ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

МАКЄЄВА НАТАЛІЯ ПЕТРІВНА

УДК 551.24:553.98.041(477)

ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І ПЕРСПЕКТИВИ ПОШУКІВ НЕСТРУКТУРНИХ ПАСТОК ВУГЛЕВОДНІВ У СЕРЕДНЬОКАМ'ЯНОВУГІЛЬНОМУ КОМПЛЕКСІ ПІВНІЧНИХ ОКРАЇН ДОНБАСУ

Спеціальність 04.00.17 – Геологія нафти і газу

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

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

Івано-Франківськ – 2009

ЗМІСТ

	стор.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ТЕРМІНІВ І СКОРОЧЕНЬ	3
ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. СТАН ВИВЧЕНОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І ПЕРСПЕКТИВ ПОШУКІВ НЕСТРУКТУРНИХ ПАСТОК ВУГЛЕВОДНІВ У СЕРЕДНЬОКАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДАХ ПІВНІЧНИХ ОКРАЇН ДОНБАСУ	9
РОЗДІЛ 2. ОСНОВНІ РИСИ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА НАФТОГАЗОНОСНОСТІ СЕРЕДНЬОКАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДІВ ПІВНІЧНИХ ОКРАЇН ДОНБАСУ	22
2.1. Палеотектонічні умови осадконагромадження середньокам'яновугільних відкладів	22
2.2. Літолого-фаціальна характеристика середньокам'яновугільних відкладів	35
2.3. Палеогеографічний аналіз умов осадконагромадження відкладів горизонтів Б-12 і М-7 середнього карбону	66
2.4. Структурно-тектонічне районування	76
2.5. Нафтогазоносність та нафтогазогеологічне районування	84
РОЗДІЛ 3. КРИТЕРІЇ ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ СЕРЕДНЬОКАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДІВ	96
3.1. Структурно-тектонічні критерії	96
3.2. Літолого-фаціальні критерії	107
3.3. Геохімічні критерії	120
3.4. Гідрогеологічні критерії	122
3.5. Термобаричні критерії	151
РОЗДІЛ 4. ПРОГНОЗУВАННЯ НЕАНТИКЛІНАЛЬНИХ СТРУКТУР	162
4.1. Методичні прийоми виявлення літологічних екранованих пасток	168
4.2. Прогнозування барових і надбарових структурних форм	170
4.3. Виявлення палеорічок та руслових систем	176
4.4. Прогнозування стратиграфічних пасток	189
4.5. Виявлення диз'юнктивно екранованих пасток	192
РОЗДІЛ 5. ОЦІНКА НАФТОГАЗОВОГО ПОТЕНЦІАЛУ СЕРЕДНЬОКАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДІВ ТА ОСНОВНІ НАПРЯМКИ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ	237
5.1. Нафтогазовий потенціал середньокам'яновугільних відкладів	237
5.2. Основні напрямки геологорозвідувальних робіт	243
ВИСНОВКИ	249
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	252

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ТЕРМІНІВ І СКОРОЧЕНЬ

ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина

ДСС – Донецька складчаста споруда

ПнБ – північний борт

СП ДДЗ – стратиграфічні пастки ДДЗ

ДДНГО – Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область

НГП – нафтогазоносна провінція

НГО – нафтогазоносна область

ГО – газоносна область

ВВ – вуглеводні

ФЄВ – фільтраційно-ємнісні властивості

МСГТ – метод спільної глибинної точки

МВХ – метод відбитих хвиль

ГСЗ – глибинне сейсмічне зондування

ВСП – вертикальне сейсмопрофілювання

КМЗХ – кореляційний метод заломлених хвиль

ВЕЗ – вертикальне електричне зондування

ТЗ – телурична зйомка

ГРЕ – геологорозвідувальна експедиція

ДП «МНГР» – Дочірне Підприємство «Миргороднафтогазгеологія»

ДП «ПолтаваРГП» – Дочірне Підприємство «Полтавське Регіональне Геологічне Підприємство»

ВСТУП

Актуальність теми. Північні окраїни Донбасу Дніпровсько-Донецького нафтогазовидобувного регіону України за значними обсягами розвитку продуктивних середньокам'яновугільних комплексів, малоглибинності їх залягання та високою щільністю нерозвіданих перспективних і прогнозних ресурсів вуглеводнів є першочерговим найпріоритетнішим об'єктом з нарощування розвіданих запасів нафти і газу в короткі терміни.

Передумовою успішності геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у межах цієї частини перспективного регіону в переважно неструктурних пастках повинно бути детальне і глибоке вивчення особливостей осадконагромадження продуктивних комплексів, вияснення характеру розвитку порід-колекторів та визначення зон їх вклинювання, а також тупікових ділянок, які в комплексі з структурними умовами утворюють різноманітні неантиклінальні форми.

Дисертаційна робота спрямована на визначення особливостей структурно-літологічної будови та перспектив виявлення неструктурних пасток вуглеводнів у середньокам'яновугільному комплексі північних окраїн Донбасу, що має науково-прикладне значення, оскільки сприяє успішності геологорозвідувальних робіт (ГРР) з нарощування перспективних ресурсів нафти і газу для південно-східної частини України.

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

Робота має науково-прикладний характер та відповідає галузевим планам НАК «Надра України», програмам і темам Державної геологічної служби Міністерства екології та природних ресурсів, Дочірнього підприємства НАК «Надра України» Полтавського нафтогазового регіонального геологічного підприємства («Полтава РГП») і становить певну авторську частку науково-тематичних досліджень з геологічної будови середньокам'яновугільних комплексів та визначення основних напрямків геологорозвідувальних робіт у межах центральної і південно-східної частин

ДДЗ, у тому числі північних окраїн Донбасу: «Стратиграфічне розчленування розрізів свердловин за даними палеонтологічних та петрографічних досліджень керна та ГДС на площах ДП «Полтава РГП», ДП «Полтаванафтогазгеологія», та ДП «Миргороднафтогазрозвідка» (державний реєстраційний номер У-05-62/1); «Визначення особливостей фізичних властивостей порід-колекторів продуктивних горизонтів, їх термобаричних умов та хімічного складу флюїдів родовищ та площ ДП «Полтава РГП», ДП «Полтаванафтогазгеологія», та ДП «Миргороднафтогазрозвідка» (державний реєстраційний номер У-06-56/2); «Оцінка, підрахунок та приріст запасів вуглеводнів на розвідуваних родовищах НАК «Надра України», ДП «ПНГГ», ДП «Полтава РГП» та ДП «МНГР» за матеріалами буріння 2008-2009 рр. (реєстраційний номер У-08-135/1); «Аналіз геолого-технічного стану свердловин, ліквідованих у 1960-2000 рр., з метою визначення ділянок і площ, перспективних для відновлення пошуково-розвідувальних робіт» (державний реєстраційний номер У-02-145/2); «Геолого-економічна оцінка запасів ВВ Вергунського родовища (до глибини 1000 м) Луганської області України» (2004 р., договір № 175/04).

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є з'ясування палеотектонічних і палеогеографічних особливостей осадконагромадження середньокам'яновугільних відкладів північних окраїн Донбасу, структурних, літологічних і стратиграфічних умов формування неструктурних пасток та визначення першочергових напрямків ГРР на нафту і газ.

Для досягнення поставленої мети вирішувалися такі завдання: уточнення геологічної будови середньокам'яновугільних відкладів; дослідження палеотектонічних і палеогеографічних умов осадконагромадження середньокам'яновугільних відкладів; проведення типізації літофацій середньокам'яновугільних відкладів та з'ясування просторового розвитку ділянок неструктурних пасток; критерійна оцінка перспектив нафтогазоносності; виділення пріоритетних нафтогазоперспективних об'єктів шляхом їх рейтингової оцінки; обґрунтування основних напрямів

геологорозвідувальних робіт для прискореного освоєння вуглеводневих ресурсів середньокам'яновугільних відкладів північних окраїн Донбасу.

Об'єкт дослідження. Середньокам'яновугільні відклади північних окраїн Донбасу.

Предмет дослідження. Геологічна будова середньокам'яновугільних відкладів, неструктурні типи пасток та основні напрямки ГРР на нафту і газ.

Методи дослідження. Фаціально-палеогеографічний і палеотектонічний аналізи, метод літостратиграфічної кореляції розрізів, систематизація геологічної та геофізичної інформації.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у такому:

уперше на підставі палеотектонічних досліджень північних окраїн Донбасу встановлені градієнти товщини продуктивних товщ і виявлено взаємозв'язок між зміною товщини середньокам'яновугільних відкладів та характером поширення їх літофаціального типу і піщанистості, що вказує на те, що палеотектонічні умови їх осадконагромадження є сприятливими для формування циклічно-шаруватого розрізу та різноманітних неструктурних пасток: літологічних (зон виклинювання, барових, дельтових), стратиграфічних, тектонічно екранованих, комбінованих;

– уперше з використанням палеогеографічних досліджень умов осадконагромадження встановлено закономірність формування порід-колекторів продуктивних товщ середнього карбону по площі і розрізу та визначено зони поширення неструктурних пасток, що в комплексі з іншими критерійними ознаками є основою районування території за ступенем перспективності на нафту і газ;

– отримана нова оцінка прогнозних ресурсів вуглеводнів, пов'язаних з пастками неструктурних типів середньокам'яновугільних відкладів північних окраїн Донбасу, на основі яких обґрунтовано основні напрямки подальших геологорозвідувальних робіт на нафту і газ та пріоритетність нафтогазоперспективних об'єктів за рейтинговою оцінкою.

Зазначені положення виносяться на захист.

Практичне значення одержаних результатів полягає у визначенн першочергових нафтогазоперспективних напрямків і об'єктів, розробц рекомендацій на проведення сейсморозвідувальних робіт та глибокого буріння з метою пошуків нових покладів нафти і газу середньокам'яновугільних відкладах північних окраїн Донбасу. Літолого фаціальні дослідження дали змогу визначити просторовий розвито потенційних порід-колекторів, що суттєво впливає на стратегію пошуково розвідувальних робіт на нафту і газ.

Отримані здобувачем результати досліджень з геологічної будов середньокам'яновугільних відкладів північних окраїн Донбасу та ї нафтогазоносності використовуються при складанні програм і планів НАК «Надра України», НАК «Нафтогаз України», сейсморозвідувальни робіт ДГП «Укргеофізика» та інших організацій.

Особистий внесок здобувача. Здобувачем особисто проаналізовано і узагальнено наявні геолого-геофізичні матеріали і результати буріння межах зони структур Красноріцьких скидів та Старобільсько-Міллерівського східчасто-блокового моноклінального схилу станом на 2008 р., на підстав яких уточнено геологічну будову середньокам'яновугільних відкладів побудовано палеогеографічні схеми розвитку літофаціальних типів розріз світ середнього карбону. За літофаціальними ознаками визначено сприятлив і малосприятливі зони для нафтогазонагромадження у світах башкирського і московського нафтогазоносних комплексів, а також ділянки можливого формування неструктурних пасток у всіх стратиграфічних підрозділах середнього карбону. Обґрунтовано першочергові напрямки нафтогазопошукових робіт та пошукові об'єкти і побудовано карти перспектив нафтогазоносності середньокам'яновугільних відкладів північних окраїн Донбасу.

Особистий внесок у наукових роботах, що написані в співавторстві, зазначено у списку опублікованих праць за темою дисертації.

Апробація результатів дисертації.

Основні результати і висновки дисертаційної роботи доповідалися на міжнародних наукових конференціях: «Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки як об'єкти істотного приросту запасів вуглеводнів в Україні» (Харків, 2006 р.); «Прикладна геологічна наука сьогодні: здобутки та проблеми» (Київ, 2007 р.); «Питання розвитку газової промисловості України» (Гурзуф, 2007 р.); «Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины» (Крим, 2007 р.).

Публікації. Матеріали дисертаційних досліджень опубліковані в 9 працях: 5 статей у фахових виданнях за переліком ВАК України (з яких дві одноосібні), 4 доповіді на міжнародних та регіональних науково-практичних конференціях.

Обсяг і структура роботи. Дисертаційна робота складається з вступу, загальної частини, 5 розділів, викладених на 269 сторінках машинописного тексту, з них 87 рисунків та 7 таблиць. Список використаних джерел складається з 120 найменувань на 18 сторінках.

Дисертація виконана під науковим керівництвом доктора геолого-мінералогічних наук, професора Бориса Йосиповича Маєвського, якому автор висловлює глибоку подяку за постійну увагу, цінні поради та всебічну підтримку.

Автор висловлює щиру подяку за професійні поради і практичну допомогу під час виконання роботи колективу кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ, де здобувач навчалася в аспірантурі без відриву від виробництва, а також співробітникам ДП «Полтава РГП», Спільного Підприємства «Полтавська Газонафтова Компанія».

РОЗДІЛ 1
СТАН ВИВЧЕНОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І ПЕРСПЕКТИВ ПОШУКІВ НЕСТРУКТУРНИХ ПАСТОК ВУГЛЕВОДНІВ У СЕРЕДЬОКАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДАХ ПІВНІЧНИХ ОКРАЇН ДОНБАСУ

У Дніпровсько-Донецькій нафтогазоносній області та Донбасі знаходяться значні запаси газу, вугілля та інших корисних копалин. Необхідність освоєння цих запасів вимагало вивчення геологічної будови, тектонічного розвитку, палеогеографічних умов осадконагромадження продуктивних комплексів, тектонічного та нафтогазогеологічного районування цієї території. Особливу увагу науковців і геологів-виробничників привертала територія північних окраїн Донбасу як промислово-вугільного басейну, так і, можливо, нафтогазоносного.

І лише тоді, коли на північних територіях Донбасу були виявлені прирозривні антиклінальні підняття та встановлено промислову газонафтоносність середньокам'яновугільних відкладів на Краснопопівському родовищі, розпочато планомірне вивчення території на нафту і газ.

Історія вивчення геологічної будови та виявлення корисних копалин на території Донбасу та його північних окраїнах своїми витоками сягає кінця XVIII століття.

Вперше наявність складчастої будови було встановлено у 1791 р. Г.Н.Гюльденштендом по виходах крейдяних відкладів на схилах долини річки Сіверський Донець та її притоках. Пізніше, коли Е.К.Козловським у 1827-1829 р.р. за простеженням виходів на денну поверхню відкладів верхньої крейди, була виділена складчаста споруда під назвою Донецький кряж, дослідження набули більш цілеспрямованого напрямку і носили, переважно, маршрутно-польовий характер і проводились у межах складчастого Донбасу і на північних його окраїнах.

Чільне місце у визначенні особливостей геологічної будови району належить роботам з тектоніки та з нафтогазоносності - В.В. Вебера [11] та інших. Ці роботи висвітлюють тектоніку північних окраїн Донбасу, пов'язують плікативні порушення в мезозої з типовими формами тангенціального стиску – насувами і виділяють п'ять дуг ларамійських антикліналей.

Вивчення можливої нафтогазоносності цієї зони дрібної складчастості дало можливість виділити перші об'єкти для пошуків покладів нафти і газу. Буріння глибокої свердловини було розпочато на Кременівській площі, сучасному Краснопопівському родовищі, поглиблення якої було зупинено війною.

У післявоєнні роки територія північних окраїн Донбасу інтенсивно вивчається структурно-картувальним бурінням. За результатами робіт по відкладах палеогену були виділені Краснопопівське, Красноріцьке, Єпіфанівське, Новостриханівське підняття. Роботами на лівобережжі Сіверського Донця (Є.Т. Грицай, З.А. Грицюк) були виявлені Шульгінське, Марківське, Сватівське та інші підняття. За результатами структурно-картувальних та зйомочних геологічних маршрутних робіт достатньо повно була вивчена стратиграфія палеогенових та крейдяних відкладів [29, 30, 31].

Структурно-пошуковим бурінням на території досліджень, що розпочато в 1948 р. і проведено в значних обсягах, підтверджено виявлене раніше Краснопопівське та вивчена будова Городищенського піднять. У результаті проведених робіт у 1956-1958 р.р. на північних окраїнах Донбасу була закартована в Айдарсько-Волошинівській зоні група піднять: Євсугське, Колядівське та інші.

Надзвичайно великі обсяги структурно-пошукових робіт були проведені після 1958 р. За результатами цих робіт (А.Т. Мурич [81], Е.В. Абражевич [89] та інші) було виявлено понад 12 антиклінальних піднять,

приурочених, в основному, до зони Красноріцьких скидів та перехідної смуги до складчастого Донбасу.

З 1959 р. у глибоке буріння вводяться всі виявлені антиклінальні підняття, на яких було пробурено значну кількість свердловин: на Краснопопівському – 32, Слав'яносербському – 12, Вергунському – 9, дещо менше на інших площах і родовищах. Така значна кількість свердловин пояснюється тим, що глибокими свердловинами вирішувалися дві задачі:

– пошуки покладів ВВ та вивчення геологічної будови площ, тобто їх підземне картування;

– виявлення широкого стратиграфічного інтервалу нафтогазоносності, що охоплював відклади московського, башкирського та верхньосерпуховського комплексів.

В 1958-1960 рр. з метою вивчення умов для нафтогазонагромадження в межах південного схилу Воронезької антеклізи пробурено Північно-Луганську опорну свердловину (поблизу с. Гречишкино). Вона розкрила весь осадовий розріз і на глибині 2932м увійшла в докембрійський фундамент.

Одночасно з роботами на нафту і газ з 1932р. для вирішення проблеми Донбасу з розширення вугільних площ у межах території північних окраїн проводяться дослідження П.І. Степановим [35] та іншими. Особливо слід відзначити узагальнюючу роботу П.І. Степанова, який вперше відмітив важливу особливість басейну та його окраїн, визначивши його як вугільний, з якому наявний шаруватий розріз з ритмічним перешаруванням пластів вугілля, вапняків та пісковиків, що простежуються на значній площі.

Отже, територія північних окраїн Донбасу вивчалась по двох напрямках: на нафту і газ та на вугілля, в зв'язку з чим вона покрита структурно-картувальним, структурно-пошуковим і вугільним бурінням.

На території досліджень у різний час проводилися і геофізичні дослідження. Так, у 1972р. розпочаті сейсморозвідувальні роботи з метою пошуків нафтогазоносних структур у межах північних окраїн Донбасу. Частина регіону була вивчена сейсморозвідкою МВХ та МСГТ з 6-ти та 12-

ти кратним перекриттям, проведені сейсмокаротаж та вертикальне сейсмічне профілювання (ВСП) у деяких розвідувальних свердловинах. За результатами цих робіт були виявлені та передані у глибоке буріння Капітанівська, Путилінська, Варварівська, Сиротинська та інші структури зони Красноріцьких скидів, а на території, що розташована на південь від них, у 1974-1976рр. виявлені та підготовлені до глибокого буріння Миколаївська, Будьонівська і Надеждінська структури.

У 1977-78рр. з метою вивчення геологічної будови та нафтогазоносності карбонатних утворень серпуховського та візейського ярусів нижнього карбону проведено буріння першої параметричної св. 21 на Лобачівський площі. За результатами вивчення кернового матеріалу встановлено, що умови осадконагромадження нижньокам'яновугільних відкладів були сприятливими для формування рифогенних побудов.

Сейсмічними роботами в 1977р. виявлена і окунтурена також Пархомівська структура, а у 1978р. на Путилінській площі за даними сейсморозвідки здійснено прогноз наявності рифогенних забудов у серпуховському ярусі. В 1980р. сейсморозвідкою виявлена Оріхівська брахіантиклінальна складка.

У цей же час бурінням свердловин на Муратівській площі розпочато роботи з вивчення карбонатних комплексів нижнього карбону. Рифогенні утворення серпуховського ярусу виявились промислово газоносними.

З 1979 р. на площах північних окраїн Донбасу Придніпровською та Луганською ГРЕ проводяться роботи МСГТ з використанням невибухових джерел пружних коливань, за результатами яких були виявлені та підготовлені до пошукового буріння Смолянинівська, Львівська, Валуйська, Тепла, Кунінська та Євсугська структури.

У 1983 - 85рр. Придніпровською ГРЕ (ПГРЕ) проведено тематичні дослідження з узагальнення та аналізу геофізичних матеріалів на північних окраїнах Донбасу з метою вивчення тектоніки осадових комплексів нижнього та середнього карбону, пошуків та підготовки під глибоке буріння структур,

перспективних на нафту і газ. Побудовані перші зведені структурні карти північних окраїн Донбасу по трьох відбиваючих горизонтах: $Vб_1^2$ (C_2m), $Vб^2_2$ (C_2b), $Vв_2$ (C_1v) та виявлена Східно-Борівська структура, яка розглядається як перспективна на нафту і газ по відкладах середнього карбону.

У 1986 - 1987 рр. сейсмічними роботами в північно-західній частині району досліджень виявлена Євгеніївська, а в 1988-89рр. Айдарська структури.

На території північних окраїн Донбасу окрім сейсморозвідувальних в значному обсязі проводилися гравіорозвідувальні, електророзвідувальні та інші комплексні дослідження.

На більшій частині площі досліджень виконані гравіметричні зйомки масштабу 1 : 50 000 або 1 : 25 000, які виконувались, головним чином, ДГЕ "Дніпрогеофізика". Детальні зйомки масштабу 1 : 10 000 виконувались Дніпровською ГГЕ і ДГЕ "Дніпрогеофізика" на обмежених площах, зокрема в північно-західній частині площі. Територія, що прилягає до державного кордону України, а також райони міст Сватове, Старобільськ, Біловодськ покриті тільки зйомками масштабу 1: 200 000 - 1: 100 000.

Аналіз геологічних результатів гравіметричних досліджень свідчить, що найбільш ефективні для нафтогазопошукових задач (прогноз нафтогазоперспективних об'єктів в осадочному чохлі, зон розущільнення в фундаменті, оцінка продуктивності наявних об'єктів за геофізичними ознаками) є детальні зйомки масштабу 1: 10 000 (1: 25 000) з сіткою спостережень не рідше 200 х 100 м і точністю визначення аномалій Буге не нижче ± 0,06 мГал.

Магніторозвідувальні дослідження були виконані в східній частині площі. В 60-ті і 70-ті роки Луганською ГРЕ на деяких ділянках проведені наземні магнітні зйомки масштабу 1: 50 000. Але зараз вони перекриті на більшій частині детальнішими аеромагнітними і наземними зйомками масштабу 1: 25 000 та більш сучасною аеромагнітною зйомкою масштабу

1: 50 000. Наземні зйомки масштабу 1: 200 000 і 1: 100 000, які проводились в 40-ві і 50-ті роки минулого сторіччя, втратили своє практичне значення.

Аеромагнітні зйомки масштабу 1: 50 000 і 1: 25 000 використовувались, головним чином, для вивчення будови фундаменту. Для вивчення будови осадового чохла і прогнозування продуктивності структур необхідно проведення високоточних детальних магнітних зйомок масштабу 1: 10 000 з сіткою спостережень не рідше 200 х 100 м і точністю не нижче ± 3 нТл.

В 1946-1961 рр. в ДДЗ Київською геофізичною конторою виконувались планомірні електророзвідувальні дослідження методами ВЕЗ (з розносами 4-20 км) і ТЗ масштабу 1: 200000 - 1: 100000 для загально-геологічного вивчення території. Ними частково охоплена центральна і східна частини площі досліджень.

За станом вивченості бурінням по площі і розрізу територія північних окраїн Донбасу характеризується значною нерівномірністю.

Так, параметричним бурінням з розкриттям всього розрізу фанерозою вивчена площа в зоні Красноріцьких скидів – Лобачівська (св. 21), а територія Старобільсько-Міллерівської моноклінали вивчена опорними свердловинами 1, 2 Луганськими, та профільними свердловинами 1, 2, 3, 4 Гречишкінсько-Ново-Айдарськими.

На теперішній час пошуково-розвідувальним бурінням, яке було сконцентровано в зоні Красноріцьких прискидових форм, вивчені 24 площі, на яких відкрито 16 родовищ. Коефіцієнт відкриттів становить 0,66 і є досить високим у порівнянні з ДДНГО, де він складає 0,3. Поклади вуглеводнів приурочені, в основному, до середньокам'яновугільних і лише на трьох площах - до верхньосерпуховських відкладів.

Необхідно зазначити, що згідно з „Комплексною програмою вивчення перспектив осадового чохла і порід фундаменту Північного борту западини на період 1989-1995рр." [85, 97], складеною робочою групою в складі В.Г. Дем'янчука, В.І. Мясникова, П.Т. Павленка, Л.В. Курилюка, Г.І. Вакарчука, Р.М. Окрепкого, І.М. Матвєєва, В.І. Поштаренка, в межах території північних

окраїн Донбасу передбачалося на 1989-1995рр. виконання комплексу геологорозвідувальних робіт та буріння 5 профільних ліній.

Фактично згідно наведеної комплексної програми виконано буріння лише на двох профільних лініях: Бурчацько-Валуйській та Кондрашівсько-Львівській, де пробурені три свердловини: Львівська 3, Валуйська 1 та Бурчацька 1. Подальша реалізація передбачених обсягів і видів геологорозвідувальних робіт була зупинена через відсутність відповідного фінансування.

Отже, територія даної частини північної окраїни Донбасу виявилася вивченою бурінням лише в східному секторі в смузі Бурчацько-Валуйсько-Львівсько-Краснодеркульській та в західній на ділянці Капітанівсько-Путилинсько-Гречишкінсько-Ново-Айдарській площ. Решта території на північ від зони Красноріцьких скидів вивчена вуглерозвідувальними свердловинами від кайнозойсько-мезозойських відкладів до рівня світи C_2^5 палеозою.

