мазур, 2014 р. з використанням матеріалів Івано-Франківської геофізичної експедиції)

присутні лиш туронський та сеноманський яруси. Розріз св. 36 - Богородчани-Парище представлений відкладами нижньої (інт. 2000-2109 м) та верхньої крейди (інт. 2109-2190 м). У розрізах свердловин №№ 4, 6, 8-Богородчанська крейдові відклади розкриті лише фрагментарно. Розріз починається відкладами верхньої крейди в інт. 2200-2380 м, сеноманський ярус розкритий в інтервалі 2380-2400 м; нижня крейда в інтервалі 2400-2420 м. Розрізи верхньої крейди свердловини № 4-Богородчани (інт. 1830-1890 м) та св. 8 - Богородчани (інт. 1730-1785 м) добре корелюються між собою. Свердловина 13-Ковалівка-Черешенська, що пробурена в тій же ділянці блоку і знаходиться поблизу свердловини 53-Богородчани-Парищенська, розкрила відклади верхньої крейди в інтервалі 1824-1926 м.

Крейдові відклади на площі Богородчани-Парище розміщені неповсюдно, що пояснюється різною степінню їх денудації. На найбільш припіднятих ділянках, крейдові відклади відсутні повністю або частково. На розрізі частково видно, що на південь від свердловини № 50-Коршів-Іспаська відклади крейди виклинюються і з'являються південно-східніше, і розкриті при бурінні свердловини 1-Середній Майдан на глибині 2613 (верхня крейда) та 2759 (нижня крейда). Свердловиною 50-КІ верхньокрейдові відклади розкриті на незначних глибинах – 177 м (сантонський ярус) до 329 м (сеноманський ярус). Товщина відкладів верхньої крейди становить 152 м. Нижньокрейдові відклади заглиблені на 340 м і товщина їх рівна 17 м. На площі Богородчани-Парище відклади верхньої крейди залягають неузгоджено на породах нижньої крейди, товщина змінюється від 14 м (св. № 31- Богородчани-Парищенська) до 63 м (св. № 12-Богородчани). Товщина сенонського ярусу коливається в межах від 13 м (св. № 1-КЧ) до 230 м (св. № 6-Бг).

Відсутність крейдових відкладів у розрізі більшості свердловин на площі Коршів-Іспас та Богородчани-Парище (а інколи товщини їх різняться від декількох до 15-20 метрів) пояснюється розташуванням тут Коломийської палеодолини, у межах якої відклади розмиті (св. №№ 28-30-

Коршів-Іспаська, 32-44-Коршів-Іспаська, 26-27- Богородчани-Парищенська та ін.). У свердловині 3-Коршів верхньокрейдові відклади розкриті на глибині 222 м (коньякський ярус) – 720 м (туронський ярус) свердловиною № 40-Коршів-Іспаська. Породи нижньої крейди розкриті на глибині 319 м (товщина їх становить 4 м).

У південно-західному напрямку, в районі свердловини № 58- Коршів-Іспаська відклади дещо занурюються. Свердловиною № 35-Богородчани-Парищенська розкриті відклади верхньої крейди на глибині 2080 м, під яким залягають породи нижньої крейди товщиною 22 м (2162 м). Далі, на південний захід, після Ковалівського розривного порушення, мезозойські відклади різко занурюються. Верхи мезозойських відкладів розташовані на різних гіпсометричних рівнях. Свердловиною № 63-Коршів-Іспаська розкриті туронський та сеноманський яруси (верхня крейда) на глибині 390 м (товщина 32 м). Нижньокрейдові відклади залягають в інтервалі 391-408 м (товщина їх сягає 19 м). За межами Сторожинецького розлому крейдові відклади виходять на денну поверхню. Свердловиною № 28-Коршів-Іспаська верхню крейду розкрили в інтервалі 470-535 м, а нижню крейду – 535-542 м (товщина 7 м).

У південно-західному напрямі товщина відкладів поступово збільшується і в свердловині № 32- Коршів-Іспаська зустрінуто на глибину 365-461 м (сантон-сеноман), під ними породи нижньої крейди, товщиною до 10 м. Далі, (св.№ 31- Коршів-Іспаська) відклади мезозойського віку розкриті в інтервалі 787-861 м (верхня крейда), та 861-869 м (нижня крейда). Як видно товщина порід нижньої крейди дещо менша порівняно із сусідніми блоками.

За межами Косівського розлому глибина залягання крейдових відкладів різко збільшується і свердловиною № 54-Богородчано-Парищенська вони розкриті на глибинах 1630-1705 м (K<sub>2</sub>) та 1705-1748 м (K<sub>1</sub>), свердловиною № 31-Богородчани-Парищенська розкриті лиш відклади нижньої крейди в інтервалі 2919-2926 м з незначними товщинами,

які сягають 7 м. В напрямку на південний захід решта свердловин добурили лиш до неогенових відкладів.

У межах Сторожинецької підзони свердловинами №№ 48 і 7-Коршів-Іспас та № 63-Богородчано-Парище не розкрито крейдових відкладів. У межах Сторожинецького та Косівського розломів нижньокрейдіві відклади виклинюються.

У південно-західному напрямі свердловиною № 63-Богородчано-Парище розкритий весь розріз відкладів крейди, з якого випадають маастрихський і кампанський яруси (верхи крейди), як загалом і в межах всієї Зовнішньої зони. Інтервал залягання відкладів верхньої крейди становить 1432-1660 м, товщина їх 173 м. Нижньокрейдіві відклади знаходяться в інтервалі 1660-1670 м.

У свердловині № 20-Коршів-Іспас, досліджувані відклади розкриті в інтервалі 421-578 м (сантон-сеноманський ярус) та 578-594 м (відклади неокому). Свердловина № 16-Ковалівка-Черешенка досягнула верхньокрейдівих відкладів на глибині 1390 м (пласт товщиною 147 м), під яким залягають відклади неокому, товщиною 28 м. У свердловині 53-Богородчани-Парище крейда залягає гіпсометрично нижче. Верхньокрейдіві відклади повністю виклинюються в розрізі даної свердловини, а нижня крейда залягає на відкладах юри на глибині 1783 м, товщина її сягає 15 м. Відклади верхньої крейди в свердловині № 59-Коршів-Іспас занурюються на глибину 255 м, товщина їх становить 100-120 м. Під ними неузгоджено залягають неокомські відклади нижньої крейди. Товщина порід даного ярусу сягає 24 м. Свердловиною № 14-Коршів-Іспас, яка розташована поблизу Покутського розлому, розкриті лиш відклади верхньої крейди, глибина занурення сягає 353 м, товщиною до 140 м. Свердловина № 33-Богородчани-Парище, розташована в прирозломній палеодолині, має лише 25 м рава-руської світи. Свердловина 32 Богородчани-Парище, пробурена безпосередньо в зоні розлому, відкрила тільки відклади палеозою (під неогеном).

У південно-західному напрямі відклади мезозою поступово занурюються і у свердловині № 15-Коршів-Іспас розкриті вже на глибині 852 м, товщина їх рівна 20 м. В Косівсько-Угерській підзоні, свердловиною 15-Ковалівка-Черешенка розкритий весь розріз крейдових відкладів, які занурені на глибину 1664-1711 м (туронський та сеноманський яруси). Нижня крейда знаходиться в інтервалі 1713-1744 м. В свердловині № 1-Ковалівка-Черешенка, верхня крейда повністю розмита, а нижня крейда залягає в інтервалі 1990-2004 м.

На південному-сході Косівсько-Угерської підзони товща нижньокрейдових відкладів розкриті на глибині 1150 м (св. № 50-Косівська), товщиною 11 м. Породи цього віку прослідковуються до вибою. Поступово на південний-захід товщина їх зменшується і вже у свердловині № 45-Косівська рівна 4 м в інтервалі глибин – 2157-2161 м. Свердловиною № 27-Ковалівка-Черешенка в інтервалі 2150-2164 м, залягають відклади нижньої крейди потужністю 14 м. Сусідня свердловина тієї ж площі – № 5-Ковалівка-Черешенка, дещо гіпсометрично нижче розбурила породи неокому, товщина пласта сягає 35 м та залягає в інтервалі 2513-2548 м.

На Сторожинецькій площі (в межах однойменної підзони) відклади верхньої крейди залягають на глибинах від 732 м (№ св. 26-Сторожинецька) до 1156 м (№ св. 28-Сторожинецька). Нижньокрейдові відклади локально розкриті такими свердловинами як: №№ 29-Сторожинецька (на глибині 1027 м), 30-Сторожинецька (818 м), 40-Сторожинецька (733 м), 48-Сторожинецька (755 м) та 55- Сторожинецька (1070 м). У крайній південно-східній ділянці підзони відклади крейди розкриті свердловинами Сторожинецької площі в межах Сучавського розривного порушення. Свердловиною 48-Ст. на глибині 736 м – верхньокрейдові відклади, та на глибині 755 м – нижньокрейдові, а вже в свердловині 55-Ст., гіпсометрично нижче: 933 м та 1070 м відповідно. Товщина нижньої крейди змінюється від 10 до 15 м.

Свердловинами № 1 та 7-Іспас породи верхньокрейдових відкладів розкриті на глибинах 895 та 820 відповідно. Товщина практично однакова – 140 м. Знизу прослідковується пласт неокомських відкладів: 1030 м (св. № 1-Іспас) та 960 м (св. № 7-Іспас). Товщина їх збільшується в західному напрямі від 8 до 22 м. Далі по розрізу відклади крейди виклинюються.

У південному напрямі від площі Іспас декілька свердловин Славецької площі (свердловини №№ 1, 4, 6) повністю відкрили відклади верхньої крейди на глибині від 1206 м до 1599 м, а нижня крейда розкрита на глибині 1405 м, з товщиною відкладів, які змінюються від 8 м (св. № 1-Славецька) до 23 м (св. № 4-Славецька).

Свердловиною № 2-Шереметівська верхньокрейдові відклади розкриті в інтервалі 1308-1480 м, а нижня крейда – 1483-1490 м. Вибой свердловин цієї площі знаходяться у неогенових відкладах. Далі покривля мезозою, залягає на глибині 1537 м ( $K_2$ ), потужність складає 170 м. Нижньокрейдовий відділ прослідковується в інтервалі 1715-1727 м. Їх розріз співставляється з розрізом свердловини № 15-Ковалівка-Черешенка. В подальшому відклади крейди поступово зрізаються піднасувною частиною і вже в повному розрізі розкриті свердловинами Лопушнянського родовища на значних глибинах.

У Лопушнянській підзоні крейдові відклади знаходяться, на абсолютних глибинах 3,5–5 км, а ерозійні врізи перевищують 5,5–6 км. Тут теж розвинута система порушень і має розвиток ерозійний рельєф. Так Красноільська палеодолина і декілька виявлених невеликих палеодолин (Солонецька, Мигівська, Вижницька, Кутська) мають продовження в Лопушнянській підзоні. Солонецька і Красноільська долина оточують Лопушнянське підняття, а Кутська і Вижницька оточують Роженське підняття. В районі св. № 1-Вижниця, з усього мезозою збереглись лише верхньоюрські відклади, в той час, як у сусідніх свердловинах на північний захід і південний схід поступово і закономірно розріз мезозою нарощується аж до сенонських відкладів (рис. 2.6).

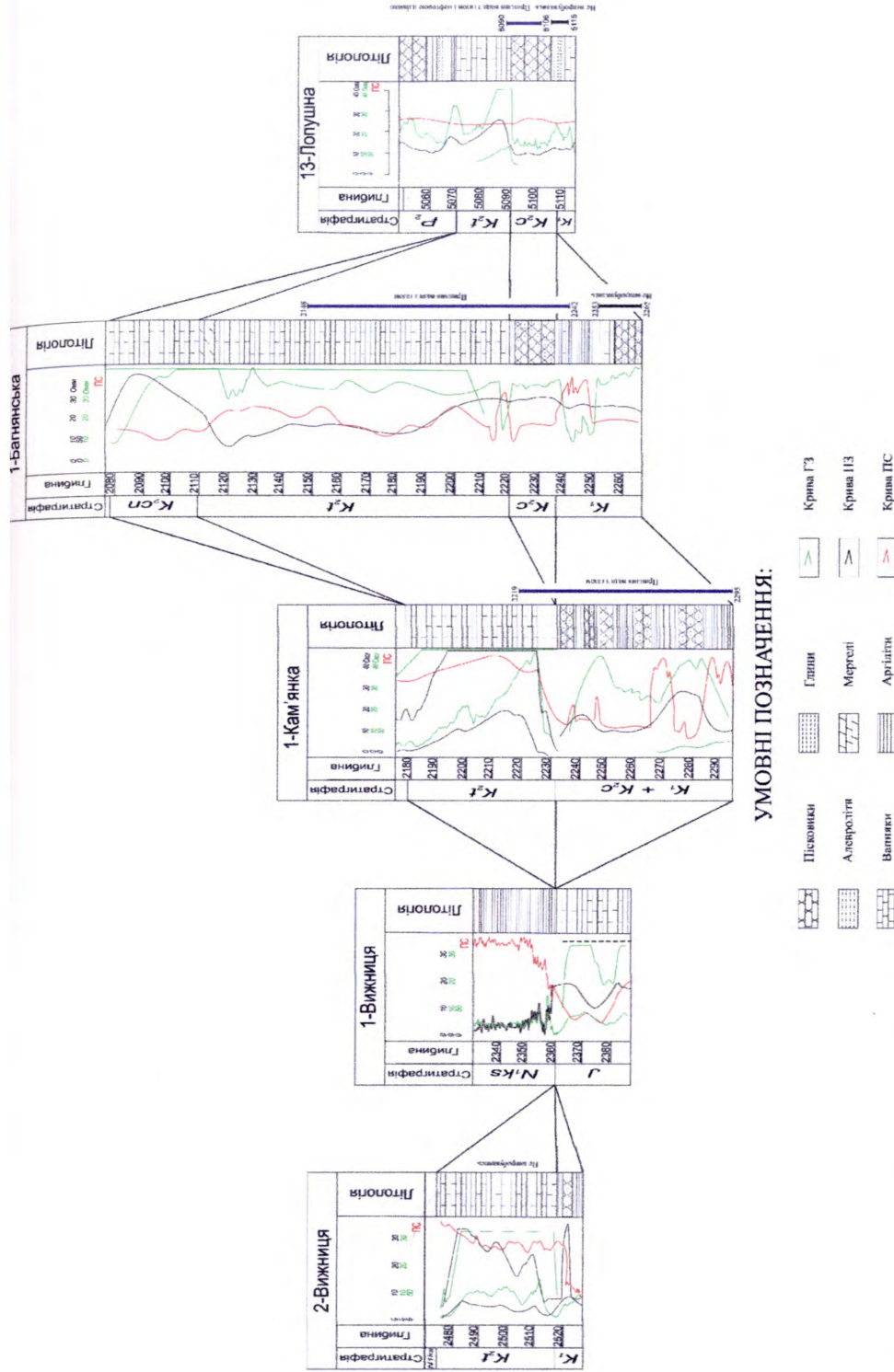
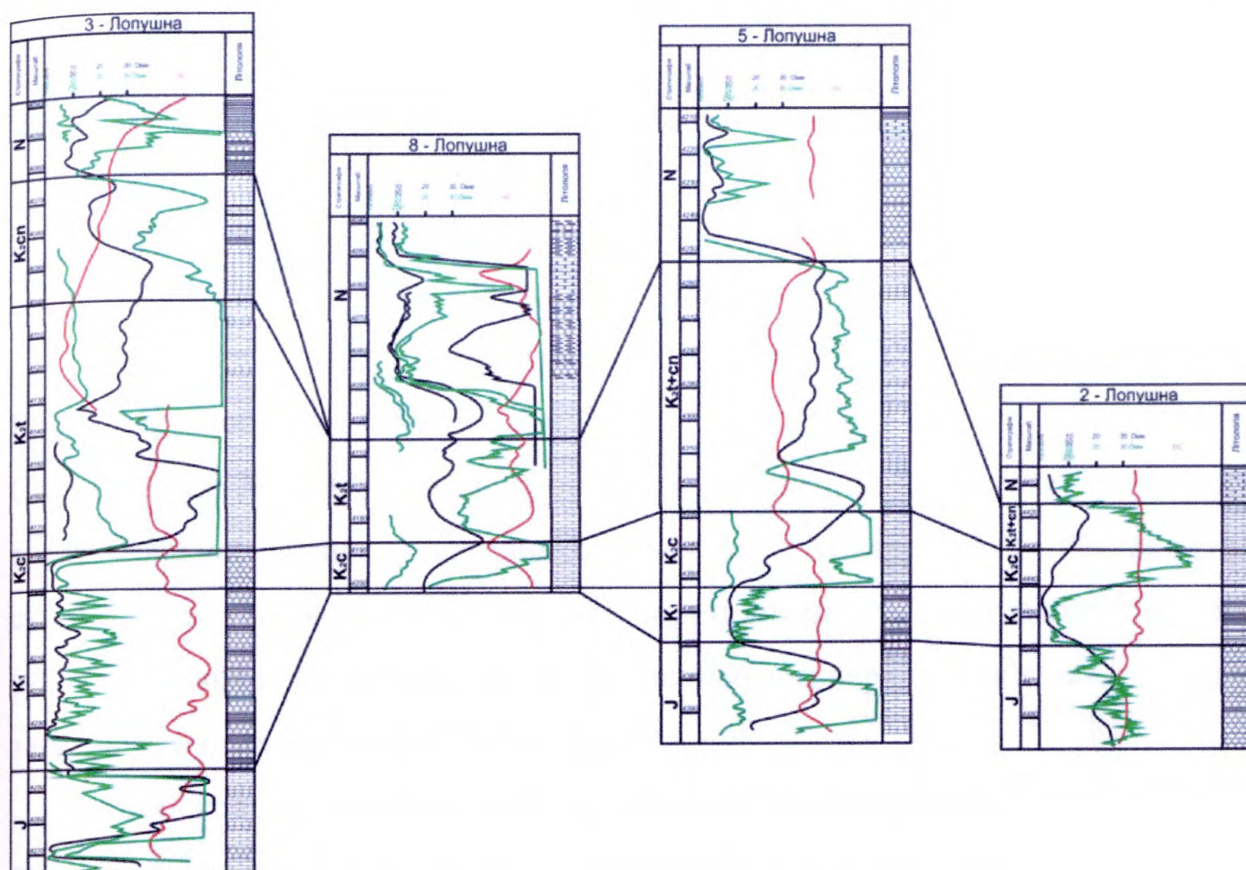


Рис. 2.6. Схема кореляції розріз свердловин 2-Вижиця-1–Вижиця–1–Кам’янка–1–Багнянська–13-Лопушна Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (склала А.П. Мазур, 2014 р. з використанням матеріалів Івано-Франківської геофізичної експедиції)





УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

	Пісковики		Глини		Крива ГЗ
	Алевроліти		Мерелі		Крива ПЗ
	Вапняки		Аргіліти		Крива ПС

Рис. 2.7. Схема кореляції розрив свердловин 3-Лопушна–8-Лопушна–5-Лопушна–2-Лопушна Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (склала А.П. Мазур, 2014 р. з використанням матеріалів Івано-Франківської геофізичної експедиції)

Верхньокрейдові відклади занурені на глибину від 4081 м (св. № 3-Лопушна) до 4450 (св. № 2-Лопушна), для відкладів нижньої крейди інтервали залягання змінюються в межах від 4102 м (св. № 11-Лопушна) до 5100 м (св. № 13-Лопушна) (рис. 2.6, 2.7).

Далі по розрізу відклади крейди поступово занурюються і вже у свердловинах Красноільського родовища відклади верхньокрейдового відділу залягають на глибині від 1217 м (св. № 11-Красноільська) до 1315 м

(св. № 1- Красноільська), а нижньокрейдових від 1339 до 1607 м. Товщина порід неокому зростає від 6 м (св. № 5- Красноільська) до 25 м (св. № 3- Красноільська).

Свердловина № 1-Святославська пробурена практично біля кордону з Румунією. Інтервал залягання верхньої крейди 1793-1965 м, знизу залягає пласт нижньої крейди товщиною 20 м (рис. 2.8). Свердловина № 1-Солонець, пробурена в межах припіднятого мегаблоку піднасувної частини. Свердловина № 2-Сегівська пробурена в склепінній частині Сегівської антиклінальної складки, що знаходиться між Мигівським і Жадівським скидо-зсувами і являє собою горст, припіднятий у відношенні до всіх суміжних блоків приблизно на 50 м, нижньо- та верхньокрейдові відклади залягають в інтервалі 2120-2367 м (рис. 2.9).

На основі проведених нами досліджень можна зробити висновки, що поширення крейдових відкладів у Зовнішній зоні характеризується такими особливостями для кожної досліджуваної підзони, як:

- для Крукеницької підзони характерна майже повна еродованість крейдового комплексу порід. Однак, його залишки зустрінуті в ерозійних врізах, що можна побачити з результатів буріння свердловин №№ 1,3,7,11 Коханівського родовища. Ними розкритий лише нижньокрейдовий розріз у інтервалі 1116-1353 м;

- у північно-західній частині Косівсько-Угерської підзони крейдові відклади розкриті на Підлубівській площі в інтервалі глибин 220-980 м. Далі, вздовж Городоцького тектонічного порушення у південно-західному напрямку спостерігається їх занурення і у св. № 300 Рудківського родовища вони розкриті в інтервалі від 1407 до 1473 м. Для ділянки, яка розташована між Малогорожанською і Ходорівською палеодолинами, крейдові відклади характеризуються аналогічними умовами залягання (вони розкриті на глибинах від 460 м у св. № 5-Малогорожанська до 1770 м у св. № 1-Летнянська).

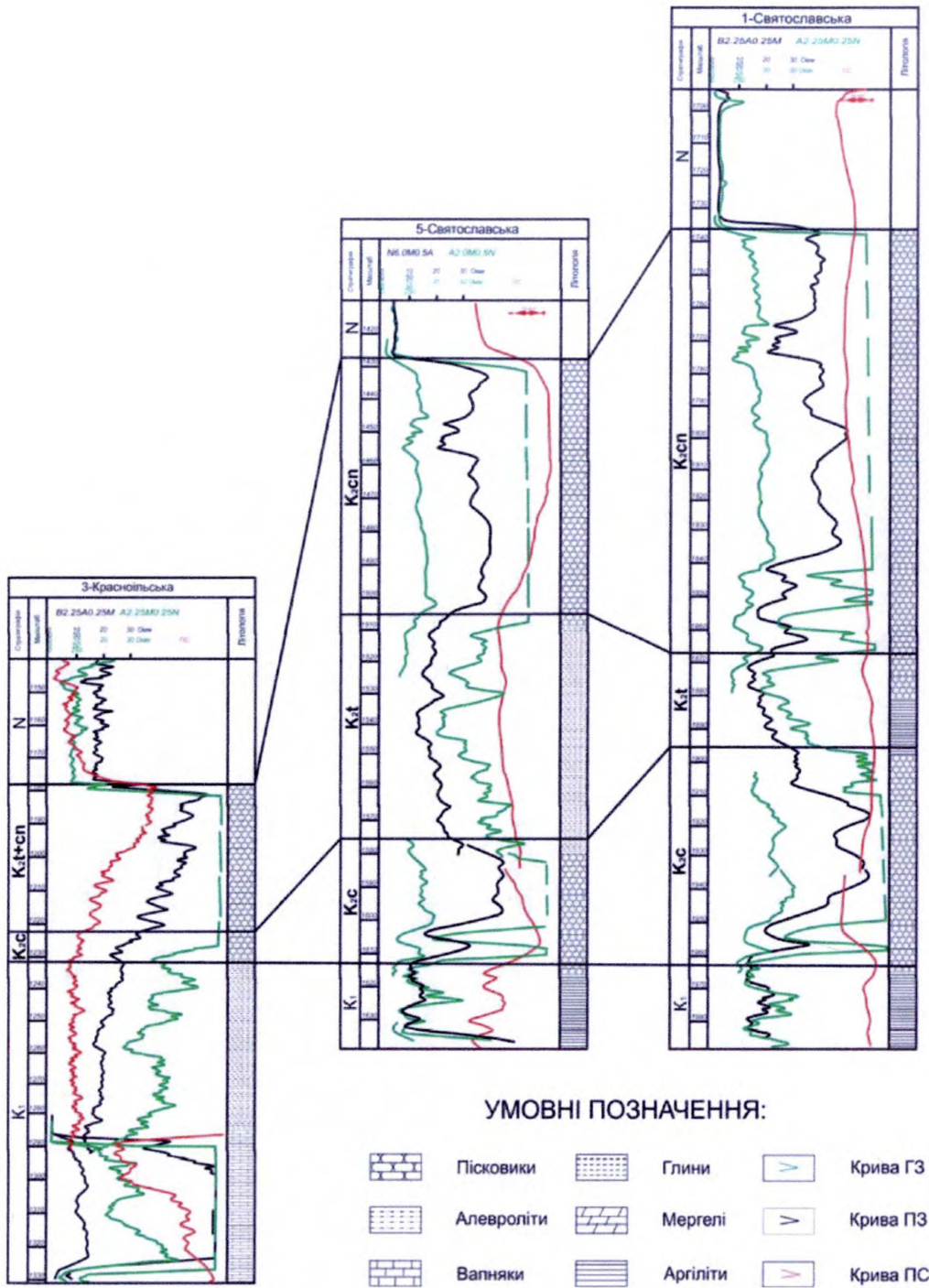
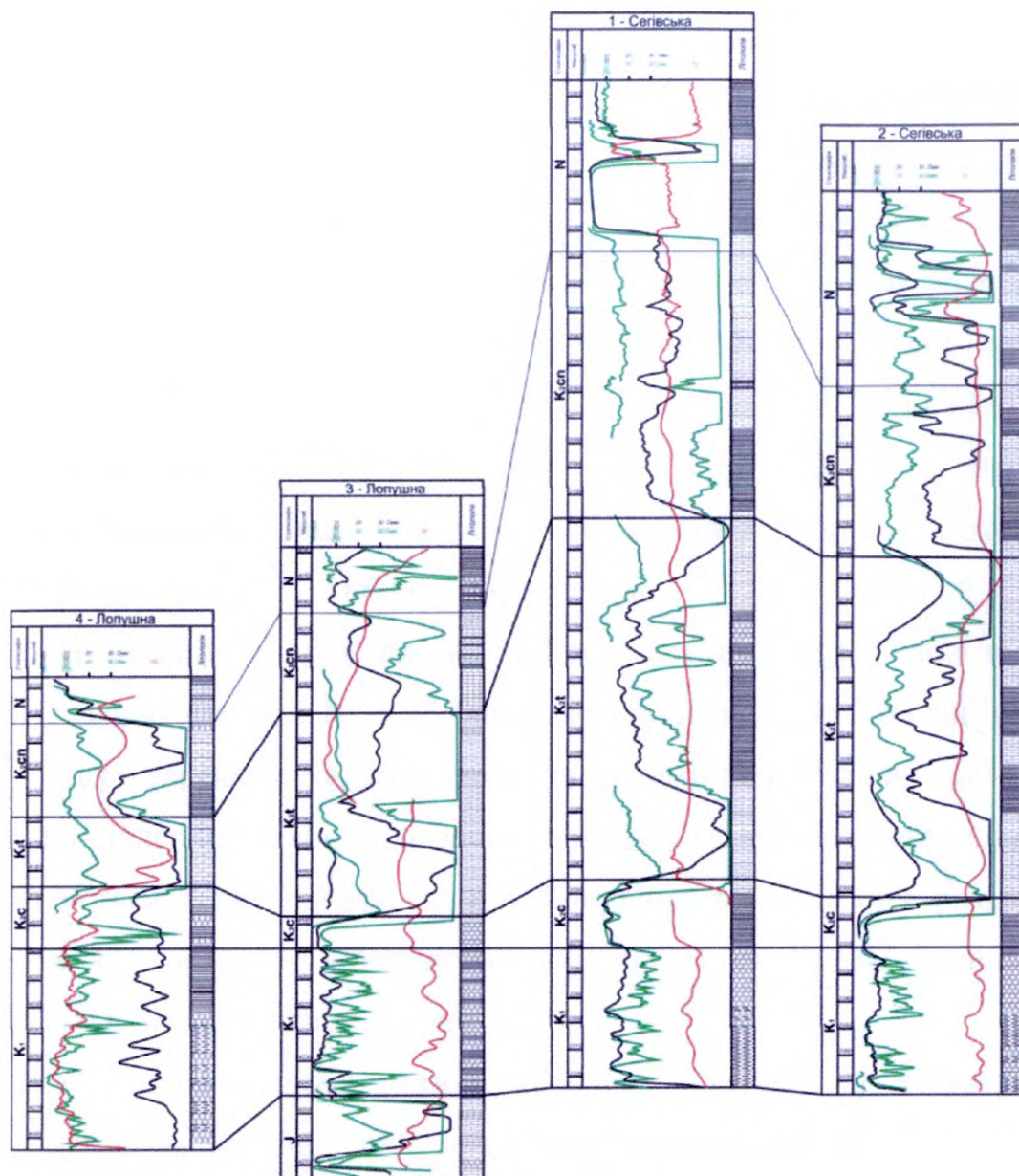


Рис. 2.8. Схема кореляції розріз свердловин 3-Красноільська–5-Святославська–1-Святославська Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (склала А.П. Мазур, 2014 р. з використанням матеріалів Івано-Франківської геофізичної експедиції)



## УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

	Пісковики		Глини		Крива ГЗ
	Алевроліти		Мергелі		Крива ПЗ
	Валняки		Аргіліти		Крива СЗ

Рис. 2.9. Схема кореляції розрив свердловин 4-Лопушна-3-Лопушна-1-Сегівська-2- Сегівська Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (склала А.П. Мазур, 2014 р. з використанням матеріалів Івано-Франківської геофізичної експедиції)

– центральна частина Косівсько-Угерської підзони також характеризується зануренням крейдових відкладів у північно-східному (до Калуського тектонічного порушення) та в південно-західному (до Краковецького порушення) напрямках. Свердловинами Болохівського, Кадобнянського та Гринівського родовищ вони вже розкриті на глибинах 1000-1700 метрів, однак свердловинами №№ 40, 59-Богородчани-Парище – на глибинах 2559 м та 2587 м. Також необхідно зазначити, що на південь від Космацького розлому немає однозначного підтвердження наявності крейдових відкладів, однак за даними сейсмічних досліджень виділяються сприятливі структури на глибинах 5000-5500 м;

– на південному сході Косівсько-Угерської підзони крейдові відклади розкриті свердловинами №№ 35-Богородчани-Парище, 25-Коршів-Іспаська, 19-Ковалівко-Черешенська, 2-Сегівська та іншими на глибинах 1300-2500 м. Однак, на південний захід від поздовжнього Косівського розлому вони різко заглиблюються і вже свердловинами Лопушнянської підзони розкриті на глибинах: 4245 м (св. № 3-Лопушнянська), 5050 м (св. № 13-Лопушнянська) та 5300 м (св. № 1-Сергіївська) (рис. 2.10);

– в Сторожинецькій підзоні крейдові відклади від Коломийської палеодолини і на південний схід до кордону з Румунією занурюються від 177 м (св. № 50-Коршів-Іспаська) до 1793 м (св. № 1-Святославська).

Проаналізувавши все вищезазначене можна сказати, що для крейдових відкладів характерне локальне поширення, яке контролюється розвитком палеодолин та характеризується невеликими глибинами залягання, які збільшуються у південно-західному напрямі. Проте характер їх залягання різко змінюється у піднасуві Покутсько-Буковинських Карпат, де глибина залягання сягає понад 5000 м.

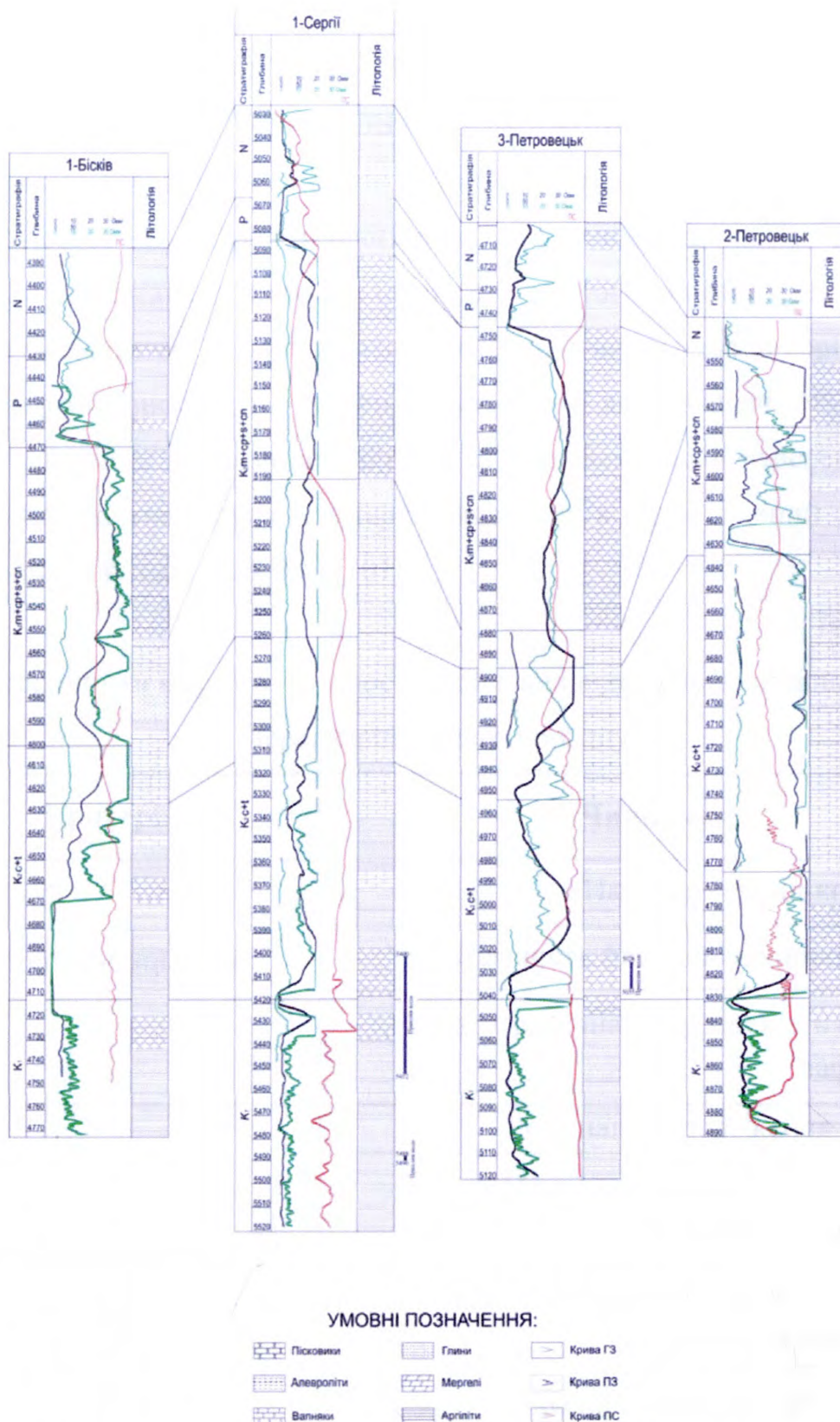


Рис. 2.10. Схема кореляції розрів свердловин 1-Бісків–1-Сергії–3-Петровець–2-Петровець Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (склала А.П. Мазур, 2014 р. з використанням матеріалів Івано-Франківської геофізичної експедиції)

## РОЗДІЛ 3

ОСНОВНІ ГЕОЛОГІЧНІ ЧИННИКИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ  
КРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ

Сучасна теорія і практика геологічного обґрунтування пошуків нафти і газу базуються на аналізі геологічних передумов, під якими розуміють сукупність сприятливих чинників і критеріїв нафтогазоносності, що залежать від умов формування та розташування їхніх скупчень у земній корі. Критерії оцінки нафтогазоносності – це ознаки, на основі яких визначають можливу нафтогазоносність геологічних об'єктів за ступенем їхньої перспективності. При цьому кожна група критеріїв включає в себе певний комплекс геологічних чинників (таб. 3.1) [101].

Таблиця 3.1

Критерії оцінки нафтогазоносності крейдових відкладів Зовнішньої зони  
Передкарпатського прогину

Критерії	Чинники
Літолого-фаціальні	Наявність порід-колекторів
	Наявність флюїдонепроникних товщ
	Стратиграфічна приуроченість скупчень нафти і газу
Структурно-тектонічні	Регіональне положення структур
	Наявність перерв та незгідностей осадконагромадження
	Ступінь тектонічного розчленування та дислокованості порід
	Наявність сприятливих структур
Геохімічні	Наявність органічної речовини
Гідрогеологічні	Гідродинамічні
	Гідрогеохімічні
Наявність нафтогазопроявів	

### 3.1 Літолого-фаціальна характеристика крейдових відкладів

Вивчення відкладів мезозою за літофаціальною характеристикою покладена в основу визначення перспектив нафтогазоносності, оскільки існування пасток можливе лише за наявності у розрізі як порід колекторів, так і та порід флюїдоупорів.

Враховуючи проведену нами кореляцію розрізів свердловин за даними ГДС (див. розділ 2.2) та побудовані поперечні геологічні розрізи основна увага приділена відкладам, в яких сконцентровані колектори промислового типу – нижній крейді, сеномані та сеноні верхньої крейди Зовнішньої зони.

Простежити тенденції зміни товщин порід колекторів та флюїдонепроникних порід та визначити закономірності розташування нафтогазоперспективних ділянок можливо на основі аналізу побудованих нами відповідних карт товщин порід-колекторів і флюїдоупорів для нижньо- та верхньокрейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Як вказувалось раніше геологічний розріз крейдових відкладів Зовнішньої зони представлений теригенними та карбонатними породами. Теригенні відклади представлені сеноманським та сенонським (журавненська світа) горизонтами верхньої крейди. Карбонатні відклади розкриті у розрізі відкладів нижньої (ставчанська світа) і верхньої крейди (туронський ярус). Теригенно-карбонатні відклади нижньої крейди розповсюджені практично по всій території Зовнішньої зони, за винятком післякрейдових палеодолин, де вони, поряд з іншими породами повністю, або частково розмиті (див. розділ 2.2). Через підвищений вміст ОР, наявності фосфатів, неокосеноманська товща відрізняється від суміжних порід різким збільшенням значень показників ГК і від'ємними аномаліями НГК. Ця особливість, вказаних шельфових відкладів, дозволяє впевнено їх корелювати в розрізі свердловин за матеріалами ГДС на усій території Зовнішньої зони [67].

Карти товщин порід-колекторів і флюїдоупорів аналізувались окремо для нижньо- та верхньокрейдових відкладів з метою більш детальної їх



характеристики, простеження їх закономірностей просторового розміщення, що сприятиме приросту запасів видобувної вуглеводневої сировини в майбутньому.

Аналізуючи карту ізопакіт колекторів нижньокрейдових відкладів Зовнішньої зони можна спостерігати, що максимальні товщини порід-колектори нижньокрейдових відкладів характерні для центральної частини зони в районі Дідушицької (102 м), Північно-Мединицької (50 м), Мало-Горожанської (51 м), Летнянської (43 м), Угерської (38 м), Більче-Волицької (20) та Гринівської (20 м) площ (рис. 3.1). Слід зазначити, що поступова зміна як товщин, так і літофацій, спостерігається у південно-східному напрямку (таб. 3.2).

Найбільш повно відклади неокому вивчені тут на Підлубівській площі, яка розташована у північно-західній частині Зовнішньої зони. За результатами лабораторних досліджень керну крейдових відкладів, колекторами є оолітові вапняки, органічно-детритові, мілкозернисті, товщиною до 10 м (рис. 3.2, 3.3). Покришками слугують алевритові глини, глинисті і мергелисті алевроліти, максимальна товщина яких сягає 28 м (св. № 110-Пдл) (таб. 3.3).

На північному заході центральної частини Косівсько-Угерської підзони, у свердловинах Більче-Волицького родовища колекторами у нижньокрейдових відкладах виступають переважно вапняки, тоді як у свердловинах Північно-Мединицького родовища – вони представлені дрібнозернистими пісковиками, інколи зустрічаються грубо- і середньозернисті, кварцові з незначними домішками польових шпатів. Цемент глинисто-карбонатний. Товщини колекторів змінюється від 10 м (св. № 110-Більче-Волицька) до 51 м (св. № 4-Малогорожанська). Покришками виступають глинисті породи аптського та альбського ярусів, товщиною від 16 м (св. № 25-БВ) до 80 м (св. 18-ПМ). За результатами дослідження керну зі свердловин даної ділянки, пористість змінюється від 3 до 10 %, а проникність не перевищує значень  $12 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Для колекторів

нижньокрейдових відкладів Північно-Мединицької, Більче-Волицької, Мологороджанської, Летнянської та Угерської площ характерна велика кількість бітумної органіки.

У центральній частині Косівсько-Угерської підзони нижньокрейдові відклади розкриті в інтервалі 1608-1630 м на Дашавській площі. Колекторами є ущільнені пісковики, товщина яких не перевищує 10 м, проте за даними ГДС (розділ 2) теригенний розріз нижньої крейди часто неоднорідний, товщини окремих літотипів не перевищують 4 м, в розрізі яких переважають аргіліти, алевроліт, глинисті пісковики. Покришками для них можуть виступати карбонатні породи турону в інтервалі 1420-1596 м, що сягають товщини 85 м. Колекторські властивості пісковиків дуже мінливі навіть в межах однієї площі, в середньому коефіцієнт пористості для колекторів становить 5,5 %.

Таблиця 3.2

Товщини порід колекторів нижньокрейдових відкладів Зовнішньої зони  
Передкарпатського прогину

№ п/п	№ свердловини	Товщина колекторів, м	№ п/п	№ свердловини	Товщина колекторів, м
1	2	3	4	5	6
1	Підлубівська площа	0	33	14-Парищенська	2,9
2	2-Північно-Мединицька	50	34	15-Слобідська	15
3	7-Північно-Мединицька	17,2	35	3-Ковалівка-Черешенка	6,6
4	8-Північно-Мединицька	0	36	1-Іспаська	3
5	11-Північно-Мединицька	28,2	37	1-Мигівська	3,6
6	16-Північно-Мединицька	22	38	10-Ковалівка-Черешенка	0
7	18-Північно-Мединицька	0	39	15-Ковалівка-Черешенка	0
8	19-Північно-Мединицька	0	40	16-Ковалівка-Черешенка	4,8

Кінець таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6
9	37-Північно-Мединицька	44,5	41	1-Ковалівка-Черешенка	0
10	25-Більче-Волицька	20	42	5-Ковалівка-Черешенка	5
11	110-Більче-Волицька	10	43	9-Ковалівка-Черешенка	3
12	4-Малогорожанська	51	44	1-Старо-Богородчанська	5
13	1-Летнянська	13	45	1-Богородчанська	10
14	6-Угерська	16	46	14-Богородчани-Парищенська	5,6
15	7-Угерська	29	47	27-Богородчани-Парищенська	0
16	9-Угерська	38	48	34-Богородчани-Парищенська	0
17	100-Дашавська	10,4	49	36-Богородчани-Парищенська	0
18	105-Дашавська	6	50	40-Богородчани-Парищенська	0
19	1-Дідушичі	28	51	54-Богородчани-Парищенська	13,6
20	2-Дідушичі	10	52	58-Богородчани-Парищенська	0
21	6-Болохівська	8	53	59-Богородчани-Парищенська	0
22	1-Кадобнянська	14,2	54	60-Богородчани-Парищенська	0
23	1-Південно-Кадобнянська	0	55	62-Богородчани-Парищенська	5,6
24	1-Болохівська	6,8	56	65-Богородчани-Парищенська	9,6
25	3-Болохівська	13,8	57	63-Богородчани-Парищенська	0
26	1-Гринівська	20	58	3-Лопушніанська	0
27	16-Гринівська	13,7	59	5-Лопушніанська	10
28	21-Гринівська	21	60	4-Лопушніанська	4
29	25-Гринівська	15,4	61	2-Петровецька	6
30	1-Південно-Гринівська	8,7	62	1-Сергіївська	4
31	2-Південно-Гринівська	4,8	63	2-Сегівська	20
32	1-Кам'янська	17,3	64	5-Святославська	7,6

Товщини флюїдоупорів нижньокрейдових відкладів Зовнішньої зони

Передкарпатського прогину

№ п/п	№ свердловини	Товщина покришок, м	№ п/п	№ свердловини	Товщина покришок, м
1	2	3	4	5	6
1	121-Підлубівська	24	37	2- Південно-Гринівська	28
2	102-Підлубівська	21	38	14- Богородчани-Парище	10
3	103-Підлубівська	22	39	27- Богородчани-Парище	0
4	106-Підлубівська	17	40	31- Богородчани-Парище	0
5	110-Підлубівська	28	41	34- Богородчани-Парище	0
6	111-Підлубівська	10	42	36- Богородчани-Парище	34
7	125-Підлубівська	20	43	40- Богородчани-Парище	25
8	205-Підлубівська	20	44	35- Богородчани-Парище	2
9	1- Північно-Мединицька	45	45	53- Богородчани-Парище	24
10	2 - Північно-Мединицька	34	46	54- Богородчани-Парище	23
11	7 - Північно-Мединицька	37	47	58- Богородчани-Парище	27
12	8- Північно-Мединицька	45	48	59- Богородчани-Парище	32
13	18 - Північно-Мединицька	80	49	60- Богородчани-Парище	26
14	19- Північно-Мединицька	54	50	62- Богородчани-Парище	16
15	37 - Північно-Мединицька	37	51	63- Богородчани-Парище	8
16	4 - Мало-Горожанська	29	52	65- Богородчани-Парище	50
17	25-Більче-Волицька	16	53	66- Богородчани-Парище	32
18	110 Більче-Волицька	46	54	14-Парищенська	9

1	2	3	4	5	6
19	100-Дашавська	85	55	3-Коршів-Іспаська	4
20	105- Дашавська	33	56	1-Красноільська	18
21	6-Угерська	76	57	5-Красноільська	7
22	7-Угерська	67	58	1-Іспаська	0
23	9-Угерська	54	59	15-Косівська	0
24	1-Воротищенська	12	60	45-Косівська	13
25	1-Дідушичі	20	61	3-Ковалівка-Черешенська	22
26	2-Дідушичі	0	62	10-Ковалівка-Черешенська	19
27	1-Болохівська	43	63	15-Ковалівка-Черешенська	38
28	3-Болохівська	52	64	16-Ковалівка-Черешенська	27
29	6-Болохівська	1	65	19-Ковалівка-Черешенська	30
30	1-Кадобнянська	35	66	1-Мигівська	19
31	1-Південно-Кадобнянська	35	67	16-Камінська	13
32	1-Гринівська	29	68	3-Лопушнянська	45
33	16-Гринівська	0	69	5-Лопушнянська	32
34	21-Гринівська	32	70	1-Сергіївська	90
35	25-Гринівська	17	71	1-Сегівська	42
36	1-Південно-Гринівська	33	72	1-Святославська	10

Крейдові відклади у розрізі св.№ 1, 2-Дідушичі подібні до розрізів св. № 1, 2-Південна Гринівка, але відмінності полягають лиш у значеннях товщин відкладів нижньої крейди (таб. 3.2). Колекторами у відкладах нижньої крейди виступають пісковики з загальною товщиною близько 100 м. Покришками для них виступають карбонатні породи верхньої крейди в інтервалі 1420-1596 м (рис. 3.1, 3.3).

Нижньокрейдові відклади на Болохівській площі представлені вапняками, з тріщинно-каверновим типом пористості. Ефективна товщина їх змінюється від 6 до 25 м. Товщина покришки змінюється у досить широких межах – від 1 м (св. № 6-Болохівська) і сягає свого максимального значення в



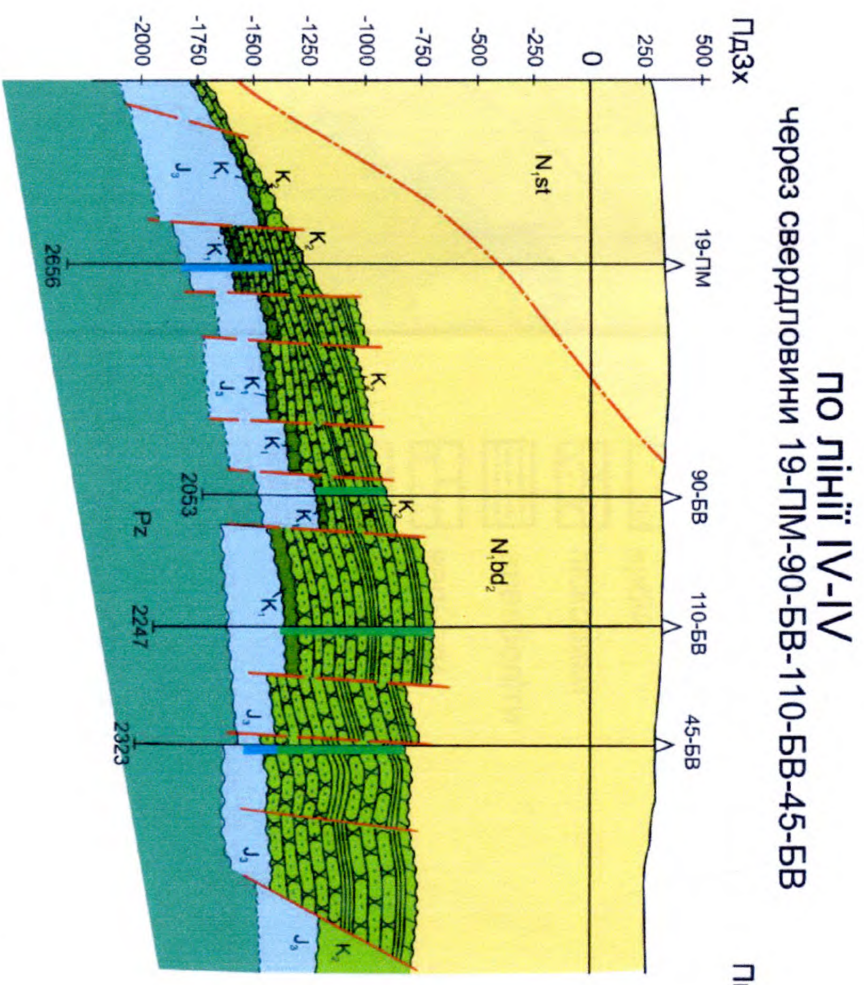
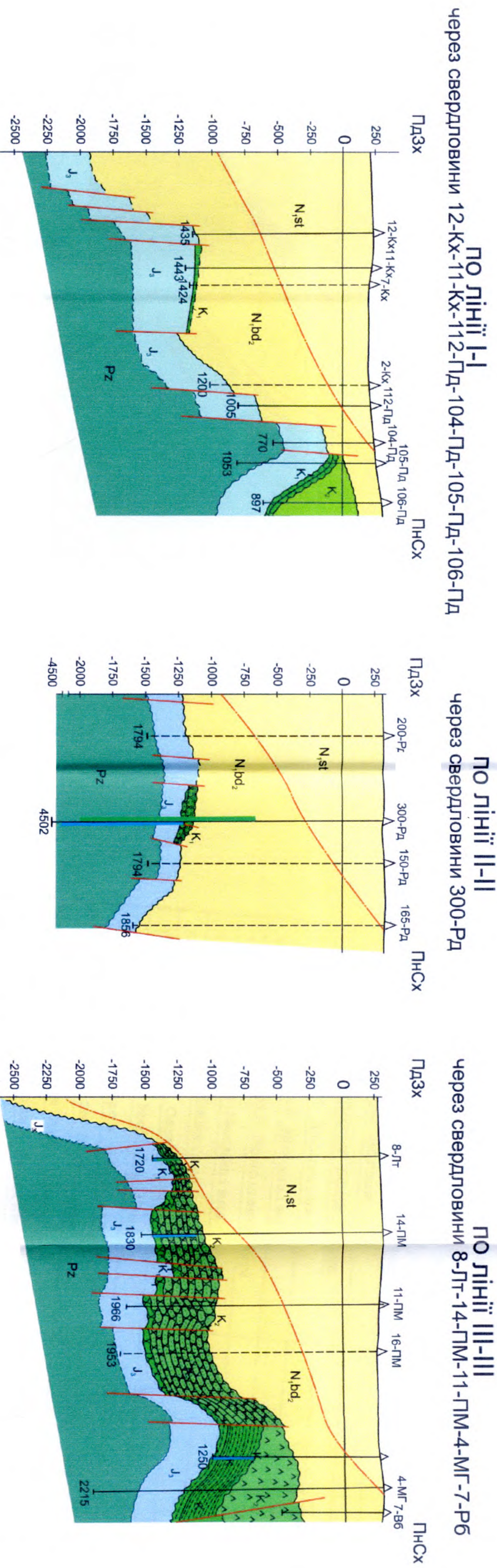
Рис. 3.1. Схема поширення товщин колекторів та флюїдоупорів нижньокрейдових відкладів (склада: А.П. Мазур, 2014 р., автори тектонічної основи В.М. Щерба, О.С. Щерба, І.В. Кілін, 1973, 1974 рр.)

свердловині № 3-Болохів і становить 52 м. Розріз нижньокрейдових відкладів у більшості свердловин Болохівської площі є водонасиченим.

Колектори у нижньокрейдових відкладах Кадобнянської площі складені карбонатами. Ефективна товщина колекторів складає 10-15 м. Найбільші товщини покришок для цих відкладів в районі свердловини № 1-Південно-Кадобнянська – близько 40 м. Колектори є породи порового типу з високими фільтраційно-ємнісними показниками, для яких коефіцієнт пористості змінюється від 10-20 %. Свердловини за даними випробування – обводнені (див. розділ 1, таб. 1.1).

Далі по розрізу на Гринівській площі колектори нижньокрейдових відкладів представлені як вапняками, так і пісковиками. Товщини колекторів змінюються по площі від 5 до 20 м. Породами-покришками можуть виступати глиниальбського та аптського ярусів нижньої крейди. Максимальна товщина флюїдонепроникних порід – 32 м. За даними промислової оцінки пористість колекторів становить 10 %. Нижньокрейдові породи були випробувані у св. № 25-Гринівська в інт. 1626-1634 м, та у св. № 16-Гринівська в інт. 1670-1684 м, отримані припливи води (таб 1.1).

Нижньокрейдові відклади на Глибівській площі залягають в інтервалі 2959-2910 м. Вони добре корелюються з відкладами нижньої крейди в свердловинах № 1, 2-Дідушичі та № 13-Тростянець, відмінності тільки в товщинах окремих літологічних одиниць. Починаються відклади нижньої крейди з пластів аргіліту (інт. 2958-2954 м), що поступово переходить в чергування різних за товщинами пісковиків та алевролітів. Над цією пачкою залягає потужний пласт вапняку в інт. 2940-2932 м (св. № 1-Південно-Гринівська). Над вапняками йде перешарування аргілітів, пісковиків (ущільнених) та рідкі прошарки вапняків (інт. 2910-2932 м). Відклади з найкращими колекторськими властивостями представлені – алевролітами, пісковиками та вапняками, товщиною до 6 м. За даними лабораторних досліджень керну зі свердловин Південно-Гринівської площі, пористість змінюється в діапазоні від 7 до 13 %.



**УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:**

- |                                    |  |  |                            |
|------------------------------------|--|--|----------------------------|
| <b>К+Р</b>                         | крейдово-палеогенові відклади                      |  | Стебницький насув          |
| <b>N<sub>1</sub>bd<sub>2</sub></b> | баденські відклади                                 |  | тектонічні порушення       |
| <b>K<sub>2</sub></b>               | верхньокрейдові відклади                           |  | номер свердловини          |
| <b>K<sub>1</sub></b>               | нижньокрейдові відклади                            |  | вибій                      |
| <b>J<sub>3</sub></b>               | верхньоюрські відклади                             |  | пісковики                  |
| <b>Pz</b>                          | палеозойські відклади                              |  | алевроліти                 |
|                                    | стратиграфічні границі                             |  | вапняки                    |
|                                    | границі незгідного залягання відкладів             |  | доломіти                   |
|                                    | газ — виділені за ГДС та отримані при випробуванні |  | аргеліти                   |
|                                    | вода   |  | гіпсоангідритовий горизонт |

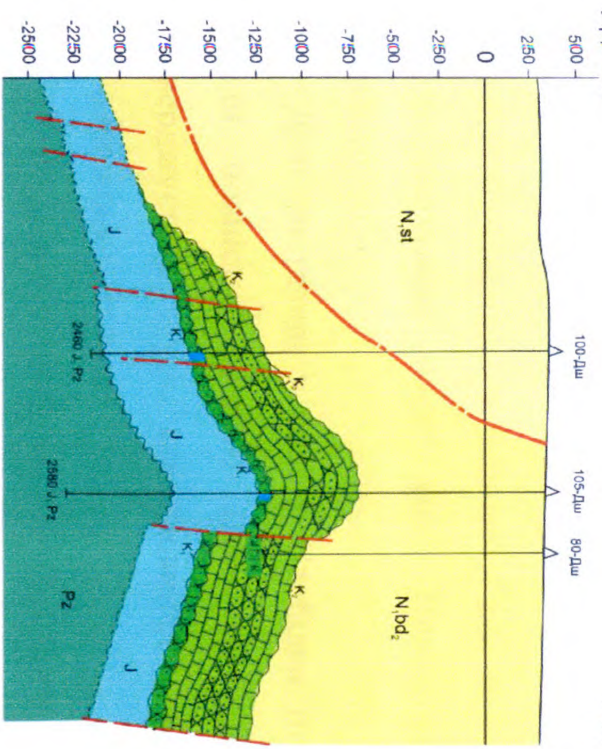
Рис.3.2. Профільні геологічні розрізи Зовнішньої зони Передкарпатського прогину по лінії I-I – IV-IV (склада А.П. Мазур, 2014 р. за даними Калузької нафтогазорозвідувальної експедиції глибокого буріння)



**ПО ЛІНІЇ V-V**

через свердловини 100-Дш - 105-Дш - 80-Дш

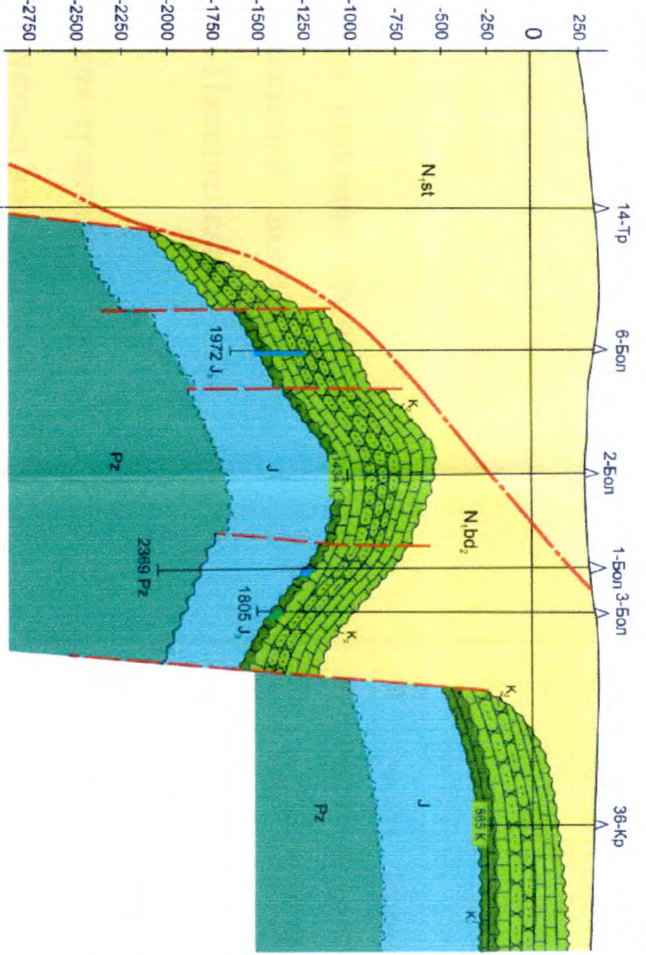
Пд. Зх. Пн. Сх.



**ПО ЛІНІЇ VI-VI**

через свердловини 6-Бол - 2-Бол-1-Бол - 3-Бол

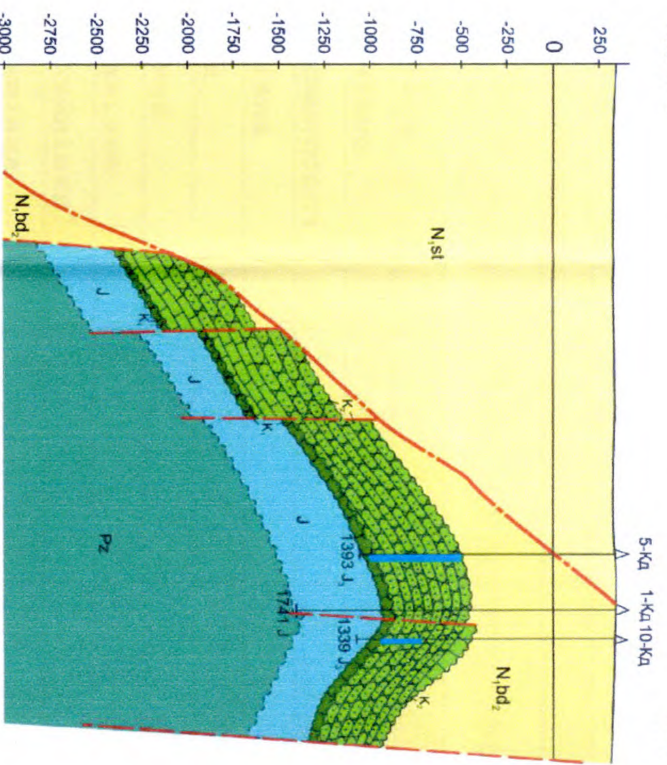
Пд. Зх. Пн. Сх.



**ПО ЛІНІЇ VII-VII**

через свердловини 5-Кд - 1-Кд-10-Кд

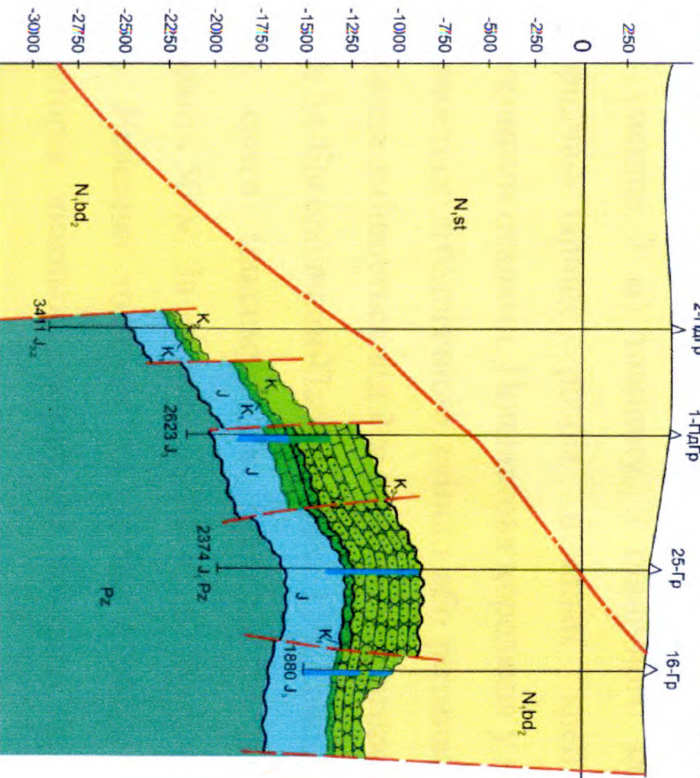
Пд. Зх. Пн. Сх.



**ПО ЛІНІЇ VIII-VIII**

через свердловини 2-ПдГр - 1-ПдГр - 25-Гр - 16-Гр

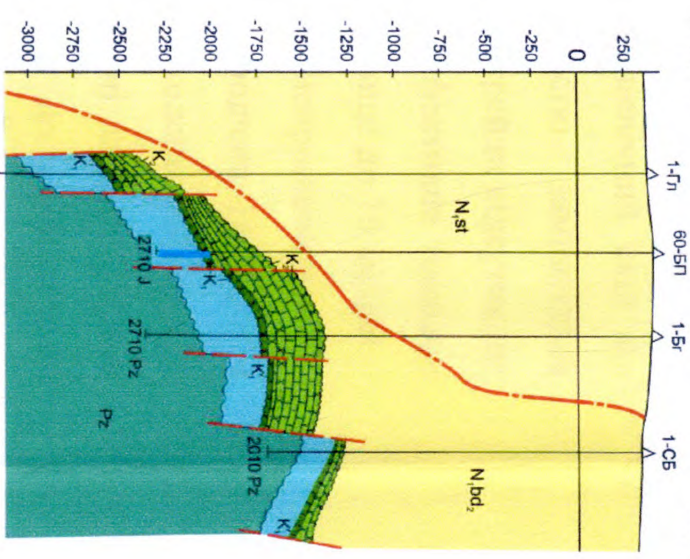
Пд. Зх. Пн. Сх.



**ПО ЛІНІЇ IX-IX**

через свердловини 1-Гл - 60-Бл - 1-Бг - 1-СБ

Пд. Зх. Пн. Сх.



**УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:**

- |                          |  |  |                            |
|--------------------------|--|--|----------------------------|
| <b>K+P</b>               | крейдово-палеогенові відклади                      |  | Стебницький насув          |
| <b>N, bd<sub>2</sub></b> | баденські відклади                                 |  | тектонічні порушення       |
| <b>K<sub>2</sub></b>     | верхньокрейдові відклади                           |  | номер свердловини вибій    |
| <b>K<sub>1</sub></b>     | нижньокрейдові відклади                            |  | пісковики                  |
| <b>J<sub>3</sub></b>     | верхньоюрські відклади                             |  | алевроліти                 |
| <b>Pz</b>                | палеозойські відклади                              |  | вапняки                    |
|                          | стратиграфічні границі                             |  | доломіти                   |
|                          | границі незгідного залягання відкладів             |  | аргеліти                   |
|                          | газ — виділені за ГДС та отримані при випробуванні |  | гіпсоангідритовий горизонт |
|                          | вода   |  |                            |

Рис.3.3. Профільні геологічні розрізи Зовнішньої зони Передкарпатського прогину по лінії V-V – VI-VI (склада А.П. Мазур, 2014 р. за даними Калузької нафтогазоровідувальної експедиції глибокого буріння)

Свердловинами Богородчанського родовища розкриті відклади нижньої крейди тільки фрагментарно. Колекторів практично не зустрінуто і майже повсюдно у породах сліди засолення. У свердловині № 36-Богородчани-Парище за даними ГДС над гіпсоангідритовим горизонтом залягає потужний пласт солі. Нижньокрейдові відклади за ГДС є водонасичені.