Окрім розглянутих вище польових геолого-геофізичних робіт у межах північних окраїн Донбасу проведено значний обсяг науково-тематичних досліджень. Найбільш важливі із них приведені нижче.

А.О. Білик, Л.С. Палець, С.Є. Черпак за результатами пошуків родовищ нафти і газу в ДДЗ дали геологічне обґрунтування перспектив нафтогазоносності північних окраїн Донбасу [8].

Найбільш повний огляд усіх геологічних даних по району наведено в першому томі „Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР" [34], де висвітлені результати теоретичних та практичних робіт великого колективу геологів Донбасу та провідних геологічних науково-дослідних організацій за 20-25 років. У цій роботі приводяться сучасні уявлення про біостратифікацію кам'яновугільних відкладів, дано обґрунтований опис пермських та мезозойських відкладів на території Донбасу, уніфікована схема нижнього карбону, проведено паралелізацію між західним і східним регіонами басейну. Розглядається будова Донбасу в широкому регіональному

плані, приводиться детальний опис морфології та історії формування окремих структур.

Після відкриття промислової нафтогазоносності на північних окраїнах Донбасу було опубліковано велику кількість робіт, що висвітлюють питання морфології пасток вуглеводнів, геохімії газів та конденсатів, тектоніки родовищ.

В.К. Гавриш на прикладі платформних схилів ДДЗ, в тому числі і північних окраїн Донбасу, розробив методику застосування нового напрямку в палеоструктурній геології, висвітлив характер і роль глибинних розломів у формуванні структур ДДЗ, провів аналіз історії геологічного розвитку Городищенської брахіантикліналі [24, 25].

І.І. Чебаненко значний розділ своєї монографії [118] присвятив характеристиці розломної тектоніки північних окраїн Донбасу та її взаємозв'язку з перспективами нафтогазоносності.

М.Ф. Балуховський на прикладі геологічної будови, характеру вугленосності та нафтогазоносності Донецького басейну та його окраїн описав нові методи вивчення ритмостратиграфії та органогеохімічного аналізу осадових формацій [4, 5].

За результатами досліджень південно-східної частини схилу Воронезької антеклізи П.С. Хохлов висловив погляди на історію геологічного розвитку району [117].

Окрім цього різні відомості з геології північних окраїн Донбасу, південного схилу Воронезької антеклізи та суміжних районів знаходяться у статтях та геологічних звітах М.Й. Бланка [88], Я.Ф. Гвоздя [14, 106], Є.Т. Грицай [29, 30], З.А. Грицюк [31, 102], А.Т. Мурича [81], Попов В.С. [98], Л.М. Ярченко [28, 32] та багатьох інших.

Виконані І.В. Височанським та іншими авторами (1989) дослідження охоплювали проблеми нафтогазоносності території північної крайової частини ДДЗ, в тому числі і північних окраїн Донбасу, які полягали в розробці програми динаміки підготовки та введення в пошукове буріння

локальних об'єктів, буріння параметричних свердловин для оцінки перспектив нафтогазоносності фундаменту, нижнього і середнього карбону в різних тектонічних зонах [50]. Запропонована програма оцінки промислової вуглеводневої значимості північних окраїн Донбасу не була реалізована з причини відсутності фінансування запланованих обсягів геофізичних досліджень, параметричного та пошукового буріння, а також науково-тематичних узагальнюючих робіт. У зв'язку з цим увага до Старобільсько-Міллерівського моноклінального схилу як перспективного району поступово зменшується, а відповідно зменшується і оцінка запасів та ресурсів вуглеводнів, щільність яких за даними ЧВ УкрДГРІ у 2007р. знизилась в п'ять разів з 50-100 до 10-20 тис. т/км^2.

При узагальненні геолого-розвідувальних матеріалів І.В. Височанським, В.В. Портновою та іншими у межах Красноріцьких піднять простежено літологічну зміну продуктивних горизонтів М-1 і М-2 та закономірності їх розвитку [1]. Окрім цього ними встановлено, що піщані утворення московського ярусу мають переважно алювіальний генезис і розповсюджені у вигляді смуг, характерних для палеорусел. У розрізі башкирського ярусу більш широкий розвиток набувають прибережно-морські відклади дельтового та барового генезисів.

І.Г. Закржевською, Ю.Ф. Кухаренком, Н.І. Коробовою узагальнено матеріали структурно-пошукового буріння на Герасимівській площі, розташованій в північно-східній частині території досліджень; побудовані літологічні профілі по лініях свердловин з використанням свердловин вуглерозвідки; простежено в розрізі світ C_2^7, C_2^6 та C_2^5 характер розвитку піщаних порід та встановлено морфогений їх тип. Зокрема, пласти пісковиків мають досить мінливу товщину від 1,0 до 30 м і розвинені між вапняками та носять локальний, зональний пластово-лінзовидний і руслово-барово-дельтовий характер генезису. Потужні пачки пісковиків, згідно їхніх досліджень, залягають з розмивом на підстилаючих породах і в своїй основі

вміщують гальку чи уламки вапняків, як наслідок розмиву вапнякових рейперних пластів [92].

Надзвичайно важливою узагальнюючою роботою у межах Північного Донбасу слід вважати звіт Старобільської ГРЕ за темою „Складання геолого-структурних карт опорних піщаних відкладів світ $C_2^5 - C_2^3$", відповідальним виконавцем Я.Ф. Гвоздь. У звіті висвітлені умови залягання, морфогенний тип та характер розвитку піщаних утворень, а також наявність прямих проявів газонасичення [106].

Питанням літології і фацій середньокам'яновугільних відкладів та умовам їх формування була присвячена дисертаційна робота І.Г. Закаржевської [44], а геологічній будові і перспектив нафтогазоносності району зчленування Воронезького кристалічного масиву та Донецької складчастої споруди - дисертаційна робота Т.М. Галко [26].

Територія досліджень І.Г. Закржевської [44] охоплювала різні тектонічні елементи, зокрема Корочанський блок північного борту ДДЗ, Старобільсько–Міллерівську монокліналь південного схилу Воронезької антеклізи і зону поєднання її з складчастою системою Донбасу, які мають певні відмінності як у формуванні, так і у нагромадженні середньокам'яновугільних відкладів. Тому, висновки про особливості розрізу, його літологію та фації носять широкий узагальнюючий характер, охоплюючи різні тектонічні елементи.

Роботb Т.М. Галко [26, 27] присвячені особливостям геологічної будови смуги поєднання південного схилу Воронезької антеклізи, і лише частково Старобільсько-Міллерівської монокліналіі. Питання особливостей осадконагромадження основних нафтогазоносних комплексів та формування нетрадиційних пасток не розглядалися.

Особливостям розвитку піщаних порід приділяли увагу І.В. Височанський [1], І.Г. Баранов [55, 85], фізичним властивостям піщаних порід колекторів - О.М. Гуньовська [51, 52].

Характеру розвитку порід у розрізі кам'яновугільних відкладів була приділена увага М.П. Зюзькевича у дисертаційній роботі з побудовою схематичних палеопрофілів по лініях Кримсько-Путилинсько-Чабанівський та Бурчацько-Кондрашівсько-Львівсько-Городищенської площ, якими висвітлено, в основному, загальні літофаціальні особливості [48].

Окрім цього, територія Старобільсько-Міллерівської моноклінали та зона піднять Красноріцьких скидів за динамічністю і переважним проявом структуроформуючих факторів віднесена ним до Бараниківсько-Плачидівської зони переважного розвитку антиклінальних форм.

Фактично, за новими дослідженнями Ю.О. Арсірія, О.К. Ципка [3], Т.М. Галко [26], Я.Ф. Гвоздя, В.І. Слюсаренка [106], І.В. Височанського [1] та власними напрацюваннями [71], встановлено, що дана частина Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області, в тому числі північних окраїн Донбасу, в зв'язку з особливостями розвитку структурних форм та проявом формуючих їх факторів по середньокам'яновугільному поверху нафтогазоносності, вимагає детальнішого районування та прогнозування наявності неантиклинальних структурних форм.

Дослідження І.В. Ткачука та Н.Ф. Єременка з вияснення особливостей будови та історії розвитку Донецького газоносного басейну та перспективах нафтогазоносності його північних окраїн ще раз підтвердили вагомість території досліджень з нарощування розвіданих запасів ВВ [114]. Авторами зазначено, що Донецький газоносний басейн суттєво відрізняється від ДДЗ інтенсивним тектогенезом, відсутністю синеклізного чохла та наявністю великої кількості тектонічних порушень, які зумовили активний приплив флюїдів у осадовий чохол.

Численні нафтопрояви (кіри, асфальти), припливи конденсату та легкої нафти дослідниками пов'язувалися з регіональною нафтогазоносністю Донецького карбону, що підтверджує багатофазність і тривалість процесів утворення вуглеводнів у Донбасі. За цими даними більшість нафтових і газових родовищ північних районів Донбасу сформувалися у післятріасовий

період, а газові скупчення у північній зоні дрібної складчастості після пізньої крейди.

Першочергові напрямки пошуків нових родовищ пов'язувалися з виходом геофізичних і бурових робіт на перспективні площі, розташовані північніше та південніше від виявлених газових родовищ. Головним напрямком пошуково-розвідувальних робіт у Донецькому басейні на думку наведених вище авторів є захоронені під насувами слабозмінені платформні та перехідні осадові утворення автохтону.

Висновки:

1. Не дивлячись на значний обсяг науково-тематичних досліджень, структурно-пошукового та вуглерозвідувального буріння, територія Старобільсько-Міллерівського моноклінального схилу північних окраїн Донбасу з позиції пошуків вуглеводневих скупчень у різноманітних пастках, залишилась недостатньо вивченою, незважаючи на те, що у межах суміжних з ним площ Російської Федерації виявлено цілий ряд родовищ. Причиною такого стану слід вважати зосередження основних обсягів пошуково-розвідувального буріння та науково-тематичних робіт у межах зони Красноріцьких скидів, де промислові скупчення вуглеводнів пов'язані, переважно, з пастками склепінного типу в середньокам'яновугільному комплексі на антиклінальних підняттях.

2. Основною невирішеною проблемою залишається необхідність узагальнення результатів всіх розрізнених досліджень, вияснення літолого-палеогеографічних та тектонічних умов осадконагромадження середньокам'яновугільних відкладів та прогнозування розвитку літологічних (барових, руслових, дельтових) та стратиграфічних і диз'юнктивно екранованих пасток, як у межах моноклінального схилу, так і в зоні Красноріцьких скидів.

3. Доцільність та необхідність цих досліджень підтверджується узагальнюючою науковою працею М.І. Євдощука, В.Д. Омельченка, Т.М. Галко [40] з визначення вуглеводневого потенціалу Донбасу, в якій

констатується, що ресурси ВВ Донбасу в інтервалі глибин 500-1800м згідно з даними В.В. Пудака, В.В. Конарева, О.Д. Алексєєва сягають 11,86 млрд.т у.п. [39], а північних його окраїн, що включає зони Ямпільську, Пархомівську, Красноріцьку та Старобільсько-Міллерівську монокліналь оцінюються близько 300 млн. т у.п.

РОЗДІЛ 2
ОСНОВНІ РИСИ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА НАФТОГАЗОНОСНОСТІ СЕРЕДНЬОКАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДІВ ПІВНІЧНИХ ОКРАЇН ДОНБАСУ

2.1. Палеотектонічні умови осадконагромадження середньокам'яновугільних відкладів

За геоструктурним положенням територія досліджень належить до надзвичайно складної і динамічної зони поєднання південного схилу Воронезької антеклізи і Донецької складчастої споруди (рис.2.1).

Сумісний вплив платформної блокової тектоніки і складчастої геодинаміки Донецької геосинкліналі надали території окраїни Донбасу своїх властивих тільки їй рис і особливостей будови відкладів осадового чохла та їх структурної форми [75].

Відмінності полягають, у першу чергу, в особливостях зміни товщини, як в цілому фанерозойських відкладів, так і зокрема всіх стратиграфічних комплексів, які і визначають відмінні риси і особливості будови її території.

За даними узагальнення сейсмічних досліджень, даних пошуково-розвідувального буріння та попередніх і власних напрацювань [40, 47, 71, 74, 75] відклади фанерозою суцільним покровом залягають моноклінально на блоковій поверхні протерозойських утворень.

У регіональному структурному плані стратиграфічні комплекси фанерозою мають моноклінальний характер залягання з значною стратиграфічною незгідністю і повсюдно перекривають докембрійські кристалічні утворення з максимальним нагромадженням товщини до 4300-4700м на зануренні (Кримська св. 1 та Бурчацька св.1) і мінімальним - 1338м на підйманні (Городищенська св. 1). Градієнт загального зменшення розрізу фанерозою складає 60м/км (рис. 2.2).

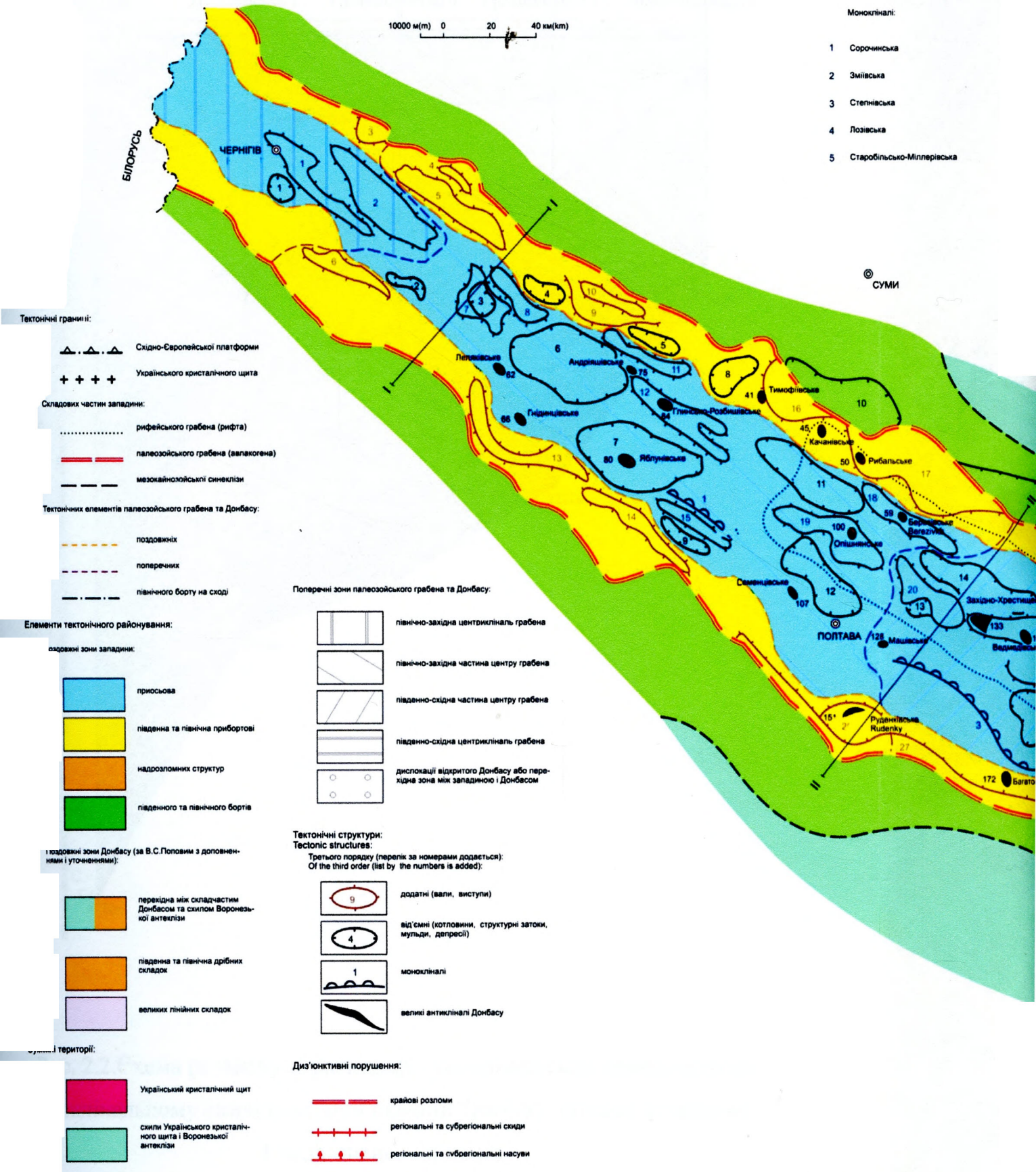
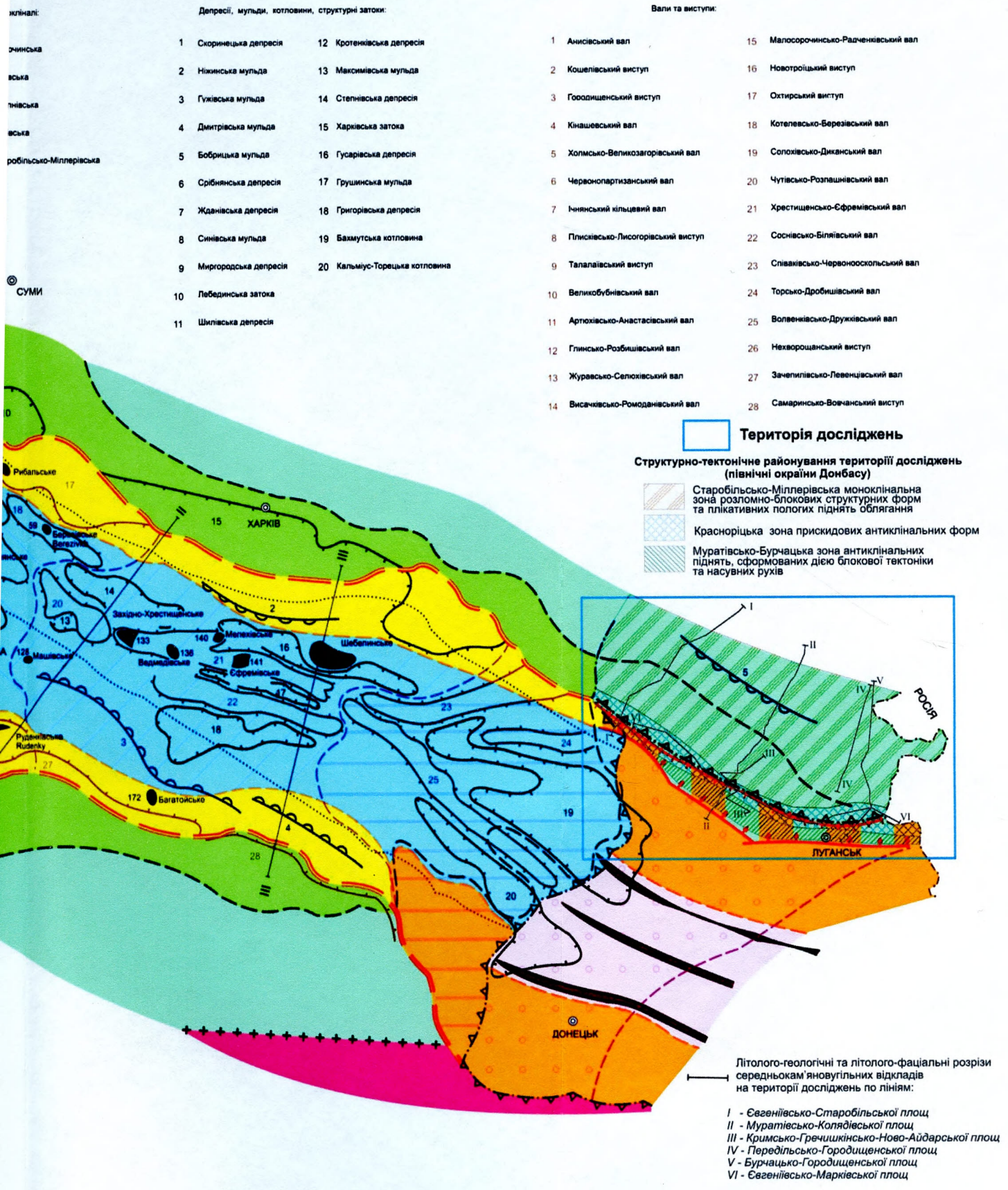


Рис. 2.1.Схема тектонічного районування Дніпрово-Дон

(за Ю.О. Арсірієм та О.К. Ципк

Умовні позначення



ння Дніпрово-Донецької нафтогазоносної області

ієм та О.К. Ципком) [3]

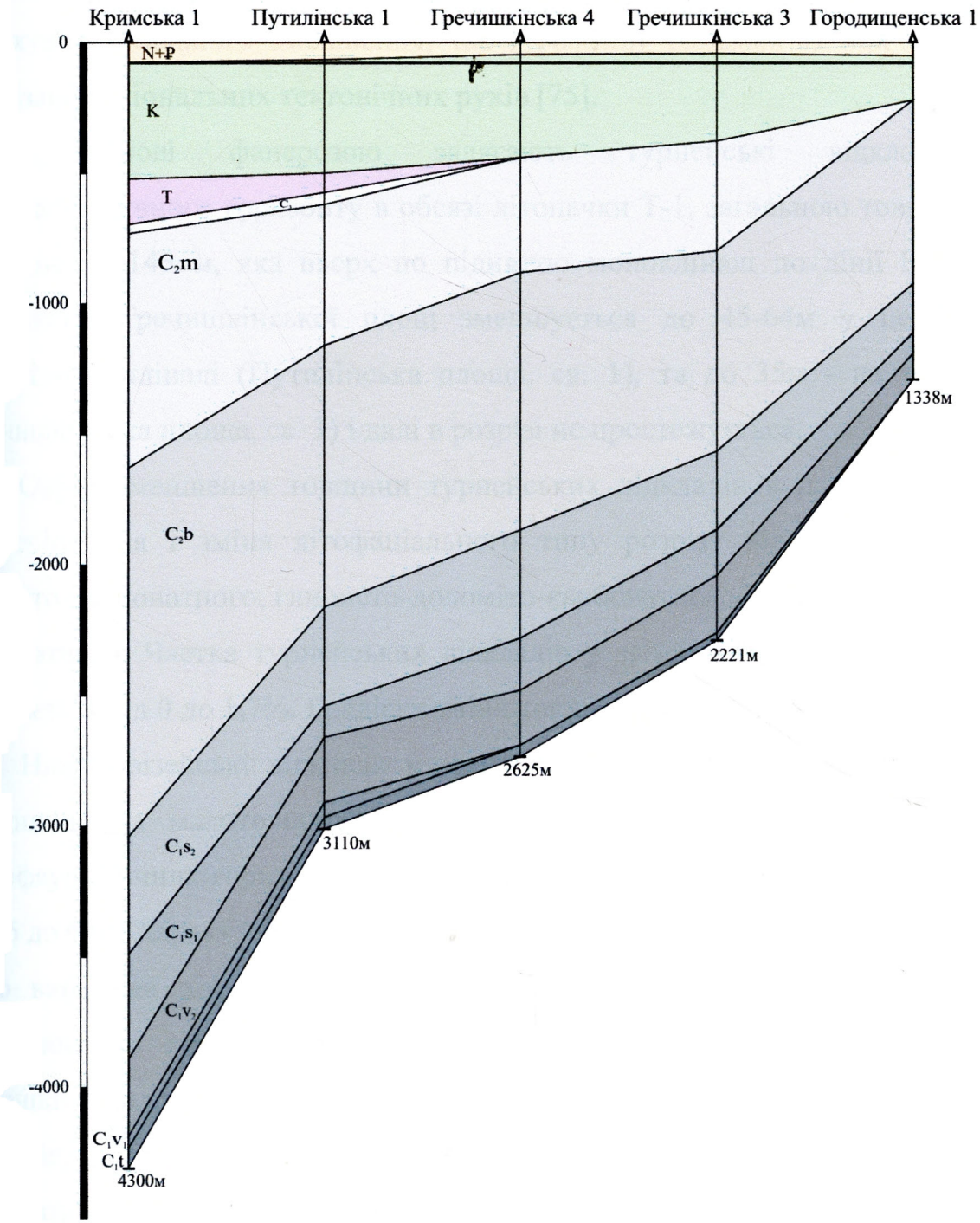


Рис. 2.2.Схема розвитку стратиграфічних комплексів фанерозою на моноклінальному схилі північної окраїни Донбасу по лінії Кримсько-Городищенської площ

(склала Макєєва Н.П., 2008 р.)

Таке досить значне коливання товщини відкладів осадового чохла зумовлено як за рахунок загального зменшення, так і розмиву окремих із них у періоди активізації регіональних тектонічних рухів [75].

В основі фанерозою залягають турнейські відклади XV мікрофауністичного горизонту в обсязі літопачки Т-1, загальною товщиною на зануренні 75-145 м, яка вверх по підняттю моноклінали по лінії Кримсько-Путилінсько-Гречишкінської площ зменшується до 45-64м у центральній частині моноклінали (Путилінська площа, св. 1), та до 35м - на підійманні (Гречишкінська площа, св. 3) і далі в розрізі не простежується.