Далі по площі у районі Слобідка Лісна-Коломия відклади нижньої крейди повністю розмиті (див. роз. 2.2). Їх часткова відсутність підтверджується у свердловинах Богородчано-Парищенської та Сторожинецької площ.

У південно-східній частині Зовнішньої зони верхня границя нижньої крейди складається зі щільного пісковика, який простежується по всій площі. На даній території досліджень буває складно розчленувати відклади верхньої юри і нижньої крейди – це пов'язано з тим, що в підшві крейди залягають вапняки, а пласт глини, який звичайно розділяє ці два стратони, має дуже малу (менше 2 м) товщину. З північного заходу на північний схід від Богородчан-Парище розріз нижньої крейди повністю заміщується теригенними осадами. Попластова кореляція у відкладах крейди відсутня, це пояснюється літологічною зміною або розмивами [94]. Ефективна товщина пісковика змінюється від 2 м у св. № 63-Богородчани-Парище до 16 метрів у св. № 54-Богородчани-Парище (рис. 3.3). Товщина флюїдонепроникних порід сягає свого максимуму в свердловині № 65-Богородчано-Парище і становить 50 м. За даними досліджень керну пористість колекторів сягає 7-13 %. Невеликі товщини та погані ємнісно-фільтраційні характеристики колекторів нижньої крейди не дозволяє їх відносити до промислових колекторів.

В Петровецько-Лопушнянській смузі за даними керну та ГДС колектори нижньої крейди складені переважно кварцевими пісковиками, від слабо- до сильноглинистих, дрібно- і середньозернистих. Цемент глинисто-карбонатний. Текстура їх масивна, в окремих випадках горизонтально-

шарувата [94]. Пісковики мають лінзовидну будову, що підтверджується випробуванням св. № 4-Лопушнянська в інтервалі 4254–4270 м. Товщина пісковиків, яка представлена перешаруванням алевролітів і аргілітів, змінюються від 1 до 6 м (св. № 8-Лопушнянська, інт. 4216,2–4220,8 м). Сумарна ефективна потужність по розрізу досягає 18 м (св. № 1-Сергії). Пористість колекторів становить 7-18 %. При випробуванні пісковика нижньокрейдових відкладів отриманий приплив води (розділ 1).

Наведені зміни товщин в Лопушнянсько-Петровецькій смузі до Середнього Майдану свідчать про розмиви під час та після накопичення відкладів нижньої крейди [103]. Це спричинило нерівномірний розподіл потужностей, в тому числі колекторів по площі. В свердловині № 2-Петровецька, де розріз складений чергуванням пісковиків з аргілітами та алевролітами. В покрівлі саме цих відкладів знаходиться пласт пісковика товщиною близько 6 метрів (див. роз. 2.2), коефіцієнт пористості становить 10 % – він можливо продуктивний, хоча випробування в даному горизонті не проводилось.

На схемі ефективних товщин верхньокрейдових відкладів (сеноманський ярус) (рис. 3.4) видно, що своїх максимальних значень відклади сеноману досягають в центральній та південно-східній ділянці Зовнішньої зони. З аналізу даних ГДС видно, що в свердловині № 1-Дідушичі – 48 м; св. №№ 36, 63, 65-Богородчани-Парище – 33,8-39,8 м; св. № 59-Коршів-Іспас – 42 м (таб. 3.3, 3.4).

Таблиця 3.4

Товщини колекторів верхньокрейдових відкладів Зовнішньої зони  
Передкарпатського прогину

№ п/п	№ свердловини	Товщина колекторів, м	№ п/п	№ свердловини	Товщина колекторів, м
1	2	3	4	5	6
1	Свердловини Підлубівської площі	0	54	2-Коршів-Іспаська	35
2	300-Рудківська	20	55	6-Коршів-Іспаська	3

Продовження таблиці 3.4

1	2	3	4	5	6
3	1-Мало-Горожанська	9,8	56	14-Коршів-Іспаська	29
4	2-Північно-Мединицька	2	57	24-Коршів-Іспаська	1,5
5	8-Північно-Мединицька	0	58	28-Коршів-Іспаська	15
6	10-Північно-Мединицька	11,6	59	32-Коршів-Іспаська	10
7	11-Північно-Мединицька	2	60	41-Коршів-Іспаська	33
8	16-Північно-Мединицька	22	61	31-Коршів-Іспаська	22
9	18-Північно-Мединицька	2	62	59-Коршів-Іспаська	42
10	19-Північно-Мединицька	0	63	63-Коршів-Іспаська	19
11	37-Північно-Мединицька	18	64	66-Коршів-Іспаська	17
12	25-Більче-Волицька	0	65	77-Коршів-Іспаська	16
13	110-Більче-Волицька	0	66	85-Коршів-Іспаська	24
14	4- Малогорожанська	7	67	50-Коршів-Іспаська	40
15	15-Крехівська	10	68	3-Ковалівка-Черешенська	22,4
16	1,3-Держівська	0	69	10-Ковалівка-Черешенська	5,2
17	6-Угерська	4	70	15-Ковалівка-Черешенська	4
18	7-Угерська	0	71	16-Ковалівка-Черешенська	34
19	9-Угерська	0	72	19-Ковалівка-Черешенська	34
20	100-Дашавська	5,6	73	1-Іспаська	21.5
21	105-Дашавська	0	74	7-Іспаська	30
22	170-Дашавська	0	75	15-Сторожинецька	11
23	1-Дідушичі	48.2	76	23-Сторожинецька	15
24	2-Дідушичі		77	29-Сторожинецька	0
25	1-Болохівська	8	78	30-Сторожинецька	0
26	3-Болохівська	9	79	39-Сторожинецька	2

Кінець таблиці 3.4

1	2	3	4	5	6
27	6-Болохівська	23	80	40-Сторожинецька	4
28	1-Кадобнянська	6,8	81	55-Сторожинецька	9
29	20-Кадобнянська	15	82	49-Сторожинецька	8
30	25-Кадобнянська	10	83	57-Сторожинецька	3
31	1-Південно-Кадобнянська	8	84	1-Сергіївська	9,2
32	2-Південно-Кадобнянська	20,8	85	1-Сегівська	10,8
33	1-Південно-Гринівська	15	86	2-Сегівська	13,2
34	16,21-Гринівська	5	87	1-Гільчівська	8,8
35	25-Гринівська	3	88	1-Давиденівська	9,6
36	1-Глібівська	18	89	1-Красноільська	5
37	1-Богородчанська	10	90	3-Красноільська	6,8
38	14-Парищенська	12	91	5-Красноільська	6
39	27- Богородчани-Парище	9	92	9-Красноільська	2
40	35- Богородчани-Парище	8,4	93	1-Славецька	0
41	36- Богородчани-Парище	33,8	94	4-Славецька	10,4
42	40- Богородчани-Парище	19,6	95	1-Замостівська	7,2
43	54- Богородчани-Парище	28,6	96	2-Замостівська	28
44	60- Богородчани-Парище	10	97	1-Святославська	13,2
45	58- Богородчани-Парище	15	98	3-Святославська	10
46	62- Богородчани-Парище	18,8	99	5-Святославська	11
47	63- Богородчани-Парище	33,6	100	3-Лопушанська	16
48	65- Богородчани-Парище	39,8	101	5-Лопушанська	15
49	15-Косівська	31	102	10-Лопушанська	7
50	95-Косівська	24	103	13-Лопушанська	2
51	30-Косівська	14	104	2-Петровецька	2
52	16-Камінська	11,6	105	3-Петровецька	7
53	1-Кам'янська	4,4	106	1-Солонецька	10,8

## Товщини флюїдоупорів верхньокрейдових відкладів Зовнішньої зони

## Передкарпатського прогину

№ п/п	№ свердловини	Товщина покришок, м	№ п/п	№ свердловини	Товщина покришок, м
1	2	3	4	5	6
1	3-Підлубівська	603	55	62- Богородчани-Парище	119
2	102-Підлубівська	293	56	65- Богородчани-Парище	81
3	105-Підлубівська	83	57	1-Чернівецька	50
4	106-Підлубівська	539	58	15-Косівська	97
5	101-Підлубівська	0	59	30-Косівська	47
6	110-Підлубівська	71	60	45-Косівська	96
7	111-Підлубівська	632	61	95-Косівська	90
8	121-Підлубівська	175	62	1-Славецька	157
9	125-Підлубівська	811	63	4-Славецька	115
10	300-Рудківська	10	64	3-Ковалівка-Черешенська	166
11	2-Північно-Мединицька	193	65	10-Ковалівка-Черешенська	177
12	11-Північно-Мединицька	180	66	15-Ковалівка-Черешенська	222
13	7-Північно-Мединицька	67	67	16-Ковалівка-Черешенська	113
14	8-Північно-Мединицька	195	68	19-Ковалівка-Черешенська	57
15	18-Північно-Мединицька	80	69	1-Іспаська	150
16	19-Північно-Мединицька	43	70	7-Іспаська	175
17	37-Північно-Мединицька	160	71	1-Мигівська	205
18	16-Північно-Мединицька	161	72	1-Кам'янська	54
19	4 Мало-Горожанська	229	73	2-Коршів-Іспаська	95
20	6-Угерська	60	74	6-Коршів-Іспаська	97
21	7-Угерська	58	75	14-Коршів-Іспаська	112

## Продовження таблиці 3.5

1	2	3	4	5	6
22	9-Угерська	173	76	24-Коршів- Іспаська	75
23	100-Дашавська	140	77	28-Коршів- Іспаська	50
24	105-Дашавська	147	78	31-Коршів- Іспаська	53
25	170-Дашавська	153	79	32-Коршів- Іспаська	120
26	1-Дідушичі	33	80	41-Коршів- Іспаська	75
27	1-Болохівська	147	81	51-Коршів- Іспаська	112
28	3-Болохівська	141	82	59-Коршів- Іспаська	71
29	6-Болохівська	39	83	63-Коршів- Іспаська	90
30	1-Кадобнянська	55	84	66-Коршів- Іспаська	55
31	1--Південно- Кадобнянська	81	85	82-Коршів- Іспаська	22
32	4-Гринівська	109	86	85-Коршів- Іспаська	110
33	16-Гринівська	171	87	14- Сторожинецька	41
34	21-Гринівська	183	88	13- Сторожинецька	31
35	25-Гринівська	173	89	23- Сторожинецька	129
36	1-Південно- Гринівська	81	90	32- Сторожинецька	53
37	1-Давиденівська	152	91	33- Сторожинецька	59
38	1-Держівська	140	92	30- Сторожинецька	118
39	3-Держівська	92	93	35- Сторожинецька	59
40	1-Івано- Франківська	236	94	40- Сторожинецька	94
41	1-Старо- Богородчанська	90	95	43- Сторожинецька	67
42	4-Богородчанська	149	96	48- Сторожинецька	94

1	2	3	4	5	6
43	6-Богородчанська	157	97	52- Сторожинецька	63
44	16-Камінська	127	98	55- Сторожинецька	127
45	14-Парищенська	57	99	57- Сторожинецька	54
46	27- Богородчани- Парище	105	100	63- Сторожинецька	29
47	35- Богородчани- Парище	48	101	64- Сторожинецька	69
48	36- Богородчани- Парище	143	102	65- Сторожинецька	56
49	40- Богородчани- Парище	12	103	15- Сторожинецька	79
50	54- Богородчани- Парище	47	104	1-Сергіївська	316
51	58- Богородчани- Парище	124	105	3-Лопушанська	118
52	63- Богородчани- Парище	192	106	5-Лопушанська	90
53	66- Богородчани- Парище	164	107	1-Сегівська	254
54	59- Богородчани- Парище	17	108	2-Сегівська	267

За даними методів ГДС та керну верхньокрейдові відклади складені піщано-алевритовими породами, літологічно сеноманські породи представлені різнозернистими пісковиками, які є колекторами. Вони поширені за розрізом та сконцентровані в середньо-, крупнозернистих пісковиках з високою пористістю (~20%). Властивості пісковиків змінюються в південного заходному напрямі, ефективна товщина за рахунок загальної збільшується. Сеноманський ярус є хорошим корелятивним (реперним) горизонтом, який відрізняється від порід, що підстилають і перекривають його, значним зменшенням питомого опору і від'ємними аномаліями спонтанної поляризації, пов'язаними, можливо, з підвищеним вмістом у них органічної речовини (ОР) і піриту. У північно-західній частині Зовнішньої зони товщини відкладів



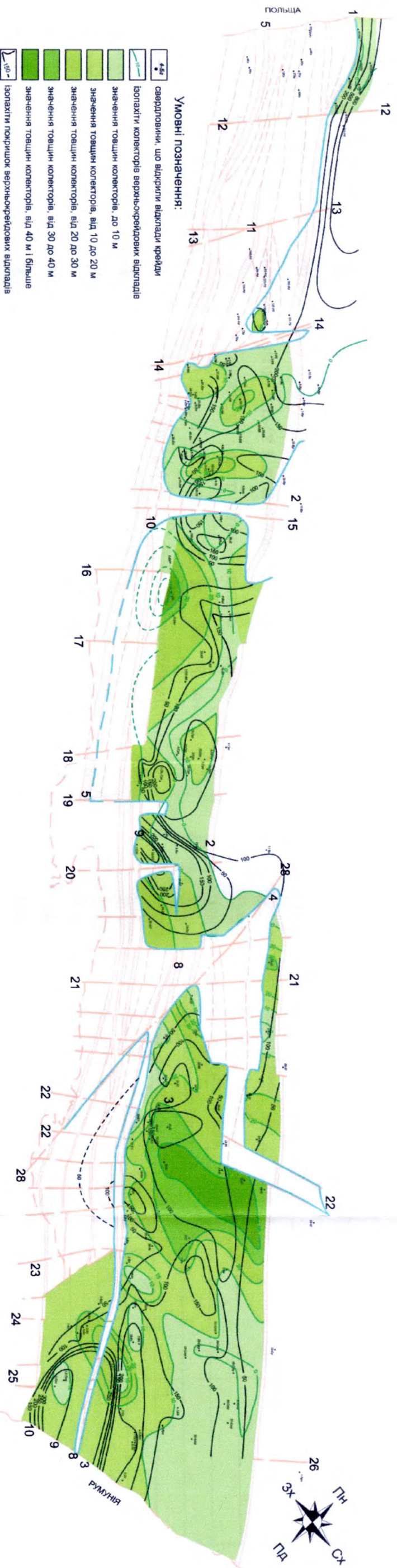


Рис. 3.4. Схема поширення товщин колекторів та флюїдоупорів верхньокрейдових відкладів (скіала: А.П. Мазур, 2014 р., автори тектонічної основи В.М. Шерба, О.С. Шерба, І.В. Кілін, 1973, 1974 рр.)

сеноманського ярусу сягають дуже малих значень і не перевищують декількох метрів. На площі Піддуби флюїдонепроникними породами виступають відклади турону і частково сенону, що представлені мергелями із включеннями кременів, прошарками глин, мергелів сірих та зеленувато-сірих, піскуватих, слюдистих, щільних. Товщина їх тут в середньому становить 500 м. Саме північно-східніше с. Піддуби верхньокрейдові відклади мають найбільшу товщину.

Сеноманські відклади в свердловинах Більче-Волицького та Північно-Мединицького родовища представлені переважно кварц-глауконітовими жовтувато-сірими і зеленувато-сірими пісковиками із включеннями гравію і гальок чорних кременів. Товщина їх змінюється від декількох метрів до 20 м. Флюїдонепроникними породами можуть виступати щільні глини верхньокрейдових відкладів. Товщина покришок сягає 229 м – св. № 4-Малогорожанська (рис. 3.2, 3.4). Пісковики характеризуються добрими колекторськими властивостями: пористість від 5 до 16 %, а найвище значення пористості сягає – до 18 %; проникність –  $(2,4-46,8) \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Саме з сеноманськими пісковиками пов'язані промислові скупчення вуглеводнів в даній частині Зовнішньої зони (Мединицьке, Більче-Волицьке, Угерське, Південно-Угерське родовища). Незначні припливи газу отримані також з свердловин Верещицького, Малогорожанського та Рубанівського газових родовищ (див. розділ 1). За ГДС сверловина № 40-Малогорожанська та 300-Рудківська газонасичені в інтервалі 474-488 м та 1408-1416 м відповідно.

У центральній частині Зовнішньої зони сеноманські пісковики високопористі ( $K_p$  від 10 до 30 %) та складені піщано-алевритовими породами, а в бік північного сходу породи переходять в піщані мергелі. Сеноманські відклади (інт. 1597-1602 м) у свердловинах Дашавської площі представлені пісковиками. Колектори у верхньокрейдових відкладах характеризуються незначними товщинами, які не перевищують 6 м. Коефіцієнт пористості сеноманських пісковиків – 7 %. Товщина флюїдо-

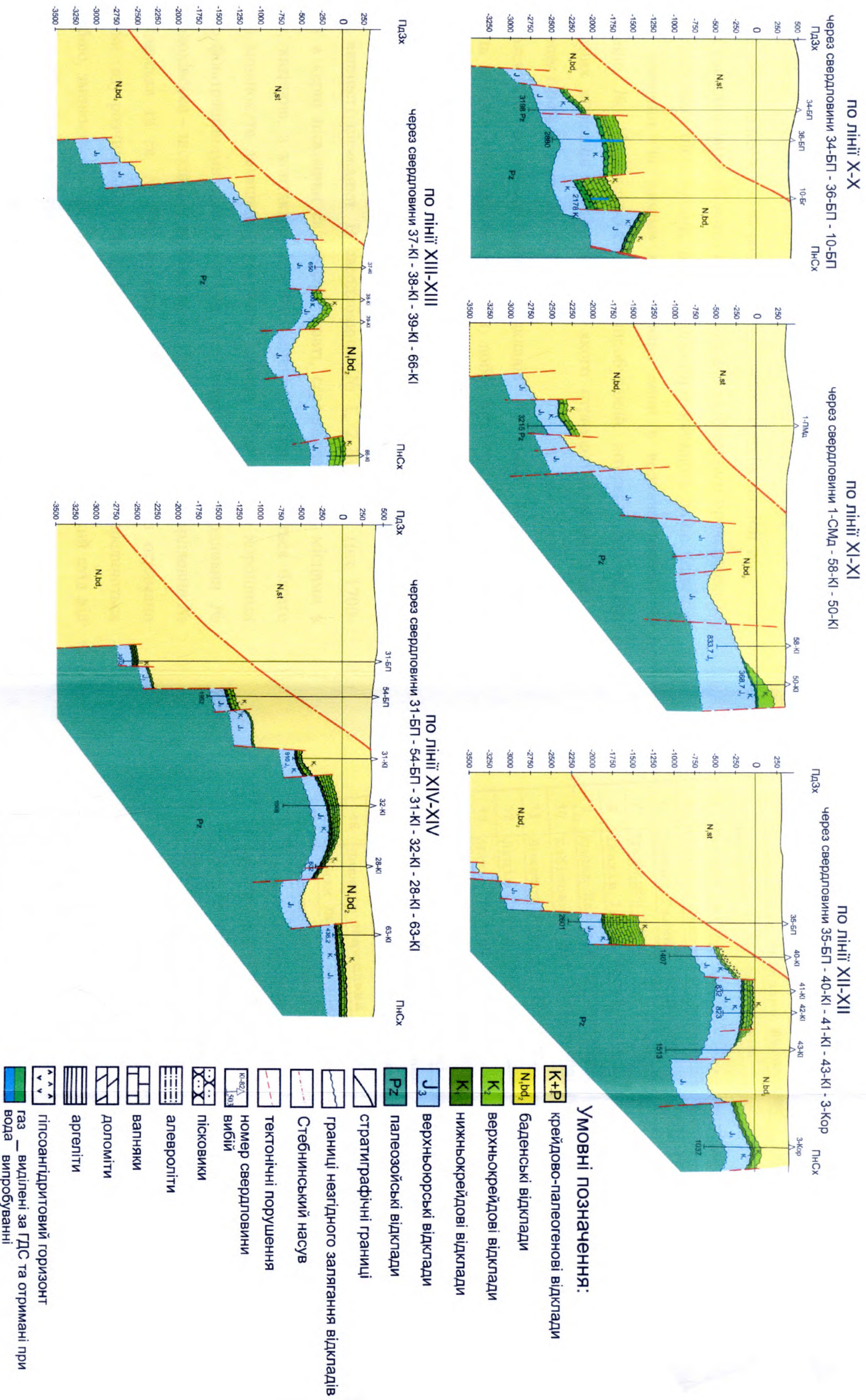
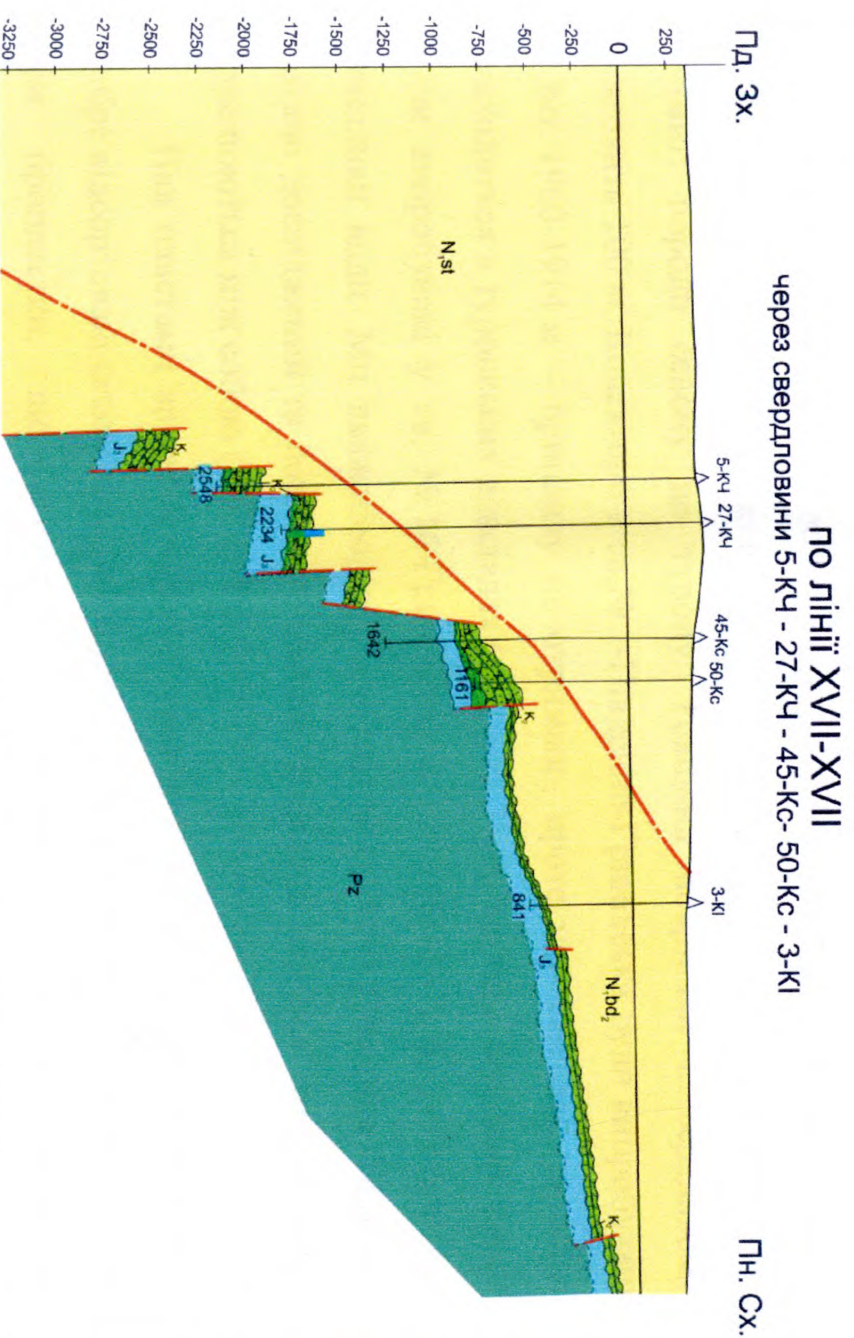
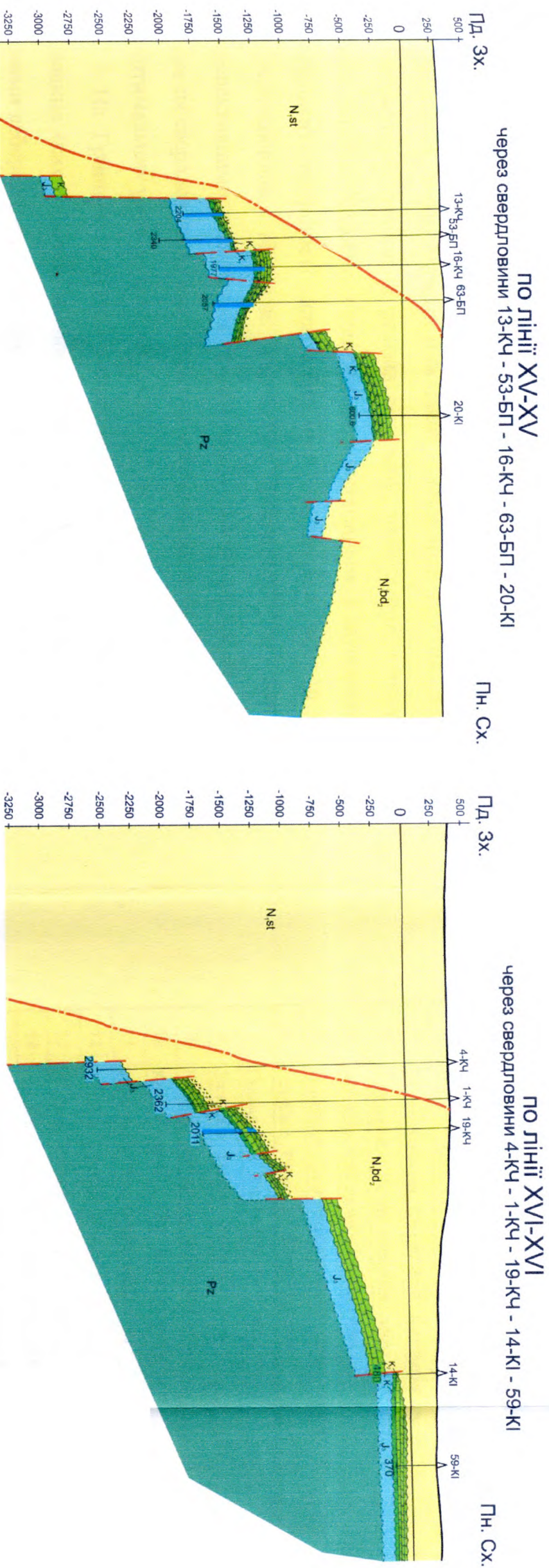


Рис.3.5. Профільні геологічні розрізи Зовнішньої зони Передкарпатського прогину по лінії X-X – XIV-XIV (склала А.П. Мазур, 2014 р. за даними Калузької нафтогазорозвідувальної експедиції глибокого буріння)

непроникних порід сягає 153 м (св. № 170-Дашавська). Від Дашави до Кадобно крупно- та середньозернисті пісковики, які являються колекторами, сконцентровані у верхній частині пласта, їх пористість сягає 25 %, ефективна товщина займає близько 50 % розрізу. В південно-західній частині території загальна товщина світи збільшується, але розріз здебільшого представлений дрібнозернистими пісковиками, в яких колектори займають лише четверту частину товщини. За даними випробувань вони є водонасиченими. В свердловині № 405-Дашавська був випробуваний інтервал туронських карбонатних відкладів (1462-1482 м), з якого отримано приплив води з розчиненим газом (див. розділ. 1).

Колектори верхньокрейдових відкладів в межах Болохівського родовища представлені крупнозернистим, добре відсортованим, потужним пластом пісковика, товщина якого змінюється від 8 (св. № 1-Болохівська) до 23 м (св. № 1-Болохівська) в південно-західному напрямку. В районі площ Дашави та Баличі в керні зустрінуті середньозернисті, кварцево-глауконітові, сильно вапнисті пісковики. В свердловинах № 1, 2-Дідушичі (інт. 1700-1708 м) в керні пісковики світло-сірі, жовті, середньозернисті, місцями з гравієм, кварцові, з контактено-поровим цементом. Спостерігається багато уламків мшанок та домішків рослинного детриту. Пісковики з хорошими емнісно-фільтраційними властивостями при випробуванні свердловин № 6, 3- Болохівська – пісковики водонасичені. При випробуванні свердловин № 405-Дашавська та св. № 8-Болохівська з крейдових відкладів отримано припливи газу розчиненого у воді. По площі відклади добре корелюються між собою, змінюється лише їхня товщина (рис. 3.4). На північний схід від площі Болохів при бурінні на перспективні неогенові відклади були отримані припливи газу з крейдових відкладах Крехівського родовища.

Далі по розрізу сеноманські колектори складаються з потужної пачки різнозернистих пісковиків. Покришкою для перспективних відкладів в районі буріння свердловин №№ 1,2-Південно-Кадобнянська є переважно мергелі та щільні вапняки баденського віку, товщиною 85 м (рис. 3.3, 3.4).



**УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:**

	крейдово-палеогенові відклади		Стебницький насув
	баденські відклади		тектонічні порушення
	верхньокрейдові відклади		номер свердловини вибій
	нижньокрейдові відклади		пісковики
	верхньоюрські відклади		алевроліти
	палеозойські відклади		вапняки
	стратиграфічні границі		доломіти
	границі незгідного залягання відкладів		аргеліти
	газ — виділені за ГДС та отримані при випробуванні		гіпсоангідритовий горизонт
	вода — випробуванні		

Рис. 3.6. Профільні геологічні розрізи Зовнішньої зони Передкарпатського прогину по лінії XV-XV – XVII-XVII (склада А.П. Мазур, 2014 р. за даними Калузької нафтогазорозвідувальної експедиції глибокого буріння)

Поширення теригенного розрізу проходить від смуги простягання Калуського розлому в районі площ Кадобно, Старі Богородчани. Розріз складений з тонких пластів пісковиків, алевролітів та глин. На профілях простежується частковий розмив сеноману, найбільший з яких в районі площ Баличі, Кадобно співпадає з простяганням Калуського розлому. Коефіцієнт пористості для колекторів змінюється від 10 до 23 %. Верхньокрейдові відклади переважно обводнені. За даними ГДС перспективними вважаються журавненські пісковики (св. №-20 Кадобно). Саме ця свердловина за структурними сейсмічними побудовами знаходиться в оптимальних умовах (див. розд. 3.2).

На Гринівській площі колекторами сеноману є теригенні породи. Товщина яких по площі змінюється від 3 до 18 м, коефіцієнт пористості за даними лабораторних досліджень керну від 6 до 12 % – колектори займають середню частину розрізу, проте в районі св. № 2-Південна Гринівка частково розмиті відклади від сенону до сеноману. Подібна ситуація спостерігається в районі св. № 1 Південне Кадобно, а в південному заході від її розташування розмиті породи сенону до турону. Товщина покритки в середньому становить 100 м. Колектори в св.№ 1-Південно-Гринівська були випробувані в інт. 1960-1914 м – припливу не отримано, проте цей інтервал частково знаходиться в туронських відкладах (див. роз. 1). Колектори сеноману також були випробувані у св. № 16-Гринівська в інт. 1660-1672 м, де отримано припливи води. Ми вважаємо, що сеноман в св. № 1-Південна Гринівка погано досліджений та його слід вивчати. Відклади верхньої крейди добре корелюються між собою (див. роз. 2.2).

Над пластами аргілітів нижньої крейди Глибівської площі залягають добре відсортовані сеноманські пісковики великої потужності, які діляться на три пропластки, що різняться за своїми фільтраційно-ємнісними характеристиками. Перший пласт, що залягає в інтервалі 2670-2672 м – середньозернистий пісковик з коефіцієнтом пористості 13 %, ефективна товщина його становить 1,2 м. Другий пласт (інт. 2678-2686 м) – щільний,

ефективна товщина його 1,4 м, коефіцієнт пористості за дамини лабораторних досліджень 6,7 %. Третій пласт (інт. 2689-2695 м) є можливо продуктивним – коефіцієнт пористості 12-14 %, ефективна товщина пісковика – 5 м [96]. Враховуючи положення свердловини на структурі за сейсмічними даними, а також позитивні результати ГДС (інт. 2689-2695) є всі підстави вважати, що відклади верхньої крейди є можливо продуктивними.

У крейдових відкладах за інтерпретацією матеріалів ГДС, можна виділити декілька ділянок, які можуть бути перспективними для пошуків нафти або газу. В свердловинах : №№ 2-Дідушицька, 2-Болохівська, 6-Болохівська, 20-Кадобнянська та 1-Глибівська у відкладах верхньої крейди визначені породи-колектори, які можуть містити вуглеводні, проте за структурними ознаками ділянки не виділяються.

Як вже згадувалось раніше крейдові відклади в розрізі свердловин № 4, 6, 8-Богородчанська відкриті тільки фрагментарно, а сеноманський ярус зустрінутий в інт. 2380-2400 м. В керні, що піднятий з інтервалу 1780-1792 м, представлені строкатобарвні породи: вапнисті аргіліти, пісковики. Розрізи верхньої крейди свердловини № 4-Богородчани (інт. 1830-1890 м) та св. № 8-Богородчани (інт. 1730-1785 м) добре зіставляються між собою. Товщина покритки для сеноманських відкладів, що представлені щільними глинами, становить 159 м. За даними ГДС виявити продуктивні об'єкти в свердловині не вдалося. На площі Богородчани-Парище колектори залягають у нижній частині розрізу. Далі на південний схід розташовується Коломийська палеодолина, заповнена вона переважно відкладами бадену, схили долини складені юрськими і палеозойськими відкладами (рис. 3.4, 3.5, 3.6).

На ділянці Середній Майдан–Богородчани–Парище сеноман складений пісковиками грубозернистими, добре відсортованими, без домішок глин та алевролітів. Ефективна товщина порід змінюється від 17 (св. №66-Богородчани-Парище) до 39 метрів (св. №54-Богородчани-Парище). Пористість складає 26 %. За даними ГДС та випробовування відклади сеноману обводнені.

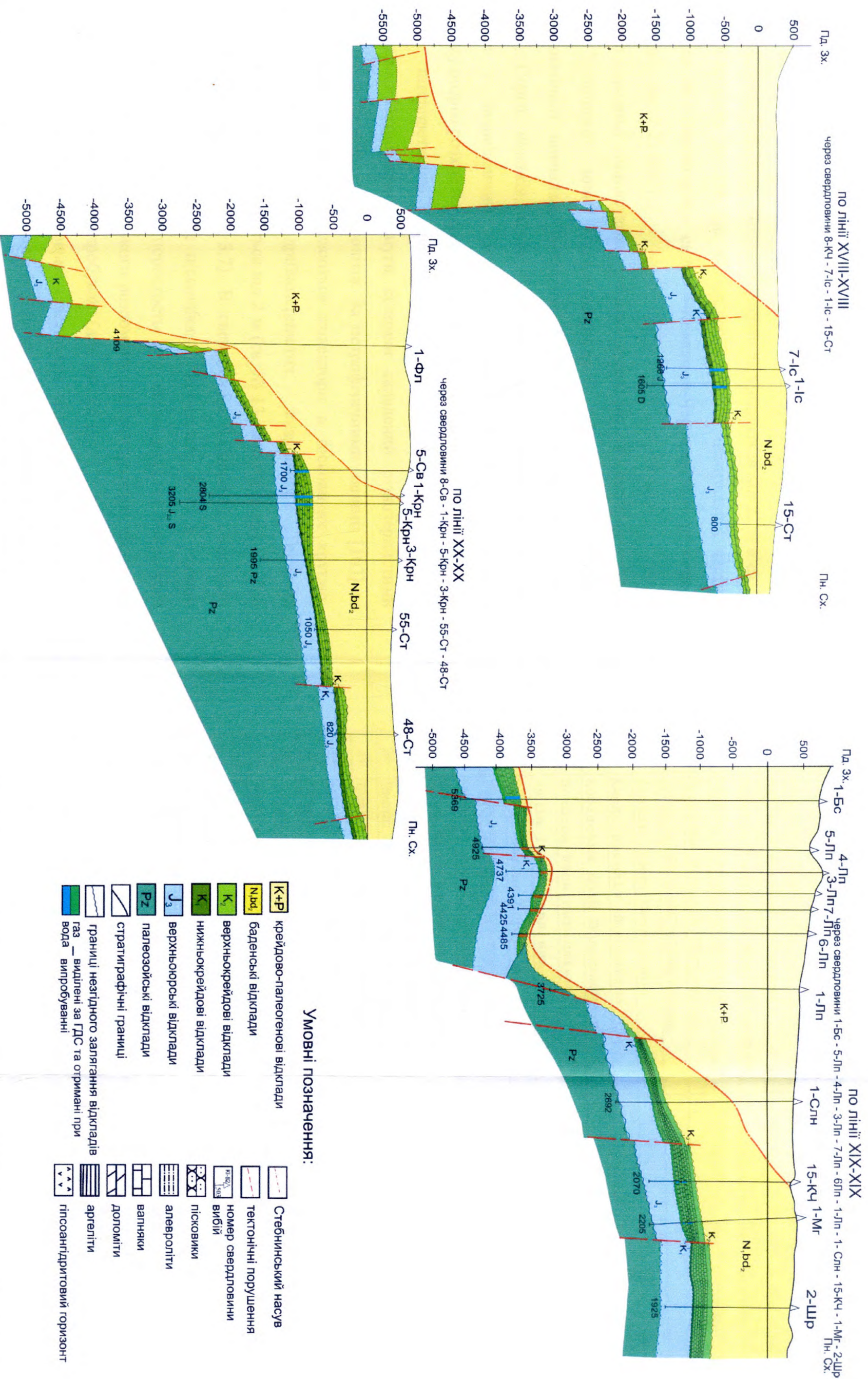


Рис. 3. 7. Профільні геологічні розрізи Зовнішньої зони Передкарпатського прогину по лінії XVIII-XVIII – XX-XX (склада А. П. Мазур, 2014 р. за даними Катувської нафтогазорозвідувальної експедиції глибокого буріння)



Сеноманський ярус верхньої крейди південного сходу Зовнішньої зони представлений пісковиками різнозернистими, алевролітами, рідко аргілітами. Товщина порід-колекторів в сеномані змінюється в напрямку з південного сходу на північний захід від 6 метрів (св. № 2-Петровецька) до 42 метрів (св. № 59-Коршів-Іспаська). Товщини покришок змінюється від 22 м в св. № 82-Коршів-Іспаська до 316 (св. № 1-Сергіївська). В центральній частині ділянки (св. № 1-Вижницька – св.№ 4-Ковалівка-Черешенська) ці породи розмиті (див. роз. 2.2) [102].

Безпосередньо піднасувна частина автохтону в південно-східній частині Зовнішньої зони Передкарпатського прогину на предмет нафтогазоносності вивчалась глибоким бурінням на 8 площах: Гільче, Солонець, Сергії, Фальків, Сегів, Лопушна, Рожен, Петровець. Породи-колектори з задовільними ємнісно-фільтраційними властивостями в крейдовому розрізі розкриті в свердловинах № 1,2-Солонецька.

За інтерпретацією даних ГДС у розрізі свердловин Лопушнянсько–Петровецької смуги сеноман складений різнозернистими пісковиками, є прошарки алевролітів. За петрофізичними даними [103] та ГДС в розрізі сеноману виділяються колектори в пісковиках крупно-середньозернистих, рідше дрібнозернистих, кварцових. Товщини сеноманських колекторів змінюються від 2 м (св. № 13-Лопушанська) до 20 м (св. № 1-Святославська) (рис. 3.7). В свердловині 2 Солонець, відклади представлені крупнозернистими пісковиками, пористість яких в нижній частині розрізу 12 %. Значення пористості для даної ділянки змінюється від 7 % до 25 %. Вздовж Калуського розломому ряд свердловин з ознаками продуктивності у сеномані не випробувані (див. розділ 1).

Найбільш повно колекторські властивості сеноманських пісковиків вивчались в межах Лопушнянського родовища, де вони майже по всій площі нафтонасичені (св. №№ 4, 8, 11, 32, 33-Лопушнянська). Коефіцієнт пористості змінюється в межах 10-27 % при середньому значенні 16 %.

Нижня границя пористості прийнята на рівні 7 %. Проникливість міняється від  $9,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  до  $877 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

На північний захід від Лопушнянського родовища на виділеній сейсмічними методами структурі була пробурена свердловина № 13–Лопушнянська. В свердловині (див. розділ 2.2) за даними ГДС виділяється продуктивний пласт (інт. 5090-5112 м), ефективна товщина сеноману – 6 метрів, коефіцієнт пористості – 14 %.

Сеноманські відклади в св. № 2-Петровецька – це чергування пісковиків з прошарками глин. Товщина пісковика в сеноманському горизонті – 2 м (інт. 4829-4831 м). Сеноманські відклади в інтервалі 4832-4841 м, можуть бути перспективними, коефіцієнт пористості пісковика 9 %. Можливою причиною від'ємних результатів на Петровецькій площі є відсутність сприятливих структурних форм, що визначились в невідповідності результатів сейсморозвідувальних робіт і буріння.

Підсумовуючи все вищесказане, можна стверджувати, що для Лопушанської підзони, за результатами переінтерпретації даних ГДС у таких свердловинах як № 1-Роженська (сеноманський горизонт), № 13-Лопушнянська (сеноманські відклади верхньої крейди, можливо і туронські), № 2-Петровецька (нижньокрейдяні відклади, сеноманський горизонт) виділено пласти з ознаками продуктивності (див. розділ 1). Тому, структури поблизу зазначених свердловин можна вважати недоопрацьованими. Перспективність піднасувної ділянки Зовнішньої зони описано в працях [104-110].

Виходячи з усього вищесказаного можна зробити висновок, що сеноманські колектори можуть бути перспективними для пошуків вуглеводнів за наявності структурних форм (див. розділ 3.2 ), а також в місцях налягання порід стебницької світи на відклади сеноману, що створює сприятливі умови для формування газонафтових покладів. Проте, в той же час, не зважаючи на хороші емнісно-фільтраційні властивості верхньокрейдових відкладів даної території, в місцях з невеликими

глибинами залягання фундаменту та крутим заляганням поверхні Стебницького насуву – він не слугував покришкою, і поклади нафти і газу, якщо вони там і були, то з крейдових відкладів мігрували по численних розривних порушеннях в розвинуті поблизу насуву міоценові пастки. Така ситуація пояснюється тривалим розвитком в міоценовий час Зовнішньокарпатського покриву, і в свою чергу відсутністю надійної міоценової покришки.

Для обґрунтування літологічних передумов нафтогазоносності досліджуваних ділянок зіставлено карти товщин колекторів та флюїдоупорів. Дані побудови дозволили відкинути як перспективні ділянки, в яких немає сприятливих умов:

- для нижньокрейдových відкладів – це південний захід Косівсько-Угерської підзони, зона поширення Коломийської палеодолини та вся Сторожинецька підзона;

- для верхньокрейдových відкладів – це зона поширення Ходорівської палеодолини та північно-східна ділянка Сторожинецької підзони.

### **3.2. Структурно-тектонічні особливості будови**

Південно-західною межею Зовнішньої зони є регіональний Стебницький насув, по периметру якого породи Внутрішньої зони насунуті на Зовнішню. На глибині ця границя проводиться по Передкарпатському розлому. На північному сході Зовнішня зона межує зі Східноєвропейською платформою (обмежена лінією Немирів, Розділ, Івано-Франківськ, Тлумач, Заставна), яка відповідає ряду флексур і скидів, і контакт між ними проходить по лініях трьох розломів – Сторожинецькому, Калуському та Городоцькому [31, 111].

Сучасний рельєф Зовнішньої зони не відповідає першопочатковому: він ускладнений порушеннями різного напрямку простягання, внаслідок нерівномірного східчастого занурення по порушеннях, ложе зони зараз знаходиться на різних х глибинах. Поряд з поздовжніми розломами і

флексурами суттєву роль у геологічній будові території відіграють поперечні скиди і скидо-зсуви, що власне і формують блокову будову території. Амплітуди розривних порушень, які обмежують блоки, змінюються від десятків до декількох сотень і навіть перших тисяч метрів як за простяганням, так і з глибиною. Найбільш припіднята частина знаходиться на північному-сході, вона перекрита насувом, в той час як до осадконагромадження баден-сарматських відкладів вона знаходилась далеко на південному заході.

Згідно до тектонічного районування [28, 66, 112] у будові Зовнішньої зони виділяють Крукеницьку, Косівсько-Угерську та Сторожинецьку підзони, що в свою чергу з північного заходу на південний схід розбиті поперечними тектонічними порушеннями: Стрив'яжський (Добромільський), Дністровсько-Монастирецький, Дрогобицько-Щирецький, Стрийський, Тянівський, Турянський, Лімницький, Слобідський, Манявський, Богородчансько-Коршівський, Покутський, Пістинський, Лопушнянський, Шипотський, Сучавський. Такі регіональні розломи як Краковецький, Городоцький, Калуський, Косівський, Сторожинецький простягаються вздовж Зовнішньої зони утворюючи східчасти занурення її ложа під тектонічні покрови Внутрішньої зони і Карпат. Максимальна амплітуда Калуського розлому на межі з платформою становить всього 1200 м. До меридіальних розломів відносяться Вікторівський, який є гілкою Устилуг-Рогатинського [113] і Нижанковицького [114], виділений на південь від Перемишля і простежений поблизу Добромиля. Окрім згаданих тектонічних порушень, в автохтоні розвинена густа сітка другорядних, що належать до категорії локальних. Їм притаманне обмежене поширення і відносно невелика глибина проникнення [67]. Під насувом Покутсько-Буковинських Карпат лежить прогину знаходиться на глибинах 2–6 км, а на решті автохтону – на глибинах більших 6 км (рис. 3.8, 3.9). Північний захід та південний схід Зовнішньої зони

характеризуються більшою диз'юнктивною дислокованістю ніж центральна її частина, амплітуди локальних розривів не перевищують 200 м.

Блокова будова крейдових відкладів сприяє утворенню тектонічно-екранованих пасток. Аналіз будови локальних структур, з якими пов'язані родовища вуглеводнів, показує, що вони різноманітні за формою і розмірами. Майже всі, за виключенням деяких, розбиті поперечними та поздовжніми тектонічними порушеннями на окремі блоки. Зазвичай, вони пов'язані з пологими антикліналями та напівантикліналями, часто брахіформні, ускладнені структурними носами і структурними терасами. Переважає північно-західне простягання. Амплітуди структур не перевищують 150–200 м, площа коливається у широкому діапазоні від 3–5 км<sup>2</sup> до 50 км<sup>2</sup>, інколи досягає 180 км<sup>2</sup>. Для основної частини площа складає 20–30 км<sup>2</sup>.

Зважаючи на те, що структурно-тектонічні критерії є одними з основних для оцінки перспектив нафтогазоносності, як великих територій, так і окремих локальних об'єктів, виникає потреба в детальному аналізі особливостей структурно-тектонічної будови крейдових відкладів з метою доведення наявності у них пасток. Зважаючи на значну кількість тектонічних порушень, що ускладнюють будову, також необхідно встановити чи володіють зазначені диз'юнктивні дислокації екранувальними та проводячими властивостями. У випадку контактування порід-колекторів через площину тектонічного порушення внаслідок провідних властивостей відбувається переміщення вуглеводнів у гіпсометрично вище залягаючі блоки порід, таким чином зменшуючи можливість існування тектонічно-екранованих пасток у кожному з виділених блоків. Для вирішення поставлених завдань нами побудовані структурні карти покрівлі нижньо- та верхньокрейдових відкладів та серія поперечних геологічних розрізів. В основу зазначених побудов покладені дані буріння свердловин (таблиця 3.6), матеріали ГДС та результати проведених сейсмічних і гравіметричних досліджень [53, 54, 56].

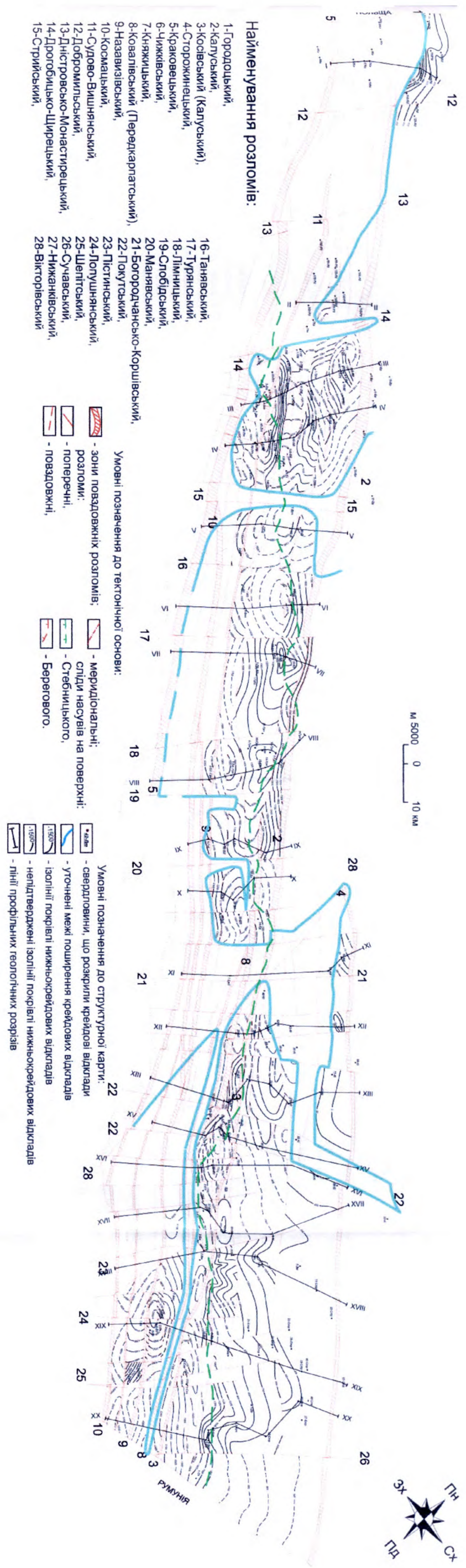


Рис. 3.8. Схематична структурна карта покрівлі нижньокрейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Масштаб 1:500000 (склала А.П. Мазур, 2014 р., автори тектонічної основи В.М. Щерба, О.С. Щерба, І.В. Кілін, 1973, 1974 рр.)

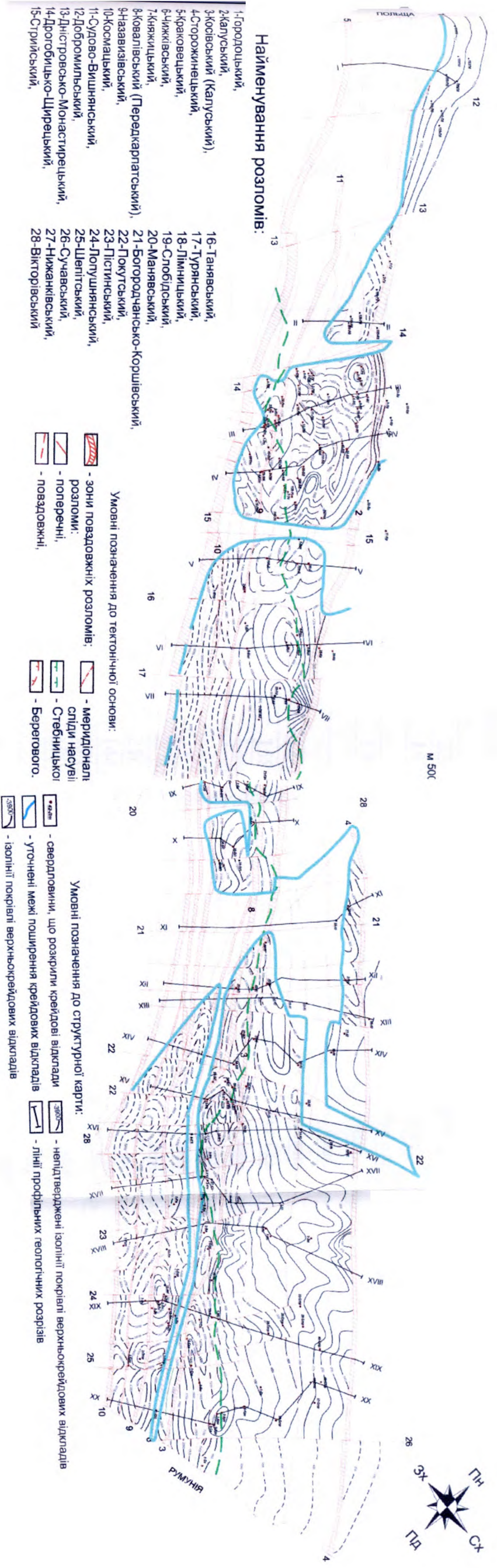


Рис. 3.9. Схематична структурна карта покривні верхньокрейдови Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Масштаб 1:500000 (склала А.П. Мазур, 2014 р., автори тектонічної Г. Щерба, О.С. Щерба, І.В. Кілин, 1973, 1974 рр.)

Глибини залягання верхньо- та нижньокрейдових відкладів Зовнішньої зони  
Передкарпатського прогину.

№ п/п	Площа	№ свердло- вини	Альтитуда, м	Глибина залягання покрівлі відкладів, м	
				верхньо- крейдових	нижньо- крейдових
1	2	3	4	5	6
1	Багнянська	1	–	2080	2240
2	Більче-Волицька	25	264	1130	1481
3		45	267	1140	–
4		50	267	1008	1425
5		64	263	973	–
6		74	261	919	–
7		90	290	1035	1450
8		110	267	963	1585
9		168	274	947	–
10		259	275	926	–
11	Богородчанська	2	354	1543	–
12		6	353,9	1794	2048
13		11	353,0	2018	2169
14	Болохівська	1	321,4	1190	1443
15		3	302,4	1272	1713
16		6	373,9	1286	1895
17		7	364,8	1202	–
18		8	355,8	1072	–
19	Богородчани- Парищенська	14	306	1500	1640
20		27	401,3	1335	1467
21		31	340	–	2919
22		34	421,2	–	2615
23		35	330,0	2080	2167
24		36	376,8	2003	2220
25		40	368,6	2482	2536
26		53	322,1	1770	1783
27		54	316,0	1630	1724
28		58	367,7	1551	1700
29		59	361,2	2520	2577
30		60	393,9	2027	2419
31		62	332,8	1399	1575
32		63	363,3	1432	1660
33		64	307,5	1427	1495



## Продовження таблиці 3.6

1	2	3	4	5	6
34		65	318,2	1519	1641
35		66	318,7	1333	1534
36	Братківська	2	253,8	103	240
37		4	281	143	312
38		6	285,4	143	338
39		7	250	171	323
40		18	254,9	268	293
41		19	253,4	76	238
42		20	245,2	40	209
43		22	233,5	162	302
44	Бісківська	1	–	4470	–
45	Вербіжська	2	255,4	103	1006
46		11	246,7	156	709
47		12	258,2	77	1034
48		21	252,3	337	1001
49		22	346	80	998
50		23	298,7	73	953
51		25	250,7	183	962
52		26	270	40	844
53	Гільчівська	1	544,2	2025	2312
54	Глибівська	1	405,9	2810	2958
55	Городоцька	1	285	800	–
56		2	276	873	–
57	Гринівська	4	333,8	1277	1702
58		10	300,7	1194	–
59		11	294	–	1028
60		14	359,7	1214	–
61		15	374	1251	–
62		16	344	1334	1686
63		21	294,5	1230	1671
64		25	369,1	1237	1625
65	Дашавська	100	294	1525	1852
66		105	280	1042	1446
67		107	287	1070	1493
68	Дідушицька	1	340,3	1426	1855
69		2	306,9	–	1835
70	Держівська	1	267,7	1042	1328
71		3	252,4	1244	1388
72	Замостя	1	252,9	591	733
73		2	252,9	728	861
74	Івано-Франківська	1	327,4	205	534

## Продовження таблиці 3.6

1	2	3	4	5	6
75	Іспаська	1	404,5	830	1030
76		7	321,6	756	960
77	Кадобнянська	1	342,1	920	1218
78	Кам'янська	1	493,4	2180	2272
79	Камінна	15	319,8	1060	1098
80		16	314,1	503	651
81	Ковалівка-Черешенська	2	388,7	2070	–
82		3	425,4	2000	2205
83		5	378,4	2297	–
84		9	339,6	1744	2513
85		10	492,2	1453	1652
86		13	370,4	1824	1926
87		15	484,4	1510	1772
88		16	315	1380	1528
89		19	369,2	1607	1713
90	Коршівська	3	299,8	213	319
91	Коршів-Іспаська	20	284	421	578
92		28	280,5	470	535
93		31	297	787	861
94		32	290,5	341	461
95		41a	380	425	553
96		50	289	177	312
97		59	241	255	346
98		63	335,4	300	389
99		65	359,4	608	–
100		66	294	235	348
101		77	308	250	360
102		85	315,8	347	452
103	Косівська	15a	317	1003	1132
104		30	323	1114	1186
105		45	348	1121	1257
106		90	368	1086	1189
107	Красноільська	1	497,4	1315	1529
108		3	462,7	1181	1339
109		4	446,6	1254	–
110		5	464,8	1265	1473
111		9	533,4	1380	1590
112		11	441,2	1217	–
114	Коханівська	1	230	–	1116
115		3	234,2	–	1123

## Продовження таблиці 3.6

1	2	3	4	5	6
116		7	224	–	1341
117		11	234	–	1338
118	Крехівська	15	265,7	190	670
119		35	360,6	168	–
120	Летнянська	1	284,9	1710	2257
121		2	296,6	1666	1695
122		8	279,4	1518	1639
123		17	286,0	1234	1550
124		69	283	1543	–
125		71	286	1480	–
126	Лопушнянська	3	733	4042	4231
127		4	867,3	4154	4240
128		5	693,6	4343	4368
129		6	628	–	4296
130		8	705,4	4200	4220
131		9	925,6	4359	4420
132		10	–	–	–
134		11	732	3327	4102
135		13	544,3	5070	5105
136		30	750	4161	4185
137		31	858	4249	4288
138	Малогорожанська	4	270	682	1460
139		10	270	608	–
140		15	257	760	–
141		20	252	940	1092
142		40	263	474	–
143		45	267	330	–
144	Миговська	1	588,5	1490	1715
145	Опарська	45	266,8	–	2016
146	Парищенська	14	335	1498	1583
147	Підлубівська	101	252,1	419	547
148		102	239	254	750
149		103	236	147	808
150		105	250,2	227	290
151		106	268,2	205	744
152		110	239,4	247	661
153		111	240,3	128	823
154		116	257,3	137	–
155		121	226	289	548
156		123	247	254	–
157		125	236,3	96	862

## Продовження таблиці 3.6

1	2	3	4	5	6
158	Південно-Гринівська	1	406,9	1648	2026
159		2	486,4	–	2719
160	Південно-Кадобнянська	1	342	1222	1749
161	Петровецька	1	–	–	–
162		2	–	4545	–
163		3	–	4757	5030
164	П'ятничанська	1	275	1248	–
165	Північно-Мединицька	2	269,1	1438	1783
166		4	274,6	1903	1901
167		7	264	1344	1494
168		8	284,1	1415	1835
169		10	261,4	1530	–
170		11	263,7	1260	1791
171		16	263	1305	1844
172		18	280,3	1333	1974
173		19	285,6	1550	1661
174		37	263,8	1367	1661
175		42	270,2	1388	–
176	Рудківська	300	268	–	1407
177	Роженська	1	602	5943	–
178	Святославська	1	593,3	1736	1978
179		3	509	–	1607
180		5	575,8	1427	1624
181	Сегівська	1	564,3	2000	2292
182		2	621,7	2082	2327
183	Сергії	1	761,8	5132	5465
184	Славецька	1	478,9	1427	1500
185		2	–	–	1405
186		4	446,6	1206	1427
187		6	513	1301	–
188	Слобода Лісова	5	353	388	491
189		15	395	544	558
190	Солонецька	1	520,6	1952	2115
191		2	518,8	1875	2136
192	Старо-Богородчанська	1	312,9	1515	1622
193	Сторожинецька	13	206,8	153	203
194		14	214	182	241
195		15	247	501	591
196		23	398,3	706	850
197		25	305	721	903

Закінчення таблиці 3.6

1	2	3	4	5	6
198		28	406	1027	–
199		29	395	883	1020
200		30	373,4	685	803
201		40	373	669	767
202		48	361	644	735
203		49	363,3	619	711
204		55	372,3	928	1064
205		57	359,6	628	722
206		63	244,5	512	606
207		64	204	185	259
208		65	356,4	411	470
209	Тершаківська	1	260,2	1140	1604
210	Чорногузька	1	460,5	1412	1485
211		2	351	1107	1216
212		5	460,5	1198	–
213		6	456,4	1477	1547
214		10	449,6	1296	1367
215	Шереметівська	2	551,1	1277	1483

Така геологічна будова території зумовлює розвиток в крейдових відкладах як літологічних і стратиграфічних пасток, так і тектонічно-екранованих. На структурних картах покрівлі нижньо- та верхньокрейдових відкладів виділяються антиклінальні структури різної амплітуди. Структурні побудови та геологічні розрізи характеризують геологічну будову крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Аналіз зазначених структурних побудов дозволяє встановити наступне. У крайній північно-західній частині Косівсько-Угерської підзони виділяється Піддубівська структура, яка по покрівлі нижньокрейдових відкладів являє собою антиклінальну складку південно-західного простягання, що зрізана Городоцьким поздовжнім порушенням, на північному-заході ускладнена структурним носом (рис. 3.8). Склепінна частина складки ускладнена зсувом та оконтурюється позначкою – 100 м. Північно-східне полого крило занурюється до відмітки – 600 м. Вверх по розрізу структура виположується і вже по верхньокрейдових відкладах представлена моноклінально падаючим

на північний схід блоком порід. Структура розбита Добромильським поперечним тектонічним порушенням, амплітуда зміщення сягає 50 м.

На південному сході Косівсько-Угерської підзони, в блоці, що обмежений Дністровсько-Монастирецьким та Дрогобицько-Щирецьким поперечними тектонічними порушеннями виділяється городоцька структура. Вона сильно зруйнована тектонічними порушеннями і простежується як у нижньо-, так і верхньокрейдових відкладах лише незначний фрагмент північно-західного крила, ускладнений флексуєю .

Для центральної частини Косівсько-Угерської підзони, що знаходиться між Дрогобицько-Щирецьким та Стрийським розломами притаманна сильна дислокованість тектонічними порушеннями незначної амплітуди. По ступінчастих розломах карпатського простягання спостерігається занурення блоків у південно-західному напрямку. Тут виділяються Малогорожанська, Більче-Волицька та Північно-Мединицька структури.

Малогорожанська структура по покрівлі верхньокрейдових відкладів представлена брахіантиклінальною складкою, що витягнута у північно східному напрямку. Її склепінна частина обмежена ізогіпсою – 200 м та серією тектонічних порушень розбита на окремі блоки. Далі у південному напрямку породи залягають моноклінально та зрізаються Городоцьким поздовжнім тектонічним порушенням. Подібна геологічна будова притаманна і нижньокрейдовим відкладам, проте не збережено жодної цілісної структури і вони мають вигляд структурних терас.

Більче-Волицька структура по нижньокрейдових відкладах являє собою моноклінально залягаючий протяжний структурний ніс, ускладнений окремими флексурами. Верхньокрейдові відклади мають вигляд валу, що ускладнений двома склепіннями північно-східного простягання. Південно-східна перекліналь структури переходить у структурний ніс. Південно-західний схил Більче-Волицького палеовиступу ускладнений продовженням Городоцького скиду, що вплинуло на особливості його тектонічної будови.

Північно-Мединицька складка розбита скидо-зсувами на серію невеликих блоків, що характерно для нижньо- та верхньокрейдових відкладів. Залягання порід в блоці моноклінальне, з нахилом на північний схід, амплітуда – 500 м. Для верхньокрейдових відкладів характерні менші кути падіння порід.

Далі, по простяганню Косівсько-Угерської підзони між Стрийським і Богородчансько-Коршівським тектонічними порушеннями виділяються Дашавська, Болохівська, Кадобнянська, Гринівська, Богородчанська та Богородчано-Парищенська структури. Для цієї ділянки характерне співпадіння структурних планів нижньо- та верхньокрейдових відкладів.

Дашавська структура має вигляд структурної тераси, що розбита значною кількістю локальних тектонічних порушень. Найвища позначка покрівлі нижньої крейди у блоці свердловини № 105-Дашавська складає – 1200 м.

По покрівлі верхньої крейди частково вимальовується брахіантиклінальна складка, яка у значній мірі розбита тектонічними порушеннями та з північного заходу повністю розмита Ходорівською палеодолиною. Склепінна частина структури в блоці св. № 80-Дашавська врізається у палеорусло на позначці – 1000 м. У блоці свердловини № 105-Дашавська структура зрізається тектонічним порушенням, північно-західне крило занурюється до позначки – 1000 м, а найбільш припіднята частина залягає на відмітці – 700 м. Далі, у південно-західному напрямі, верхньокрейдові відклади поблоково занурюються під Стебницький покрив. Тектонічні порушення, що ускладнюють Дашавську структуру володіють проводячими властивостями, оскільки породи-колектори контактують між собою через площину порушення, що в свою чергу є несприятливими умовами для вловлювання та накопичення нафти і газу.

За Космацьким поздовжнім тектонічним порушенням знаходиться Міжрічинська структура. Вона є брахіантиклінальною складкою північно-західного простягання, також розбита тектонічними порушеннями на блоки.

Тут спостерігаються сприятливі структурно-тектонічні умови нафтогазоносності, а тектонічні порушення володіють екранувальними властивостями.

Між Танявським і Турянським поперечними тектонічними порушеннями знаходиться Болохівська структура, що є брахіантиклінальною складкою південно-західного простягання, яка розбита тектонічними порушеннями на окремі блоки. Абсолютна відмітка склепінної ізогіпси структури – 600 м. По покрівлі нижньокрейдових відкладів структура зміщена у північно-східному напрямку, а склепінна ізогіпса має відмітку – 1000 м. На південному заході відклади занурюються у бік Космацького тектонічного розлому і за сейсмічними даними падають з кутами –  $45^\circ$ . У цій ділянці поперечні тектонічні порушення володіють екранувальними властивостями.

За сейсмічними даними [56, 99] та результатами буріння свердловин найбільшим підняттям у нижньокрейдових відкладах виділяється Кадобнянська структура. У блоці свердловини № 1-Кадобнянська склепінна ізогіпса має абсолютну відмітку – 900 м. Пологе південно-східне крило розбите двома тектонічними порушеннями та зрізається стебницьким насувом (рис. 3.3).

По верхньокрейдових відкладах Кадобнянська структура північно-східного простягання, з усіх сторін обмежена тектонічними порушеннями. Південно-східна перекаріналь складки ускладнена структурним носом та обмежується ізогіпсою – 1100 м. Далі, на південний захід, внаслідок ускладнення тектонічними порушеннями відбувається східчасте занурення порід до позначки – 6500 м.