Окрім зменшення товщини турнейських відкладів в даному напрямку спостерігається і зміна літофаціального типу розрізу від карбонатного до глинисто-карбонатного, глинисто-доломіто-карбонатного і до піщано-глинисто-карбонатного. Частка турнейських відкладів у загальному розрізі фанерозою коливається від 0 до 1,7%. Градієнт зміни товщини сягає 1,09 м/км.

Нижньовізейські відклади мають аналогічний турнейським обмежений площинний та малотовщиний розвиток і представлені розрізом XIII-XIV мікрофауністичних горизонтів в обсязі літопачок В-25-26 загальною товщиною від 35 до 60м. Характерною відмінністю розвитку нижньовізейських відкладів є чітко виражена локальна градієнтність зміни товщин на фоні загального зменшення по підійманню моноклінали, що спричинена проявом блокової тектоніки. За речовинним складом розріз нижньовізейських відкладів успадковує повну аналогію з турнейськими і також змінюється від карбонатного до карбонатно-піщано-глинистого в напрямку підіймання моноклінального схилу.

Верхньовізейські відклади зі стратиграфічною незгідністю залягають на нижньовізейських, турнейських та породах докембрію і мають повсюдний розвиток та представлені:

- у південній Кримсько-Бурчацькій смузі всіма стратиграфічними мікрофауністичними горизонтами X – XII – XIIa в обсязі літопачок від В–14 до В-23, які є типовими для ДДЗ;

- на решті території розвиток відкладів носить трансгресивний характер з поступовим випадінням нижньої частини розрізу літопачок В-17-В-23 (утворень XIIа і XII мікрофауністичних горизонтів) і на рівні Городищенської площі розріз комплексу представлений лише в обсязі літопачок В-14, В-15, В-16 (X-XI мікрофауністичний горизонт).

За речовинним складом розріз відкладів переважно карбонатизований, ущільнений і лише північніше Путилінської площі набуває теригенного виду з розвитком порід-колекторів – тріщинно-порових вапняків і пісковиків.

Загальна товщина відкладів коливається від 320м у межах Бурчацької площі і до 100м на Городищенській ділянці. Градієнт зміни товщини сягає 4,4 м/км.

Серпуховські відклади суцільним покровом без помітної стратиграфічної незгідності поширені по всій території. Загальна товщина відкладів змінюється від 340м на їх здійманні і до 950м на зануренні схилу. Частка їх в загальному розрізі осадового чохла становить відповідно 19% та 22,5%. За своєю товщиною вони перевищують в 2-2,6 рази загальну товщину візейсько-турнейського комплексу.

Градієнт зміни товщини по падінню схилу відкладів серпуховського ярусу становить 15,0 м/км, візейського - 4,4 м/км та турнейського - 1,09 м/км. Але, не дивлячись, на значну зміну товщини, повнота літопачок зберігається по всій площі від С-2 до С-9 верхньосерпуховського і від С-16 до С-23 нижньосерпуховського під'ярусів [75].

За літологічною ознакою розріз нижньосерпуховського під'ярусу характеризується порівняно стабільним речовинним складом і поступово змінюється від алевроліто-аргілітового типу розрізу до карбонатно-глинистого на Городищенській площі, св. 1, 2. Що стосується верхньосерпуховського комплексу, локально продуктивного в межах території досліджень, то його розріз за літофаціальними ознаками надзвичайно мінливий: від теригенного, теригенно-карбонатного, карбонатного до хемогенного типу. Загальна товщина

відкладів комплексу становить на зануренні 450 м (Бурчацька площа, св. 1) і 150 м на підійманні (Городищенська площа, св. 1, 2).

Отже, частка нижньокам'яновугільного комплексу в загальному розрізі фанерозою становить на підійманні 40% і на зануренні 29,5%. Така відмінність в обсязі відкладів нижнього карбону в різних частинах моноклінального схилу зумовлена значним скороченням середнього та верхнього карбону по підійманню шарів порід внаслідок передтріасового розмиву. Загальний градієнт зміни товщини нижнього карбону становить 14,5 м/км.

Особливе положення в розрізі фанерозою займають відклади середнього карбону, обсяг якого від загальної товщини становить в найбільш зануреній Кримській ділянці території досліджень – 54,0%, а в найбільш припіднятій Городищенській – 43%.

Загальна товщина відкладів середнього карбону сягає 2500 м у південній частині території і 850 м - у північній.

Градієнт зміни товщини розрізу становить 35,0 м/км, тобто перевищує величину градієнту для відкладів нижнього карбону на моноклінали в 2,4 рази.

У нижній частині розрізу середнього карбону залягає башкирський ярус загальною товщиною від 550 м в північній частині і до 1600 м у південній найбільш зануреній смузі поєднання з Ямпільсько-Новосвітлівської зони насувних і Ямпільсько-Пархоменківської зони піднасувних структур [47]. Розріз ярусу має повсюдне поширення і представлений у повному стратиграфічному обсязі від світи C_1^5 до C_2^5 (літопачки від Б-14 до Б-1 включно) згідно Донбаської буквено-цифрової індексації стратиграфічного кодексу України.

Зміна загальної товщини башкирських відкладів відбувається лише за рахунок поступового стоншення усього розрізу.

За літологічними особливостями розріз відноситься до перехідного типу відкладів від верхньосерпуховського комплексу до московського. У зв'язку з цим нижня частина розрізу світ C_1^5 - C_2^1 (літопачки Б-14-12-Б-10), у самій пониженій смузі від Кримської до Бурчацької площ, представлена переважно

алевроліто-глинистим літофаціальним ущільненим типом порід, тобто успадковує переважну глинистість верхньосерпуховського під'ярусу [47].

У центральній же частині монокліналі, від Путилінської площі на заході до Вільхівської на сході, розріз значно карбонатизований, аналогічно відкладам верхньосерпуховських V-VII мікрофауністичних горизонтів. Такий характер розвитку карбонатизованого розрізу спостерігається до рівня Чабанівсько-Гречишкінсько-Городищенської частини території монокліналі. У зв'язку з цим нижня частина башкирських відкладів (від C_1^5 до C_2^1) представлена, переважно, вапняковими утвореннями з підпорядкованими аргілітовими та локально-зональними різнотовщинними піщаними відмінностями.

Розріз відкладів від світи C_2^2 до C_2^5 (низ) за своїми літофаціальними осооливостями і речовинним складом порід та їх співвідношеннями займає в фанерозої проміжне положення між карбонатизованими і заглинизованими відкладами світ C_1^5 до C_2^1 та шаруватими ритмічно-циклічними карбонатно-теригенними утвореннями московського ярусу.

Літологічно розріз даної частини башкирських відкладів в обсязі літопачок від Б-1 до Б-9 представлений неоднорідними породами, з переважним розвитком алевроліто-глинистих відмінностей, розчленованих підпорядкованими прошарками, пластами і пачками пісковиків та окремими тонковерствуватими вапняками.

Величина піщанистості відкладів башкирського даної частини розрізу ярусу досить мінлива з загальною тенденцією збільшення в південно-східному напрямку та по підійманню шарів порід і коливається від 7,1% на Кримській площі (св. 1) до 10,6% на Бурчацький (св. 1) і сягає 25,8% на самій північній Городищенський площі (св. 1). Товщина піщаних прошарків і пластів коливається від перших метрів до окремих масивних локальних 30-70 метрових тіл руслового типу.

Загальна товщина розрізу світ C_2^2 - C_2^5 (низ) змінюється від 1050-1150м (Кримська площа, св. 1 і Бурчацька площа, св. 1) на зануренні до 410м на самій

крайній північній частині (Городищенська площа, св. 1). Градієнт зменшення товщини 14,8 м/км з повним збереженням всіх літопачок від Б-1 до Б-9.

Додаткової шаруватості відкладам світ C_2^2 - C_2^5, окрім піщаних утворень, надають по підійманню численні вапнякові пласти і прошарки, які розвинені по моноклінальному схилу від зони Красноріцьких скидів і надзвичайно чітко і ритмічно простежуються в розрізі та дозволяють визначити характер розвитку піщаних утворень.

Московський комплекс відкладів є завершальним у середньокам'яновугільному циклі осадконагромаджень і стратиграфічно представлений у південній та центральній частинах схилу розрізом усіх світ від C_2^5 (верх) до C_2^7 в обсязі літопачок від М-1 до М-7.

На північній частині схилу розріз покрівельної частини ярусу на ділянках відсутності відкладів верхнього карбону має досить обмежене поширення за рахунок інтенсивного його розмиву в передтріасовий час і на ділянці Городищенської площі (св. 2) повністю відсутній.

Літологічно розріз московського ярусу представлений циклічно-ритмічними утвореннями глинистих, вапнякових, вугільних та піщаних відмінностей загальною товщиною від 1100 до 30 і 0,0 метрів. Така неоднорідність і мінливість загальних товщин відкладів зумовлена циклічно-ритмічними коливальними рухами в процесі постумного нерівномірного занурення території, величина якого компенсувалася осадконагромадженням і земна поверхня в період вуглеутворення знаходилася на рівні моря. Крім того, на різке зменшення товщини аж до повного виклинювання, як відмічалось вище, вплинув передмезозойський розмив.

Основною особливістю як московських, так і башкирських відкладів є зміна величини піщанистості розрізу та кількості піщаних пластів. Найбільша піщанистість притаманна розрізу верхньої частини світи C_2^5 та світи C_2^6 з товщинами піщаних утворень до 30-70м. Решта розрізу значно збіднена піщаними утвореннями, для яких характерна мінливість по площі і розрізу та

тонкошаруватість. Товщина піщаних пластів коливається від перших метрів до 10-15м.

Обсяг московського комплексу в загальному розрізі фанерозою досить мінливий і сягає від 30,0% на зануренні до нульових значень на самій крайній Городищенській ділянці.

Такі умови розвитку московського ярусу сприятливо вплинули на формування потенціальних природних резервуарів різного морфогенного типу на моноклінальному Старобільсько-Міллеровському схилі північної окраїни Донбасу.

Верхньокам'яновугільні відклади, які завершують кам'яновугільний цикл осадконагромадження, розвинені лише в самій зануреній частині монокліналі і представлені світою C_3^1 загальною товщиною 30-50м. На решті території досліджень відклади даного комплексу відсутні. За літологічними ознаками вони складені переважно глинистими утвореннями з підпорядкованими тонкими окремими вапняковими прошарками та лінзовидними пісковиками.

Із мезозойських відкладів у межах північної окраїни Донбасу розвинені лише тріасові та крейдові утворення.

Тріасові відклади порівняно з верхньокам'яновугільними мають значно більший площиний розвиток і простежуються від Ямпільсько-Новосвітлівської зони насувних і піднасувних структур до широти Путилінсько-Вільхівської площ з загальною товщиною до 100м і представлені піщано-глинистими відмінностями.

У загальному стратиграфічному плані відклади тріасу залягають із значним перериво на різновікових верствах світи C_3^1 верхнього і C_2^7 середнього карбону.

Повсюдний покривний розвиток із мезозойських відкладів притаманний крейдовим товщам, які трансгресивно із значною стратиграфічною і кутовою незгідністю перекривають розріз тріасових, верхньокам'яновугільних та московських утворень. Загальна товщина відкладів коливається від 250 м на зануренні моноклінали до 70 м на ділянці Городищенської площі. Градієнт

загального скорочення відкладів сягає 3,6 м/км. Зменшення товщини відкладів відбувається як за рахунок їх розмиву в передпалеогеновий період осадконагромадження, так і випадіння із розрізу по схилу теригенних нижньокрейдових утворень. Щодо літологічної характеристики верхньокрейдових відкладів, то вони представлені мергельно-крейдовими породами, що є типовими для ДДЗ.

Завершують розріз фанерозою палеоген-неогенові та четвертинні відклади, які суцільним покривом перекривають зі стратиграфічною і кутовою незгідністю еродовані різновікові відмінності верхньокрейдового віку та представлені теригенними піщано-глинистими породами з загальною товщиною від 30 до 90 метрів.

Отже, відклади стратиграфічних комплексів, що складають розріз фанерозою, мають найбільш повний розвиток в зануреній південній частині Старобільсько-Міллерівського моноклінального схилу та зоні Красноріцьких прискидових структур. У напрямку підйому схилу стратиграфічна повнота окремих комплексів і товщина всіх відкладів поступово зменшується в міру зміни глибин їх залягання (рис. 2.3, 2.4).

На фоні загального моноклінального схилу відмічається аномальність товщин окремих комплексів, яка спричинена проявом блокової тектоніки в процесі осадконагромадження і формуванням структурних форм та нерівномірним зануренням території монокліналі.

Отже, поширення відкладів фанерозою є досить нестабільним і супроводжувалося значними переривами осадконагромадження і сповільненими та інтенсивними зануреннями, що впливало на значний розвиток одних комплексів і скорочення інших.

Значні перериви, що спричинені підійманням території, відмічалися в передкам'яновугільний, передверхньовізейський, передтріасовий, передкрейдовий та передпалеогеновий цикли осадконагромадження.

Значні інтенсивні занурення відмічалися протягом верхньовізейського, серпуховського, башкирського і московського циклів осадконагромадження,

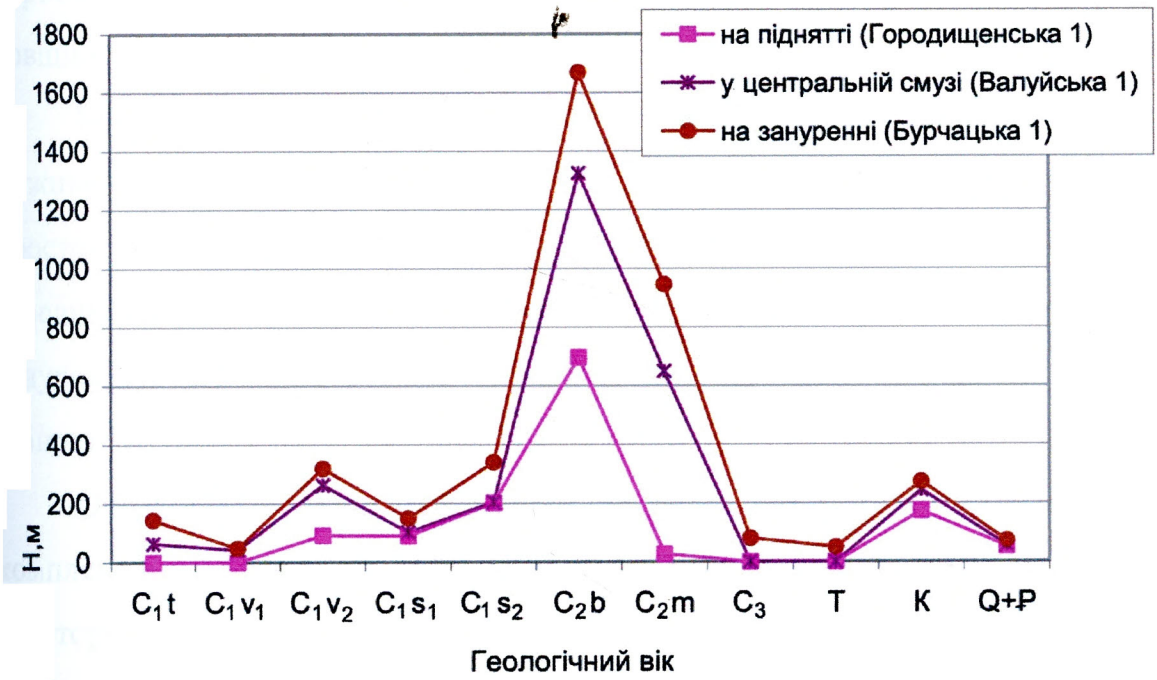


Рис. 2.3.Динаміка осадконагромадження відкладів фанерозою на ділянці Бурчацько-Городищенської площ (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

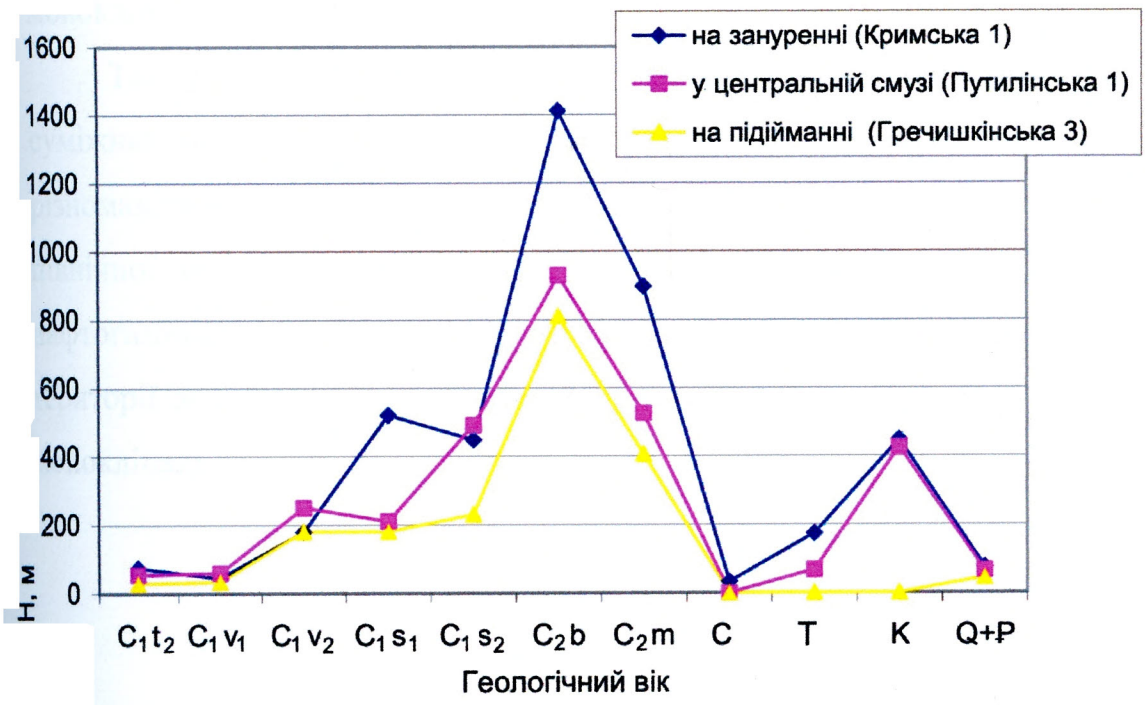


Рис. 2.4.Динаміка осадконагромадження відкладів фанерозою на ділянці Кримсько-Гречишкінської площ (склала Макєєва Н.П., 2008 р.)

що зумовили їх домінантність в розрізі фанерозою. Решта комплексів карбону і мезокайнозою мають досить обмежене поширення та незначну товшину.

Більш широкий розвиток по площі притаманний турнейсько-нижньовізейським, верхньовізейським та серпуховським відкладам, які простежуються до рівня Львівської площі. Процес нагромадження середньокам'яновугільних відкладів супроводжувався інтенсивним зануренням території з ритмічно-циклічним проявом коливальних рухів та зміною джерел седиментаційного матеріалу.

Отже, такі різноманітні умови осадконагромадження стратиграфічних комплексів північної окраїни Донбасу спричинені, на відміну від суміжних територій північного борту (рис. 2.5) западини, особливостями її геоструктурного положення в ДДНГО. Про це свідчить графічний розподіл товщин стратиграфічних комплексів фанерозою повздовж Юліївсько-Коробочкинської зони Північного борту та Старобільсько-Міллеровський моноклінали (рис. 2.5).

Такі умови формування розрізу фанерозою надали йому відмінні від суміжних територій риси та особливості осадконагромадження, формування різноманітних літофаціальних типів відкладів світ середнього карбону північної окраїни Донбасу, що має надзвичайно важливе значення для нафтогазонагромадження в різноманітних структурних умовах по всій території досліджень і в першу чергу в межах Старобільсько-Міллерівської моноклінали.

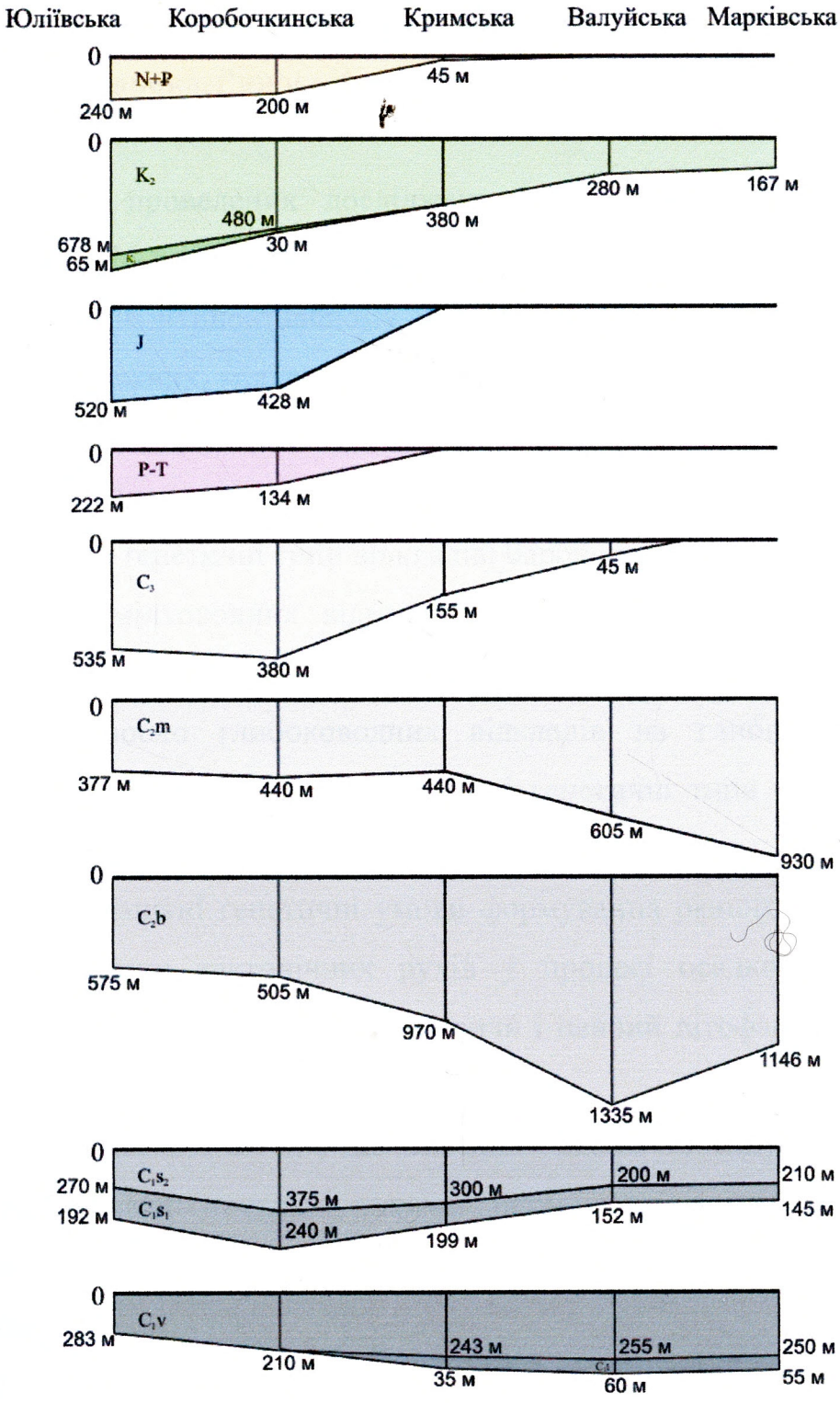


Рис. 2.5.Схема співставлення розподілу товщини стратиграфічних комплексів фанерозою повздовж Юліївсько-Коробочкинської зони північного борту Дніпровсько-Донецької западини та Старобільсько-Міллерівської моноклінали Північних окраїн Донбасу (склала Макєєва Н.П., 2008 р.)

2.2. Літолого-фаціальна характеристика середньокам'яновугільних відкладів

На основі проведених досліджень [77] з вивчення особливостей розвитку відкладів середнього карбону встановлено, що нагромадження їх відбувалося в епіконтинентальному морському режимі, вони представлені осадками прибережних, мілководних та відносно глибоководних генетичних груп.

Група прибережних утворень, що формувалися на глибині менше 15 м, включає наступні генетичні типи відкладів: барові, руслові, хвильові.