Далі, по простяганню Косівсько-Угерської підзони, між Лімницьким та Слобідським тектонічними порушеннями простежується ряд антиклінальних структур, для яких характерна значна дислокованість тектонічними порушеннями на окремі блоки.



Гринівська структура по нижньокрейдових відкладах є брахіантиклінально, її склепіння оконтурене ізогіпсою – 1200 м, південно-західне крило занурюється до відмітки – 1400 м. Структура розбита поздовжніми скидами. Схожа картина спостерігається і в наступних блоках території (рис. 3.3). По верхньокрейдових відкладах будова Гринівської структури подібна до нижньокрейдових. Склепінна частина оконтурюється ізогіпсою – 900 м. Перекліналі складки зрізаються поперечними тектонічними порушеннями. На північний схід, до Калуського тектонічного порушення, спостерігається збільшення кутів падіння порід. За даними детальних сейсмічних досліджень в межах Гринівського блоку виділяються розбиті тектонічними порушеннями брахіантиклінальні складки субширотного простягання для них тектонічні порушення виступають екранами. Таке характерно для нижньо- та верхньокрейдових відкладів.

Далі по простяганню виділяються Богородчанська і Богородчано-Парищенська структури, для яких характерна сильна дислокованість поперечними та поздовжніми тектонічними порушеннями. Це ускладнює виділення цілісних антиклінальних структур, які характеризуються південно-західним простяганням.

Слід зазначити, що вздовж профілів по свердловинах №№ 110-Більче-Волицька, 100-Дашавська, 2-Болохівська, 1-Кадобнянська, 25-Гринівська, 1-Богородчанська крейдові відклади залягають валоподібною смугою (рис. 3.3 – по лінії IV-IV–IX-IX).

У південно-східній частині Косівсько-Угерської підзони чіткі структури у нижньокрейдових відкладах виділяються в межах Вижницької, Косівської, Коршів-Іспаської та Лопушніанської структур. Решта території в значній мірі розбита тектонічними порушеннями та розмита палеодолинами, тому чітких структурних форм не збережено. Блоки порід розташовані на різних гіпсометричних рівнях (рис. 3.5).

Найбільш припіднята частина на південному сході Зовнішньої зони знаходиться між Ковалівським (Передкарпатським) та Сторожинецьким

тектонічними порушеннями. Поверхня верхньокрейдових відкладів ускладнена Калуським (Косівським) поздовжнім розломом та серією малоамплітудних поперечних та поздовжніх тектонічних порушень. Відклади переважно залягають у вигляді структурних носів та флексур.

Найбільш чіткі антиклінальні структури виділяються вздовж простягання Калуського тектонічного порушення, в блоках свердловин №№ 16, 13-Ковалівка-Черешенські, №№ 62, 63 58-Богородчани-Парищенські та ін. Ковалівко-Черешенська структура розбита тектонічними порушеннями окремі блоки, склепінна частина обмежується абсолютною відміткою – 900 м. Незважаючи на сприятливі тут літологічні умови (див. роз. 3.1), структурно-тектонічна характеристика залягання порід та імовірно проводящі властивості тектонічних порушень, не дозволяє виділяти тут сприятливі умови для нафтогазонакопичення.

Між Лопушанською (Красноільською) палеодолиною та Калуським тектонічним порушенням простежується Кам'янська структура. У блоці свердловини № 1-Кам'янка, склепінна частина структури оконтурена ізогіпсою – 1700 м, розбита скидо-зсувом амплітудою біля 600 м. Південне крило зрізане палеодолиною.

Далі, аж до кордону з Румунією територія сильно дислокована тектонічними порушеннями і для неї характерна дрібноблокова будова. Проте, за детальними сейсмічними даними, виділяється Святославська структура в блоці у блоці свердловини № 1-Святославська. Структура є брахіантиклінально північно-західного простягання, що обмежена з усіх сторін тектонічними порушеннями з екранувальними властивостями. З південного сходу структуру обмежує Сучавський поперечний регіональний розлом. Як вже згадувалось раніше у свердловинах Красноільської та Святославської площ у верхньокрейдових відкладах виділяються перспективні горизонти (див. розділ 1 та 3.1).

Згідно сучасної тектонічної класифікації, Лопушнянська підзона відноситься до складу платформеного автохтону Карпат, який відділяється

Передкарпатською системою розломів (Стрільбицький – Надвірнянський – Лопушнянський скиди) від Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони і протягується від Стрийського перетину до Румунії.

У Лопушнянській підзоні верхньокрейдові відклади знаходяться, на абсолютних глибинах 3500 – 5000 м. Як далеко простягаються крейдові відклади Зовнішньої зони на південний захід під гірську споруду Складчастих Карпат немає однозначних безперечних доказів [93]. На південь від Космацького тектонічного розлому досліджувані відклади не вивчались.

У межах Лопушнянської підзони сейсмозвідувальними роботами ЗУГРЕ підготовлено ряд антиклінальних структур: це Лопушнянська (до цього часу є єдиною на якій виявлено родовище нафти), Петровецька, Таталівська, Роженська, Бісківська, Фальківська і Стайківська.

Лопушнянська структура розташована в межах скидової ступені (опущене крило Передкарпатського розлому) і обмежена з північного сходу прирозломним грабеном. Південно-західне крило ускладнене Шепітським розломом (скидом) з амплітудою 100–500 м, який розділяє її на два поздовжніх блока: власне Лопушнянський (центральна частина і північно-східне крило) та Бісківський (південно-західне крило).

Сама Лопушнянська структура розбита щільною сіткою дрібних тектонічних порушень на серію блоків. У склепінній частині структури абсолютні відмітки в різних блоках занурюються від – 3300 м до –3400 м. Південно-західне крило складки зрізається Назавизівським поздовжнім тектонічним порушенням. Перекліналі складки заглиблюються до відмітки – 3700 м.

На південний схід від Лопушнянської струкури виділяється Петровецька. Вона являє собою брахіантикліналь, ускладнену тектонічними порушеннями, амплітудою до 200 м. Склепінна частина структури оконтурена ізогіпсою – 4000 м, південно-західне крило занурюється до відмітки – 4500 м і ускладнено поздовжнім скидом. На північний захід від Лопушнянського підняття виділяється Таталівська структура. Вона

ускладнена горстом, який піднімається по відношенню південно-західного і північно-східного блоків відповідно на 50–200 м і 350 м. Склепінна частина структури оконтурена ізогіпсою – 4300 м. Північне крило ускладнене горстом з амплітудою біля 200 м.

Роженська структура, яка розташована на північно-західному продовженні цієї смуги, являє собою брахіантикліналь, розділену Назавизівським розломом на два блоки, які в свою чергу ускладнені поперечними порушеннями. Склепінна частина структури оконтурена ізогіпсою – 4800 м, південно-західне крило занурюється до відмітки – 5400 м.

Стайківська брахіантиклінальна складка, яка відокремлена від Петровецької структури Шепітським поперечним порушенням, завершує Лопушнянсько-Петровецьку смугу складок з південного сходу. Склепінна частина структури оконтурена ізогіпсою – 4100 м, поздовжніми і поперечними порушеннями розбита на окремі блоки. Південно-західне крило занурюється до відмітки – 4600 м, воно ускладнене розломом з амплітудою 200–300 м, північно-східне коротке і більш полого.

Таким чином, аналіз зроблених побудов дозволяє зробити висновок, що блокова будова крейдових відкладів сприяє формуванню тектонічно-екранованих пасток. В той же час на можливість формування у них покладів нафти і газу значний вплив мають тектонічні порушення, що часто володіють екранувальними властивостями. Вони обмежують площу пастки лише гіпсометрично найбільш припіднятими блоками. Встановлені нами особливості будови крейдових відкладів обов'язково необхідно враховувати при плануванні пошукових робіт на нафту і газ.

### **3.3 Гідрогеологічні критерії нафтогазоносності крейдових відкладів**

Для повної оцінки перспектив нафтогазоносності крейдових відкладів Зовнішньої зони нами обгрунтовано комплекс гідрохімічних і гідродинамічних показників (рис. 3.10).

Особливості хімічного складу, що притаманні підземним водам нафтогазових родовищ можна віднести до гідрохімічних показників нафтогазоносності. В якості гідрохімічних показників нафтогазоносності використані різноманітні хімічні компоненти, мікроелементи та коефіцієнти пластових вод крейдових відкладів [115].

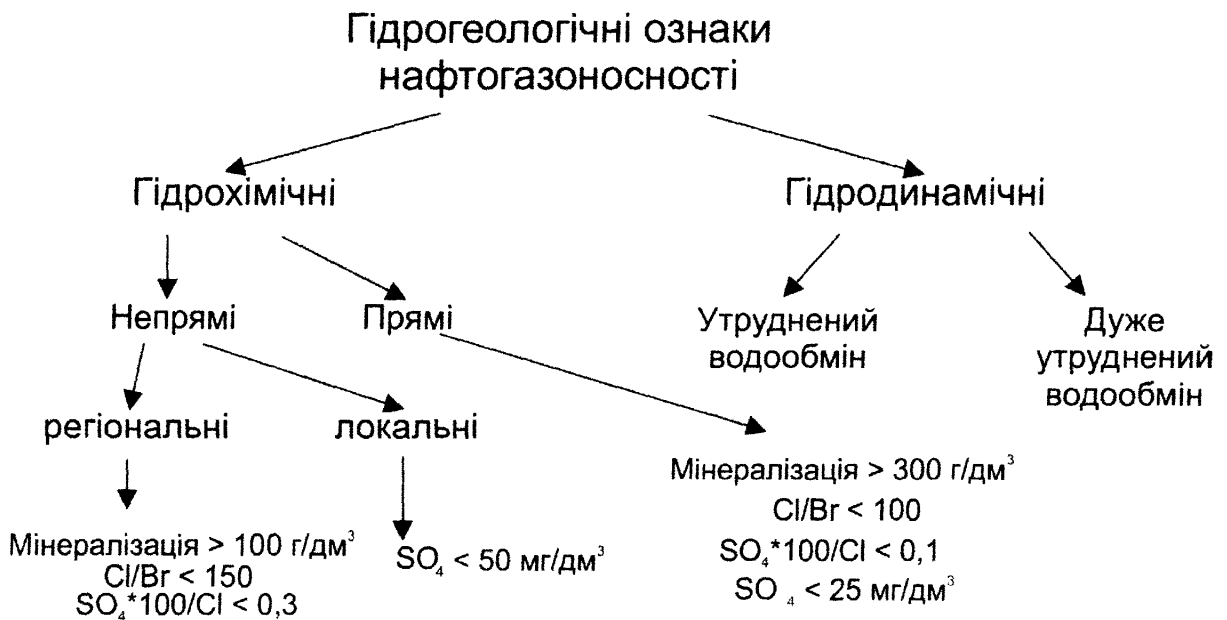


Рис. 3.10. – Схема гідрогеологічних ознак нафтогазоносності [116]

Перспективні ділянки ми виділяли з використанням даних [117] генетичних коефіцієнтів  $rNa^+/rCl^-$ ,  $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ ,  $rCl^-/rBr^-$ , вміст іону  $rSO_4^{2-}$ , мінералізації та градієнта мінералізації. Гідрогеологічні показники визначено в результаті хімічного аналізу проб пластової води, відібраної з крейдових відкладів у майже 100 свердловинах, пробурених у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину (таб. 3.8).

Основними результуючими документами гідрохімічних та гідродинамічних досліджень є карти гідрогеологічних коефіцієнтів [118].

Гідрохімічні карти відображають характер зміни іонного складу води по площі. Це дає змогу скласти уявлення про характер зміни мінералізації пластових вод, її хімічний склад, генетичний тип води за В.А. Суліним,

ступінь метаморфізації ( $r_{Na^+/r_{Cl^-}}$ ), сульфатність ( $r_{SO_4^{2-}} \cdot 100 / r_{Cl^-}$ ), значення хлор-бромного коефіцієнта ( $r_{Cl^-} / r_{Br^-}$ ), вміст сульфатів ( $r_{SO_4^{2-}}$ ).

Таблиця 3.7

Результати хімічного аналізу пластової води з крейдових відкладів  
Зовнішньої зони Передкарпатського прогину [117]

№ п/п	Свердловини	Мінералізація, г/дм <sup>3</sup>	Гradient мінералізації, мг/дм <sup>3</sup> /м	Хлорнатрієвий коефіцієнт ( $r_{Na/rCl}$ )	Хлор-бромний коефіцієнт ( $r_{Cl/rBr}$ )	Коефіцієнт $r_{SO_4^{2-}} \cdot 100 / r_{Cl^-}$	Вміст $r_{SO_4^{2-}}$ , мг/дм <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8
1	45-Малогорожанська	20,3	65,41	1,11	424,0	32,12	3804,0
2	30-Малогорожанська	33,6	61,83	0,96	630,0	10,30	2428,0
3	35-Малогорожанська	17,9	26,82	1,00	876,0	9,18	1227,0
4	5-Малогорожанська	18,2	30,33	0,99	126,0	13,96	1109,0
5	4-Рубанівська	173,4	33,68	0,77	244,0	0,57	828,9
6	2-Північно-Мединицька	141,4	58,14	0,79	203,8	0,62	781,0
7	1-Північно-Мединицька	43,8	28,87	0,85	765,0	3,71	1232,0
8	45-Опинянська	154,8	77,69	0,83	326,0	0,66	861,0
9	35-Більче-Волицька	55,2	53,57	0,93	249,0	0,29	131,0
10	65-Більче-Волицька	36,3	33,99	0,90	208,0	0,33	141,5
11	52-Більче-Волицька	28,3	19,21	0,97	1460,0	0,17	39,8
12	3-Угерська	77,4	72,41	0,91	277,0	0,09	58,0
13	11-Північно-Мединицька	118,5	81,49	0,90	251,0	0,01	11,1
14	90-Більче-Волицька	32,3	26,90	0,91	134,0	0,23	99,8
15	35-Північно-Мединицька	85,3	79,37	0,91	270,0	0,37	131,9
16	18-Північно-Мединицька	113,7	47,10	0,85	249,0	1,71	1667,0

Закінчення таблиці 3.7

1	2	3	4	5	6	7	8
17	6-Угерська	95,6	65,47	0,89	346,3	2,20	1816,0
18	98-Угерська	50,2	45,58	0,92	421,0	0,37	92,7
19	106-Угерська	101,5	72,53	0,89	197,0	2,81	2296,0
20	11-Летнянська	116,1	76,65	0,99	239,0	0,77	732,0
21	8-Північно-Мединицька	141,0	54,48	0,89	185,5	0,61	786,0
22	5-Угерська	73,6	48,06	0,87	434,6	2,77	1572,0
23	19-Північно-Мединицька	107,2	44,29	0,88	240,0	1,52	1332,0
24	15-Летнянська	15,2	9,43	0,81	295,0	2,60	320,6
25	8-Гаївська	145,6	84,49	0,84	709,0	13,04	5727,0
26	85-Дашавська	64,8	72,11	0,90	420,0	2,00	1000,0
27	10-Кадобнянська	47,7	47,98	0,86	402,0	0,53	205,7
28	4-Гринівська	125,9	95,01	0,89	262,0	2,05	2042,0
29	16-Гринівська	137,9	108,20	0,91	207,0	1,89	2031,0
30	3-Гринівська	86,7	66,90	0,89	290,0	0,82	575,0
31	1-Гринівська	92,8	72,78	0,91	302,0	2,60	1908,0
32	21-Гринівська	121,2	92,77	0,86	285,0	1,84	1818,0
33	10-Гринівська	71,8	59,47	0,89	306,0	2,55	1461,0
34	62-Бого-родчанська	102,8	66,47	0,91	498,0	3,95	3167,0
35	50-Косівська	43,7	41,08	0,97	247,0	7,98	2593,0
36	3-Красноільська	16,2	12,18	1,15	312,0	25,93	2652,0
37	5-Красноільська	81,0	49,87	0,89	324,0	7,04	4370,0
38	8-Лопушнянська	174,7	41,61	0,71	9602,0	0,48	329,2
39	6-Лопушнянська	206,1	48,69	0,95	1582,0	4,97	4156,0
40	9-Лопушнянська	269,2	62,58	0,83	677,3	0,43	712,0
41	4-Лопушнянська	269,9	64,12	0,73	405,5	0,10	98,0

Володіючи даними коефіцієнтів, можна охарактеризувати їх зміну по площі та зробити висновки щодо режиму водообміну досліджуваної ділянки, визначити тип води, охарактеризувати ступінь метаморфізму, виділити зони гідрогеологічної закритості надр та в кінцевому варіанті визначити ділянки з можливими скупченнями нафти і газу [119, 120].

Характерною особливістю хімічного складу підземних вод нафтових і газових родовищ є сульфатність. Як правило, даний показник надається у вигляді коефіцієнта сульфатності –  $r\text{SO}_4^{2-} \cdot 100 / r\text{Cl}^-$ , який відноситься до групи прямих локальних показників [118]. Для оцінки насичення води сульфатами використовують формулу  $\text{SO}_4 = 108 / d^2$ , де  $d$  – густина води,  $\text{кг/м}^3$ . Понижений вміст сульфатів у підземних водах (або їх сульфатність) багато авторів [121, 122] вважають надійним показником нафтогазоносності, оскільки відновлення сульфатів у водах нафтогазових родовищ відбувається за участі анаеробних бактерій в присутності органічної речовини, в тому числі нафти і газу.

Зазвичай, сульфатність вод неглибоких горизонтів у зоні активного водообміну змінюється в межах 10-500, тоді як в межах глибокозанурених метаморфізованих водах – значно менше 1. Якщо вміст іону  $\text{SO}_4^{2-}$  не перевищує значення  $50 \text{ мг/дм}^3$ , то його можна враховувати лише як непряму ознаку нафтогазоносності. Якщо кількість сульфатів у підземних водах менше  $25 \text{ мг/дм}^3$ , а вода є високомінералізована, то це є прямою ознакою наявності близького розташування ВНК або ГВК [101].

З метою дослідження зміни по площі коефіцієнта сульфатності крейдових відкладів, побудовано відповідна карту, на якій за допомогою ізоліній представлено значення коефіцієнта  $r\text{SO}_4^{2-} \cdot 100 / r\text{Cl}^-$  та вміст сульфатів ( $\text{SO}_4^{2-}$ ) (рис. 3.11).

Аналіз побудованої карти свідчить, про те що у північно-західній частині Косівсько-Угерської підзони знаходяться дві ділянки, для яких коефіцієнт сульфатності не перевищує 0,1. Одна з них приурочена до Дрогобицько-Щирецького поперечного порушення (св. № 11-Північно-Мединицька – 0,01), інша – до Стрийського поперечного розлому (св. № 3-Угерська – 0,09). Далі у напрямку на північний схід значення коефіцієнта поступово зростають та змінюються в межах від 0,1 до 0,3 (св. №№ 35, 52 та № 90-Більче-Волицька). На півночі у зоні Судово-Вишнянського тектонічного



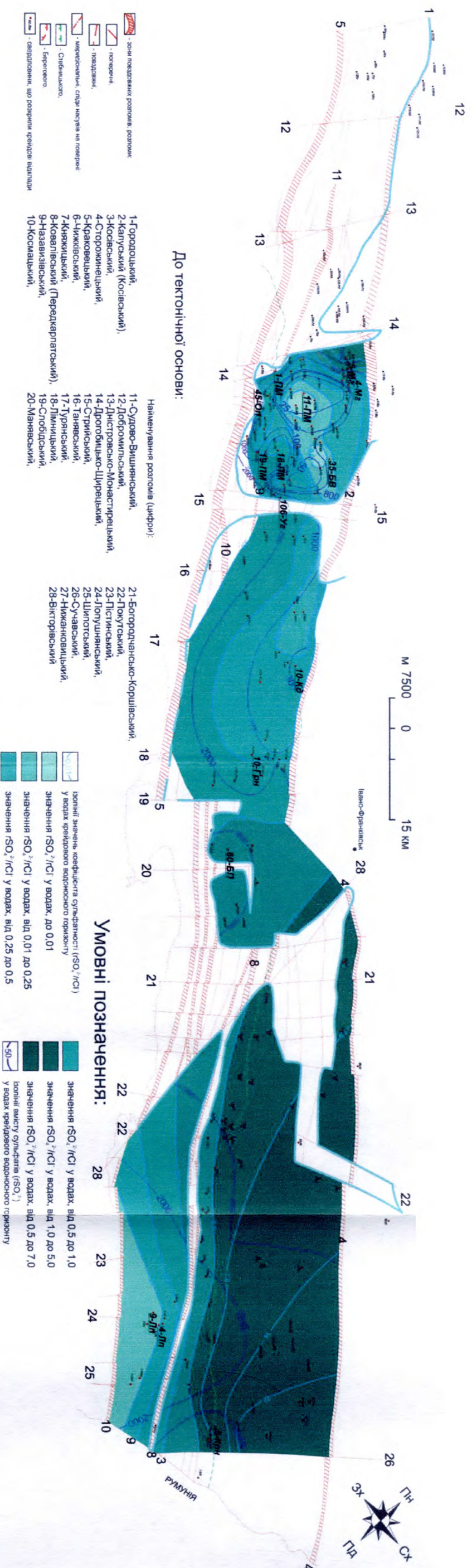


Рис. 3.11. Карта сульфатності вод крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (склада А.П. Мазур, 2014 р. з використанням даними [117] та особистих досліджень, автори тектонічної основи В.М. Щерба, О.С. Щерба, І.В. Кілін, 1973, 1974 рр.)

порушення (св. № 35-Північно-Мединицька та № 65-Більче-Волицька) і на схід до Стрийського розлому (св. № 98-Угерська) – значення коефіцієнтів становлять від 0,3 до 0,5 (рис. 3.11). Зважаючи на те, що значення коефіцієнта сульфатності не перевищує 1, то ці ділянки можна віднести, за гідрохімічним фоном, до сприятливих для нафтонагромадження.[123].

Значення коефіцієнта сульфатності менше 0,5 спостерігаються також у центральній частині досліджуваної території, однак далі на південний схід у ділянці обмеженій поздовжніми тектонічними розломами значення показника поступово зростають.

Розглядаючи піднасувну ділянку автохтона Зовнішньої зони можна бачити сильні аномалії в районі Лопушнянського родовища (Лопушнянська підзона), де в тектонічнообмеженій ділянці, де в пробурених св. № 4, 6, 8, 9-Лопушнянські, сульфатність змінюється від 0,10 до 4,97. А вже ближче до Сторожинецької підзони, що в північному напрямі, сягає близько 26 (св. № 3-Красноільська).

Основним локальним показником нафтогазоносності, що може свідчити про можливе газоутворення є вміст іону  $SO_4^{2-}$ . Північно-західна частина досліджуваної зони характеризується переважно пониженими значеннями іонного коефіцієнта. Так, у пробах води зі св. № 11-Північно-Мединицька значення  $SO_4^{2-}$  сягає своїх найменших значень 11,12 мг/дм<sup>3</sup>, тоді як в північно-східному напрямі (св. № 52-Більче-Волицька) його вміст поступово зростає і становить 39,8 мг/дм<sup>3</sup>. Подальше зростання показника спостерігається також у східному напрямі (100 і більше мг/дм<sup>3</sup>) і поширюється до Стрийського поперечного тектонічного порушення. Ділянки, де вміст  $SO_4^{2-}$  іону менше 150 мг/дм<sup>3</sup> (непряма ознака нафтогазоносності), знаходяться і вище, і нижче вищеписаних зон (св. № 35-Північно-Мединицька та №№ 5,65-Більче-Волицька). На периферії зони концентрація  $SO_4^{2-}$ -іону характеризується досить різким зростанням і на деяких ділянках досягає значень, що перевищують позначку 3000 мг/дм<sup>3</sup>. У центральній частині Зовнішньої зони (св. № 10-Кадобнянська), у тому числі в

районі Гринівського та Богородчанського родовищ, спостерігається збільшення насичення пластових вод сульфат-іонами від 206 до 3167 мг/дм<sup>3</sup> у свердловинах. Далі, на південний схід води в районі Лопушнянського родовища містять іон від 98 мг/дм<sup>3</sup> (св. № 4-Лопушнянська) до 712 мг/дм<sup>3</sup> (св. № 9-Лопушнянська), а вже в північно-му напрямі ці значення зростають до максимальних показників – 4370 мг/дм<sup>3</sup> (св. № 5-Красноільська) (рис. 3.11).

Найхарактернішим і найбільш часто вживаним показником підземних вод, що вказує на близьке розташування нафтогазових покладів, є мінералізація. Кількість солей, розчинених у підземних водах, може коливатися у досить широких межах. За мінералізацією води поділяються на: прісні (до 1 г/дм<sup>3</sup>), солонуваті (1-10 г/дм<sup>3</sup>), солені (10-50 г/дм<sup>3</sup>) і розсоли (50-400 г/дм<sup>3</sup>) [104]. У найбільш продуктивних горизонтах підстилаючі води характеризуються мінералізацією – 300-400 г/дм<sup>3</sup>. Проте можливі й винятки, коли поклади газу можуть довго зберігатися в умовах контактування малосоленої води, за сприятливих гідродинамічних умов [118].

Гідрохімічним показником умов водообміну є метаморфізація – перетворення складу підземних вод, що пов'язане з гідрогеологічною історією району, у якому відбувається поступове вилугування гірських порід на глибині [123]. Вона характеризується показником  $\text{rNa}^+/\text{rCl}^-$ . Його часто називають коефіцієнтом ступеня метаморфізму вод. У процесі метаморфізму морської води вміст  $\text{Ca}^{2+}$  зростає за рахунок зменшення вмісту  $\text{rMg}^{2+}$  та  $\text{rNa}^+$ , тому чим меншими за 0,85 є значення натрій-хлорного показника у воді, тим більшим є ступінь її метаморфізму. Для води характерна велика кількість  $\text{CaCl}_2$  [120].

Значення вищезгаданого показника сульфатності  $\text{rSO}_4^{2-} \cdot 100/\text{Cl}^-$  також свідчить про ступінь метаморфізацію води. Якщо  $\text{rSO}_4^{2-} \cdot 100/\text{Cl}^- < 0,1$ , то це є прямою ознакою нафтогазосності. При значеннях коефіцієнта сульфатності від 0,1 до 0,3 – відноситься до непрямих ознак нафтогазоносності.

Також за генетичним коефіцієнтом  $rNa^+/rCl^-$  визначають приналежність води до того чи іншого генетичного типу. Також у поєднанні з мінералізацією коефіцієнт дає можливість визначити різні режими водообміну. Так як, основою гідрохімічних показників нафтогазоносності є класифікація води за В.А. Суліним. В основі даної класифікації закладено генетичний принцип, згідно якого води, які формуються в певних природних умовах, утримують в своєму складі певні компоненти. Зазвичай, до них відносяться сульфати і гідрокарбонати натрію, хлориди магнію і кальцію. Кожен із цих компонентів, навіть у незначних кількостях, допомагає віднести досліджувану воду до певного генетичного типу [116].

Води, для яких значення хлорнатрієвого коефіцієнта більше 1, відносяться до гідрокарбонатнонатрієвого або сульфатнонатрієвого типу, якщо – менше 1, то води належать до хлоридно магнієвого або ж хлоридно-кальцієвого типу [123].

Генетичний тип води, значною мірою, залежить від мінералізація [123]. На фоні високої мінералізації води ( $100-300 \text{ г/дм}^3$ ) при понижених значеннях  $rNa^+/rCl^-$ , води хлоридно магнієвого типу метаморфізуються у хлоридно-кальцієвий. Менш мінералізовані солоні води (до  $10 \text{ г/дм}^3$ ), для яких коефіцієнт  $rNa^+/rCl^-$  більше 1, перетворюються у гідрокарбонатно-натрієвий генетичний тип [101, 122].

Хлоридно-кальцієвий тип води зі значенням мінералізації  $90-100 \text{ г/дм}^3$  вказує на близьке розташування зони тектонічних порушень, а при мінералізації  $3-35 \text{ г/м}^3$  є показником присутності скупчень нафти і газу. На рисунку 3 можна прослідкувати зміну мінералізації води крейдового віку по площі.

Для побудови карти метаморфізації нами використано значення коефіцієнту  $rNa^+/rCl^-$ , мінералізацію та генетичний тип води за Суліним: хлоридно-кальцієвий та гідрокарбонатно-натрієвий (рис. 3.12).

У переважній більшості свердловин, якими розкрито крейдові відклади Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, відібрані та досліджені проби

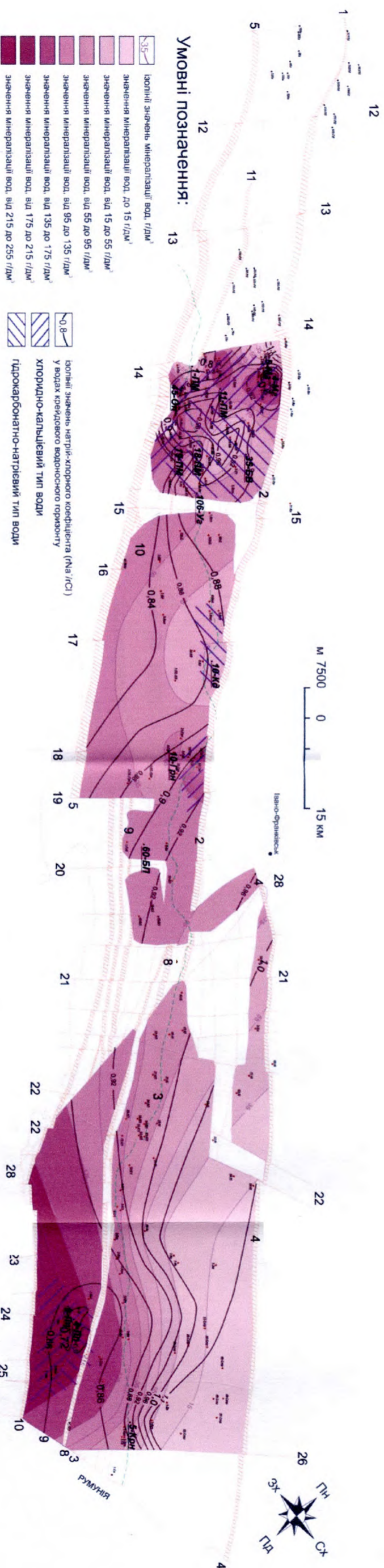


Рис. 3.12. Карта метаморфізації та генетичних типів вод крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (склала А.П. Мазур, 2014 р. з використанням даними [117] та особистих досліджень, автори тектонічної основи В.М. Щерба, О.С. Щерба, І.В. Кілін, 1973, 1974 рр.)

води, що характеризуються підвищеною мінералізацією, яка становить більше  $100 \text{ г/дм}^3$  та пониженими значеннями коефіцієнта  $r\text{Na}^+/r\text{Cl}^-$ .

Північно-західна частина Косівсько-Угерської підзони досліджуваної території між Калуським та Дрогобицько-Щирецьким розривними порушеннями характеризується підвищеними значеннями мінералізації, при значно менших значеннях натрій-хлорного коефіцієнта, який не перевищує 0,7. Це свідчить про поширення хлоркальцієвого типу води, що, у свою чергу, підтверджується хімічним аналізом пластових вод зі свердловин № 4-Рубанівська, № 8-Північно-Мединицька та ін.

Для пластових вод ділянки Косівсько-Угерської підзони в районі Городоцького поздовжнього та Стрийського поперечного тектонічних порушень характерні понижені значення мінералізації (до  $55 \text{ г/дм}^3$ ), а коефіцієнт  $r\text{Na}^+/r\text{Cl}^-$  зростає і сягає значень близьких до 1. Тип води – гідрокарбонатно-натрієвий (рис. 3.12).

У напрямку до Судово-Вишнянського тектонічного порушення води крейдових відкладів характеризуються пониженими значеннями мінералізації, показник  $r\text{Na}^+/r\text{Cl}^-$  більше за 0,85, проте менший за 1. Тип води, найімовірніше, хлоридно-кальцієвий. У пробах досліджуваної води крейдового віку, відібраної зі свердловин №№ 1,18-Північно-Мединицькі, № 45-Опарська, № 8-Гаївська, № 15-Летнянська натрій-хлорний коефіцієнт змінюється в межах 0,7-0,85.

Підвищені значення мінералізації води (перевищують значення  $100 \text{ г/дм}^3$ ) спостерігаються також у центральній частині Зовнішньої зони між Лімницьким та Слобідським тектонічними порушеннями (св. №№ 4, 16, 21-Гринівські та № 6-Богородчанська), в той час як значення натрій-хлорного коефіцієнта ( $r\text{Na}^+/r\text{Cl}^-$ )  $< 1$  (рис. 3.11).

Значення показника  $r\text{Na}^+/r\text{Cl}^-$  для піднасувної ділянки Зовнішньої зони (Лопушнянська підзона) найбільш понижені ( $< 0,7$ ) у районі Лопушнянського родовища (св. №№ 4, 8-Лопушнські), у свердловинах № 9-Лопушнянська та № 6-Лопушнянська вони сягають 0,83 та 0,95 відповідно. Мінералізація

пластових вод коливається в межах 100-300 г/дм<sup>3</sup>, проте поступово знижується у північному напрямі і вже в свердловині 3-Красноільська дорівнює 16,2 г/дм<sup>3</sup>. Те саме відбувається із значенням хлор-натрієвого коефіцієнта, тобто значення його поступово понижується. Це свідчить про поширення хлоркальцієвого та подекуди гідрокарбонатно-натрієвого типу води в Лопушнянській підзоні, що переходить в хлоридно-магнієвий в районі Сторожинецького родовища (рис. 3.12).

Існування сприятливої гідродинамічної обстановки для формування вуглеводневих покладів також можна встановити за аналізом палеогідродинамічних показників вод крейдового періоду Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Наступний гідрохімічний коефіцієнт, який свідчить про гідрогеологічну закритість надр, що, в свою чергу характеризує зони можливого газоутворення, є хлор-бромний коефіцієнт –  $rCl/rBr$ . У морській воді його значення становить 292. У процесі метаморфізації і збільшенні мінералізації значення коефіцієнта знижується до позначки 100 і нижче. У випадку вилуговування соленосних товщ величина його різко зростає і сягає 1000-2000 і більше. Таким чином, величину хлор-бромного коефіцієнта можна використовувати як показник процесів формування розсолів і виділення у розрізі соленосних товщ, які забезпечують гідрогеологічну закритість надр. Також деякі дослідники значення  $rCl/rBr$  коефіцієнта розглядають як ознаку близького розташування нафтогазових покладів [115].

Для точнішого визначення гідрогеологічної закритості надр, дані коефіцієнтів слід пов'язувати також з гідродинамічною зональністю та генетичним типом води [101].

Промислові скупчення нафти і газу переважно приурочені до гідрогеологічно закритих структур. Визначення ділянок гідрогеологічної закритості надр, а, отже, і можливих зон газоутворення, також проводиться за коефіцієнтом сульфатності. Ознакою ізоляції надр та можливою наявністю

покладів нафти і газу є значення коефіцієнта  $rSO_4^{2-} \cdot 100 / rCl^-$ , що не перевищують 0,1 (рис. 3.13).

З метою визначення зон гідрогеологічної закритості надр побудована відповідна карта зміни градієнта мінералізації (відношення мінералізації в  $mg/dm^3$  до глибини залягання води в метрах), значень хлор-бромного коефіцієнта та коефіцієнта сульфатності [124].

Аналізуючи карту, нами особлива увага приділяється зміні градієнта мінералізації. Райони, де його значення поступово знижується – є найперспективнішими у нафтогазоносному відношенні (рис. 3.13). Водночас, коефіцієнт  $rCl/rBr$  повинен максимально зростати, а коефіцієнт сульфатності навпаки – знижуватися (його підвищені значення свідчать про порушення гідрогеологічної закритості надр).

Відомо, що скупчення нафти і газу переважно приурочені до зон стагнаційного режиму водообміну, рідше знаходяться в зоні утрудненого водообміну і зовсім відсутні в зоні активного режиму водообміну [101]. Під гідрогеологічною зональністю розуміють саме характер поширення зон і областей активного, утрудненого та дуже утрудненого (стагнаційного) режимів водообміну.

Як вже зазначалось вище, виділення зон різного режиму водообміну виконується за результатами визначення хімічного складу підземних вод крейдового віку, визначенні генетичного коефіцієнта  $rNa/rCl$  та їх мінералізації.

Зона активного водообміну інтенсивно живиться прісними інфільтрогенними водами та інтенсивно дронується. Для неї притаманне переважання гідрокарбонатно-кальцієвих та магнеєво-кальцієвих вод. Відношення  $rNa/rCl$  у більшості випадків більше 1.

У зоні утрудненого водообміну зустрічаються як давньоінфільтрогенні, так і седиментогенні води. Вони характеризуються вповільненим рухом і слабким дронуванням. За мінералізацією води належать до солонуватих (до  $10 g/dm^3$ ), відношення  $rNa^+/rCl^-$  коливається у межах 0,87-1,0 [109].



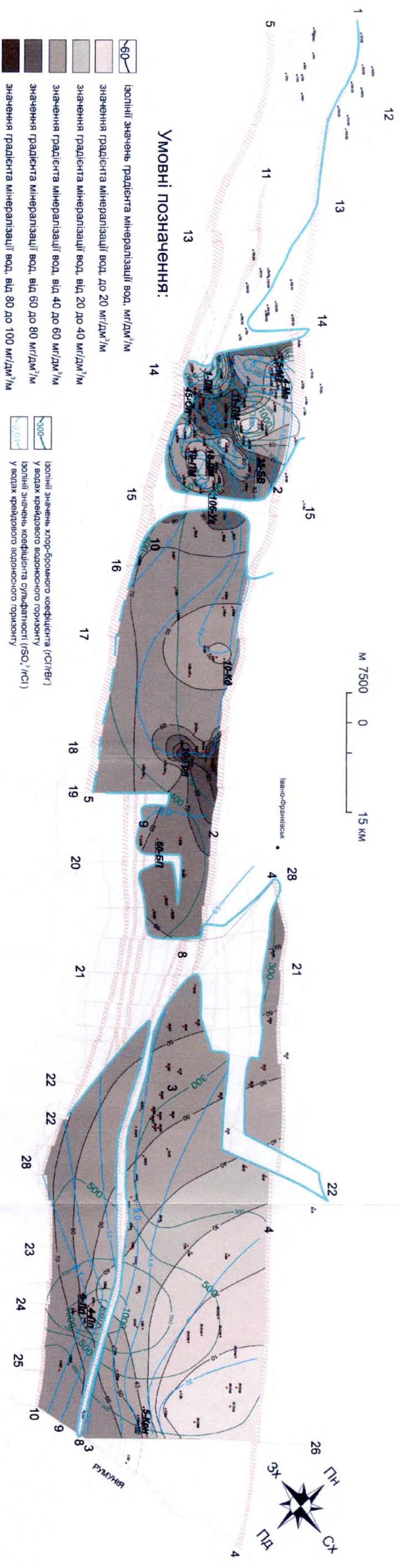


Рис. 3.13. Карта гідрогеологічної закритості надр крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (склада А.П. Мазур, 2014 р. з використанням даними [117] та особистих досліджень, автори тектонічної основи В.М. Щерба, О.С. Щерба, І.В. Кілін, 1973, 1974 рр.)

Зонам дуже утрудненого водообміну властиві седиментогенні та інфільтрогенні води давніх геологічних епох. Вони ізольовані від водообміну з поверхнею. Переважають води хлоридно-натрієвого складу з  $rNa^+/rCl^- < 0,87$ , інколи і менше 0,7.

З метою визначення генезису води, що також впливає на режими водообміну, на карту нанесені ізолінії значень коефіцієнта  $rCl^-/rBr^-$ . Седиментогенні води характеризуються значенням  $rCl^-/rBr^- < 300$ , а інфільтрогенні  $> 300$ . Ступінь мінералізації цих вод становить 100-300 г/дм<sup>3</sup> і більше [117].

Як вже згадувалось вище, швидкість водообміну впливає також і на зміну величини коефіцієнта  $rCl^-/rBr^-$ . У свердловинах № 5-Малогорожанська та № 90 Більче-Волицька, значення його значно менше 150, що вказує на наявність седиментогенних метаморфізованих вод у зонах з дуже утрудненим водообміном. Далі, до центру Косівсько-Угерської підзони, значення даного коефіцієнта дещо зросли, проте не перевищили значення 300, винятком є декілька ділянок, де вони досягли максимального значення 1460 (свердловина № 52-Більче-Волицька).

Отже, зважаючи на характер зміни вище охарактеризованих показників були побудовані карти гідрогеологічних коефіцієнтів ( $rNa^+/rCl^-$ ,  $rCl^-/rBr^-$ ) та мінералізації вод. Аналіз характеристики зміни коефіцієнта  $rNa^+/rCl^-$ , мінералізації вод та коефіцієнта  $rCl^-/rBr^-$  дало змогу нам виділити зони дуже утрудненого (стагнаційного) та утрудненого режимів водообміну, до яких можливо приурочені скупчення вуглеводнів (рис. 3.14).

Аналіз карти гідрогеологічної зональності (рис. 3.14) дає нам підстави стверджувати, що Сторожинецька підзона Зовнішньої зони Передкарпатського прогину практично повністю приурочена до зони з активним водообміном. Води крейдових відкладів решти території досліджуваної зони за характером зміни вище описаних коефіцієнтів характеризуються вповільненим рухом та слабким дренаванням. Можна також виділити і дві ділянки, яким притаманний дуже вповільнений

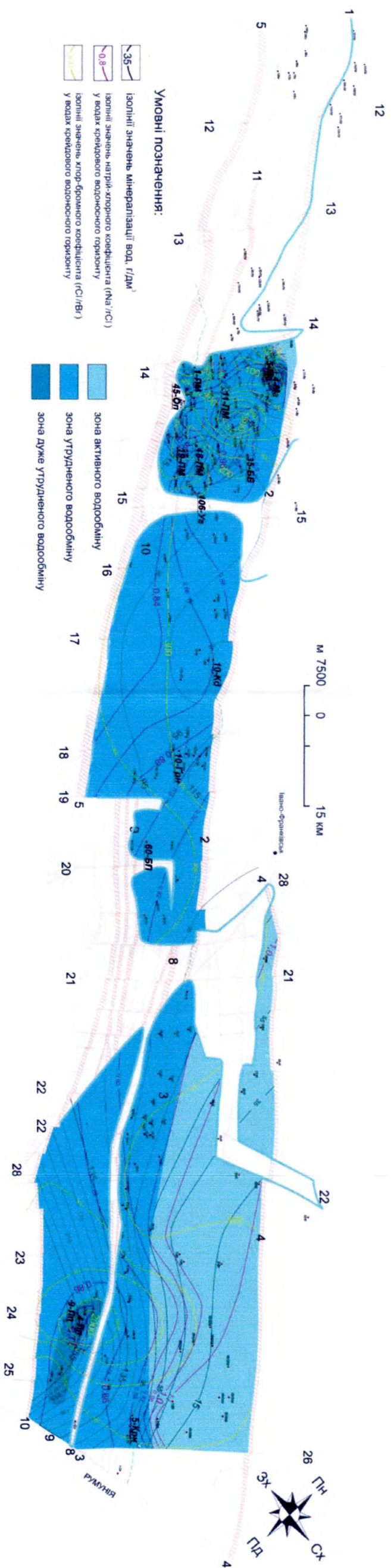


Рис. 3.14. Карта гідрогеологічної зональності водонапірного басейну крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (склада А.П. Мазур, 2014 р. з використанням даними [117] та особливих досліджень, автори тектонічної основи В.М. Щерба, О.С. Щерба, І.В. Кілін, 1973, 1974 рр.)

водообмін – південно-західна ділянка Косівсько-Угерської підзони та південно-східна піднасувна ділянка досліджуваної зони.

Особливістю гідрогеологічних умов Зовнішньої зони Передкарпатського прогину є поширення тут декількох генетичних типів вод. Піднасувна частина зони вміщує солянки вичавлювання товщ Самбірсько-Рожнятівського покриву. Ці води характеризуються високими значеннями мінералізації (до 300 г/дм<sup>3</sup>) та повним спектром водорозчинених макро- і мікрокомпонентів. Генезис слабомінералізованих вод Зовнішньої зони пов'язаний з сучасною інфільтрацією з боку Східноєвропейської платформи.

Аналіз комплексу гідрогеологічних критеріїв дозволив виділити ділянки з прямими та опосередкованими гідродинамічними та гідрохімічними ознаками нафтогазоносності Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Згідно з проведеними нами дослідженнями – найсприятливішими гідрогеологічними умовами володіє Лопушнянська підзона та північно-західна частина Косівсько-Угерської підзони, і сприятливими умовами відкриттям тут покладів вуглеводнів у крейдових відкладах. Другорядними ділянками слід вважати території в районі Гринівського та Красноільського родовищ.

## РОЗДІЛ 4

ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ТА РЕСУРСНА БАЗА  
КРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ

Виділення перспективних ділянок у крейдових відкладах проводиться на основі аналізу та узагальнення результатів наших досліджень, виконаних у попередніх розділах, що включають комплекс встановлених критерійних ознак:

- 1) структурно-тектонічні – наявність закритої структури або блоку, для якого тектонічні порушення виступають екранами;
- 2) літолого-фаціальні – наявність порід колекторів і флюїдоупорів;
- 3) гідрогеологічні – наявність зони з утрудненим та дуже утрудненим водообміном, висока мінералізація підземних вод перспективних комплексів, низький вміст сульфатів;
- 4) дані отримані при випробуванні свердловин.

Вирішення поставленого завдання проводилося нами шляхом співставлення структурних карт, карт і зопахіт та гідрогеологічних карт і представлено у вигляді результуючої карти (рис. 4.1). Для кожної з цих ділянок нами виділені перспективні структури з подальшим поділом їх на першочергові, другорядні та імовірні.

Перша перспективна ділянка розташована у північно-західній частині Косівсько-Угерської підзони між Дрогобицько-Щирецьким та Стрийським тектонічними порушеннями. Тут встановлена продуктивність крейдових відкладів відкриттям Грудівського, Більче-Волицького та ін. родовищ.

Друга ділянка поширена вздовж Калуського розлому та розташована між Стрийським та Слобідським поперечними тектонічними порушеннями. У її межах виділена Гринівська структура, яка за комплексом чинників нафтогазоносності віднесена до другорядних.

Третя перспективна ділянка розташована на південному сході Зовнішньої зони вздовж Передкарпатського розлому між Сучавським та Покутським порушеннями. В межах цієї ж ділянки виділяється Кам'янська

структура, яка відноситься до другорядних, та Святославська, яка за характеристикою ознак нафтогазоносності відноситься до імовірних.

Четверта ділянка – найбільш перспективна – розташована у південно-східній частині Косівсько-Угерської підзони у піднасуві автохтону Покутсько-Буковинських Карпат. Тут виділяються – Стайківська та Бісківська структури, які нами віднесені до першочергових. Окремо слід відзначити Міжрічинську структуру, що виділена за сейсмічними та гравіметричними даними у районі перетину Краковецького та Космацького тектонічних порушень (блок свердловини 1-Міжрічинська).

#### **4.1. Центральна частина Зовнішньої зони Передкарпатського прогину**

Про перспективи Гринівської структури, що розташована у центральній частині Косівсько-Угерської підзони свідчать результати випробування свердловини № 1-Гринівська, у якій було отримано припливи газу і конденсату, а при випробуванні свердловини № 1-Південно-Гринівська, що пробурена в суміжному блоці отримано приплив води зі слабким газом на гирлі. Висловлювалась думка [59], що гринівський поклад міг утворитися внаслідок міграції, або перерозподілу газу з глибоких продуктивних горизонтів Карпат.

Гринівська структура має вигляд пологої антиклінальної складки північно-західного простягання, що з усіх сторін обмежена тектонічними порушеннями. В центральній частині складка ускладнена куполами незначної амплітуди (рис. 4.2). Породи колектори тут представлені пісковиками сеноманського та вапняками туронського (св. № 1-Південно-Гринівська) горизонтів, товщина не перевищує 20 м. Пористість складає 9%. Флюїдоупором можуть виступати аргіліти сенонських відкладів, товщиною 120 м.

На основі гідрогеологічних досліджень встановлено, що ділянка характеризується режимом дуже утрудненого водообміну. Тип води

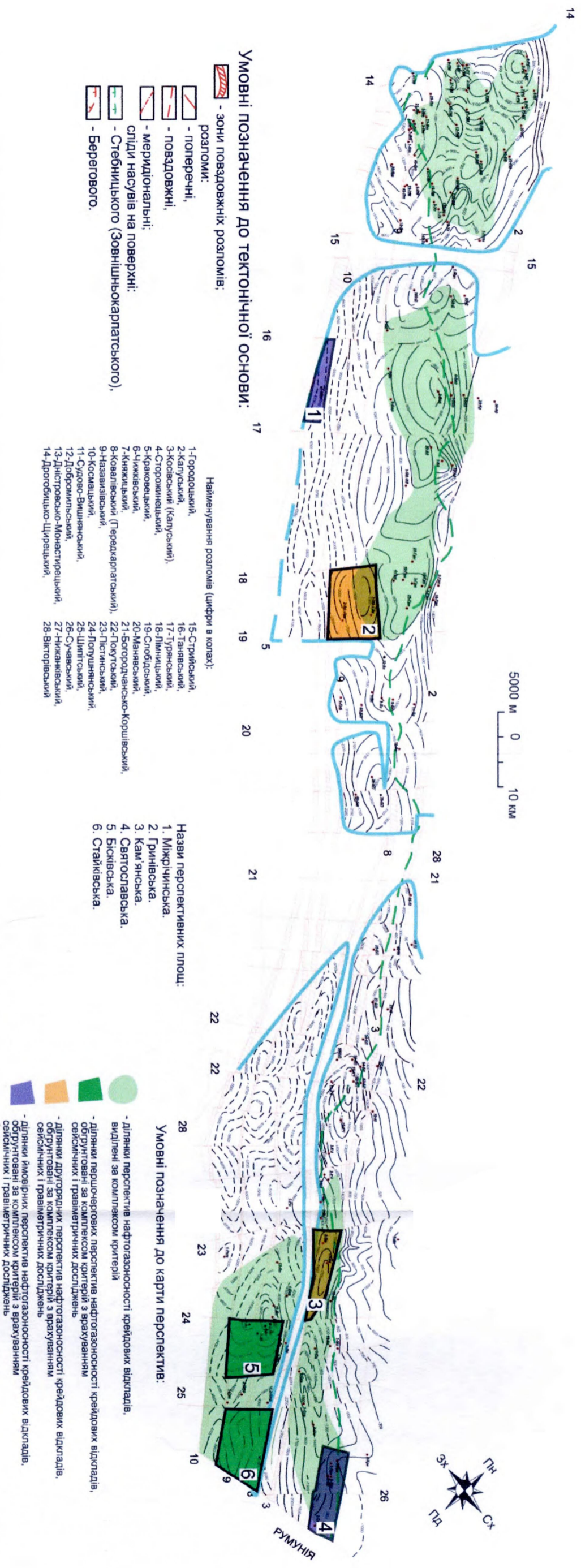


Рис. 4.1. Карта перспектив нафтогазоносності крейдового комплексу Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Масштаб 1:500000 (склада А.П. Мазур, 2015р, з використанням сейсмічних, гравіметричних даних Б.Й. Маєвський, С.Г. Анікеєв, Л.С. Мончак, В.П. Степанюк, 2012 р. та особистих досліджень, автори тектонічної основи В.М. Щербя, О.С. Щербя, І.В. Клиш, 1973, 1974 рр.)

хлоридно-кальцієвий, що є характерним для пластових вод нафтових і газових родовищ.

Перспективність даної структури також підтверджується результатами газогеохімічних досліджень [57]. Так, по двох регіональних профілях – Лопушна-Гринява та Гринява-Розтоки виділяється поле підвищеної концентрації вуглеводневих газів. Зважаючи на вищевказане, можна зробити висновок про перспективність Гринівської структури у нафтогазоносному відношенні.

Тому, зважаючи на вищевказане рекомендується пробурити пошукову свердловину № 3-Південно-Гринівська, глибиною 2000 м, в склепінні найвищого купола структури (рис. 4.3). У її межах виділяється пластова склепінна, тектонічно та літологічно екранована пастка.

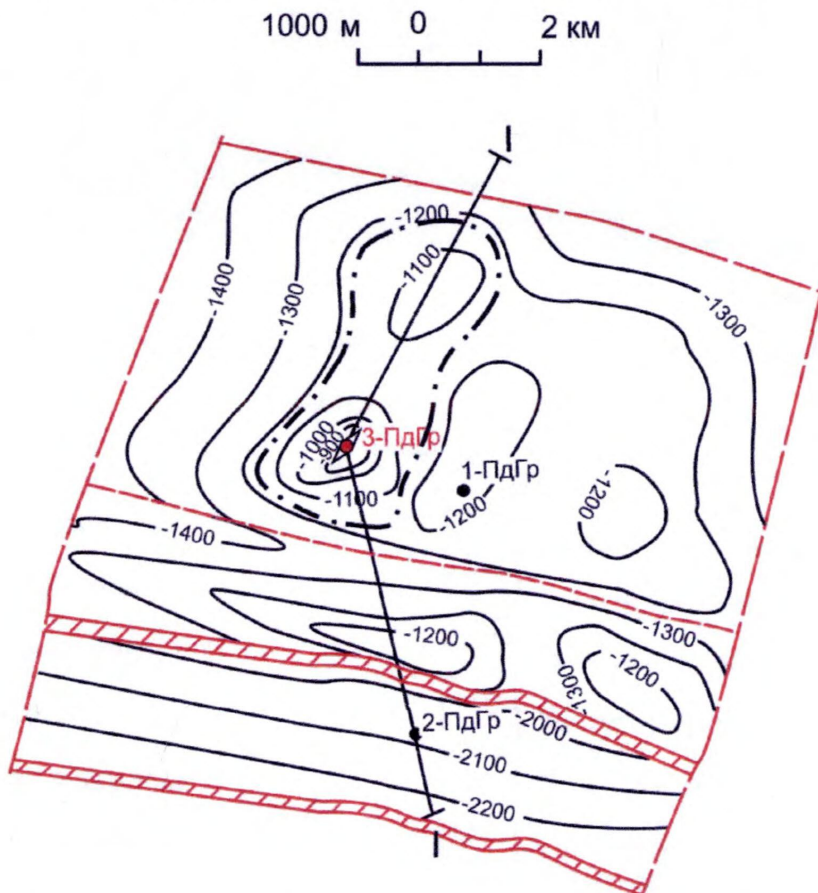


Рис. 4.2. Гринівська площа. Структурна карта покрівлі крейдових відкладів.

Масштаб 1:100000.

(Склала: А.П. Мазур, 2015 р, на основі схематичної карти

Л. С. Мончака, 2009 р.)



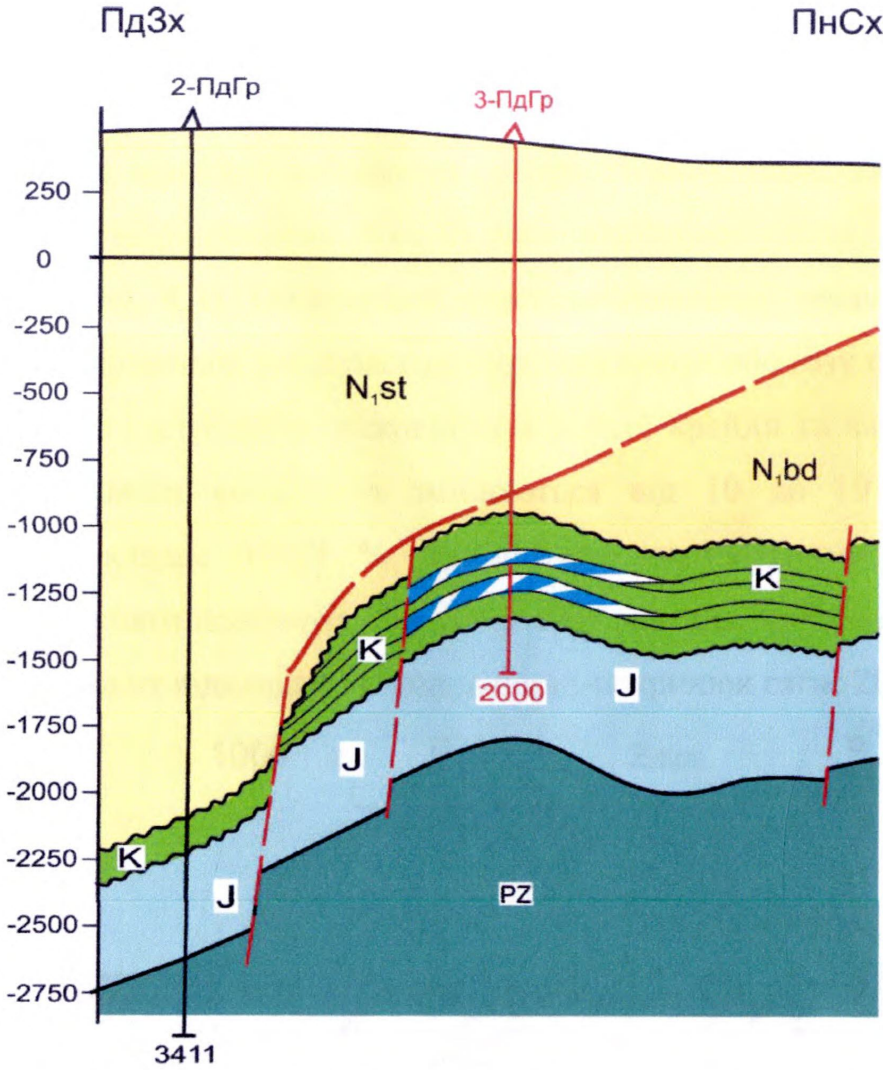


Рис. 4.3. Гринівська площа. Геологічний розріз по лінії I-I.

Масштаб 1:25000.

(Склала: А.П. Мазур, 2015 р.)

К+P	крейда+палеоген	Розривні порушення
N <sub>1st</sub>	стебницькі відклади	Зони розривних попушень
N <sub>1bd2</sub>	баденські відклади	Ізогіпси покрівля крейдових відкладів
K	крейдові відклади	Контур нафтогазоносності
J <sub>3</sub>	верхньоюрські відклади	1-Фл
Pz	палеозойські відклади	2-Ст
Стратиграфічні границі		KI-82 503
Границі незгідного залягання відкладів		Вибій
		Прогнозні нафтові (газові) поклади

Умовні позначення до рисунків 4.2-4.12

Міжріченська перспективна структура у крейдових відкладах виділяється у районі Краковецького та Космацького тектонічних порушень. Перспективне підняття субширотного простягання, обмежене з усіх сторін тектонічними порушеннями, його будова подібна до будови Лопушнянського родовища (рис. 4.4). Очікуються пластово-склепінні, масивно пластові та тектонічно екрановані типи пасток. Поклади нафти або газу прогнозуються у сеноманських і альбських пісковиках верхньої крейди та вапняках нижньої крейди. Товщини колекторів змінюються від 10 до 19 м. Пористість пісковиків складає 11-17 %. Регіонально витриманими флюїдоупором можуть виступати неогенові моласи Самбірського покриву та щільні мергелі верхньокрейдових відкладів. Товщина порід-покришок сягає 200 м.

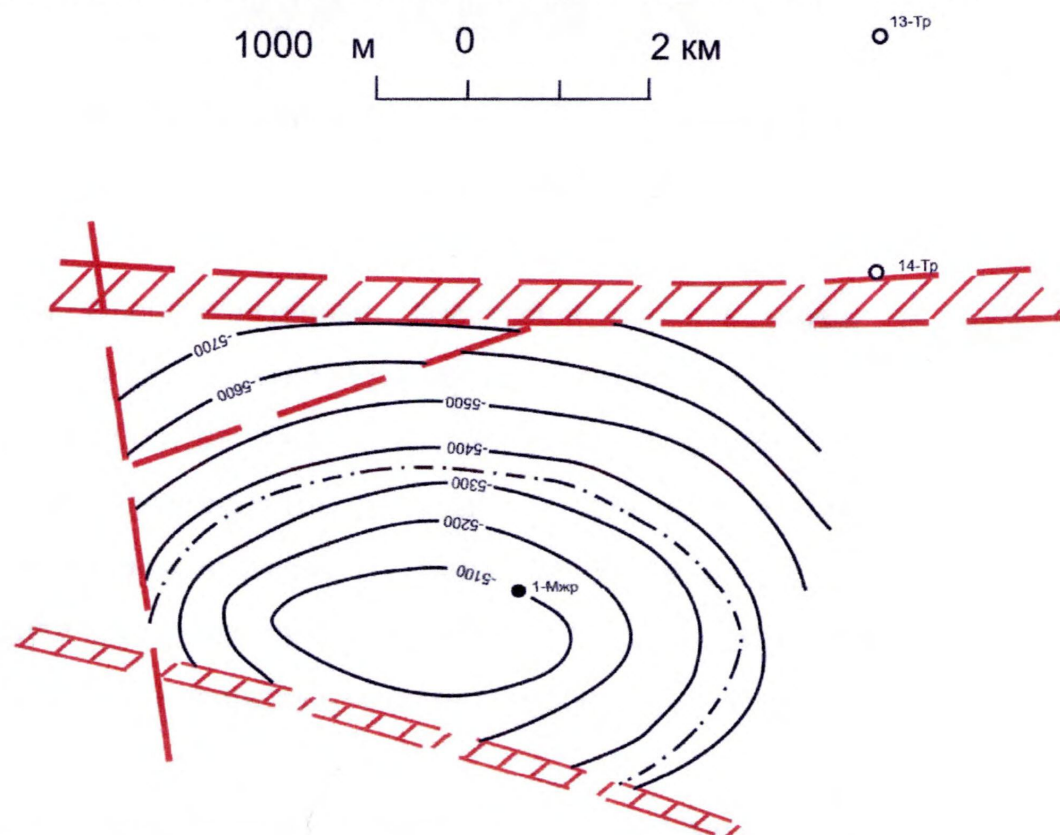


Рис. 4.4. Міжрічинська площа. Структурна карта покрівлі крейдових відкладів. Масштаб 1:100000.

(склала: А.П. Мазур, 2015 р, на основі сейсмічних даних)

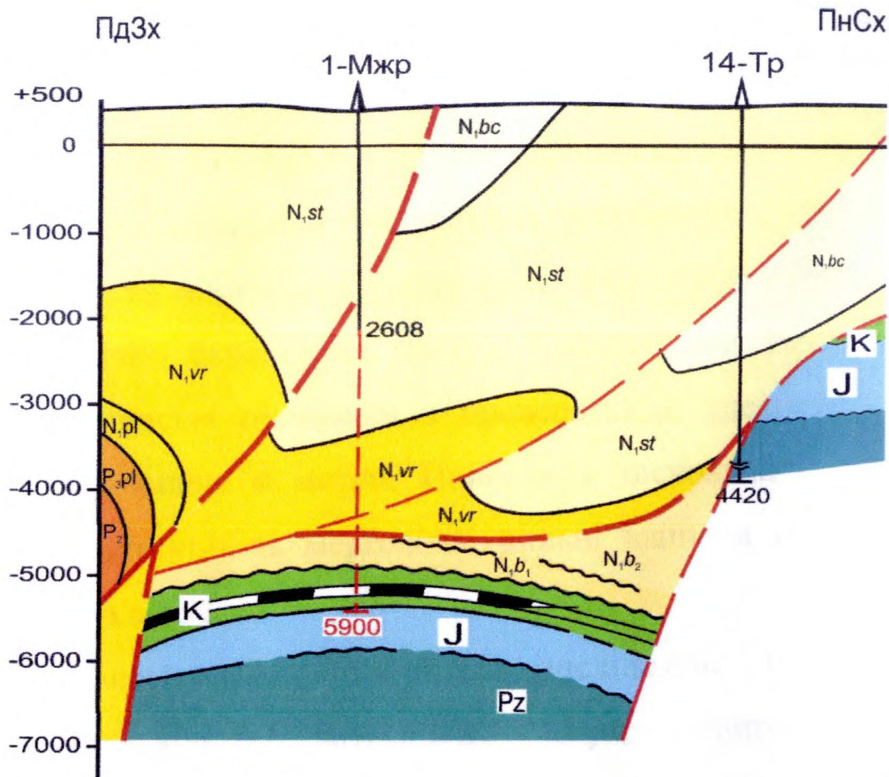


Рис. 4.5. Міжрічинська площа. Геологічний розріз по лінії І-І.

Масштаб 1:50000.

(склала: А.П. Мазур, 2015 р.)

За гідрогеологічними дослідженнями тут поширена зона з дуже утрудненим режимом водообміну та високою мінералізацією пластової води, що сягає - 300 г/дм<sup>3</sup>. Тип води – хлоридно-кальцієвий.

Внаслідок відсутності належного фінансування, буріння свердловини 1-Міжрічинська зупинено у стебницьких відкладах [117], нами пропонується добурити свердловину до глибини 5900 м, де у крейдових відкладах прогнозується відкриття нафтового покладу (рис. 4.5).

#### 4.2. Південно-східна частина Зовнішньої зони Передкарпатського прогину

При бурінні свердловин № 1-Кам'янська та № 1-Багненська (вибій в юрських відкладах) були отримані припливи води з вуглеводневим газом, що вказує на перспективність Кам'янської структури. За комплексом чинників ми виділяємо перспективне підняття у блоці, що розташований на південний

схід від свердловини № 1-Кам'янська. У тектонічному відношенні структура розташована під насувом флішових складок Бориславсько-Покутської зони і Стебницьким насувом. За сейсмічними дослідженнями Кам'янська структура є антикліналлю, що обмежена локальними тектонічними порушеннями з північного заходу та південного сходу (рис. 4.6). Прогнозується пластова склепінна тектонічно екранована пастка. Колекторами верхньокрейдових відкладів є сеноманські пісковики з проверстками алевролітів. Товщина колектора не перевищує 4 метри. Пористість пісковика становить 8 %. Флюїдоупорами виступають мергелі та щільні вапняки баденського віку, товщина яких складає 50 м.

За комплексом гідрогеологічних досліджень встановлено, що досліджувана структура знаходиться в ділянці утрудненого водообміну. Тип пластової води хлоридно-кальцієвий. А понижений вміст сульфатів може вказувати на близьке розташування флюїдоконтактів.