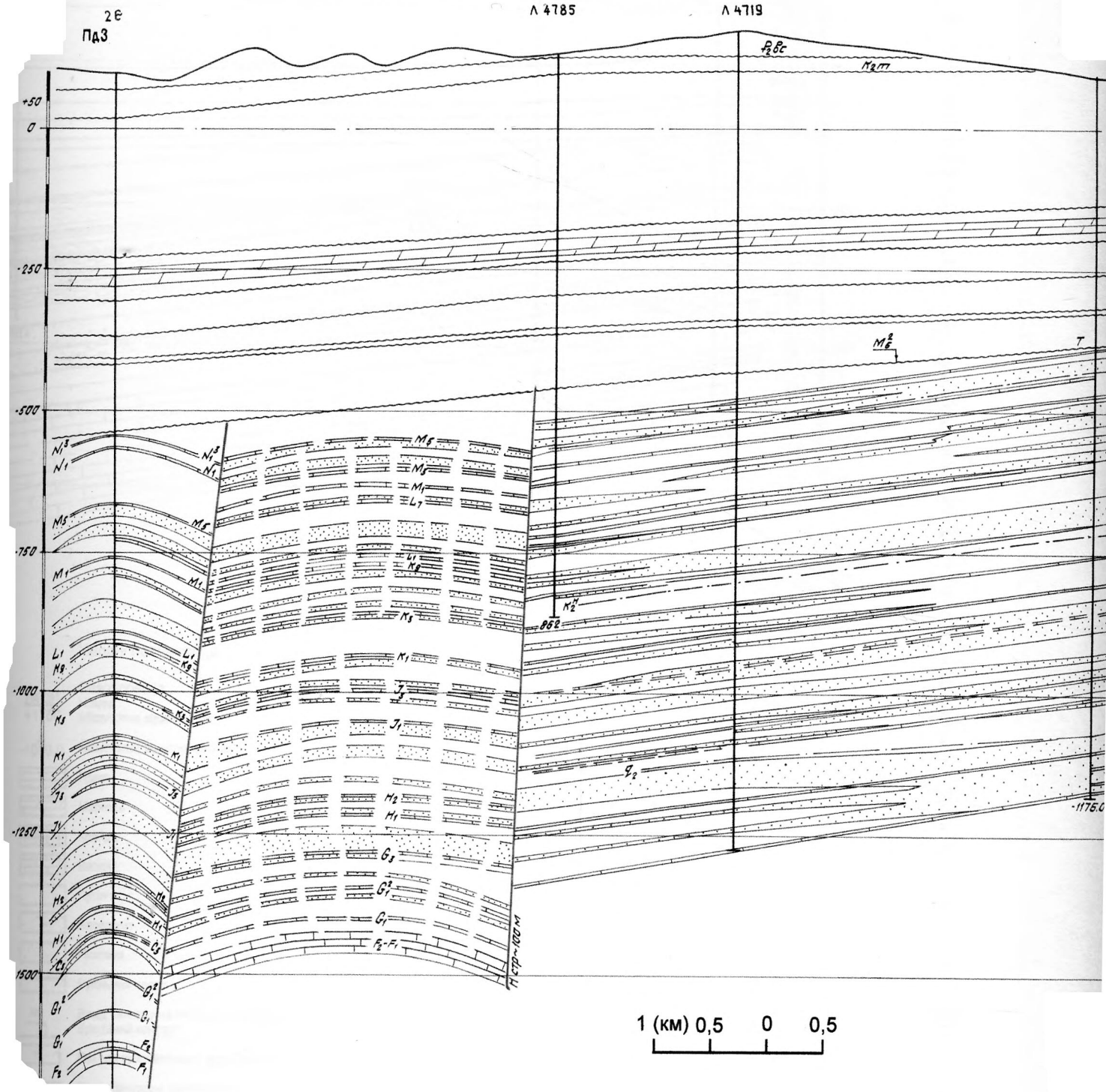
До групи мілководних відкладів, що накопичувалися на глибинах понад 15 м, відносяться вапнякові та вугільні утворення.

Група відносно глибоководних відкладів на глибинах декількох десятків метрів і більше включає наступні генетичні типи порід: аргіліти, алевроліти.

Такі різноманітні генетичні умови формування різного типу порід та прояви коливальних тектонічних рухів у процесі осадконагромадження відкладів світ середнього карбону зумовили і певний літофаціальний тип їх розрізу (рис.2.6, 2.7, 2.8).

Амвросіївська світа C_1^5, що складає нижню частину башкирського ярусу, представлена чотирма типами порід: аргілітами, алевролітами, пісковиками та вапняками, які мають різний площинний характер розповсюдження, зокрема:

- у східній частині території аргіліто-алевролитові відмінності мають повсюдний переважаючий розвиток на зануренні моноклінали, де доля їх в розрізі сягає 50-70%; і мають підпорядкованість по підійманню схилу, де величина їх становить 20-39%.
- піщані заглинизовані відмінності носять фрагментарний характер і простежуються лише в південній частині території, доля їх в розрізі сягає від 0,0 до 9,0-33,0%;


2Е
ПД3
Л 4785
Л 4719
+50
0
-250
-500
-750
-1000
-1250
-1500
-1175.0
1 (км) 0,5 0 0,5

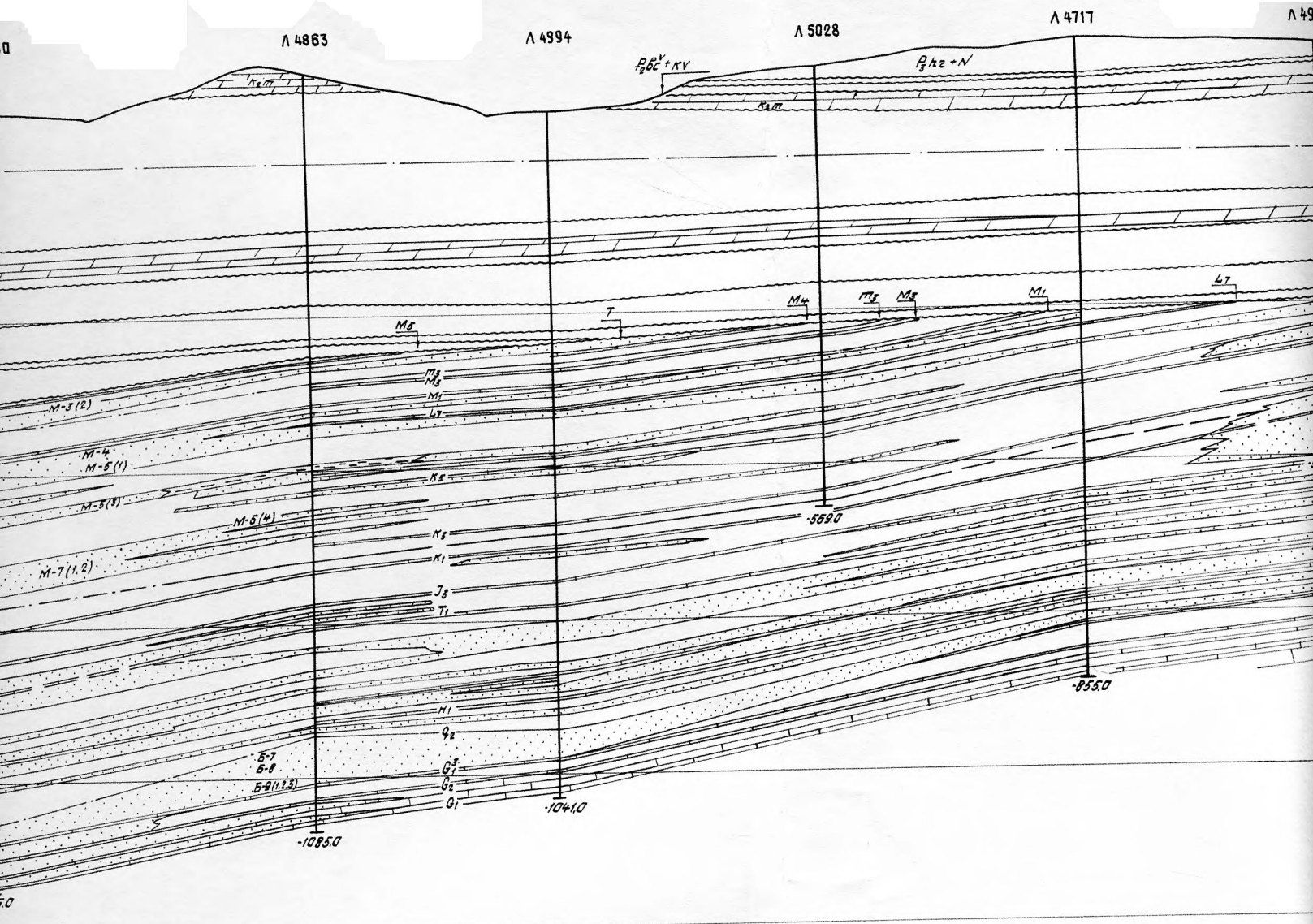
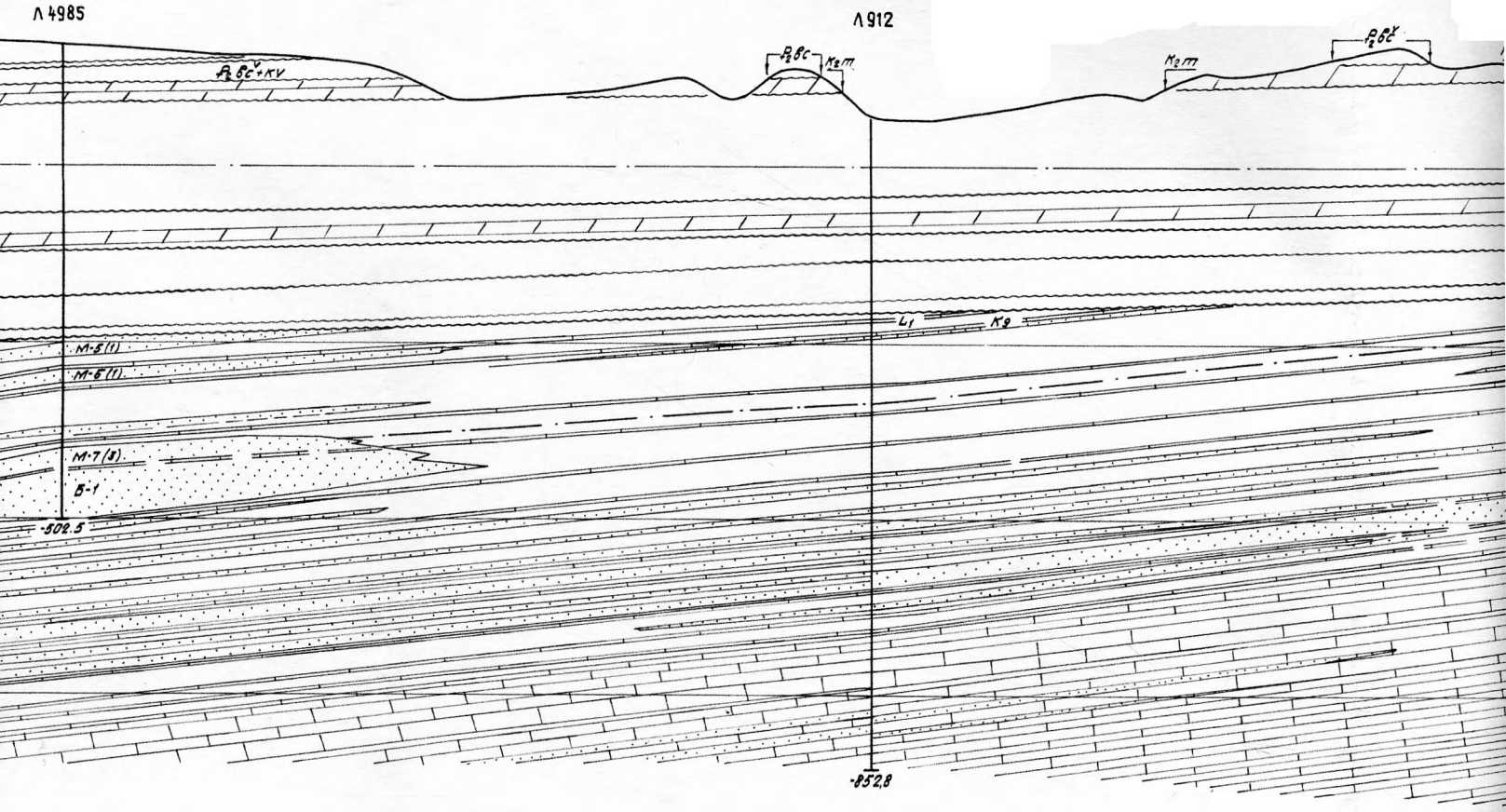


Рис. 2.6.Літолого-геологічний розріз по лінії І-І Євгеніївськ

(за даними Я.Ф. Гвоздя з доповненням Н.П.Маке

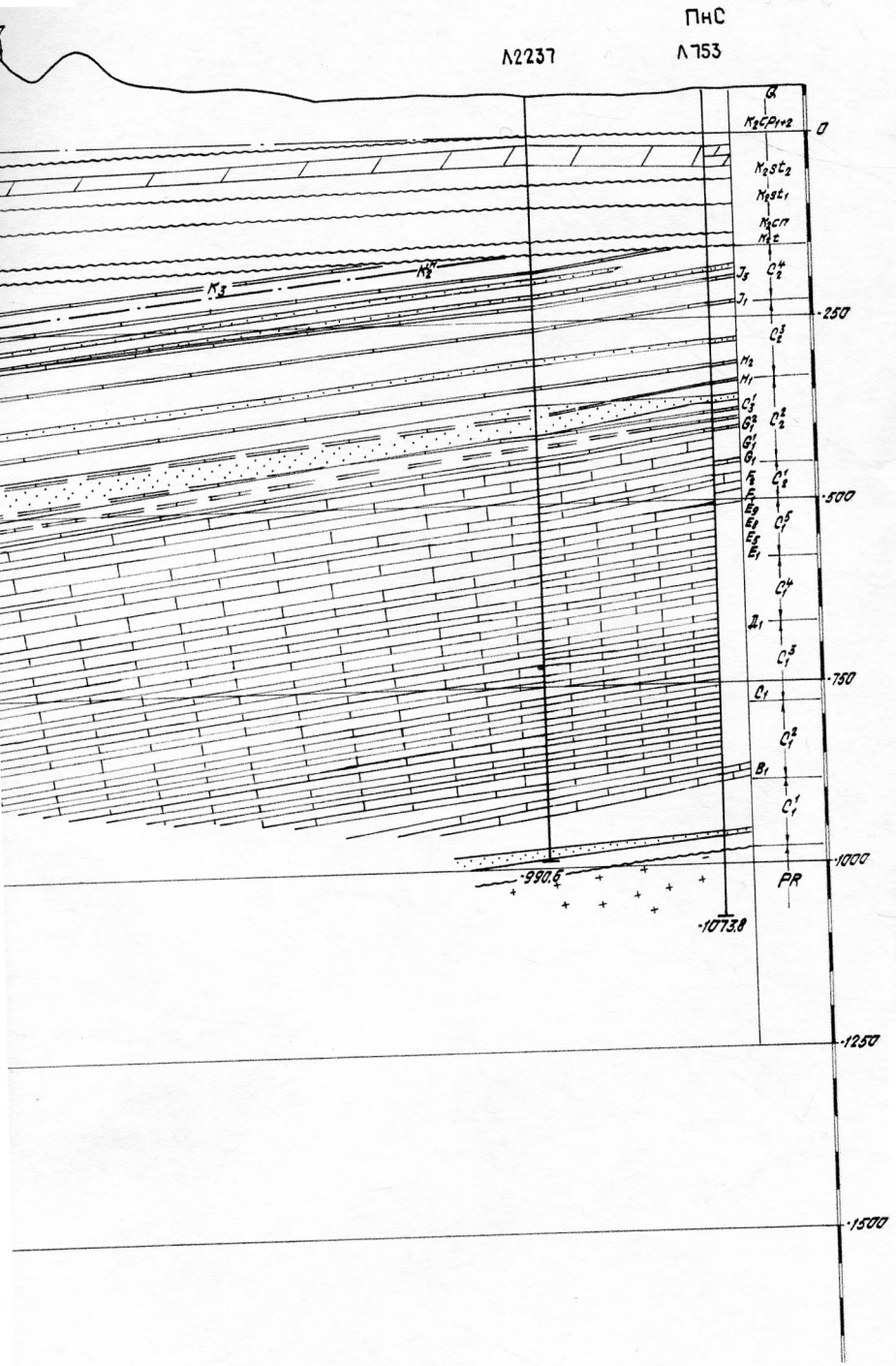


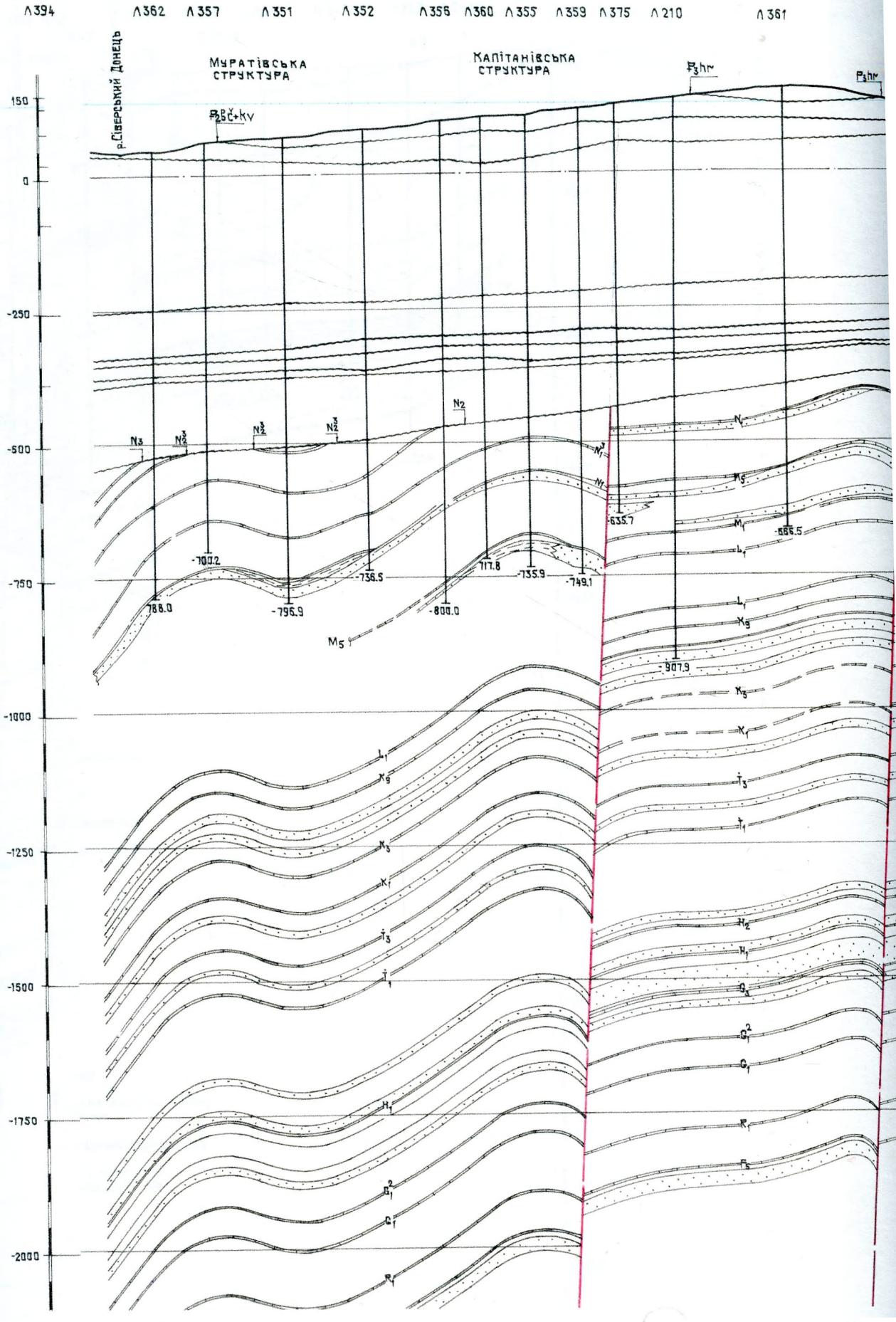
ько-Старобільської площ

кєєвої, 2008р.)

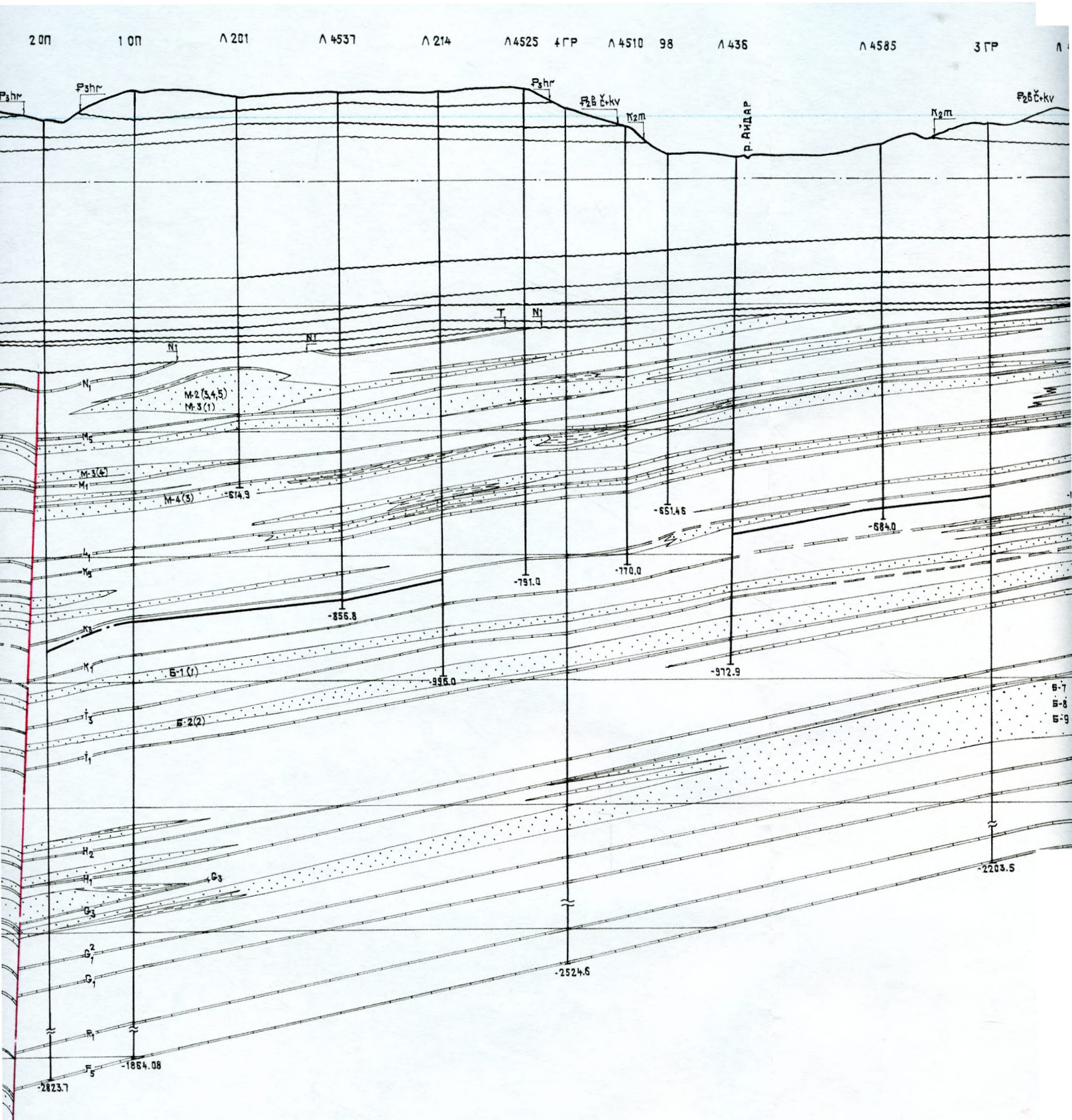
Умовні позначення

Свердловина
Л4791 Номер
+1750 Абсолютна відмітка устя
-1050,0 Абсолютна відмітка вибою
Глина
Мергель
Крейда
Вапняк
Аргіліт
Алевроліт
Пісковик
Вугільний пласт
M_5 Вихід вапняку на поверхню карбону
Ерозійний контакт
Породи кристалічного фундаменту
Передбачуване положення стратиграфічних горизонтів