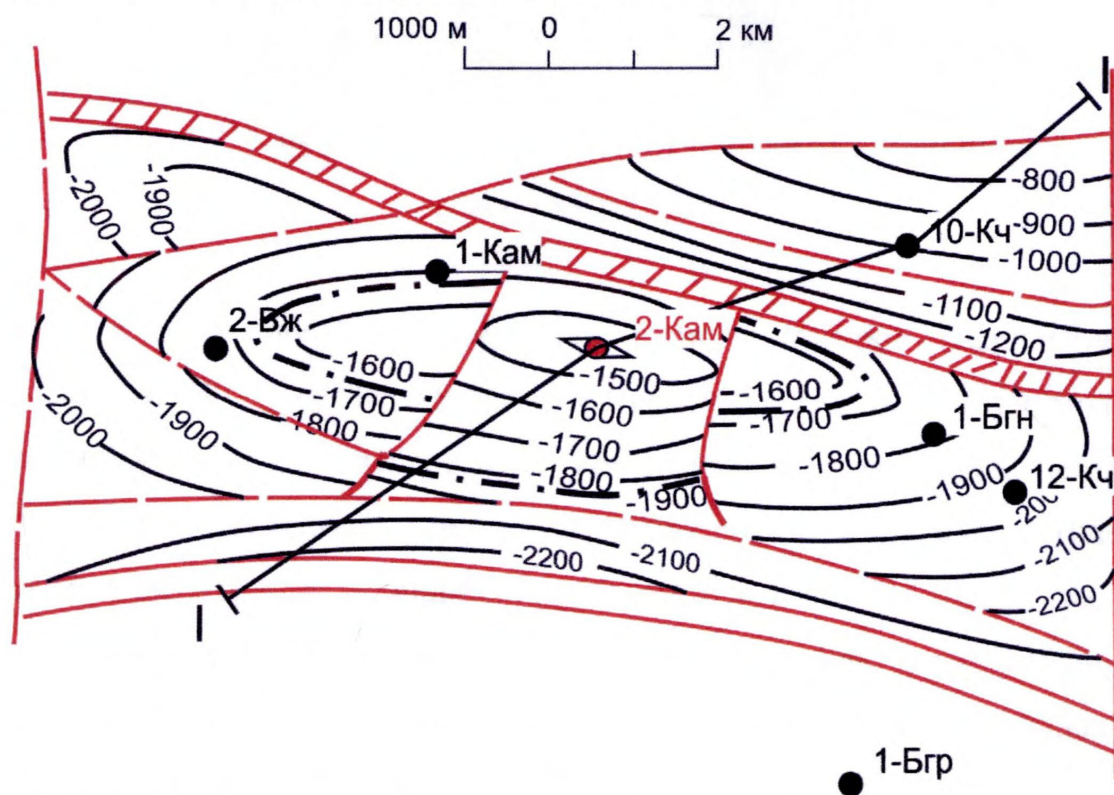


Рис. 4.6. Кам'янська площа. Структурна карта покрівлі крейдових відкладів.

Масштаб 1:100000.

(склала: А.П. Мазур, 2015 р, на основі схематичної карти

Л. С. Мончака, 2009 р.)

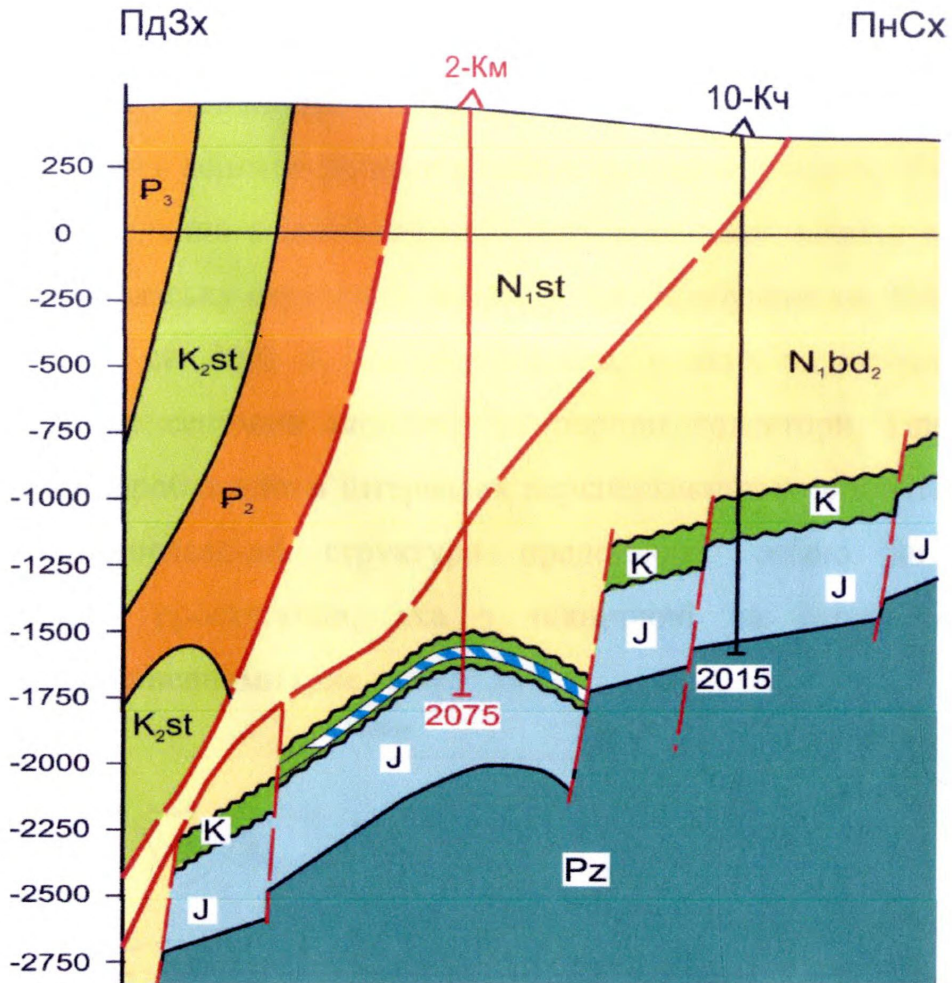


Рис. 4.7. Кам'янська площа. Геологічний розріз по лінії І-І.

Масштаб 1:25000.

(склала: Мазур А.П., 2015 р.)

Також нами проаналізовано дані буріння сусідніх свердловин. За результатами ГДС у св. № 3-Вижницька сеноманський горизонт є можливо продуктивним, тут виділяються колектори з хорошими емніо-фільтраційними властивостями. У св. №10-Ковалівка-Черешенка (вибій в юрських відкладах) були виділені колектори в сеномані, проте характер їхнього їхне насичення не визначений. Подібні результати отримано при дослідженні св. № 12- Ковалівка-Черешенка (вибій в юрських відкладах), тут наявні зони розущільнення, проте характер насичення колекторів також невизначений.

Таким чином, Кам'янська площа відноситься до перспективних і нами рекомендується пробурити пошукову свердловину № 2-Кам'янська

глибиною 2075 м на одному з підняттях (рис. 4.7). У результаті чого прогнозується розкриття всього розрізу крейдових відкладів, які за аналогією з Лопушнянськими є перспективними в нафтогазоносному відношенні.

У крайній південно-східній частині Сторожинецької підзони необхідно відмітити Святославську структуру, в межах якої пробурено св. №№ 1, 3, 5-Святославська та св. №№ 5, 9-Красноільська, у яких за інтерпретацією комплексу ГДС в сеномані виділяються породи колектори. Проте, слід зазначити, що випробування в інтервалах перспективних горизонтів так і не проводили. Святославська структура представляє собою антикліналь північно-східного простягання, яка з північної та сходу обмежена тектонічними порушеннями (рис. 4.8).

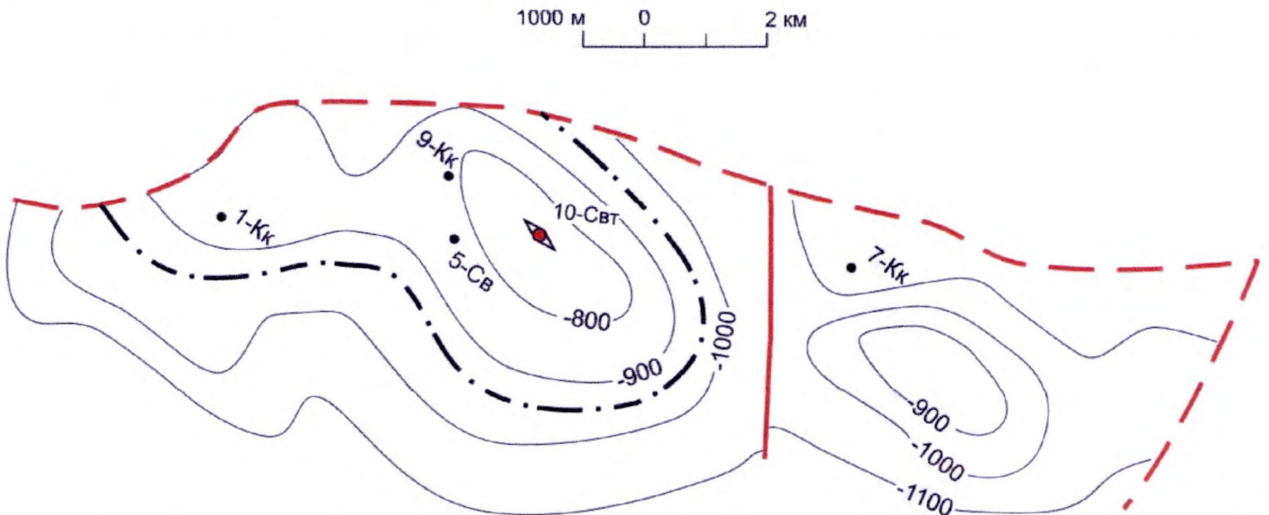


Рис. 4.8. Святославська площа. Структурна карта покрівлі крейдових відкладів. Масштаб 1:100000.

(склала А.П. Мазур, 2015 р. на основі схематичної карти Л.С. Мончака, 2012 р.)

Колекторами є пісковики сеноманського горизонту, товщина якого 11-15 м. Пористість колектора – 9 %. Регіональними флюїдоупорами виступають неогенові моласи з товщиною понад 150 м. Дослідження пластової води крейдових відкладів із свердловин вказує на поширення як хлоридно-кальцієвого так і гідрокарбонатно-натрієвого типу води. Для води характерний вповільнений рух і слабе дренавання, що сприяє збереженню скупчень нафти і газу.

Отже, за результатами аналізу всього вищесказаного нами пропонується закласти пошукову свердловину № 10-Святославська у склепінній частині структури. Згідно до наших рекомендацій при випробуванні крейдових відкладів можливо отримати припливи нафти або газу.

Як вже згадувалось раніше, найбільш вивченою та продуктивною структурою у нафтогазоносному відношенні є Лопушнянська. Це підтверджується випробуванням у св. № 3-Лопушнянська ще у 1984 році, де із сеноманських пісковиків одержано припливи нафти дебітом  $300 \text{ м}^3/\text{добу}$  [72, 126-132]. Згідно останніх побудов структура розташована в межах скидової ступені (опущене крило Передкарпатського розлому) і обмежена з північного сходу природозломним грабенем. Південно-західне крило ускладнене Шепітським розломом (скидом) з амплітудою 100–500 м, який розділяє її на два

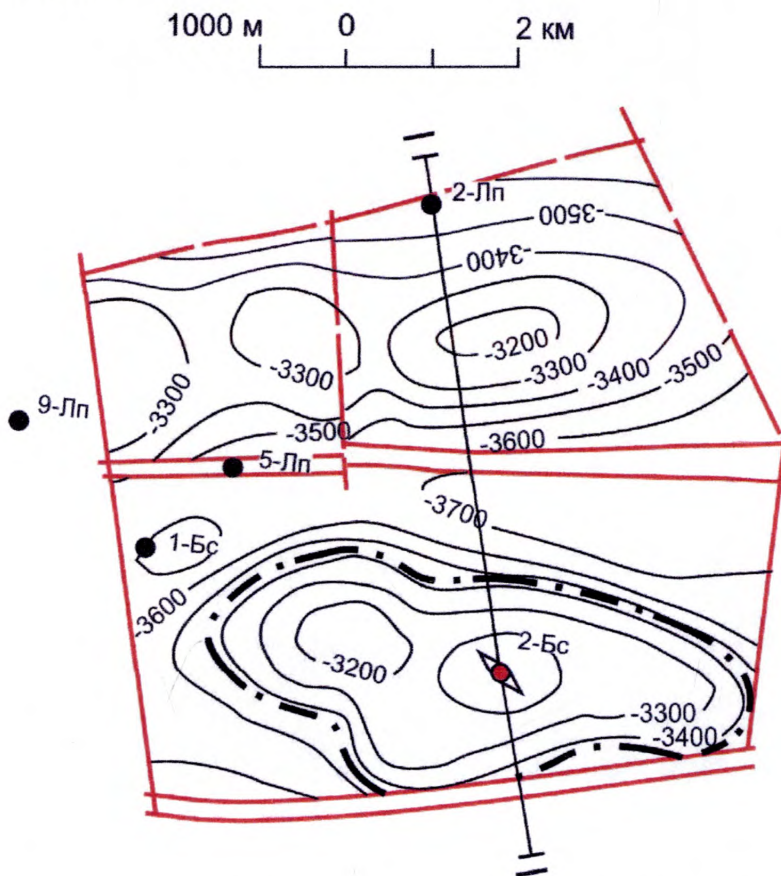


Рис. 4.9. Бісківська площа. Структурна карта покрівлі крейдових відкладів.

Масштаб 1:100000. (склала: А.П. Мазур, 2015 р, за сейсмічними та гравіметричними даними)

поздовжніх блока: Лопушнянський (центральна частина і північно-східне крило)-в межах якого відкрите одноіменне родовище та Бісківський (південно-західне крило).

За результатами інтерпретації даних ГДС в свердловинах на ділянках суміжних Бісківській виділено пласти з ознаками продуктивності (див. розділ 1) у наступних свердловинах: № 1-Роженська (сеноманський горизонт); № 13-Лопушанська (сеноманські і туронські відклади верхньої крейди); № 2-Петровецька (нижньокрейдяні відклади, сеноманський горизонт). Тому Бісківська структура розглядається в якості перспективної у нафтогазоносному відношенні.

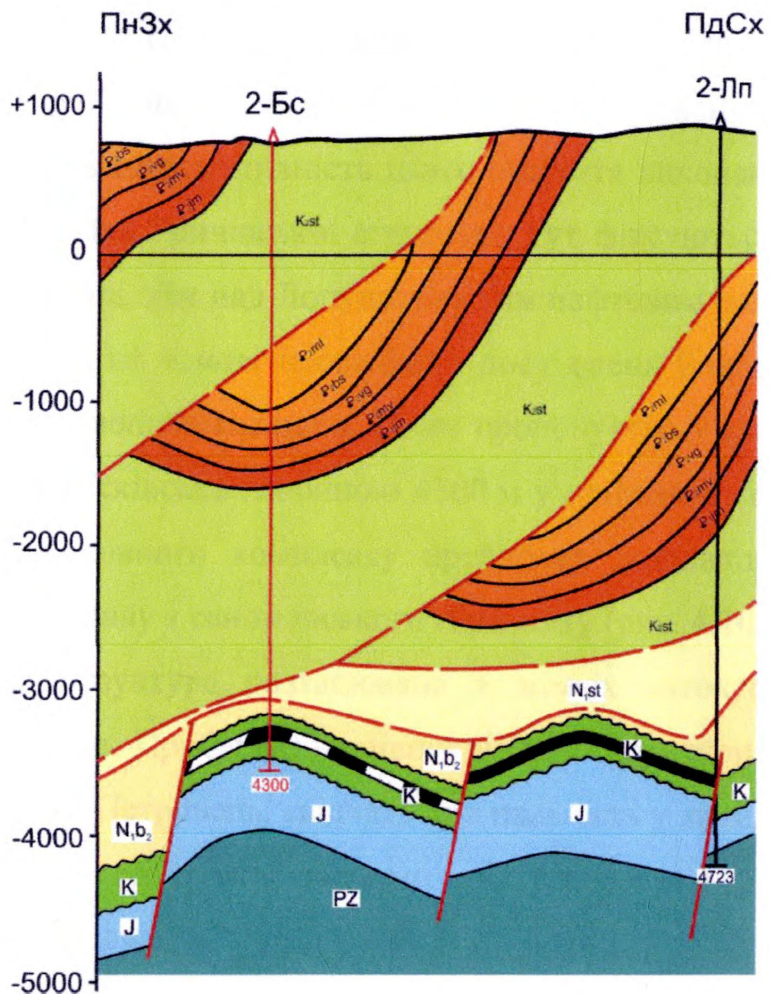


Рис. 4.10. Бісківська площа. Геологічний розріз по лінії I-I.

Масштаб 1:50000. (склала: Мазур А.П., 2015 р.)

Бісківська структура являє собою вал з двома склепіннями, який обмежений тектонічними порушенням з екранувальними властивостями.



Розміри склепінь цього валу відповідно становлять  $10 \times 3$  і  $6 \times 3$  км (рис. 4.9). Інші структури в межах цього району знаходяться на більших глибинах. Колекторами крейдових відкладів є сеноманські пісковики, подекуди сеноманський горизонт об'єднується з альбським утворюючи єдиний природній резервуар. Товщина колектора сягає 16 м. Пористість порід-колекторів коливається у межах 9-16 %. Товщини флюїдоупорів, якими виступають флішові відклади Бориславсько-Покутської зони та глинисті породи молас Самбірського покриву [128], подекуди перевищують 70 м.

За результатами гідрогеологічних досліджень Лопушнянська підзона та зокрема Бісківський блок характеризується підвищеним значенням мінералізації ( $267-315$  г/дм<sup>3</sup>) та пониженим значенням сульфатів, що вказує на сприятливі гідрогеологічні умови утворення та збереження покладів.

Підтверджують перспективність цього підняття виконані газогеохімічні дослідження. Як і для Гринівської структури тут фіксуються газогеохімічні аномалії контрастніші, ніж над Лопушнянським нафтовим родовищем [56].

Таким чином, на основі проведених досліджень Бісківську структуру можна вважати недоопрацьованою. Нами пропонується закласти пошукову свердловину № 2-Бісківська глибиною 4300 м у найвищій точці склепіння з метою розкриття повного комплексу крейдових відкладів та отримання промислового припливу з сеноманського горизонту (рис. 4.10).

Стайківська структура розташована в межах автохтону Покутсько-Буковинських Карпат. Пробурені на північ від цієї структури свердловини № 1-Сергії та №№ 2, 3-Петровець, свідчать про наявність у крейдових відкладах колекторів з фільтраційно-ємкісними властивостями близькими до Лопушнянського родовища.

За результатами структурних побудов підняття представлене як брахіантиклінальна складка, яка розбита тектонічними порушеннями на чотири невеликі блоки, які суміжні з Петровецькою структурою. Відокремлені вони одна від одної поперечним порушенням. Південно-західне її крило ускладнене Шепітським розломом з амплітудою 300–500 м,

північно-східне коротке і більш пологоє. Стайківська структура завершує Лопушнянсько-Петровецьку смугу складок з південного сходу (рис. 4.11).

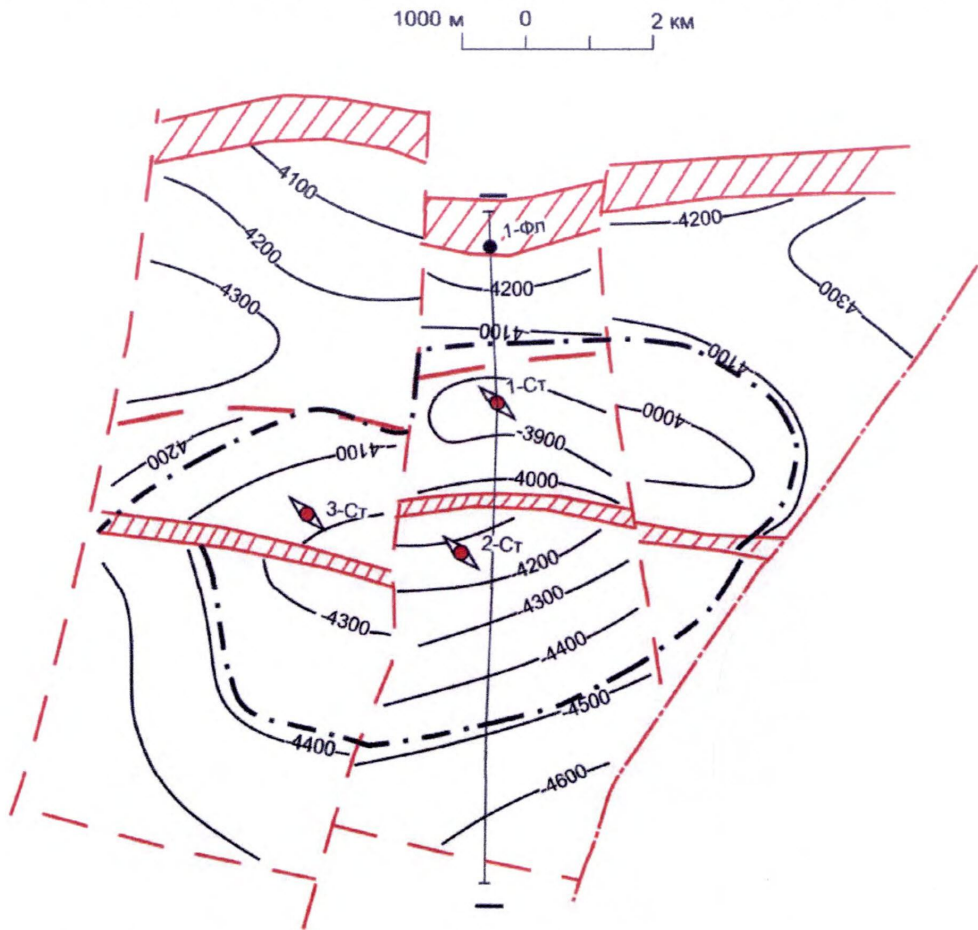


Рис. 4.11. Стайківська площа. Структурна карта покрівлі крейдових відкладів. Масштаб 1:100000. (склала: А.П. Мазур, 2015 р, на основі сейсмічних та гравіметричних даних)

Висока мінералізація підземних вод вищезгаданих комплексів, низький вміст сульфатів, перевага кальцію над магнієм, значний вміст мікрокомпонентів свідчать, що ці відклади знаходяться у гідродинамічній зоні дуже утрудненого режиму водообміну, тобто гідрогеологічні умови сприятливі для формування покладів вуглеводнів (таб. 4.1).

За результатами літолого-фаціальних досліджень колекторами є витримані по площі і розрізу пісковики сеноману та розущільнений вапняк нижньої крейди, товщина яких близько 7 і 10 м відповідно. У пісковиках сеноману передбачаються 2 пластові поклади, тектонічно екрановані, приурочені до структурного виступу, екрановані з північного сходу підкидо-

насувом та стратиграфічним неузгодженням, пов'язаними з виповненням баденськими відкладами ерозійним врізом. Породами-покришками виступають флішові відклади Бориславсько-Покутської зони і моласи Самбірського покриву товщиною, що сягає 150 м.

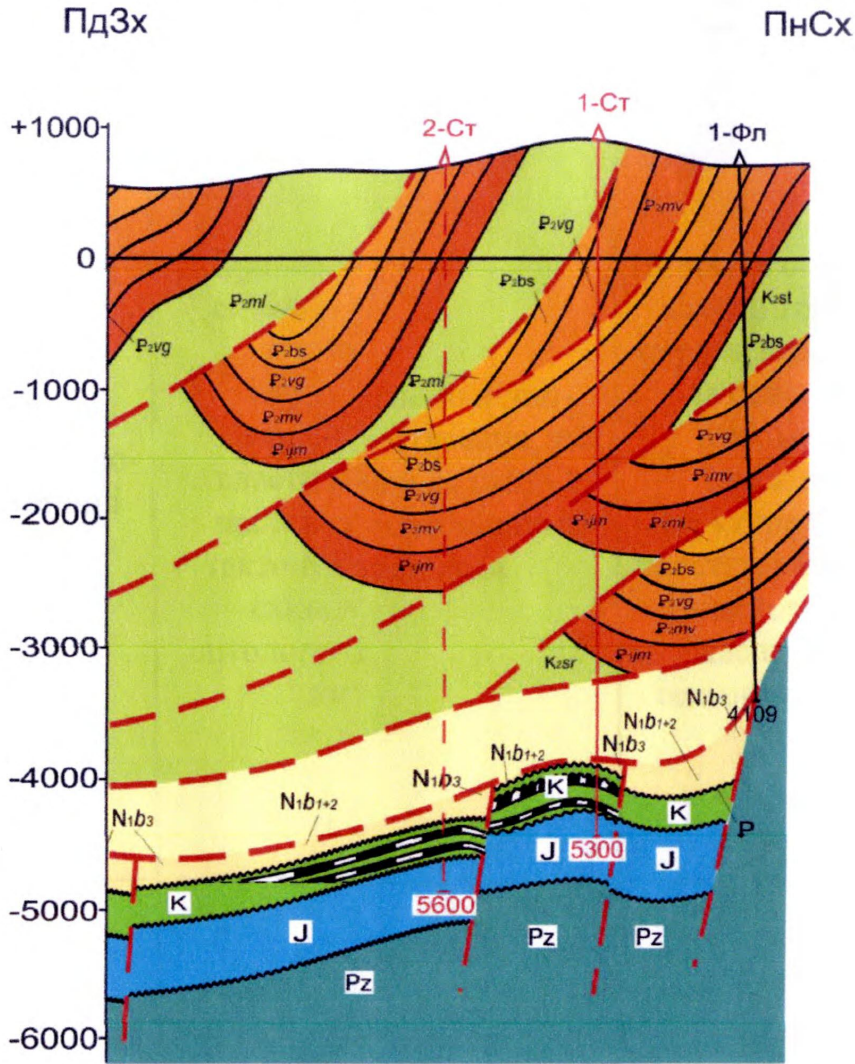


Рис. 4.12. Стайківська площа. Геологічний розріз по лінії I-I.

Масштаб 1:50000.(склала: А.П. Мазур, 2015 р.)

На площі планується буріння трьох пошукових свердловин. Проектні глибини яких становлять: св. № 1-Стайківська – 5300 м, св. № 2-Стайківська – 5600 м та св. № 3-Стайківська – 5500 м (рис. 4.12).

Перспективи вищевказаних об'єктів (Камя'нська та Святославська площі), також підтверджуються гравіметричними дослідженнями [55, 56]. Детальна характеристика перспективних об'єктів наведена в таблиці 4.1.

## Характеристика перспективних об'єктів у крейдових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину

№ п/п	Геологічні чинники (критерії)	Першочергові			Другорядні			Ймовірні
		Стайківська	Бісківська	Кам'янська	Гринівська	Святославська	Міжрічницька	
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	Структурно-тектонічні	Брахіантиклінальна складка, укладена тектонічними порушеннями з екранувальними властивостями. Тип пастки: структурно-тектонічна (північно-східна ділянка), літологічна (південно-західна).	Вал з двома склепіннями, що обмежені тектонічними порушеннями з екранувальними властивостями. Тип пастки: пластовий склепінний тектонічно-екранований.	Антиклінальна структура, розбита тектонічними порушеннями на три блоки. Тип пастки: пластовий склепінний тектонічно-екранований.	Полога антиклінальна складка північно-західного простягання, з усіх сторін обмежена тектонічними порушеннями. Тип пастки: пластовий склепінний, тектонічно та літологічно екранований.	Антикліналь північно-східного простягання, яка з північної та сходу обмежена тектонічними порушеннями	Підняття обмежене з усіх сторін тектонічними порушеннями - виявлене за сейсмічними та гравіметричними дослідженнями.	
2	Літолого-фаціальні	Колекторами є пісковиковий горизонт сеноману та розушцільний вапняк нижньої крейди, товщина 7 і 10 м відповідно. Пористості - 17 та 10 %. Товщина покришки близько 150 м.	Колекторами є пісковиковий горизонт сеноману, товщина якого 16 м. Пористість колектора - 12 %. Товщина покришки близько 70 м.	Колекторами є пісковики з проверстками алевролітів (сеноман). Товщина колектора - 4 м. Пористість - 8%. Товщина покришки близько 50 м	Колекторами є пісковиковий горизонт сеноману та вапняки туруну. Товщина колектора - 20 м. Пористість колектора - 9 %. Товщина покришки близько 120 м.	Колекторами є пісковиковий горизонт сеноману, товщина якого 11-15 м. Пористість колектора - 9 %. Товщина покришки близько 150 м.	Колекторами можуть виступати, як пісковики нижньої так і верхньої крейди. Товщини колекторів змінюються від 10 до 19 м. Пористість складає 11-17 %. Товщина покришки близько 200 м.	

1	2	3	4	5	6	7	8
				Тип води: хлоридно-кальцієвий; мінералізація пластової води, г/дм <sup>3</sup> - 135; коефіцієнт гSO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> -100/гCl-1,0; вміст іону SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> , мг/дм <sup>3</sup> -1020; коефіцієнт гNa <sup>+</sup> /гCl-, мг-екв/л - 0,84. Зона поширення утрудненого режиму водообміну.	Тип води: хлоридно-кальцієвий; мінералізація пластової води, г/дм <sup>3</sup> - 110; коефіцієнт гSO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> -100/гCl-2,0; вміст іону SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> , мг/дм <sup>3</sup> -1000; коефіцієнт гNa <sup>+</sup> /гCl-, мг-екв/л - 0,87. Зона поширення утрудненого режиму водообміну.	Тип води: хлоридно-кальцієвий (гідрокарбонатно-натрієвий); мінералізація пластової води, г/дм <sup>3</sup> - 95; коефіцієнт гSO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> -100/гCl-3,0; вміст іону SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> , мг/дм <sup>3</sup> -1200; коефіцієнт гNa <sup>+</sup> /гCl-, мг-екв/л - 0,88. Зона поширення утрудненого режиму водообміну.	Тип води: хлоридно-кальцієвий; мінералізація пластової води, г/дм <sup>3</sup> - 300; коефіцієнт гSO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> -100/гCl-0,09-0,1; вміст іону SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> , мг/дм <sup>3</sup> -50; коефіцієнт гNa <sup>+</sup> /гCl-, мг-екв/л - 0,7. Зона поширення дуже утрудненого режиму водообміну.
3	Гідрогеологи чні	Тип води: хлоридно-кальцієвий; мінералізація пластової води, г/дм <sup>3</sup> - 267-315; коефіцієнт гSO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> *100/гCl-0,02-0,1; вміст іону SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> , мг/дм <sup>3</sup> -98-164; коефіцієнт гNa <sup>+</sup> /гCl-, мг-екв/л - 0,7-0,75. Зона поширення дуже утрудненого режиму водообміну.					
4	Прямі ознаки нафтогазоносності	В пробуреній на суцільній ділянці св. № 1-Сергій-розчинений у воді газ. За ГДС (св. № 3-Петровець) продуктивний колектор в сеномані. Підтверджуються геохімічними дослідженнями.		При випробуванні свердловин № 1-Кам'яньська та № 1-Багненська - розчинений у воді газ.	При випробуванні свердловини № 1-Південна-Гринівка - вода зі слабким газом на гирлі.	За ГДС в свердловинах №№ 1,3,5-Святославська та №№ 5,9-Краснольська - перспективи на продуктивність. Відклади сеноману не випробувались.	Немає свердловин, в яких проводилося випробування крейдових відкладів
5	Перспективи ресурси категорії С <sub>3</sub> та прогнози D <sub>1лок</sub>	9050 тис. т. ум. п.	6310 тис. т. ум. п.	4740 тис. т. ум. п.	3530 тис. т. ум. п.	3210 тис. т. ум. п.	5860 тис. т. ум. п.

Таким чином, для обґрунтування напрямів геолого-пошукових робіт та планування геологорозвідувальних робіт і приросту запасів на перспективу, для першочергових, другорядних та імовірних перспективних ділянок нами оцінено перспективні та прогнозні ресурси.

Таблиця 4.2

Зведена таблиця підрахункових параметрів для оцінки перспективних ресурсів вуглеводнів категорії С<sub>3</sub> першочергових перспективних об'єктів крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину

Назва площі	Проектні горизонти	Площа пастки, тис. м <sup>2</sup>	Середня нафтонасичена товщина, м	Коефіцієнти			Густина нафти, кг/м <sup>3</sup>	Коефіцієнт нафто-віддачі
				відкритої пористості	нафтонасиченості	на усадку нафти		
Бісківська	K <sub>2</sub> cn+ K <sub>1</sub> al	16,9	13	10	0,62	0,62	827	0,28
Стайківська	K <sub>2</sub> cn+ K <sub>1</sub> al	24	15	13	0,63	0,63	830	0,3

Для першочергових об'єктів нами пораховано перспективні ресурси категорії С<sub>3</sub>. Підрахунок виконувався об'ємним методом для сеноманських горизонтів та нижньої крейди. Площа нафтоносності передбачених покладів вираховувалась шляхом визначення положення контурів нафтогазоносності і тектонічних порушень і обраховувалась за допомогою планіметра. Виміри кожної площі проводилися тричі для визначення середньої величини. Ефективні товщини бралися за даними ГДС. Інші підрахункові параметри прийняті, як середні значення для крейдових відкладів Зовнішньої зони (табл. 4.2).

Отже за результатами розрахунків прогнозних ресурсів вуглеводнів категорії С<sub>3</sub> для Стайківської структури складають 9050 тис. т умовного палива, а для Бісківської – 6310 тис. т умовного палива

Для другорядних та імовірних перспективних ділянок нами пораховано прогностні ресурси категорії D<sub>1</sub> за методом питомих щільностей запасів на одиницю площі (за аналогією з Лопушнрянським родовищем):

$$Q_p = \rho_e S_p K_{an} \quad (4.1)$$

$\rho_e$  – щільність запасів еталонної ділянки;

$S_p$  – площа розрахункової ділянки;

$K_{an}$  – коефіцієнт аналогії.

За результатами розрахунку питома щільність запасів вуглеводнів еталонної ділянки – 373,5 тис.т умовного палива/км<sup>2</sup>. Отже, прогностні ресурси категорії D<sub>1</sub> для становлять:

- Кам'янська структура – 4740 тис. т умовного палива;
- Гринівська структура – 3530 тис. т умовного палива;
- Святославська структура – 3210 тис. т умовного палива;
- Міжрічинська структура – 5860 тис. т умовного палива.

Таким чином, впровадження в практиці результатів проведених досліджень дають змогу наростити ресурсну базу України та збільшити видобуток нафти і газу на території Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, завдяки відкриттю нових покладів, що пов'язані з відкладами крейдового віку.

## ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі науково обґрунтовано та практично вирішено актуальне завдання з геології нафти і газу, яке пов'язане із встановленням перспектив нафтогазоносності крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

**Найважливішими науковими та практичними результатами дисертаційної роботи є:**

1. Освоєння ресурсів нафти і газу в малодосліджених крейдових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину може суттєво підвищити рівень власного видобутку в Україні, що зумовлює необхідність наукового дослідження зазначених відкладів з точки зору наявності та перспективності окремих структур.

2. Вперше нами побудовано структурні карти покрівлі нижньо- та верхньокрейдових відкладів з використанням раніше проведених та нових геолого-геофізичних досліджень. Встановлено, що поширення крейдових відкладів носить локальний характер, оскільки у зонах ерозійних палеопіднять, палеоврізів і палеодолин встановлена їх часткова відсутність. Значна кількість тектонічних порушень сформувала блокову будову крейдових відкладів і вплинуло на формування різного типу пасток, однак поширення тектонічно-екранованих пасток залежить від провідних властивостей тектонічних порушень. У місцях, де породи мезозою контактують з зоною Стебницького покриву, тектонічні порушення переважно є екраном.

3. Встановлено, що у розрізі сеноманських порід на підставі побудованих нами геологічних розрізів колектори сконцентровані у центральній та південно-східній частинах Зовнішньої зони. Пісковики сенону (журавненські) залягають переважно в північно-західній частині Косівсько-Угерської підзони. Екрануючими породами є відклади барановських глин, гіпсоангідритовий горизонт та косівські глини.



4. На підставі характеру поширення порід-колекторів та флюїдоупорів крейдових відкладів доведено, що південно-східну частину Сторожинецької підзони та ділянки, що приурочені до Коломийської та Ходорівської палеодолини, можна віднести до безперспективних.

5. За результатами комплексу гідрохімічних та гідродинамічних показників встановлено зони утрудненого водообміну в крейдових відкладах та виділено ділянки, в яких можливе існування покладів нафти і газу. Згідно з проведеною оцінкою найсприятливішими гідрогеологічними умовами характеризується Лопушнянська підзона та північно-західна частина Косівсько-Угерської підзони. Другорядними ділянками виступають території в районі Гринівського та Святославського родовищ.

6. На основі науково-обґрунтованого комплексу структурно-тектонічних, літолого-фаціальних та гідрогеологічних критеріїв в поєднанні з результатами сейсмічних та гравіметричних досліджень автор виділила шість нафтогазоперспективних об'єктів в крейдових відкладах. Стайківська та Бісківська структури південно-східної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину рекомендовані як першочергові для проведення пошукових робіт, перспективні ресурси яких складають 15360 тис. т умовного палива. Гринівська та Кам'янська структури центральної та південно-східної ділянки зони рекомендовані як другорядні для постановки детальних сейсмічних робіт, а в подальшому і можливого буріння свердловин. Прогнозні ресурси складають 8270 тис. т умовного палива. Також підтверджено необхідність продовжити буріння свердловини 1-Міжрічинська та запроектовано закладання пошукової свердловини в склепінній частині Святославської структури. Прогнозні ресурси для цих ділянок складають 9070 тис. т умовного палива.

Практичне впровадження результатів проведених досліджень дають змогу наростити вуглеводневу ресурсну базу України завдяки відкриттю нових покладів, пов'язаних з відкладами крейдового періоду, та збільшити

видобуток нафти і газу на території Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Богданов А. А. Основные черты тектоники восточных Карпат // Сов. геология. – 1949. – № 40. – С. 9–22.
2. Zuber R., Przyczynki do stratygrafii i tektoniki Karpat // Kosmos. – 1909. – №34. – S. 22 – 30.
3. Swiderski B. Sprawozdanie z badan geologicznych, wykonanych w r. 1925 w Karpatach Pokuckich // Posiedz nauk. P. I. G. – 1926. – № 7. – S. 27–41.
4. Bruderer W. Brzezne jednostki tectoniczne Polsskich Karpat Wschodnicch / Spraw. P. I. G. – 1926. – Т. 3. – S. 3–4.
5. Tolwinski K. Karpaty wschodnie. Mapa Geologiczna 1: 200 000. – Kopaln. Naft. Pol. – 1938. – № 13. – S. 8–13.
6. Tolwinski K. Karpaty Pokuckie. – Acta geol. pol. – 1950, 1. – № 3. – S. 159–255.
7. Tolwinski K. Boryslaw // Kopalnie nafty i gazow ziemnych w Polsce. Т. II. – Warszawa-Boryslaw-Lwow, 1937. – 381 s.
8. Муратов М. В. Тектоника и история развития Альпийской геосинклинальной области юга Европейской части СССР и сопредельных стран // Тектоника СССР. Т. 11. – Изд-во АН СССР. – 1949. – 510 с.
9. Муратов М. В., Маслакова Н. И. Стратиграфия меловых отложений Восточных Карпат // Изв. АН СССР. – 1951. – Т. 81, № 2. – С. 77 – 82.
10. Муратов М. В. Строение складчатого основания Средиземноморского пояса Европы и Западной азии и главнейшие этапы развития этого пояса // Геотектоника – 1969. – № 2. – С. 3–21.
11. Славин В. И. Тектоническое районирование западных областей Украины // Геологическое строение и нефтегазоносность западных и южных областей Украины. – Киев: Изд-во АН УССР, 1959. – С. 74–90.
12. Славин В. И. Альпийская геосинклинальная область юга СССР. Тектоника Восточных Карпат и передкарпатского краевого прогиба // Тектоника нефтеносных областей. Т. 2. – М.: Гостоптехиздат. – 1968. С. 220 – 231 с.

13. В'ялов О. С. Общее структурное подразделение западных областей УССР. – М.: Изд-во АН СССР. Сер. геол. – 1953. – № 5. – С. 119–123.

14. В'ялов О. С., Буров В. С., Каретников Л. Г. Некоторые вопросы геологии и перспектив нефтеносности Передкарпатского прогиба // Геология нефти и газа. – 1966. – № 6. – С. 49–53.

15. Доленко Г. Н. Некоторые закономерности нефтегазонакоплений во Внутренней зоне Передкарпатского прогиба // Геологическое строение и нефтегазоносность западных и южных областей Украины. – К.: Изд-во АН УССР, 1959. – С. 91–99.

16. Доленко Г. Н. Геология нефти и газа Карпат. – К.: Изд-во АН УССР, 1962. – 368 с.

17. Доленко Г. Н., Кітик В. І. Геологія нафтових родовищ України. – К.: Вид-во АН УРСР, 1959. – 200 с.

18. Доленко Г. Н. Формирование нефтегазоносных провинций в связи с процессами верхней мантии Земли // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1969. – Вып. 15. – С. 3–7.

19. Закономірності нафтогазоносності Передкарпатського і Закарпатського прогинів / Г. Н. Доленко, Б. І. Ярош, В. І. Хоменко, Б. М. Улізлю – К.: Наук. думка, 1969. – 203 с.

20. Разломная тектоника Передкарпатского и Закарпатского прогибов и ее влияние на распределение залежей нефти и газа / Доленко Г. Н., Бойчевская Л. Г., Килын И. В. и др. – К.: Наук. думка, 1976. – 126 с.

21. Доленко Г. Н. Развитие нефтегазоносных провинций в свете тектоники литосферных плит // Геол. журн. – 1976. – № 3. – С. 19–27.

22. Глубинное строение, развитие и нефтегазоносность Украинских Карпат / Доленко Г. Н., Бойчевская Л. Т., Данилович Л. Г. и др. – К.: Наук думка, 1980. – 148с.

23. Геологические формации нефтегазоносных провинций Украины / Г. Н. Доленко, Л. Т. Бойчевская, Н. И. Галабуда и др. – К.: Наук. думка, 1984. – 232 с.

24. Глубинное строение, развитие и нефтегазоносность Украинских Карпат / Г. Н. Доленко, Л. Т. Бойчевская, Л. Г. Данилович и др. – К.: Наук. думка, 1980. – 148 с.

25. Доленко Г. Н., Бойчевская Л. Т. Геология и нефтегазоносность Предкарпатского прогиба // Геологическое строение и нефтегазоносность краевых прогибов. – М.: Наука, 1980. – С.60–67.

26. Доленко Г. Н., Бойчевская Л. Т., Ярош Б. И. Нефтегазоносность надвиговых и поднадвиговых структур Предкарпатского прогиба // Тектоника и нефтегазоносность поднадвиговых зон. – М.: Наука, 1990. – С. 45–53.

27. Доленко Г. Н., Ярош Б. И. Структурно-тектонические этажи нефтегазоносности Украинского Предкарпатья // Докл. VII Конгресса КБГА.– София: Изд-во БАН, 1965. – С. 41–44.

28. Глушко В.В. Тектоніка фундаменту Передкарпатського прогину / В.В. Глушко, О.П. Самойлюк, Р.Т. Трушкевич // Геологічний журнал, том XXX, вип. 6. – 1970. – С. 3-9.

29. Глушко В.В. Новые представления о строении и районировании Предкарпатского прогиба / В.В. Глушко, П.Ю. Лозыняк, М.И. Петрашкевич // Геология и геохимия горючих ископаемых. – К.: Наукова думка, 1982. – № 58.– С. 19-31.

30. Геология нефтяных и газовых месторождений УССР / В. В. Глушко, И. Ф. Клиточенко, В. Н. Крамаренко и др. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 314 с.

31. Буров В. С., Глушко В. В., Шакін В. А., Шпак П. Ф. До питання про північно-східну границю поширення флішу у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину // Геол. журн. – 1969. – № 3. – С. 3–12.

32. Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских Карпат / В. С. Буров, В. В. Глушко, И. З. Гонтовой и др.) // Тр. УкрНИГРИ. – М.: Недра, 1971. – вып.25. – 391 с.

33. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности запада УССР по материалам региональных геолого-геофизических исследований (1958–1967) / В. С. Буров, С. П. Витрик, В. В. Глушко и др. // Львов: Изд-во Львовского ун-та, 1972. – 172 с.

34. Пастернак С. И., Коцюбинский С. П. К стратиграфии верхнего мела внешней зоны Передкарпатского краевого прогиба // Палеонтол. сб. – 1967. – Вып. 2, № 4, – С. 60–61.

35. Субботин С. И. Глубинное строение Советских Карпат и прилегающих территорий по данным геофизических исследований. – К.: Изд-во АН УССР. – 1955. – 260 с.

36. Чекунов. А. В. Про фундамент Східних Карпат // Геол. журн. – 1970. – № 1. – С. 31–37.

37. Круглов Станислав. Проблемы тектоники и палеодинамики Запада Украины / С. Круглов // Межведомственный тектонический комитет Украины. – Львов. – 2001. – 83 с.

38. Лозиняк П.Ю. Нові погляди на будову Передкарпатського прогину / П.Ю. Лозиняк // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1996. - № 3-4. – С. 80-90.

39. Глушко В. В. Тектоника и нефтегазоносность Карпат и прилегающих прогибов. – М.: Недра, 1968. – 264 с.

40. Крупський Ю. З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. – К.: УкрДГРІ, 2001. – 144 с.

41. Крупский Ю. З. Применение некоторых методов поисков нефти и газа в Предкарпатье и Предкавказье // Изв. вузов. Геология и разведка. – 1982. – № 1. – С. 51–56.

42. Крупський Ю. З. Перспективи нафтогазоносності заходу України // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1993. – № 2–3 (83–84). – С. 12–19.

43. Щерба В. М., Килын И. В., Щерба А. С. О тектоническом районировании и перспективах газоносности Внешней зоны

Передкарпатського прогиба // Тезиси докл. респ. совещ. – Часть 1. – Львов, 1973. – С. 155–156.

44. Щерба В. М., Кілін І. В., Щерба О. С. Розривні дислокації та їх вплив на структуру Зовнішньої зони Передкарпатського прогину // Доп. АН. УРСР. Сер. Б. – Геологія, хімія та біологія. – 1974. – № 3. – С. 242–243.

45. Пилипчук А. С., Карпенчук Ю. Р., Пономаренко Л. Б. Перспективи нафтогазоносності південно-східної частини піднасуву Українських Карпат // Нафтова і газова промисловість. – 1993. – № 1. – С. 3–7.

46. Утробин В.Н., Вишняков И.Б., Карпенчук Ю.Р. Тектоника Внешней зоны Предкарпатского прогиба в свете новых материалов сейсморазведки и бурения // Новые данные по геологии и нефтегазоносности УССР. Вып. 9. – Львов: УкрНИГРИ, 1974. – с. 36-43.

47. Дулуб В.Г. О нижнемеловом возрасте ставчанской свиты // Палеонтол. сб. – 1965. – Вып. 2, № 2. – С. 113–115.

48. Лінецька Л. В., Утробін В. М. Про знахідки Tintinnidae, Cadosina, Stomosphaera і Globochete у мезозої Радянських Карпат та Карпатського передового прогину // Доп. АН. УРСР. – 1965. – № 6. – С. 782–785.

49. Гаврилишин В. И., Пастернак С. И., Сеньковский Ю. Н. Биостратиграфия меловых отложений Предкарпатского прогиба и сопредельных территорий // Реферат информации о законченных науч. – исслед. работах в ин. – тах АН УССР. Геология. – 1968. – Вып. 2. – С. 7–8.

50. Гаврилишин В. І., Пастернак С. І., Сеньковський Ю. М. Літолого-палеогеографічна карта сеноману Волино-Поділля і суміжних територій // Доп. АН УРСР. Сер. Б. – Геологія, хімія та біологія. – 1969. – № 3. – С. 210–213.

51. Гаврилишин В. І., Пастернак С. І., Сеньковський Ю. М. Літолого-палеогеографічна карта альбу Волино-Поділля і суміжних територій // Доп. АН УРСР. Сер. Б. – Геологія, хімія та біологія. – 1970 – № 6. – С. 486–491.

52. Пастернак С. И., Сеньковский Ю. Н., Гаврилишин В. И. Палеогеография Предкарпатского прогиба в меловом периоде (в связи с

газоносностью) // Современные проблемы геологии и геохимии нефти и газа. – К. : АН УССР, 1977. – С. 81–90.

53. Гаврилишин В. И. Особенности условий осадконакопления во Львовской мульде и Внешней зоне Передкарпатского прогиба в позднемеловое время // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1970. – Вып. 23. – С. 58–62.

54. Пастернак С. И., Улизло Б. М. Неоком Прикарпатья // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1980. – Вып. 55. – 22–30.

55. Мончак Л.С. Перспективні на поклади вуглеводнів ділянки Покутсько-Буковинських Карпат за гравіметричними матеріалами / Л.С. Мончак, Г.О. Жученко, С.Г. Анікеєв та ін. // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2012. – № 1(31). – С. 7-12.

56. Маєвський Б.Й. Новітні дослідження геологічної будови і перспектив нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Українських Карпат: Монографія / Б.Й. Маєвський, С.Г. Анікеєв, Л.С. Мончак та ін. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – 208 с.

57. Маєвський Б.И. Геолого-геохимические условия формирования и пространственного размещения залежей нефти и газа Внешней зоны Передкарпатского прогиба: Автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук. – Івано-Франковск. – 1973. – 22 с.

58. Маєвський Б.Й. Генезис вуглеводнів і формування їх покладів як основа прогнозування нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів / Перспективи нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів осадових басейнів України. Зб. наук. праць. – Івано-Франківськ: Факел, 2005. – с. 8-13.

59. Маєвський Б.Й., Окрепкий І.Р. Щодо перспектив нафтогазоносності глибинних структур Покутсько-Буковинських Карпат // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Вип. 33. – Івано-Франківськ, 1996. – с. 135-140.



60. Маєвський Б.Й., Окрепкий І.Р. Перспективні зони глибинного нафтогазонагромадження в Передкарпатському прогині // Нафт. і газова промисловість. – 1997. №1. – с. 7-10.

61. Маєвський Б.И., Плужникова В.Л., Тараканова Е.С. Нефтегазообразование и прогноз фазового состояния углеводородов на больших глубинах по данным минералотермобарических и геохимических исследований // Условия нефтегазообразования на больших глубинах. – М.: Наука, 1988. – с. 200-206.

62. Заяць Х.Б. Глибинна будова надр Західного регіону України на основі сейсмічних досліджень і напрямки пошукових робіт на нафту та газ / Х.Б. Заяць // Монографія. – Львів: ЛВ УкрДГРІ. – 2013. – 136 с.

63. Zajats K., Moroshan R. Geological structural model of the transcarpathian seismic section Uzok-Boryslaw-Rudki from the point of the view of prospects // Technika poszukiwan geologicznych. Geotermia, zrownowazony rozwoj. – Krakow. – 2007. - № 1. S. 35 – 38.

64. Zajats K.B., Izotova T.S., Moroshan R.P. Methodology of erosional relief construction of outer zone Mesozoic Base and Boryslav-Pocuttia underthrust of Ukrainian Carpathians by Geophysical materials // Miedzynarodowa konferencja naukowo-techniczna. (Krakow, 21-22 czerwca, 2001). – Krakow, 2001. P. 263-266.

65. Газовые месторождения Предкарпатья / Щерба В. М., Павлюх И. С., Щерба А. С. – К.: Наук. думка, 1987. – 148 с.

66. Щерба В. М. О тектоническом районировании Внешней зоны Предкарпатского прогиба // Материалы XI Конгресса КБГАю – Кю: Наук. думка. – 1977. – С. 172–173.

67. Колодій В.В. Карпатська нафтогазонасна провінція / В. В. Колодій, Г. Ю. Бойко, Л. Т. Бойчевська та ін.// – Львів: Національна академія наук України. Інститут геології і геохімії горючих копалин. Національна акціонерна компанія “Нафтогаз України”. ДП “Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості”. – 2004.– 400 с.

68. Гарасимчук В. Ю., Колодій В. В. Геотермобаричні умовини осадової товщі південно-східної частини Передкарпатської нафтогазоносної області // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2003. – № 2. – С. 7–17.

69. Колодій В. В. Гідрогеологічні аспекти міграції нафти та формування її покладів // Геол. журн. – 1992. – № 6. – С. 12–21.

70. Колодій В. В., Щепак В. М. Некоторые геохимические особенности макрокомпонентного состава подземных вод нефтяных и газовых месторождений Украины // Геология и геохимия горючих ископаемых . – 1977. – Вып. 49. – С. 57–61.

71. Лящук Р. Перспективи нафтогазоносності автохтону Українських Карпат і прилеглих прогинів / Р. Лящук, Ю. Крупський, Г. Гоцанюк // Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины. Сб. докл. VII международной конференции «Крым-2007». – Симферополь. – 2008. – С. 226-233.

72. Палий М.М. Об открытии Лопушнянского нефтяного месторождения в Карпатском регионе / М.М. Палий, В.Г. Демьянчук, Ю.З. Крупский и др. // Геология нефти и газа. – 1986. – №3. – С. 18-21.

73. Анікеєв С.Г. Геолого-гравітаційне моделювання будови піднасуву Карпат / С.Г. Анікеєв, Л.С. Мончак, В.П. Степанюк та ін. // Геодинаміка. – 2011. – №2(11). – С. 21-23.

74. Мончак Л.С. Геолого-гравітаційне моделювання структур у піднасуві Буковинських Карпат / Л.С. Мончак, С.Г. Анікеєв, В.П. Степанюк та ін. // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2010. – №1(23). – С. 33-37.

75. Мончак Л.С. Результати переінтерпритації гравіметричних матеріалів у межах Покутсько-Буковинських Карпат / Л.С. Мончак, С.Г. Анікеєв, В.П. Степанюк та ін. // Нафтогазова геофізика – інноваційні технології: матеріали міжнародної науково-практичної конференції 25-29 травня 2011 р., м. Івано-Франківськ. – Івано-Франківськ. – 2011. – С. 151-152.

76. Заяць Х.Б. Структурно-тектонічна карта Західних областей України та нафтогазоносність / Х.Б. Заяць // Праці Наукового товариства ім. Т.Г. Шевченка. – 1997. – Т.І. – С. 58-62.

77. Заяць Х.Б. Обґрунтування напрямків геологорозвідувальних робіт у Західному регіоні України за результатами вивчення глибинної будови розрізу вздовж транскарпатських геотраверсів / Х.Б. Заяць // Прикладна геологічна наука сьогодні: здобутки та проблеми: Матер. Міжнар. наук.-тех. конф. до 50-річчя утворення УкрДГРІ. (Київ, 5-6 лип. 2007 р.). – К.: УкрДГРІ, 2007. – С. 71-72.

78. Заяць Х.Б. Особливості давнього ерозійного рельєфу мезопалеозойської основи Передкарпатського прогину за сейсмічними даними / Х.Б. Заяць, Р.П. Морошан, І.І. Довгий // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2000. – №1. – С. 60-64.

79. Ізотова Т.С. Роль ерозійного рельєфу крейди у формуванні пасток вуглеводнів у Більче-Волицькій зоні Передкарпатського прогину / Т.С. Ізотова, Х.Б. Заяць, С.Д. Рябчук // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2000. – №1. – С. 65-71.

80. Будиркевич М. Д., Вишняков И. Б., Глушко В. В. и др. Автохтон Передкарпатского прогиба – перспективный объект поисков месторождений углеводородов // Геол. журн. – 1985. – № 3. – С. 1–10.

81. Палий А. М., Демянчук В. Г. и др. Об открытии Лопушнянского нефтяного месторождения в Карпатском регионе // Геология нефти и газа. – 1986. – № 3. – С. 18–21.

82. Пастернак С. І., Сеньковский Ю. М., Гаврилишин В. І. Волино-Поділля у крейдовому періоді. – К. : Наук. думка, 1987, –257 с.

83. Пилипчук А. С., Карпенчук Ю. Р., Пономаренко Л. Б. Перспективи нафтогазоносності південно-східної частини піднасуву Українських Карпат // Нафтова і газова промисловість. – 1993. – № 1. – С. 3–7.

84. Гаврилишин В. І. Стратиграфія платформових відкладів мезозою піднасуву Українських Карпат // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1998. – № 3. – С. 81–90.

85. Гошовський С. В. Платформовий автохтон Карпат – новий перспективний напрямок пошуку родовищ вуглеводнів // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1998. – № 2 (103). – С. 90–93.

86. Атлас родовищ нафти і газу України : В 6-ти томах. Т. 4 : Західний нафтогазоносний регіон. – Львів: УНГА, 1998.

87. Нестеренко М. Ю., Олійник В. В. Петрофізичні властивості і нафтовіддача теригенних колекторів Лопушнянського родовища // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1999. – № 3. – С. 94–97.

88. Осадчий В. Г., Грицик І. І., Приходько О. А. Геотермічний режим та нафтогазоносність Лопушнянського нафтогазоносного району // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1999. – № 3. – С. 42–52.

89. Гарасимчук В. Ю., Колодій В. В. Геотермобаричні умовини осадової товщі південно-східної частини Передкарпатської нафтогазоносної області // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2003. – № 2. – С. 7–17.

90. Маєвський Б.Й. Генетичні особливості нафт і попутніх газів піднасуву Карпат / Б.Й. Маєвський, О.Р. Розумова, З.Г. Агафонова // Нафтова і газова промисловість. – 1991. – №3. – С. 7-8.

91. Шеремета П.М. Родовище нафти і газу під Карпатським орогеном України / П.М. Шеремета, Ю.П. Стародуб, П.М. Бодлак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – 2004. – №1 (10). – С. 87-96.

92. Газовые месторождения Предкарпатья / Щерба В. М., Павлюх И. С., Щерба А. С. – К.: Наук. думка, 1987. – 148 с.

93. Утробин В.Н. Особенности тектонического строения Внешней Зоны Предкарпатского прогиба. – В сб. Львовського геологического общества при Львовском Госуниверситете им. Ив. Франко. – № 4-5. – 1958. – С. 25-41.

94. Крупський Ю.З. Геологія і нафтогазоносність Українських Карпат та їхніх прогинів (погляд з початку XXI ст) / Ю.З. Крупський // Вісник Львівського ун-ту. Серія геофізика. – 2011. – Випуск 25. – С. 3-19.

95. Пастернак С. И., Улизло Б. М. Неоком Предкарпатья // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1980. – Вып. 55. – С. 22–30.

96. Геологические формации нефтегазоносных провинций Украины / Г. Н. Доленко, Л. Т. Бойчевская, Н. И. Галабуда и др. – К.:Наук. думка, 1984. – 232 с.

97. Изотова Т.С. и др. Литофациальный анализ по данным ГИС и керна мезозойских отложений северо-западной части Бильче-Волицкой зоны Предкарпатского прогиба, Львов, 1988, фонды УкрНИГРИ.

98. Омельченко В. Г. Літолого-стратиграфічна характеристика мезозойських відкладів (на прикладі Лопушнянського нафтового родовища) / В. Г. Омельченко, А. П. Мазур // Всеукраїнська науково-практична конференція «Наукові дослідження – 2010» (17 грудня). – Миколаїв. – С. 9-10.

99. Вишняков И.Б. Зональный прогноз нефтегазоносности кембрийских отложений Вольно-Подольской нефтегазоносной области / И.Б. Вишняков. – Львов: УкрНИГРИ, 1988. – 20 с.

100. Мазур А. П. Поширення та газонафтонасиченість крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину / А.П. Мазур // Збірник наукових праць «Sworld». – Іваново. – Випуск 4 (37), Том 33. – 2014 – С. 67-69.

101. Маєвський Б.Й. Прогнозування пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль. – Підручник Для ВНЗ. – Київ: Наукова думка, 2004. – 446 с.

102. Огороднік М.Є., Щелкунова С.В. Біостратиграфічне підтвердження денудаційних процесів крейдового часу в Передкарпатті // Зб. наук. праць УкрДГРІ. 2007. №2. С.138-147.

103. Несторенко М.Ю., Олійник В.В. Петрофізичні властивості і нафтовіддача теригенних колекторів Лопушнянського родовища. – „Геологія і геохімія горючих копалин”. 1999. №3. – 94-96 с.

104. Природні резервуари верхньокрейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину / А.П. Мазур // Міжнародна науково-практична конференція «Наукові дослідження та їх практичне застосування. Сучасний стан та шляхи розвитку», м. Одеса, 4-15 жовтня. – Одеса. – 2011. – С. 99-101.

105. Мазур А. П. Особливості геологічної будови та перспективи нафтогазоносності південно-східної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину/ А.П. Мазур // Збірник наукових праць «Sworld». – Івано-Франківськ. – Вип. 4, Том 53. – 2013. – С. 50-54.

106. Мазур А. П. Літолого-петрографічна характеристика крейдових відкладів у межах піднасуву південно-східної частини Зовнішньої зони / А.П. Мазур // Збірник наукових праць «Sworld». – Івано-Франківськ. – Вип. 2, Том 31. – 2014 – С. 50-53.

107. Михайлів І. Р. Перспективи нафтогазоносності крейдових відкладів піднасувної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину / І. Р. Михайлів, А. П. Мазур // Науковий вісник НТШ України. – 2015. – Вип. № 1 (29). – С. 213-221.

108. Мазур А. П. Перспективи відкриття покладів нафти і газу у глибоко занурених крейдових відкладах Передкарпатського прогину / А.П. Мазур // Міжнародна наукова конференція «Наукові засади геолого-економічної оцінки мінерально-сировинної бази України та світу», м. Київ, 18–22 квітня 2011 р. – Київ. – 2011. – С. 92-93.

109. Омельченко В. Г. Особливості геологічної будови та перспективи нафтогазоносності північно-східної піднасувної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину / В. Г. Омельченко, А. П. Мазур // Міжнародна наукова конференція «Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи», м. Київ, 27-29 листопада. – Київ. – 2013. – С. 44-46.

110. Мазур А. П. Особливості геологічної будови та перспективи нафтогазоносності південно-східної піднасувної ділянки Зовнішньої зони Передкарпатського прогину / А.П. Мазур // «XIII Міжнародна науково-практична інтернет-конференція». – Переяслав-Хмельницький. – 2015. – С. 38- 39.

111. Ладыженский Н. Р., Антипов В. И. Геологическое строение и нефтегазоносность советского Предкарпатья . – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 265 с.

112. Володимир Шляпінський. Деякі питання тектоніки Українських Карпат // Праці Наукового товариства ім. Шевченка. – 2012. – Т. XXX. – Геологічний збірник. – с. 48-68.

113. Щерба В. М., Кілін І. В., Щерба О. С. Розривні дислокації та їх вплив на структуру Зовнішньої зони Передкарпатського прогину // Доп. АН УРСР, Сер. Б. – 1974. – № 3. – С. 241–243.

114. Петровський Д.Л. та ін. Побудова зведених структурних карт Західного регіону в цифровому зображенні. ДГП “Укргеофізика” ЗУГРЕ. Звіт тематичної партії 6503 за 2003-2007 рр. Книга 1, 2. 2007.

115. Каретников Л.Г. Критерии нефтегазоносности / Л.Г. Каретников, Г.Ю. Валуконис.–«Наука и техника», 1972 г.– 280 с.

116. Филатов К.В. Основные закономерности формирования состава подземных вод и поисковые признаки нефтегазоносности / К.В. Филатов.– М.: Недра, 1976.– 304 с.

117. Колодій В.В. Палеогідрогеологічні реконструкції осадових товщ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину у зв'язку з нафтогазоносністю / В.В. Колодій, Р.П. Паньків та ін.– ІГГК НАН України, Львів, 2010.– 285 с.

118. Суббота М.И. Интерпритация результатов гидрогеологических исследований при поисках нефти и газа / М.И. Суббота , В.Ф. Клейменов, Е.В. Стадник и другие.– Коллектив авторов, 1990. – 195 с.

119. Мазур А.П. Гідрогеологічна характеристика вод крейдового періоду, як один з критеріїв нафтогазоносності / А.П. Мазур // Сборник научных трудов Sworld.–2014.–Вып.1. Том 32.– С.61-64.

120. Михайлів І. Р. Гідрогеологічна характеристика вод крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, як один із критеріїв їх нафтогазоносності / І. Р. Михайлів, А. П. Мазур // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2015. – № 2(55). – С. 7-18.

121. Сулин В.А. Гидрогеология нефтяных месторождений / В.А. Сулин.– М: 1948.– 240 с.

122. Кротова В.А. Гидрогеологические критерии нефтеносности / А.В. Кротов // Тр. ВНИГРИ.–1960.–Вып. 147.– С.22-29.

123. Колодій В.В. Нафтогазова гідрогеологія / В.В. Колодій, І.В. Колодій, Б.Й. Маєвський.– Підручник для ВНЗ.– Івано-Франківськ: Факел, 2009.–184 с.

124. Гавриленко Е.С. Гидрогеологические показатели нефтеносности / Е.С. Гавриленко.–К.: ИГГГИ «Наукова думка», Киев 1965.– 189 с.

125. Шеремета П.М. Родовища нафти і газу під Карпатським орогеном України / П.М. Шеремета, Ю.П. Стародуб, П.М. Бодлак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – №1 (10). Івано-Франківськ, 2004. – С. 87-96.

126. Омельченко В. Г. Перспективы открытия нефтяных и газовых месторождений в меловых отложениях Предкарпатского прогиба Украины / В. Г. Омельченко, А. П. Мазур // Prace Instytutu Nafty i Gazu «Geopetrol-2010», Zakopane, nr.20-23, 2010. – Zakopane, 2010. – P. 473-477

127. Омельченко В. Г. Меловые отложения Внешней зоны Предкарпатского прогиба – перспективный нефтегазоносный объект / В. Г. Омельченко, А. П. Мазур // Материалы международного семинара – «Рассохинские чтения», г. Ухта, Россия, 3-4 февраля 2012 г. – Ухта. – С. 135-138.

128. Головацький І.Н. Лопушнянська структура – новий тип ловушки углеводородов / І.Н. Головацький, М.А. Глущенко // Нефтяная и газовая промышленность.– 1984. – №2. – С. 5-6.

129. Мазур А. П. Новый перспективный нефтегазоносный объект Внешней зоны Предкарпатского прогиба – отложения мела / XVI



международный научный симпозиум имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», г. Томск, Россия, 2-7 апреля 2012 г. – Томск. – С. 299-301.

130. Мазур А. П. Особливості геологічної будови мезозойських відкладів Передкарпатського прогину / А.П. Мазур // Міжнародна науково-практична конференція «Перспективні інновації в науці, освіті, виробництві і транспорті», м. Одеса, 21-30 червня 2011 р. – Одеса. – 2011. – С. 100-102.

131. Мазур А. П. Перспективи нафтогазоносності крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину / А.П. Мазур // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2011. – № 4(30). – С. 11-15.

132. Mazur A. P. Hydrocarbon potential of cretaceous sediments of the outer zone of the Precarpathian foredeep / A. P. Mazur, I. R. Mykhailiv // International periodic scientific SWorld journal (Scientific world, Ivanovo). – Vol.J11503 (may 2015). – P. 3-8.