ПнС
Л2237
Л753
Q
0
-250
-500
-750
-1000
-1250
-1500
-990.6
-1073.8
PR



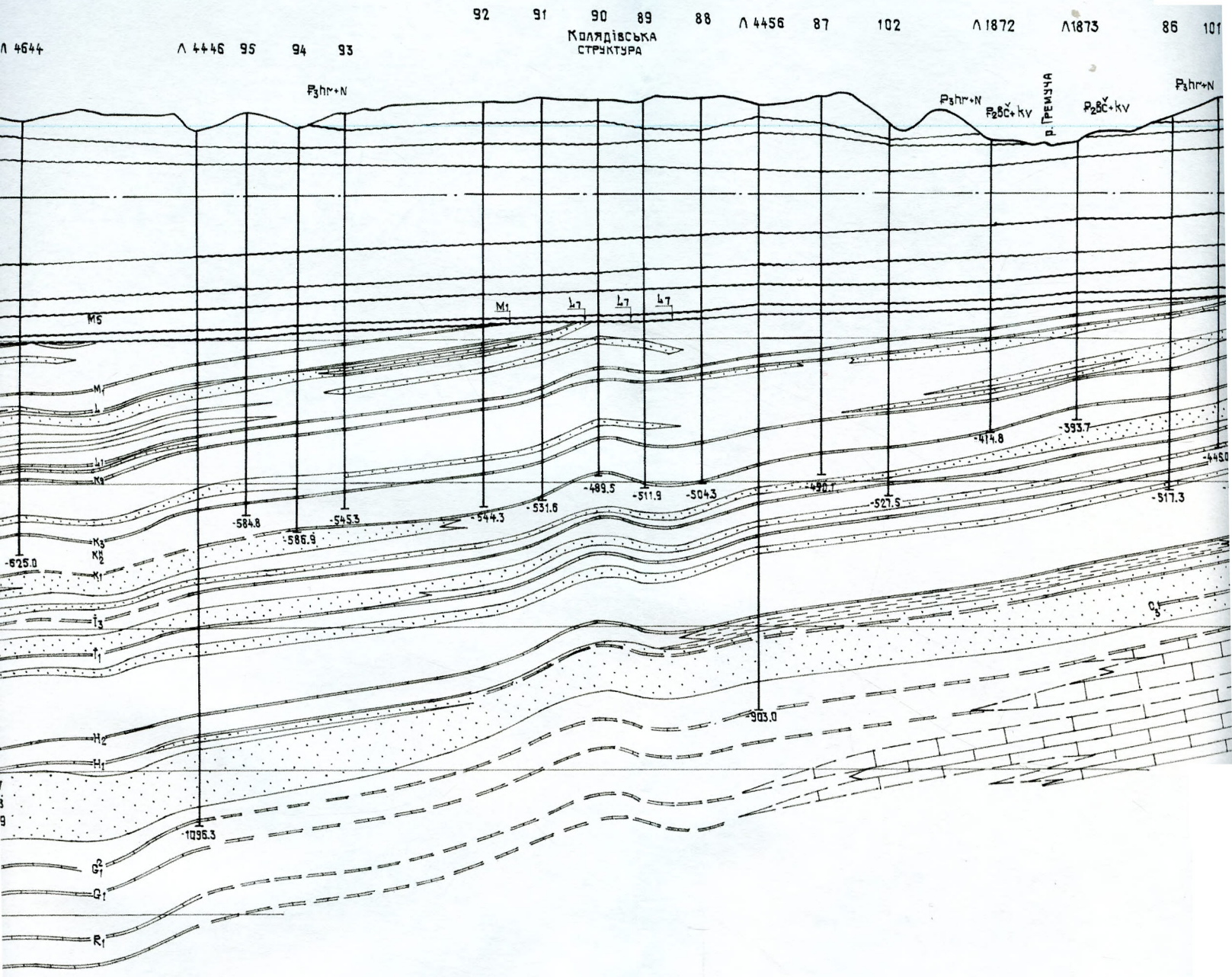
Л394
Л362
Л357
Л351
Л352
Л356
Л360
Л355
Л359
Л375
Л210
Л361
р.Сіверський Донець
Муратівська структура
Капітанівська структура
150
0
-250
-500
-750
-1000
-1250
-1500
-1750
-2000
788.0
-700.2
-796.9
-736.5
-800.0
717.8
-735.9
-749.1
-635.7
-907.9
-666.5



1 (км) 0,5 0 0,5

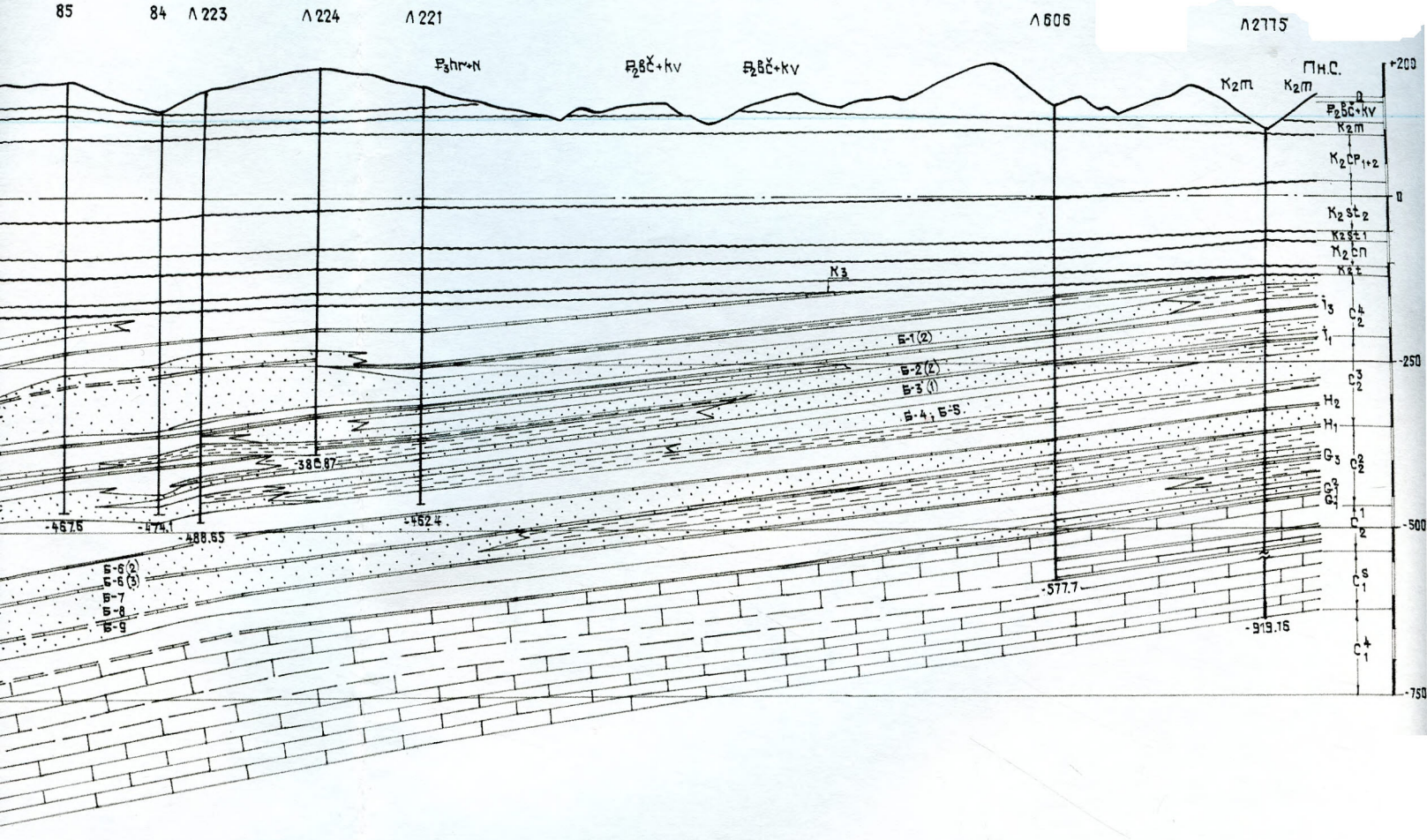
Рис. 2.7. Літолого-геол

(за даними



огічний розріз по лінії II-II Муратівсько-Колядівської площ

Я.Ф. Гвоздя з доповненням Н.П.Макєєвої, 2008р.)



Умовні позначення

Свердловина

Л4791 Номер

+1750 Абсолютна відмітка устя

-1050,0 Абсолютна відмітка вибою

Глина

Мергель

Крейда

Вапняк

Аргіліт

Алевроліт

Пісковик

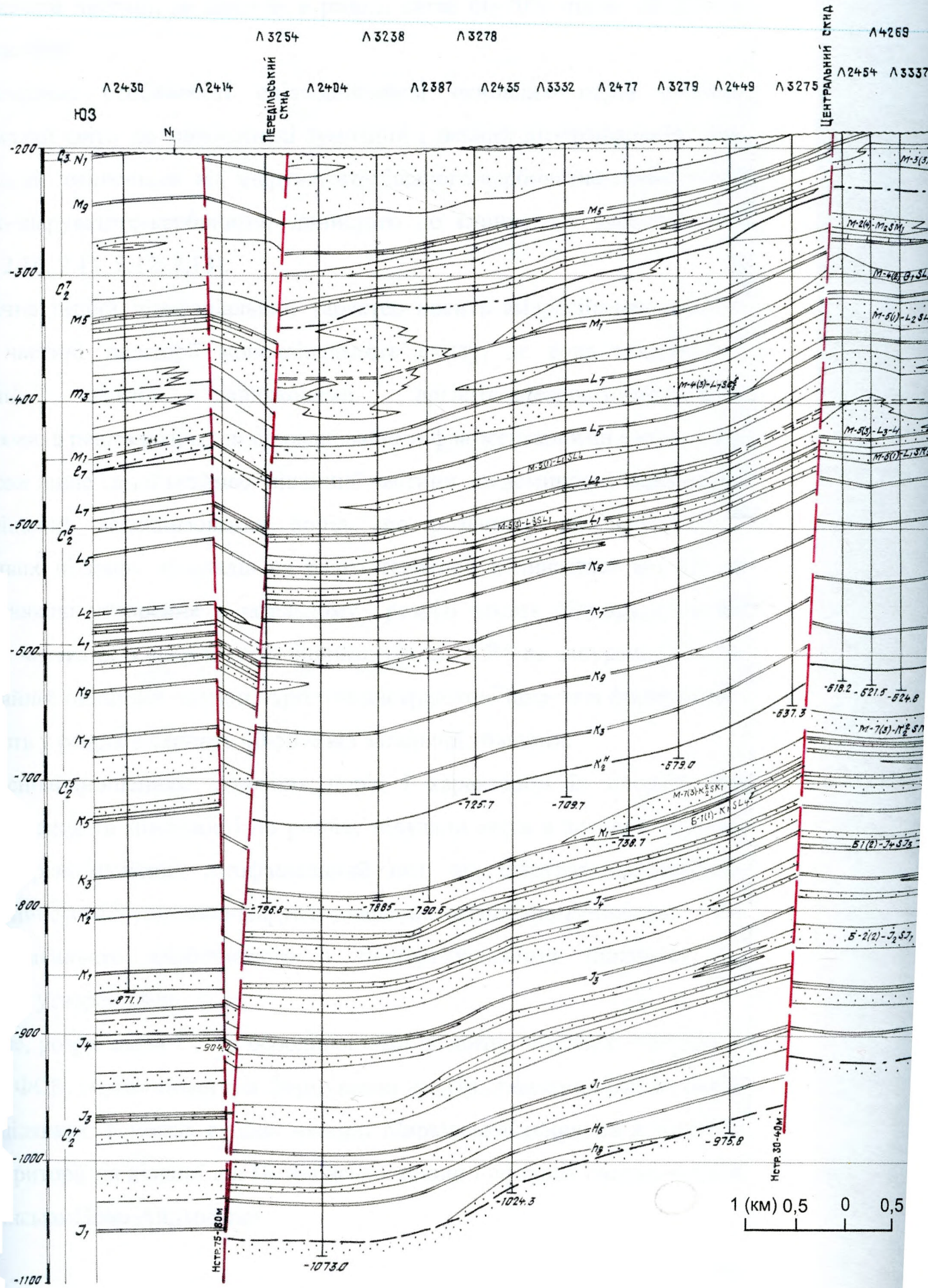
Вугільний пласт

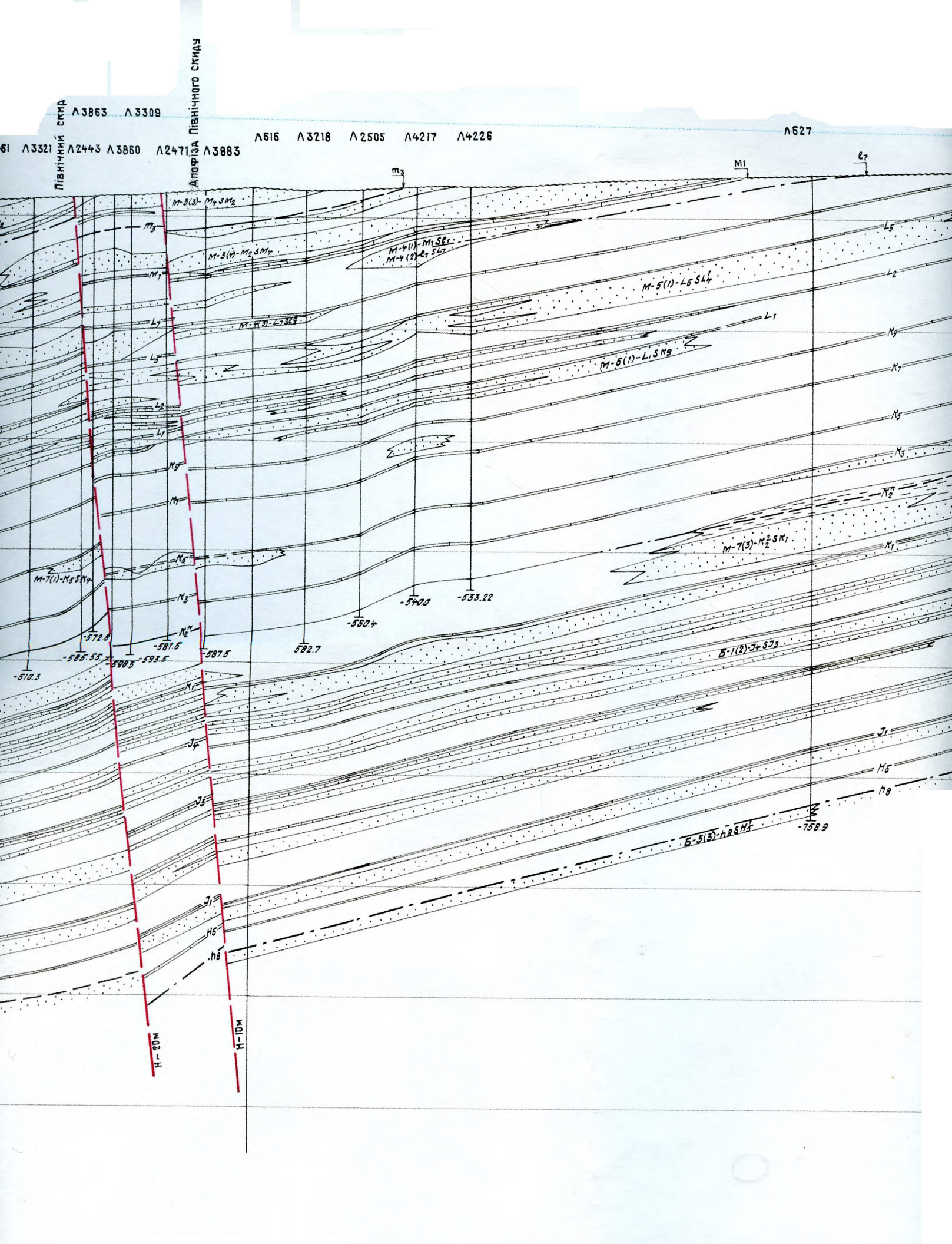
M_5 Вихід вапняку на поверхню карбону

Ерозійний контакт

Породи кристалічного фундаменту

Передбачуване положення стратиграфічних горизонтів


ЮЗ
Передільський скид
Центральний скид
Λ2430
Λ2414
Λ3254
Λ2404
Λ3238
Λ2387
Λ3278
Λ2435
Λ3332
Λ2477
Λ3279
Λ2449
Λ3275
Λ4269
Λ2454
Λ3337
-200
-300
-400
-500
-600
-700
-800
-900
-1000
-1100
-725.7
-709.7
-738.7
-796.8
-788.5
-790.5
-871.1
-904.0
-1073.0
-1024.3
-975.8
-879.0
-837.3
-618.2
-621.5
-624.8
Нстр 75-80м
Нстр 30-40м
1 (км) 0,5 0 0,5



Північний скид
Апофіза Північного скиду
Л3863
Л3309
Л3321
Л2443
Л3860
Л2471
Л3883
Л616
Л3218
Л2505
Л4217
Л4226
Л627
M1
M-3(3)-M4SM2
M-3(4)-M2SM4
M-4(1)-M1SL1
M-4(2)-L7SL7
M-5(1)-L5SL4
M-5(1)-L1SK9
M-7(1)-K5SK4
M-7(3)-K2SK1
Б-1(2)-J4SJ3
Б-3(3)-h8SH5
-610.3
-585.55
-572.8
-598.3
-593.5
-581.6
-587.6
582.7
-560.4
-540.0
-533.22
-758.9
H~20м
H~10м

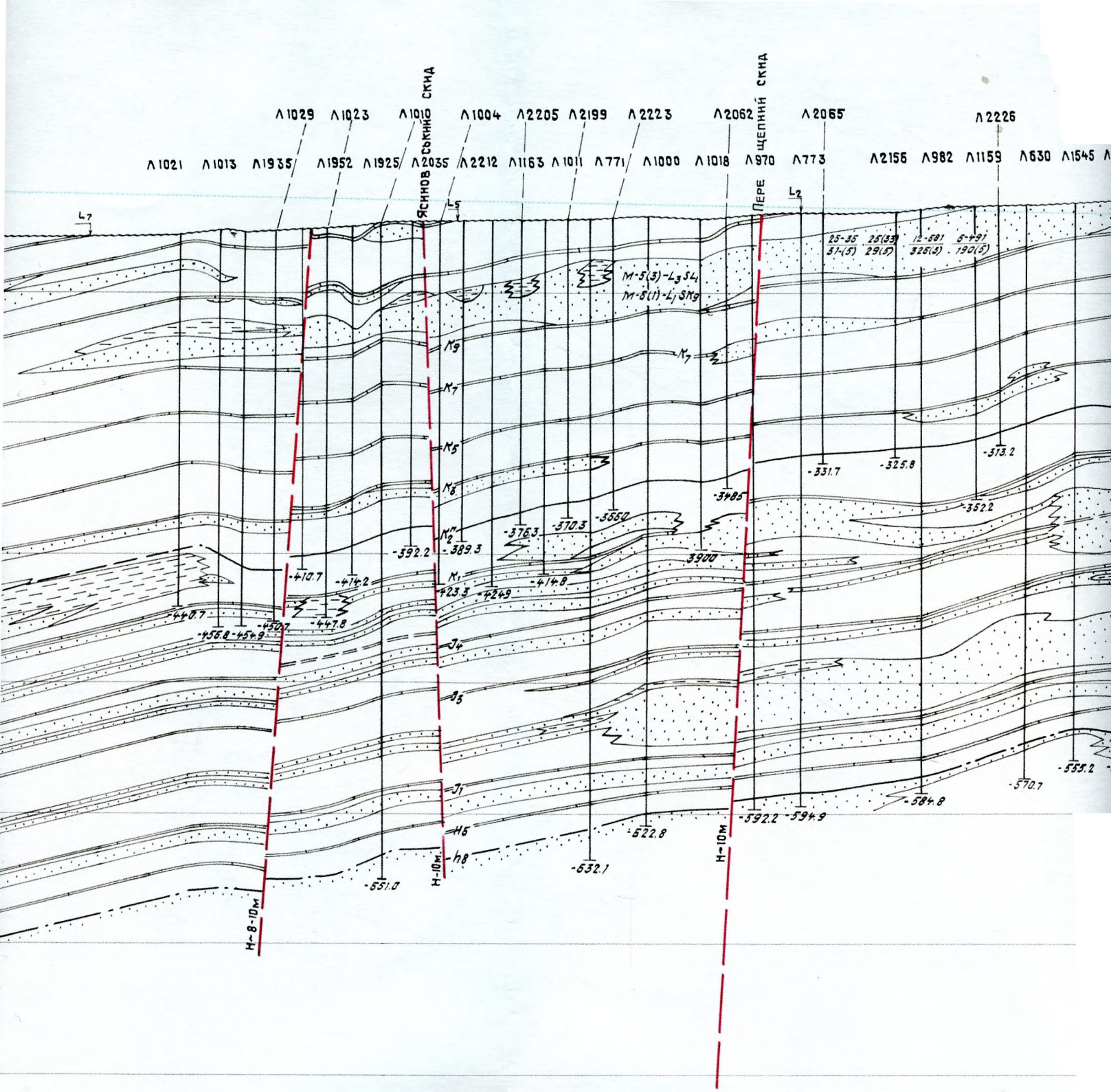
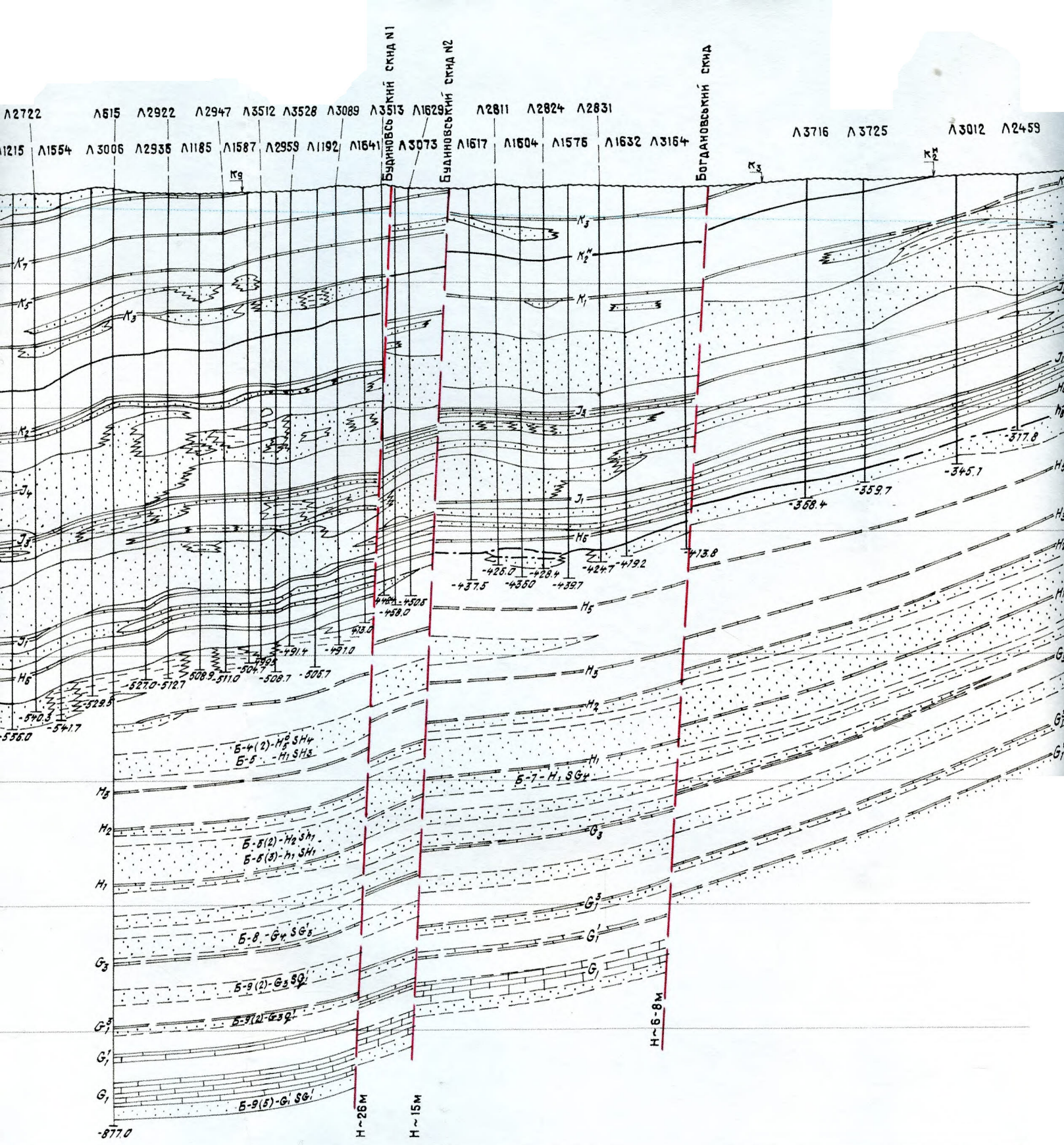
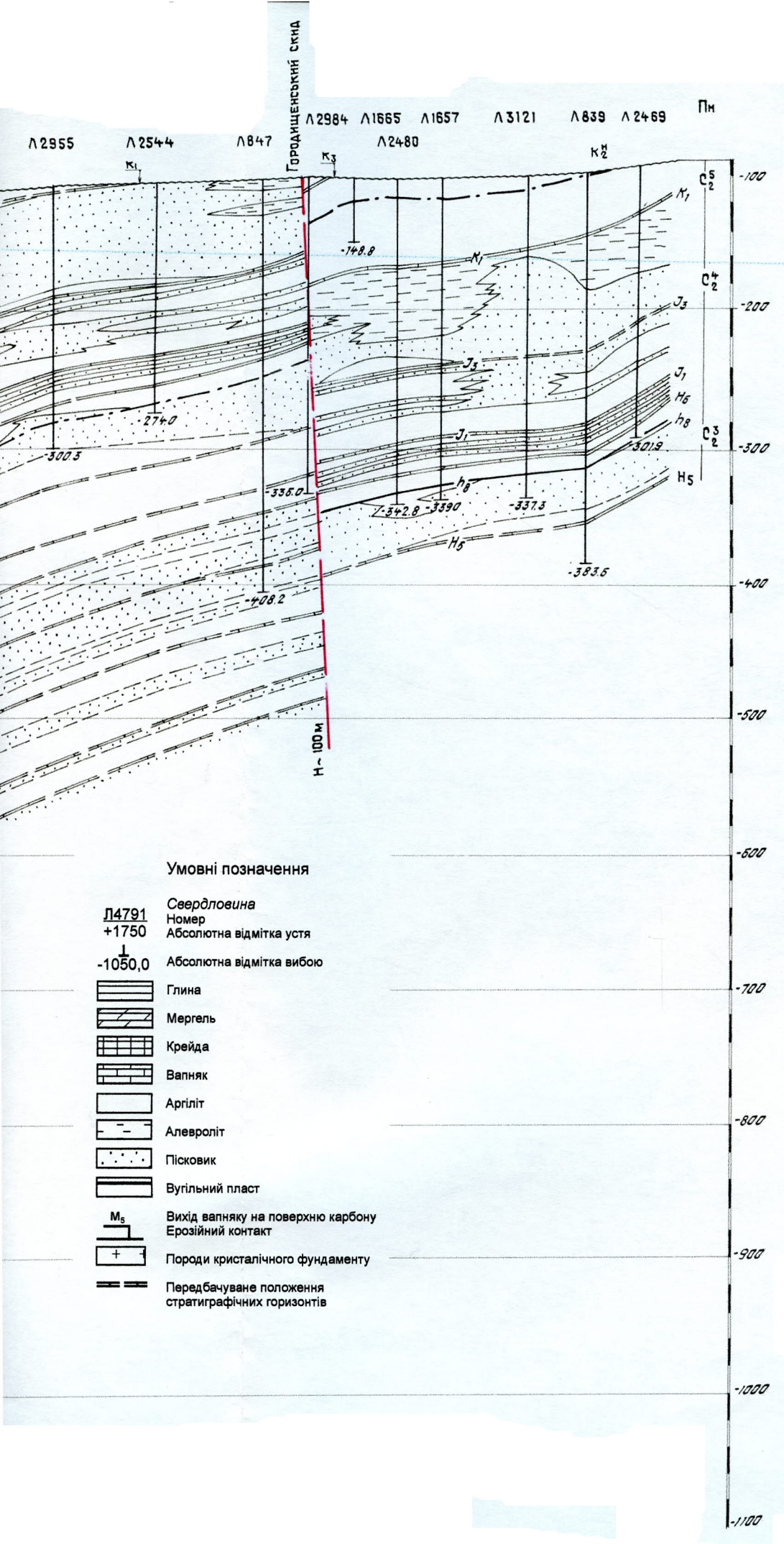


Рис. 2.8. Літолого-геологічний розріз по лінії IV-IV Передільсько-Городищенської площ

(за даними Я.Ф. Гвоздя з доповненням Н.П.Макєєвої, 2008р.)



Будиновський скид N1
Будиновський скид N2
Богдановський скид
Л2722
Л615
Л2922
Л2947
Л3512
Л3528
Л3089
Л3513
Л1629
Л2811
Л2824
Л2831
Л1215
Л1554
Л3006
Л2936
Л1185
Л1587
Л2959
Л1192
Л1641
Л3073
Л1617
Л1604
Л1576
Л1632
Л3164
Л3716
Л3725
Л3012
Л2459
Б-4(2)-H5 SH4
Б-5 -H1 SH3
Б-7-H1 SG4
Б-5(2)-H2 Sh1
Б-5(3)-h1 SH1
Б-8-G4 SG3
Б-9(2)-G3 SG1
Б-9(2)-G3 G1
Б-9(5)-G1 SG1
H~26м
H~15м
H~6-8м
-877.0



Умовні позначення

- Л4791 — *Свердловина*, Номер
- +1750 — Абсолютна відмітка устя
- -1050,0 — Абсолютна відмітка вибою
- Глина
- Мергель
- Крейда
- Вапняк
- Аргіліт
- Алевроліт
- Пісковик
- Вугільний пласт
- M_5 — Вихід вапняку на поверхню карбону, Ерозійний контакт
- Породи кристалічного фундаменту
- Передбачуване положення стратиграфічних горизонтів

- вапнякові формування мають повсюдний розвиток, але переважають в північній частині, де доля їх в розрізі сягає 60-70% проти 12-23% в південній.

Висвітлені особливості співвідношення основних порід розрізу амвросіївської світи по моноклінали зумовили і певний літофаціальний тип розрізу, який змінюється від шаруватого-піщаного-карбонатно-глинистого, руслового-шаруватого-карбонатно-глинистого до глинистого карбонатного (рис. 2.9, 2.10, 2.11, 2.12, 2,13).

Значно інший літофаціальний характер носить амвросіївська світа в західній частині території моноклінального схилу, де вона складена в підошовній частині вапняковими, аргіліто-алевроліто-піщаними утвореннями, а решта розрізу підпорядкованими фрагментарними вапняками, за винятком лише самої крайньої північної частини, де домінують карбонати. Обсяг піщаних заглинизованих порід, що розвинені на зануренні і проникливих піщаних відкладів на решті території коливається від 20 до 40%. Вапнякові утворення в загальному розрізі носять підпорядкований характер і частка їх в розрізі світи коливається від 12% на зануренні і сягає 80% у крайній північній частині. Аргіліто-алевролітові шаруваті формування превалюють у розрізі і сягають 40-50% від загальної товщини.

За співвідношенням основних порід і характером їх площинного розповсюдження та мінливості по розрізу відклади світи в західній частині набувають різноманітний літофаціальний тип: від шарувато-карбонатно-піщано-глинистого, руслово-шарувато-карбонатно-піщано-глинистого до шарувато-масивного карбонатного з підпорядкованими піщаними та глинистими утвореннями.

Отже, розріз світи C_1^5 за особливостями розвитку піщаних утворень з високими ФЄВ, сприятливий для формування неантиклінальних пасток лише на двох ділянках: в межах східної частини Марківської площі та в західній частині території на ділянці від Путилінської площі і до рівня свердловини 4 Гречишкінсько-Ново-Айдарської.

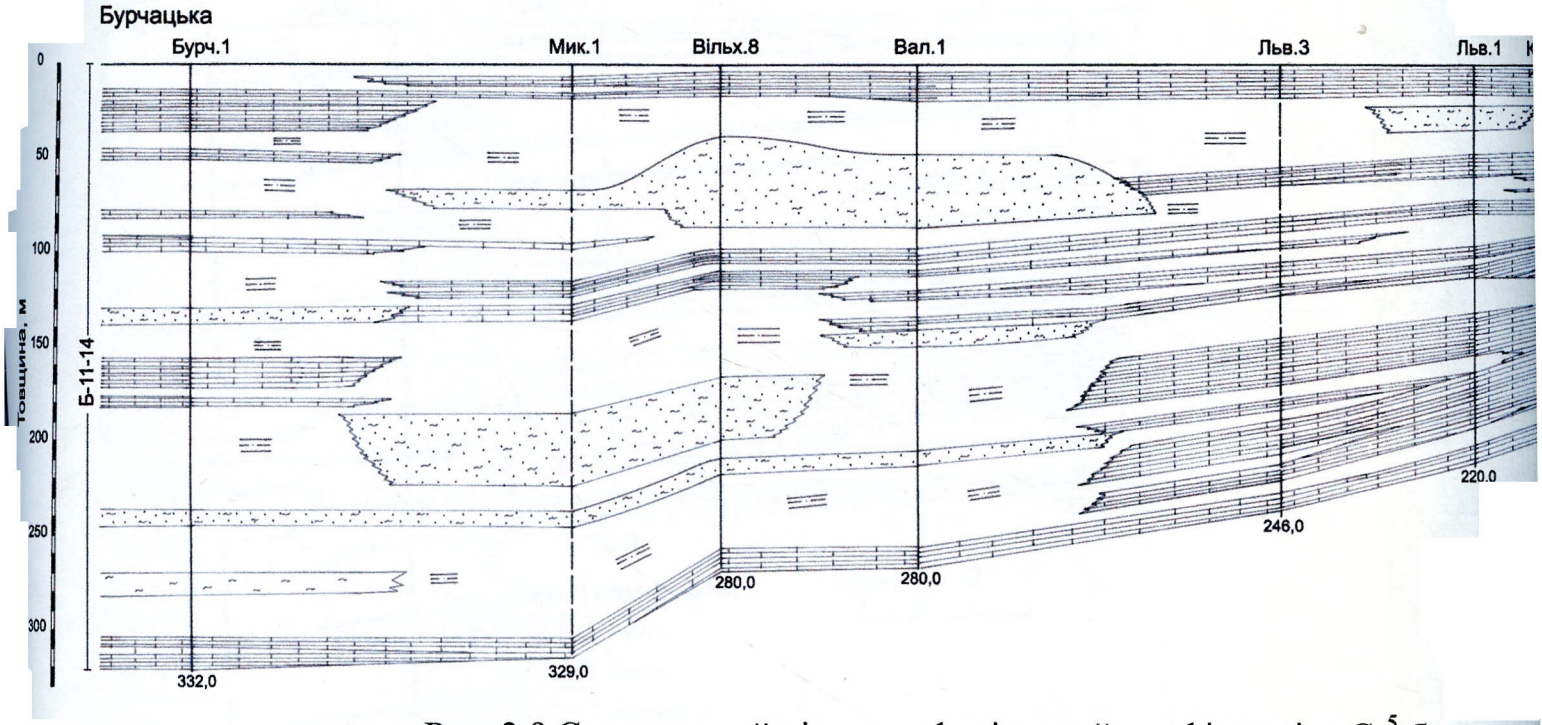


Рис. 2.9. Схематичний літолого-фаціальний профіль світи C_1^5 башкирсь

(склала Макєєва Н.П

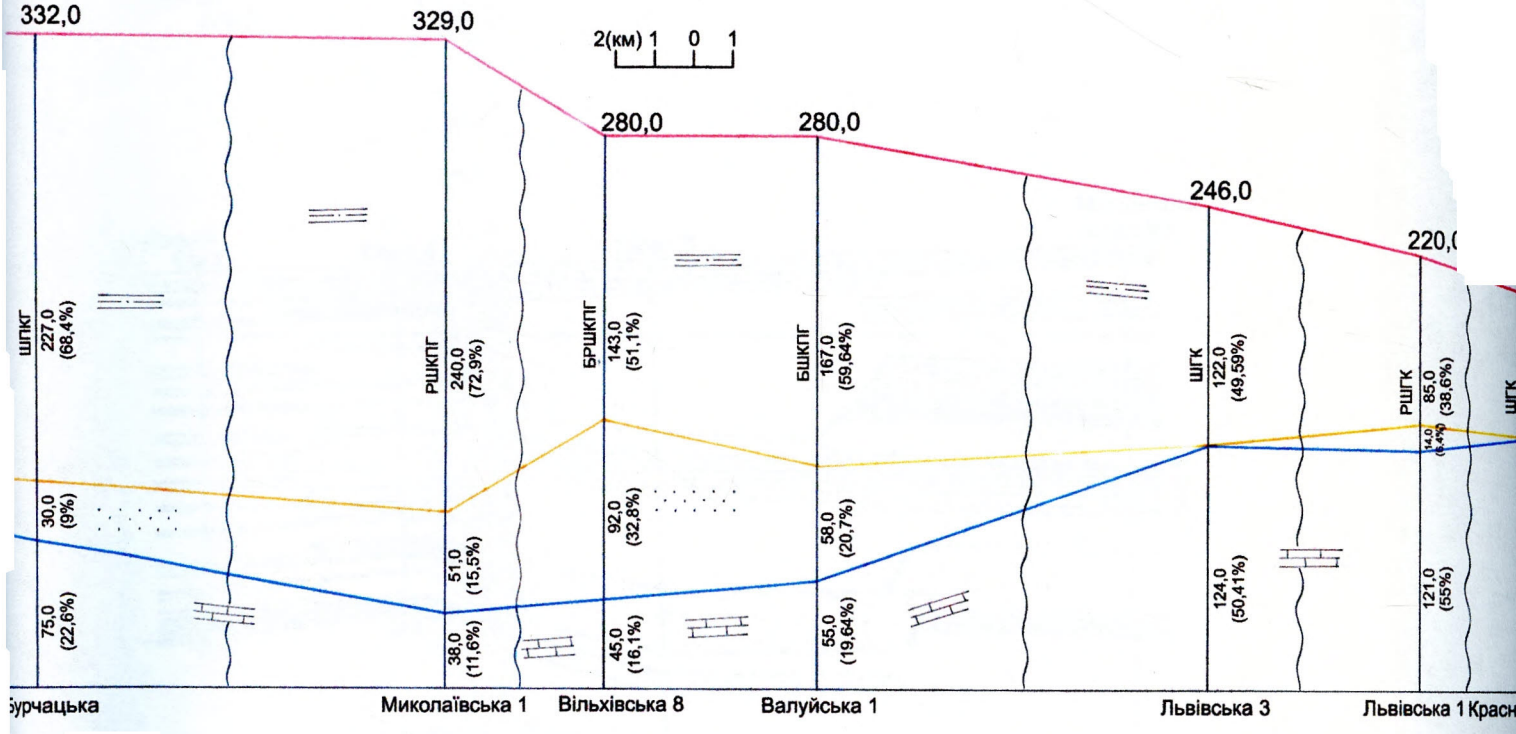
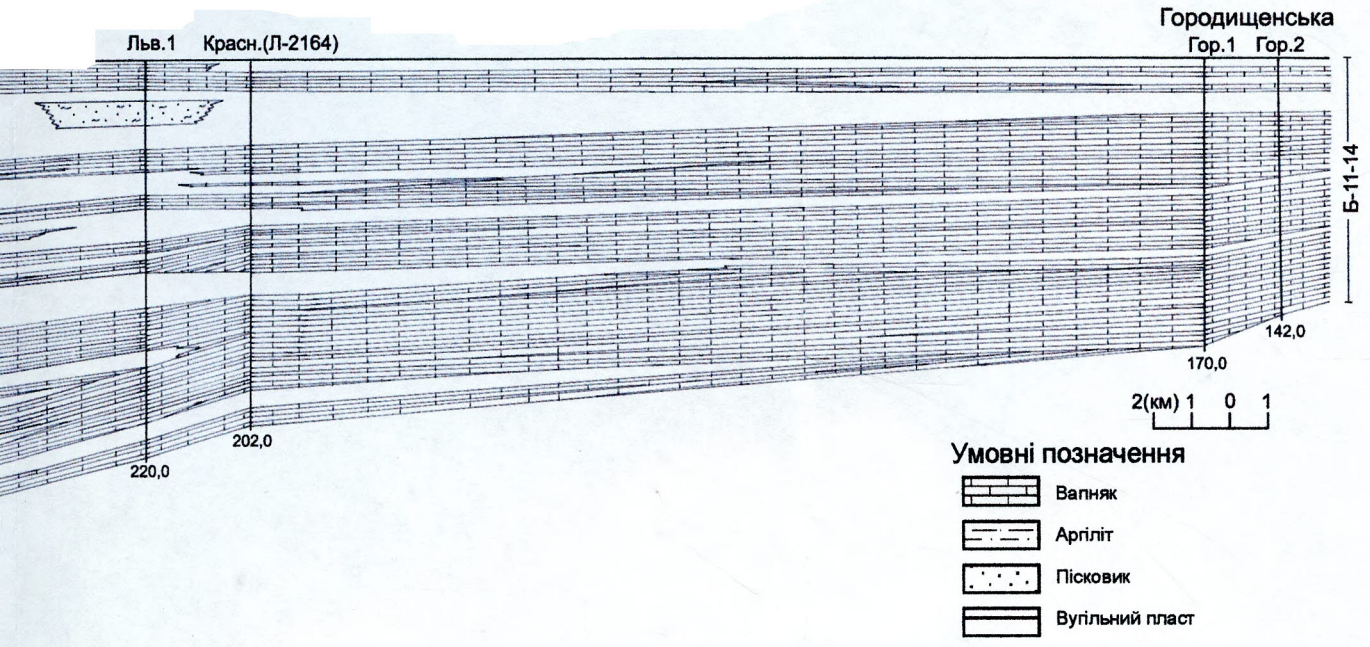


Рис. 2.10. Динаміка розвитку відкладів амвросіївської світи

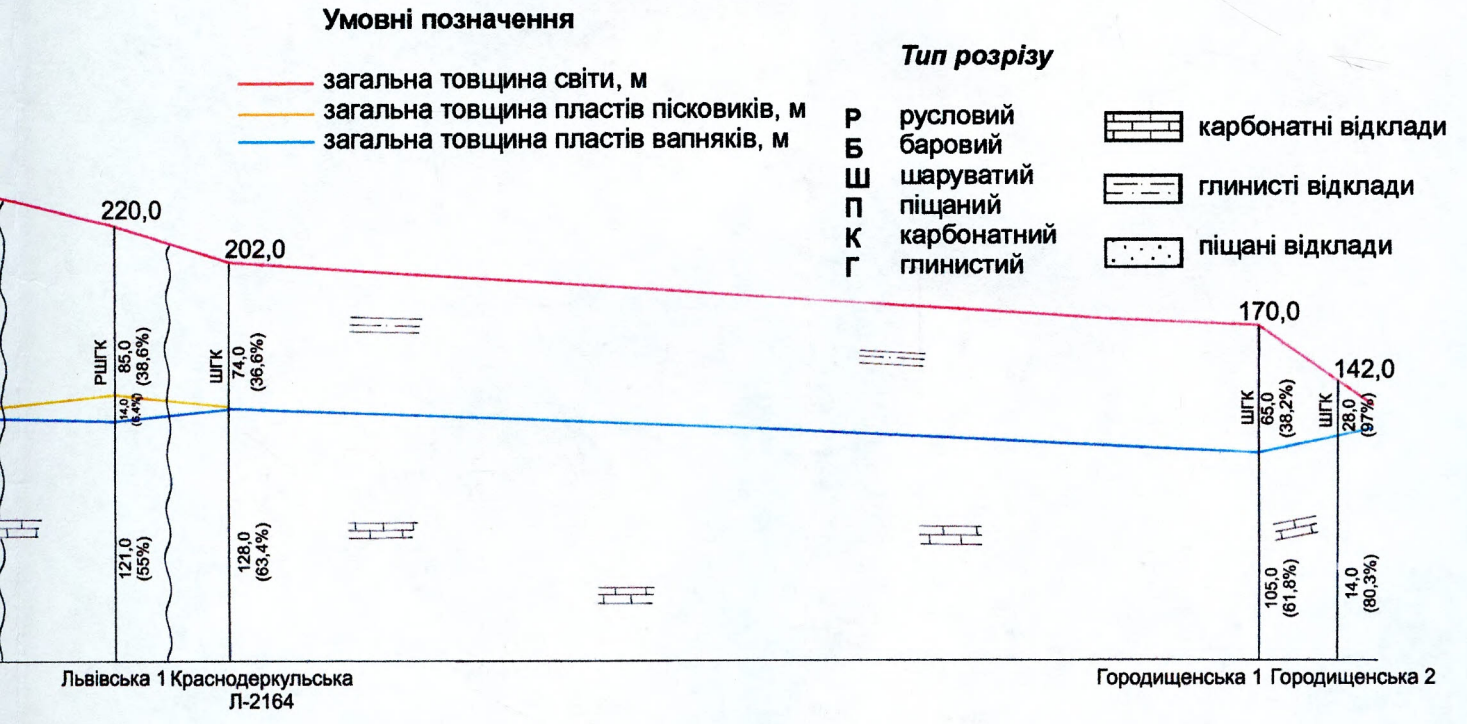
та співвідношення основних типів порід та їх літофацій

(склала Макєєва Н.П.



и C_1^5 башкирського ярусу по лінії V-V Бурчацько-Городищенської площ

а Макєєва Н.П., 2008р.)



осіївської світи C_1^5 башкирського ярусу середнього карбону

та їх літофацій по лінії Бурчацько-Городищенської площ

а Макєєва Н.П., 2008р.)

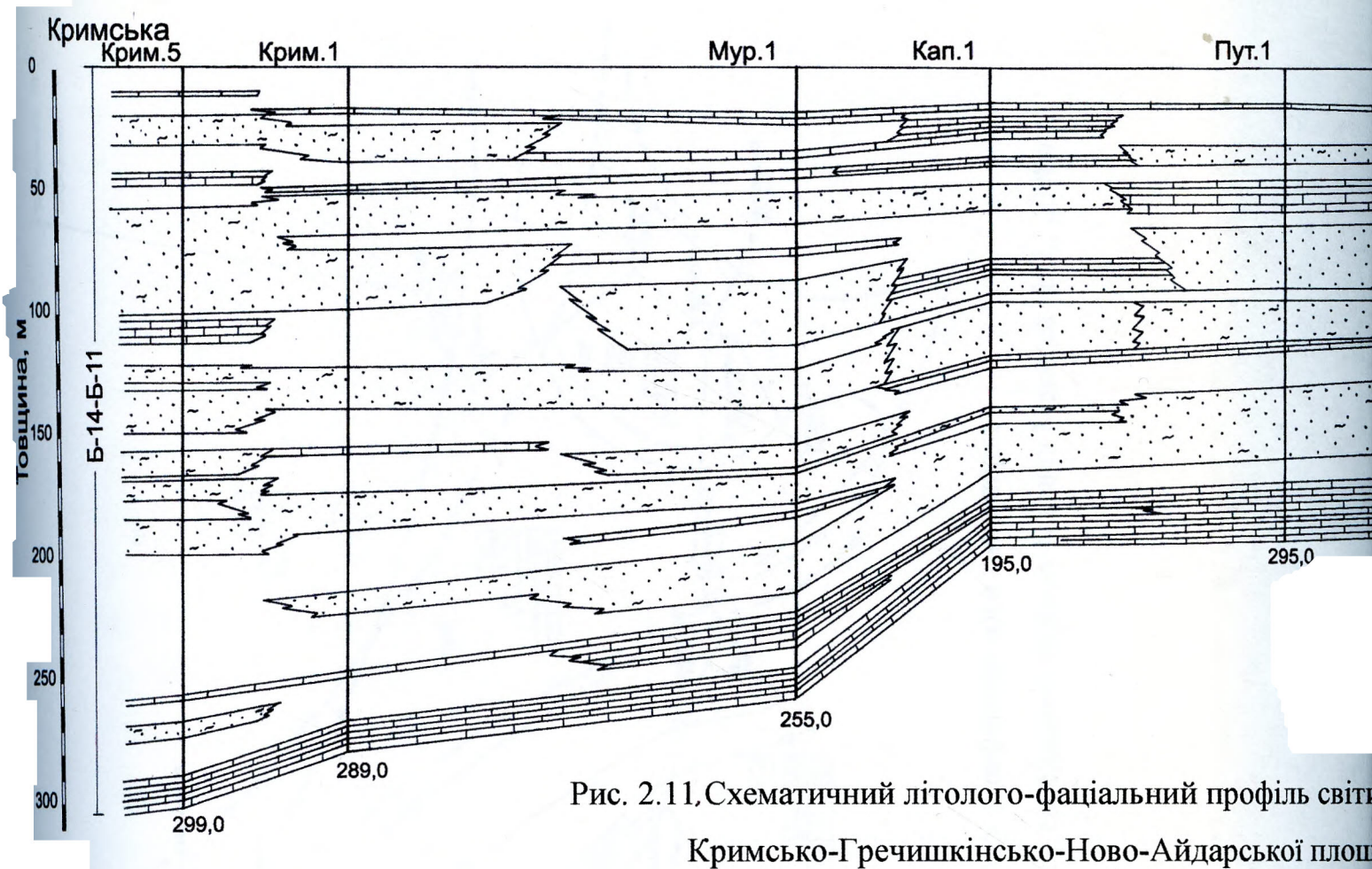


Рис. 2.11. Схематичний літолого-фаціальний профіль світ

Кримсько-Гречишкінсько-Ново-Айдарської площ

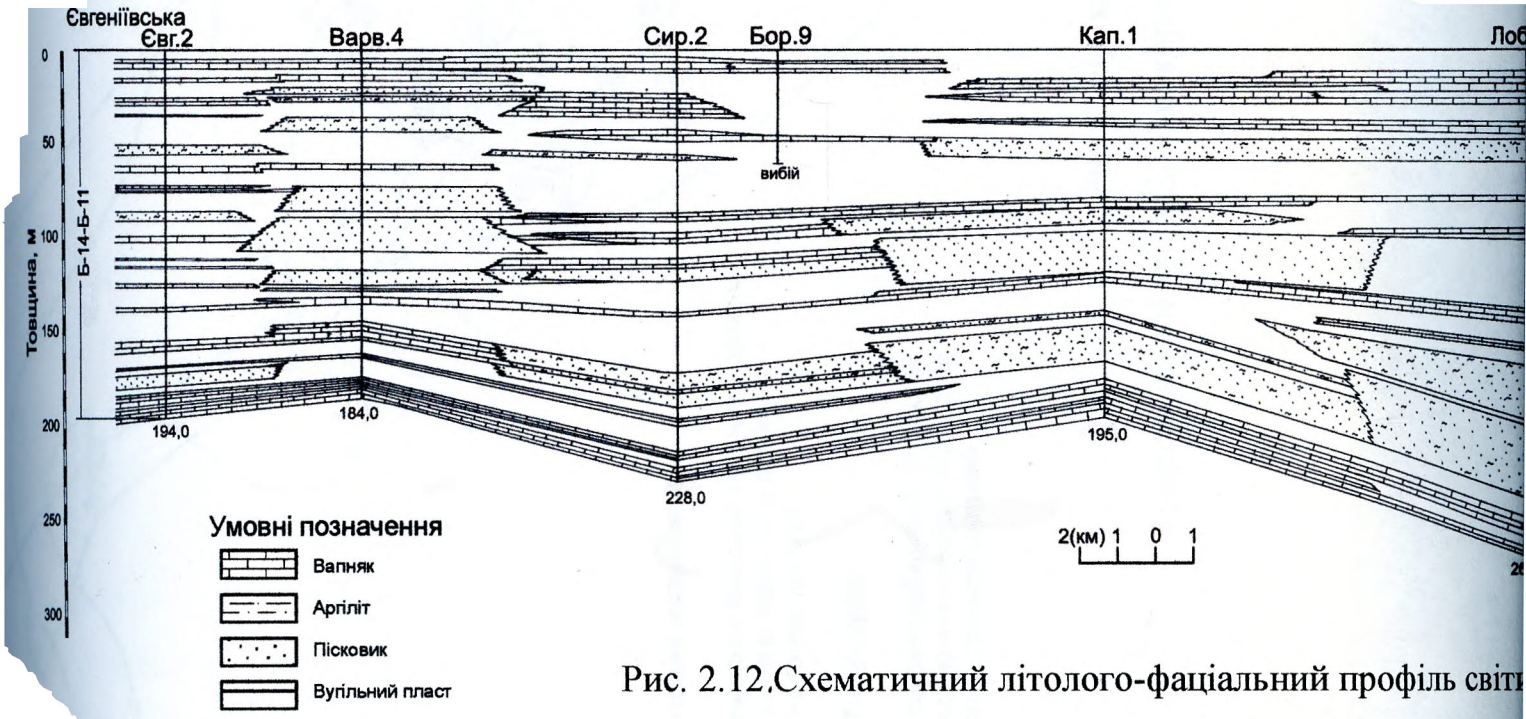
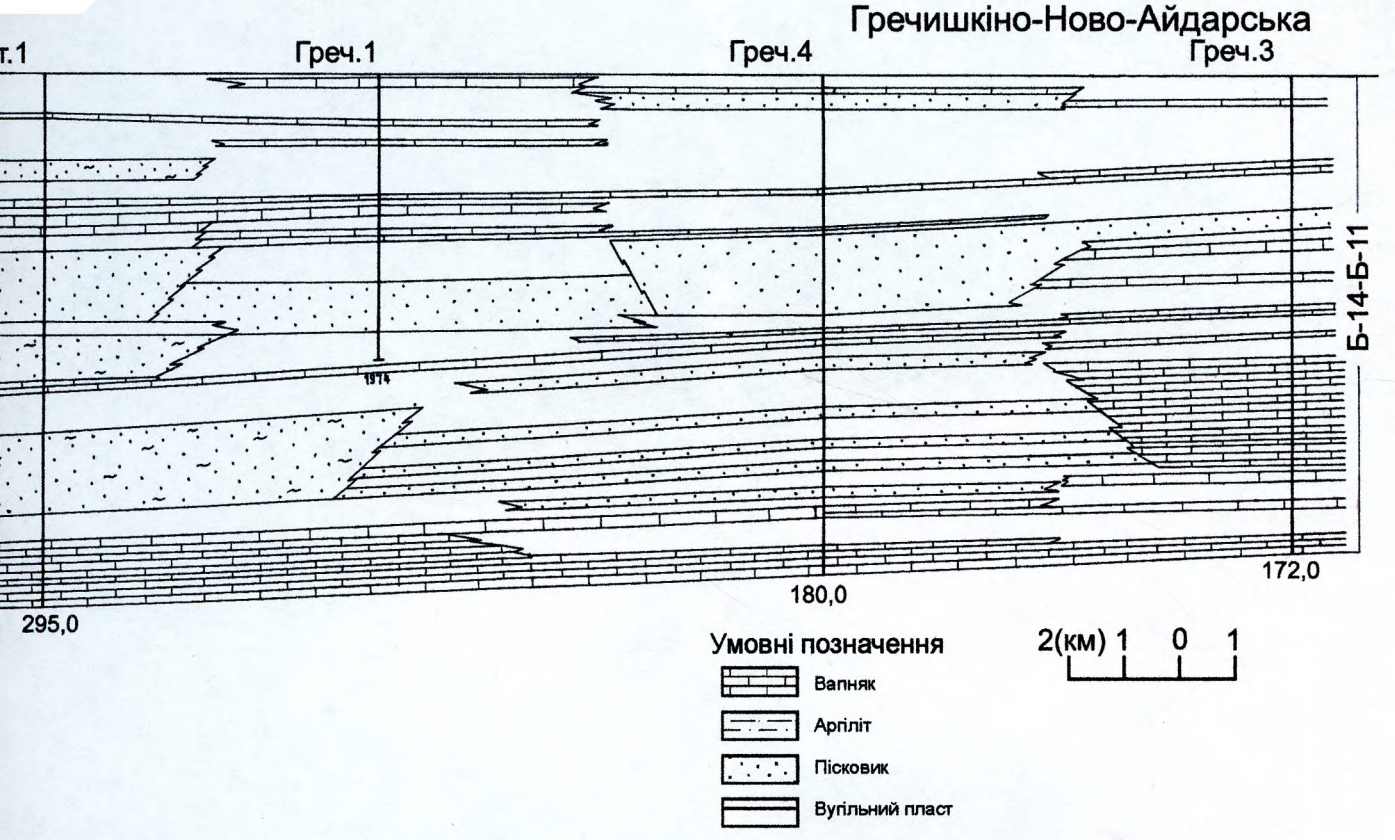


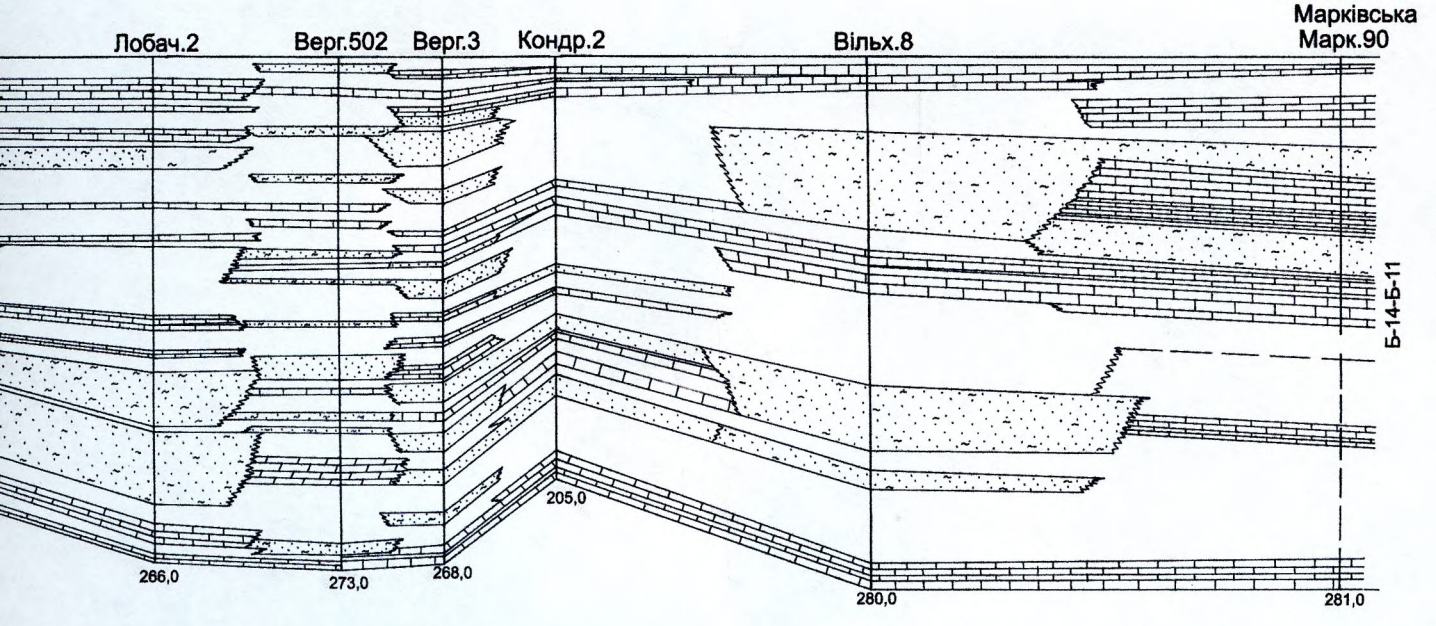
Рис. 2.12. Схематичний літолого-фаціальний профіль світ

Євгеніївсько-Марківської площ (скла



офіль світи C_1^5 башкирського ярусу по лінії III-III

ської площ (склала Макєєва Н.П., 2008р.)



офіль світи C_1^5 башкирського ярусу по лінії IV-IV

площ (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

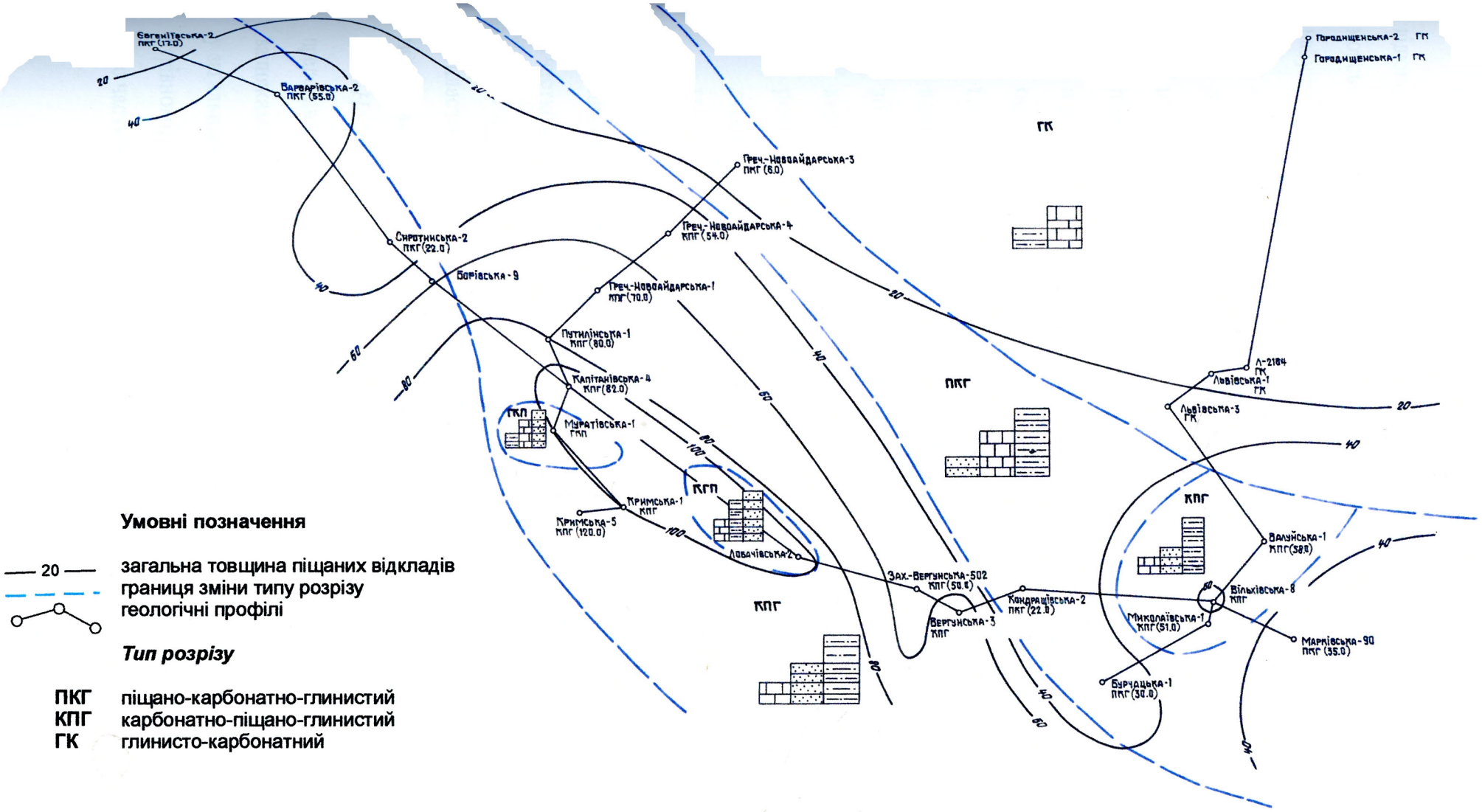


Рис. 2.13.Схема розвитку літофаціального типу порід

Амвросіївської світи C_1^5 башкирського ярусу середнього карбону (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

Мандрикінська світа C_2^1, що згідно залягає на амвросіївських відкладах за літофаціальними ознаками носить перехідний характер від морських утворень до мілководно-континентальних формувань і розріз її набуває переважно теригенного вигляду, який полягає:

- в значному опіщаненні південної зануреної частини території досліджень, дольова частина яких в загальному розрізі сягає 30 %, що надає йому карбонатно-піщано-глинистого та карбонатно-глинисто-піщаного літофаціального типу;
- в розчленуванні розрізу за літофаціальними ознаками – співвідношенні основних порід, на три ділянки: основну – карбонатно-піщано-глинисту, на карбонатно-глинисту і карбонатно-глинисто-піщану, що клиновидно простежуються в східній її частині;
- збідненням піщаними утвореннями та значною глинизацією і карбонатизацією розрізу в північній частині схилу з відповідним розвитком піщано-карбонатно-глинистих та глинисто-карбонатних літофаціальних типів утворень.

На основі висвітленого слід зазначити, що відклади світи з піщаним розвитком порід надійно контролюються по підійманню їх залягання ущільненими формуваннями карбонатно-глинистих, глинисто-карбонатних та частково і піщано-карбонатно-глинистих літофаціальних типів порід.

Піщані формування за морфогенетичними ознаками розвитку належать до пластових, лінзовидних, зонально покривних та моно- і поліфаціальних типів (рис. 2.14).

Нагольчанська світа C_2^2 у середній частині башкирського ярусу представлена шаруватим розрізом (рис. 2.15), складеним пісковиками, вапняками з домінантними алевроліто-глинистими утвореннями, частка яких у загальному її обсязі сягає 50-60%. Вміст вапнякових відмінностей досить нерівномірний і зростає від 4-7% на зануренні схилу до 40% в апікальній його частині.

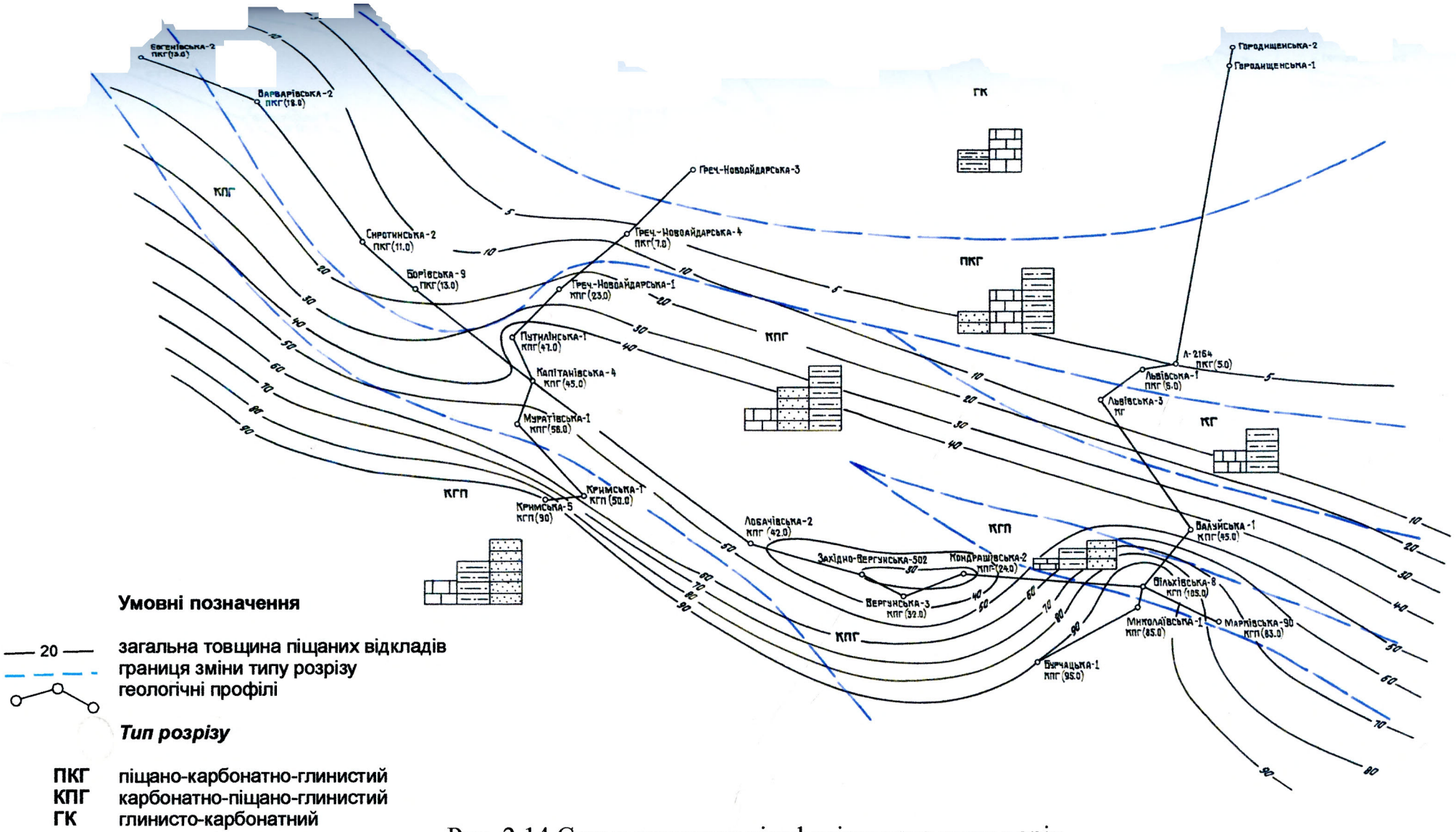


Рис. 2.14.Схема розвитку літофаціального типу порід

Мандрикінської світи C_2^1 башкирського ярусу середнього карбону (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

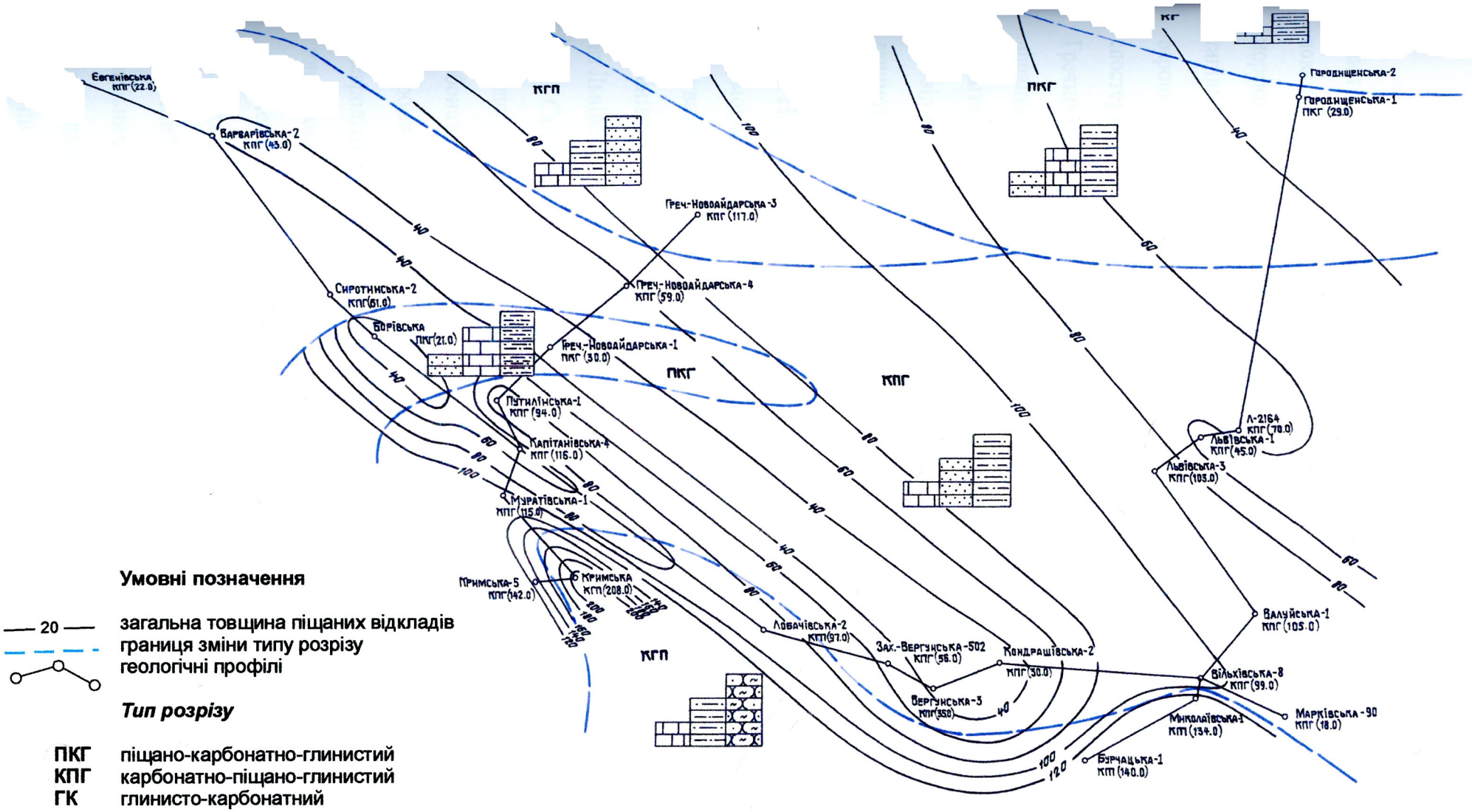


Рис. 2.15.Схема розвитку літофаціального типу порід

Нагольчанської світи C_2^2 башкирського ярусу середнього карбону (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

Іщані утворення, що утворюють природні неантиклінальні резервуари мають зворотній інверсійний розвиток, збільшуються по зануренню від повної відсутності на Городищенській ділянці і до 51% на зануренні. За морфогенетичними ознаками піщані утворення належать до різноманітних типів: від покривних, пластових, масивних, лінзовидних до руслових, барових та моно-і поліфаціальних. У розвитку піщаних утворень спостерігається певна їх домінантність, від занурення до рівня Гречишкінсько-Ново-Айдарської та Львівської площ, де коефіцієнт піщанистості розрізу варіює від 0,5 до 0,20. Розріз світи за характером розвитку належить до карбонатно-теригенного і теригенно-карбонатного, а за співвідношенням основних порід у розрізі змінюється від карбонатно-глинисто-піщаного на зануренні схилу і до піщано-карбонатно-глинисто- та карбонатно-глинистого типу.

Найбільш сприятливий для формування нетрадиційних пасток, безумовно, є піщано-карбонатно-глинистий та карбонатно-піщано-глинистий шаруватий розріз, що розвинений в північній Львівсько-Городищенській та Чабанівсько-Кондрашівській смугах, про що свідчать промислові припливи на Львівській площі (св.№ 3).

Смолянинівська світа C_2^3 (рис. 2.16, 2.17, 2.18, 2.19), що охоплює верхню значну частину розрізу башкирського ярусу, представлена карбонатно-теригенним типом порід, складеним підпорядкованими пластами прошарками вапнякових відмінностей та домінуючими глинисто-алевролітовими формуваннями і мінливозональними пісковиками, сумарною товщиною від 10 до 245 м. Аномальність товщин піщаних утворень зумовлена, переважно, русловими потоками в південній та центральній частинах території. На решті моноклінального схилу розріз носить шарувато-циклічний характер з підпорядкованим розвитком пластових локально-зональних піщаних порід. У зв'язку з цим, вагомість їх в загальному розрізі світ, надзвичайно різноманітна і коливається від 57 до 23% від загальної товщини.

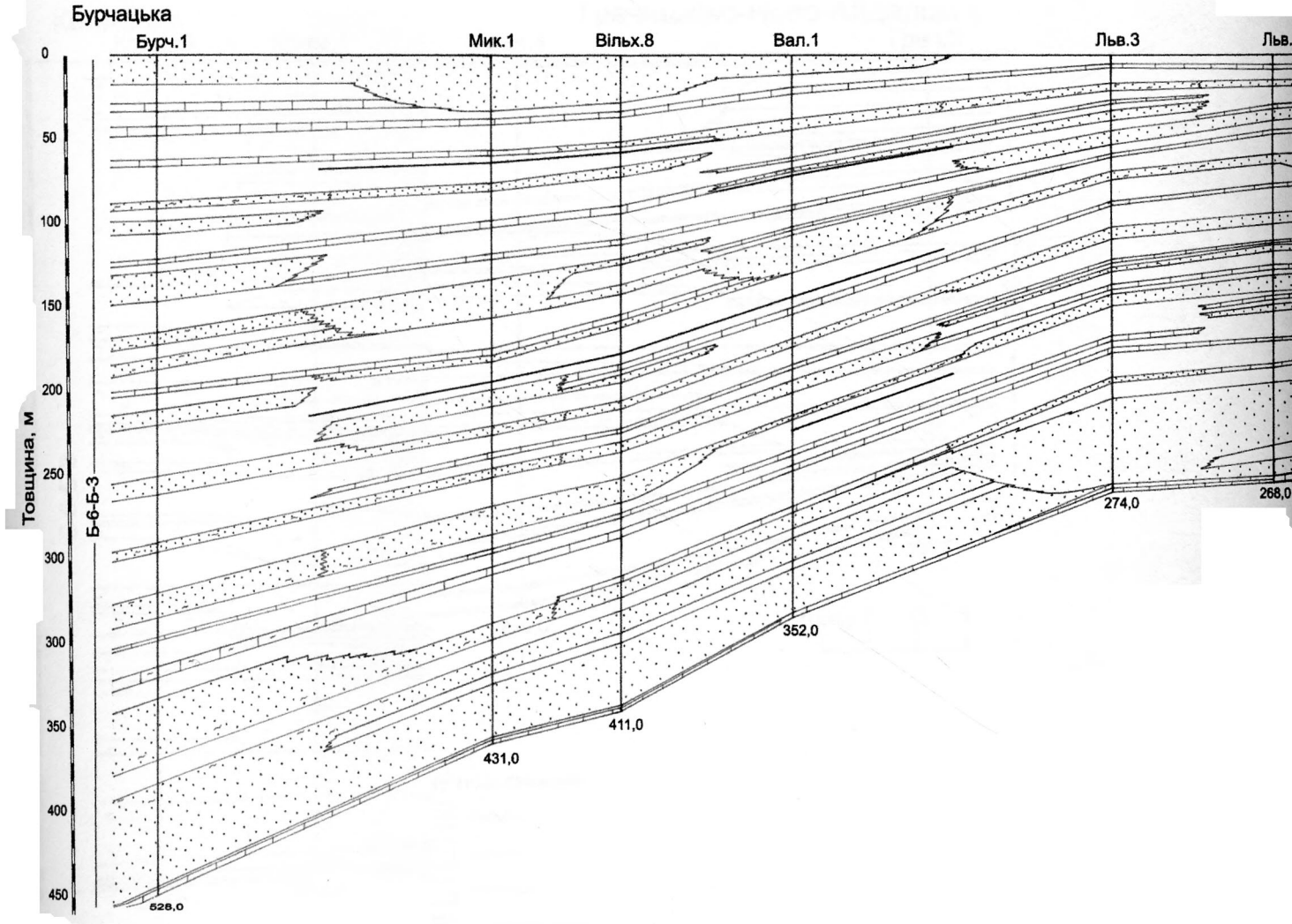
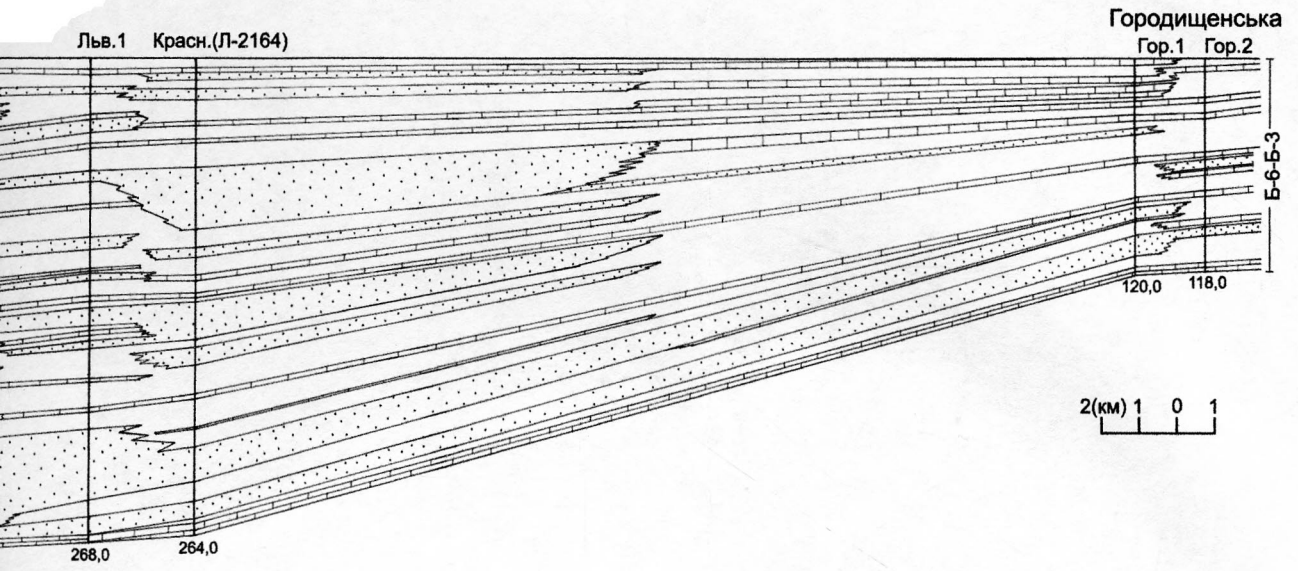


Рис. 2.16.Схематичний літолого-фаціальний профіл

Бурчацько-Городищенської площ (с



Умовні позначення

- Вапняк
- Аргіліт
- Пісковик
- Вугільний пласт

рофіль світи C_2^3 башкирського ярусу по лінії V-V

ощ (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

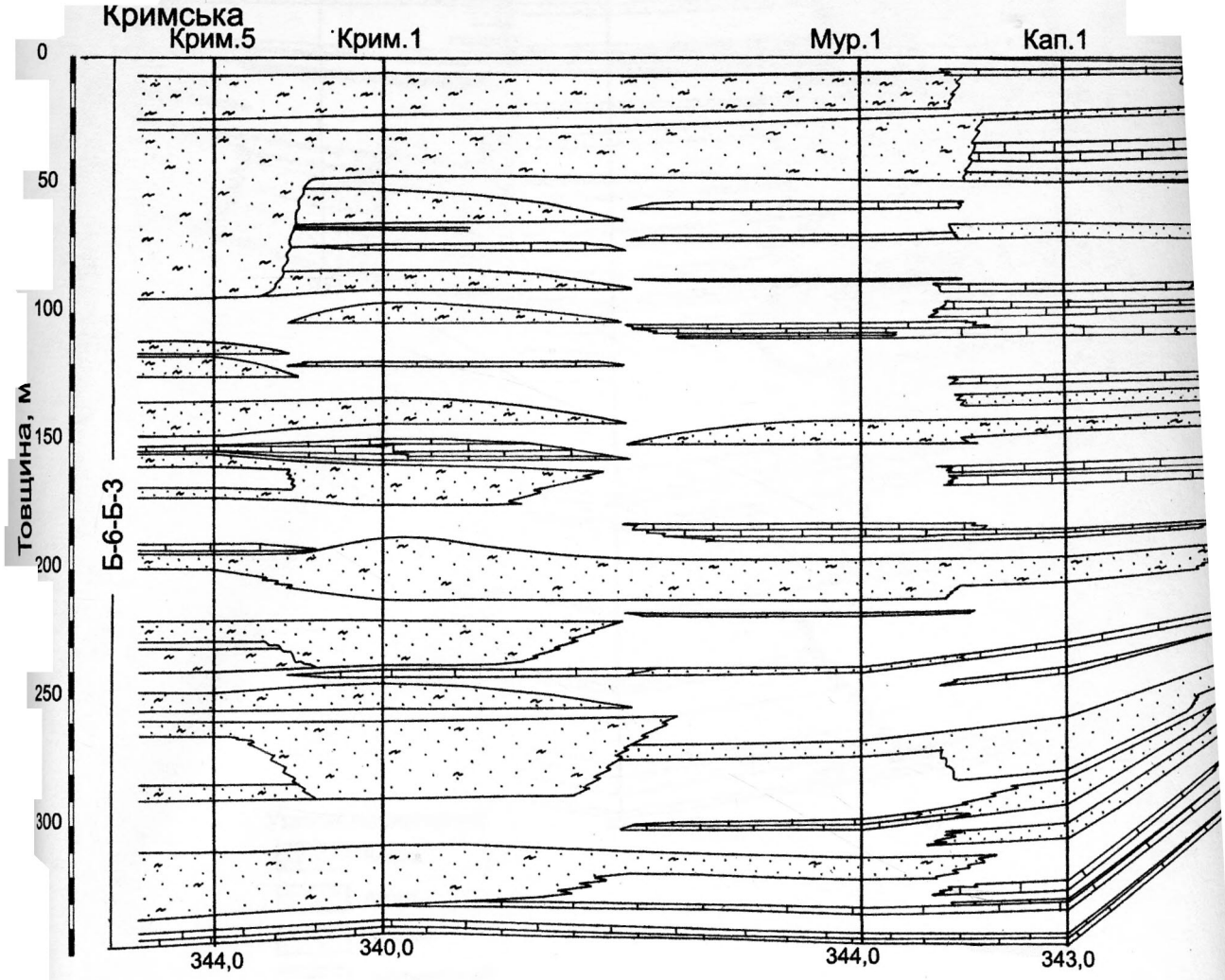
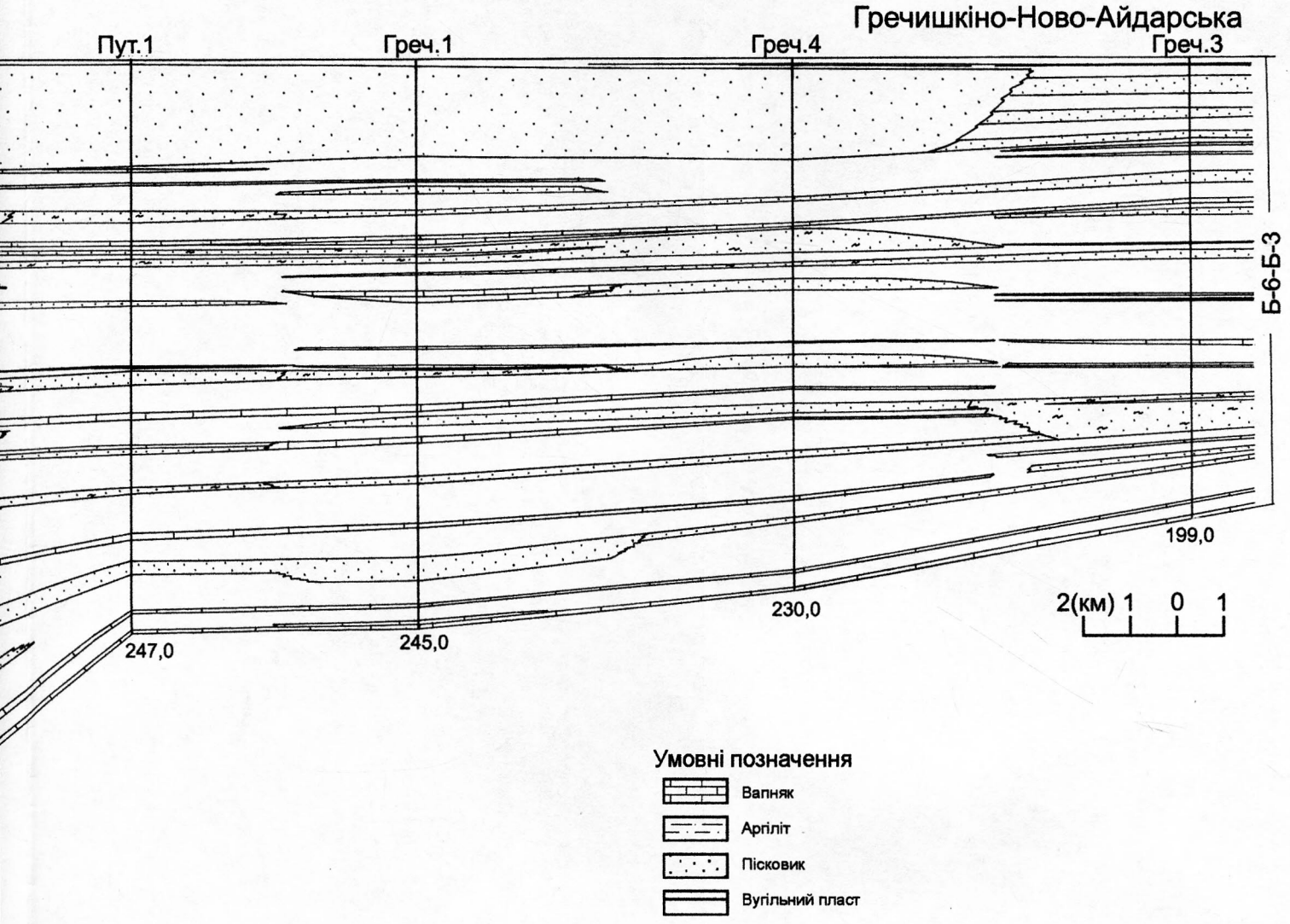


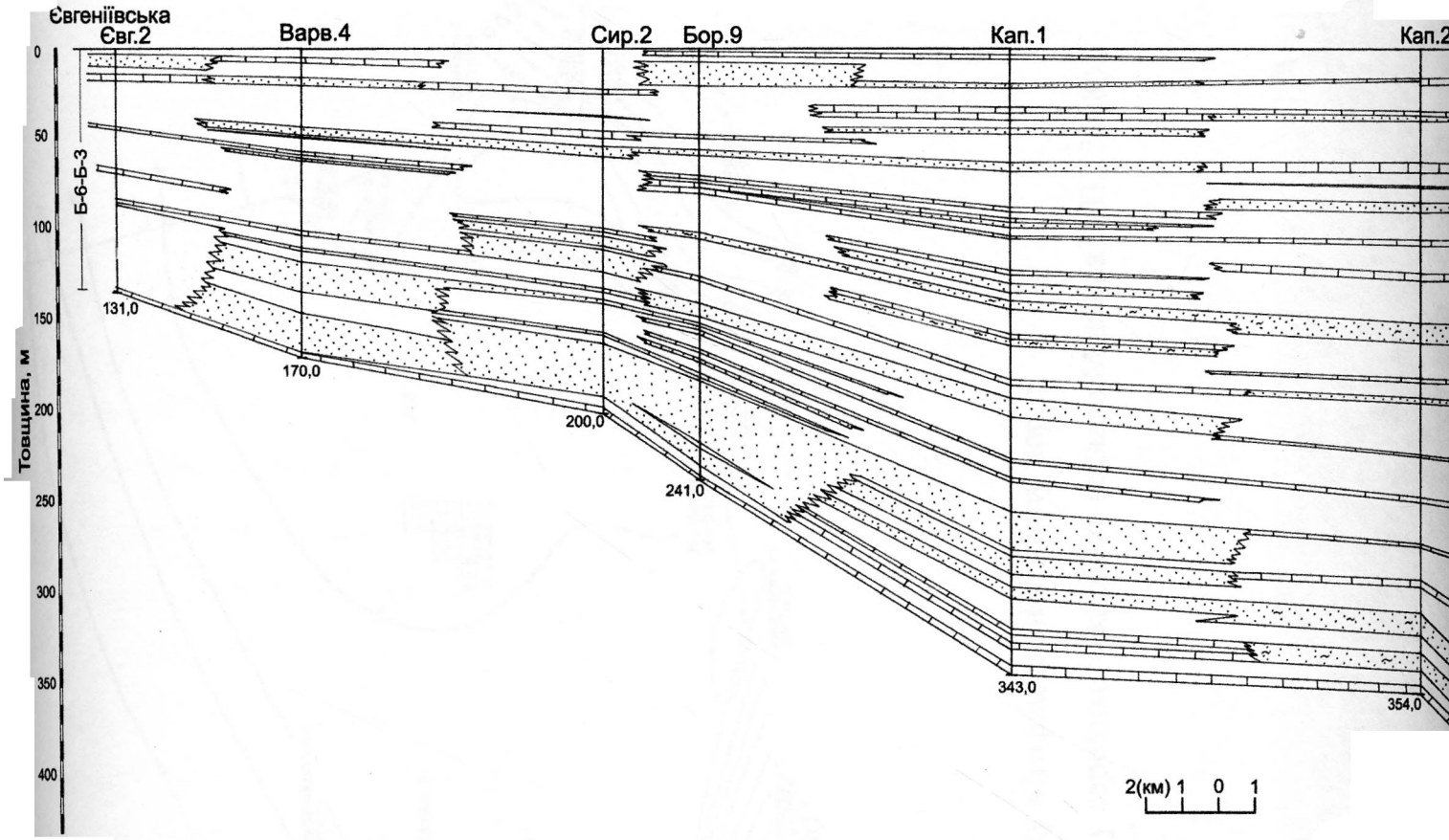
Рис. 2.17. Схематичний літолого-фаціальни

Кримсько-Гречишкінсько-Ново-А



ий профіль світи C_2^3 башкирського ярусу по лінії III-III

йдарської площ (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

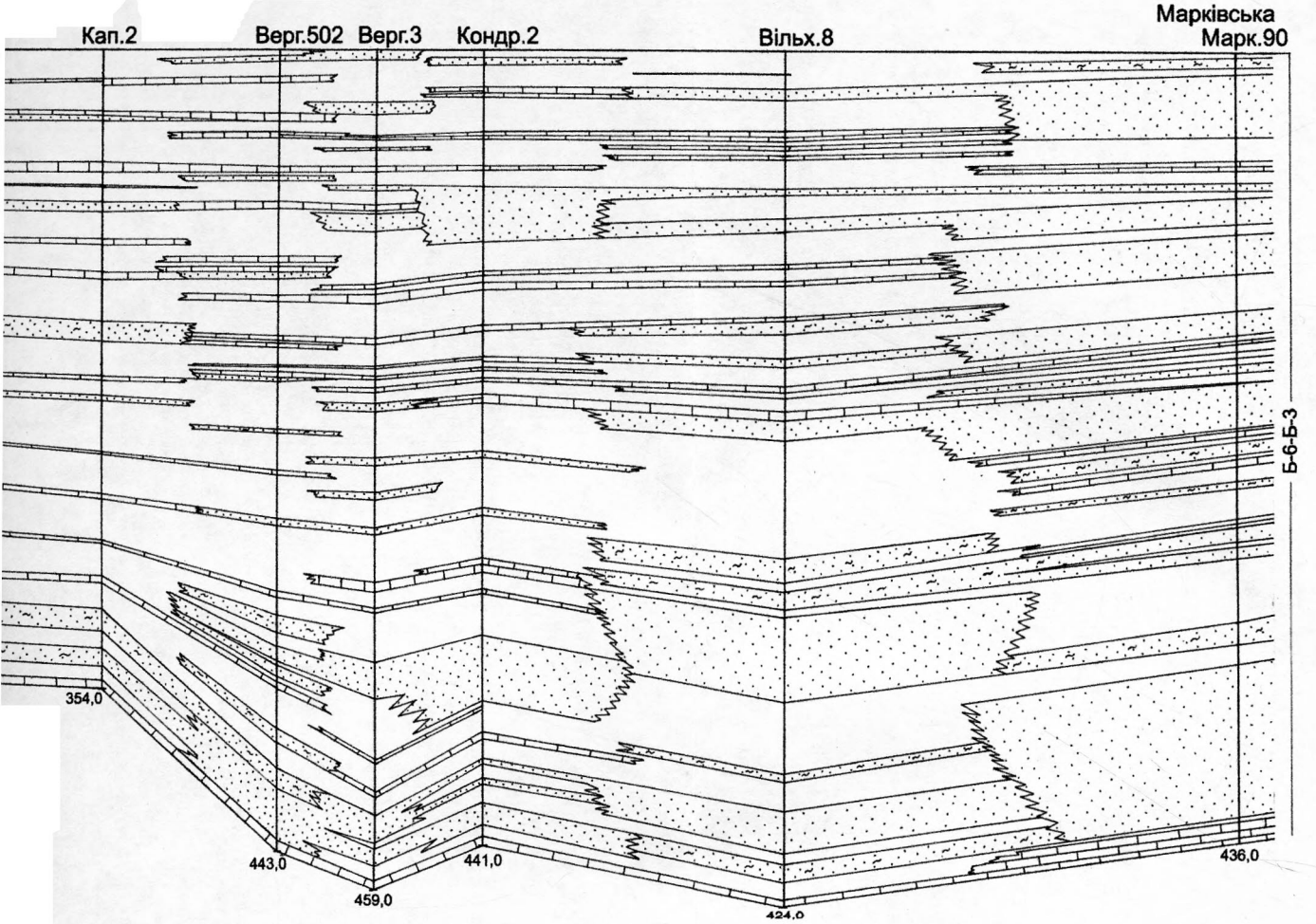


Умовні позначення

- Вапняк
- Аргіліт
- Пісковик
- Вугільний пласт

Рис. 2.18. Схематичний літолого-фаціальний профіль світ

Євгеніївсько-Марківської площ (склала



філь світи C_2^3 башкирського ярусу по лінії IV-IV

ц (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

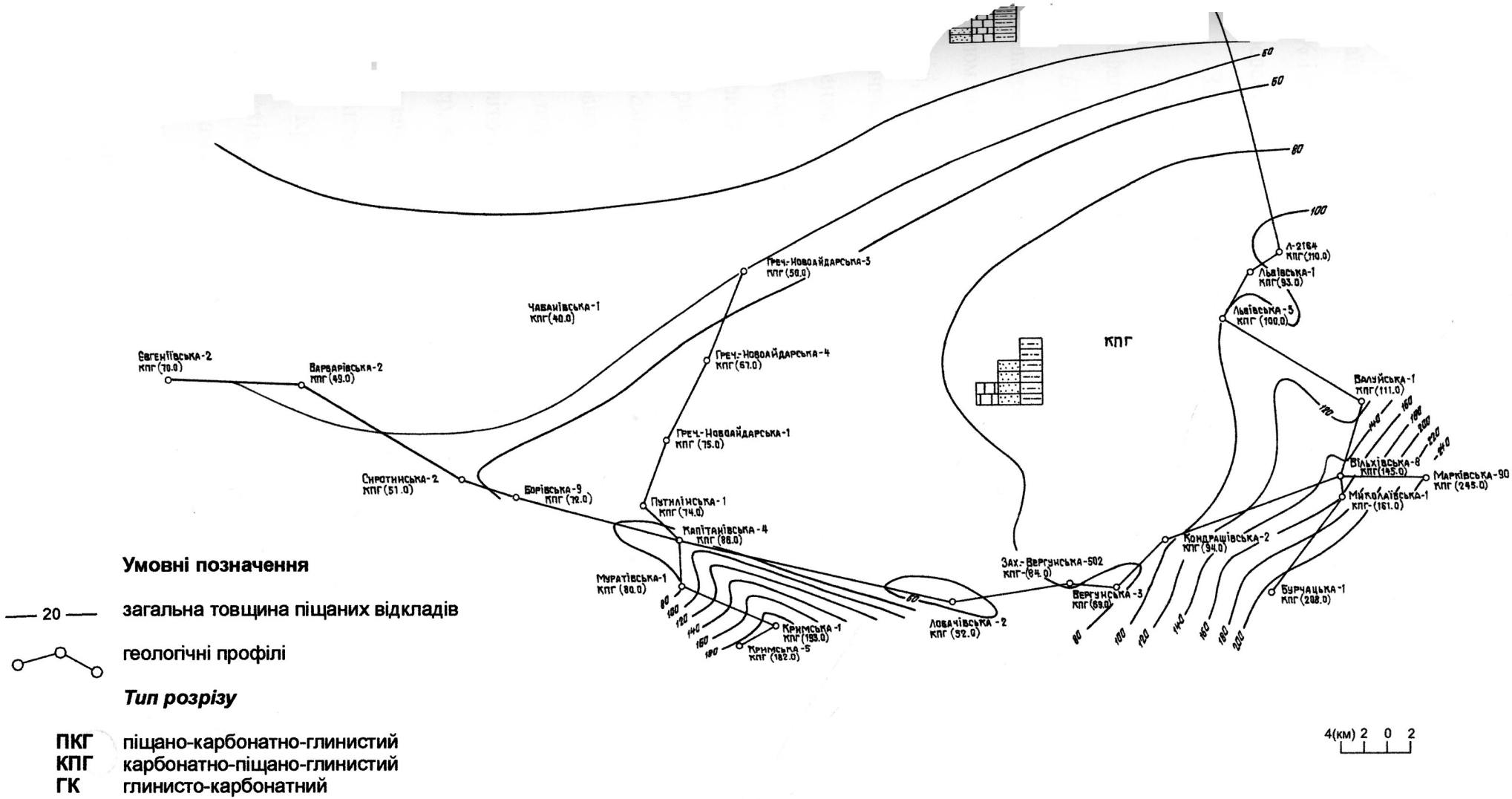


Рис. 2.19.Схема розвитку літофаціального типу порід

Смолянинівської світи C_2^3 башкирського ярусу середнього карбону (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

Коефіцієнт піщанистості коливається в досить широких межах від 0,57 до 0,23. Але не дивлячись на це, в південній та східній частинах північних окраїн Донбасу відкладам світи, характерна висока заглинизованість понад 25% і тому розріз світи в межах центральної зони схилу є потенційним для утворення вуглеводневих пасток.

За співвідношенням основних типів порід розріз належить, переважно, до карбонатно-піщано-глинистого і піщано-карбонатно-глинистого літофаціальних типів.

Білокалитвинська світа C_2^4, що завершує фактично розріз башкирських формувань складена шаруватим карбонатно-піщано-глинистим типом порід. Піщані породи на всій території схилу носять, по вагомості в розрізі, другорядне значення і сягають в розрізі 19-26% і не перевищують критичної величини для нафтогазонакопичення. Окрім цього, піщані утворення за морфогенними ознаками мають локально-зональний, в основному, пластовий розвиток і належать до моно- і поліфаціального типу, що сприятливі для формування пасток по всій території моноклінального схилу (рис. 2.20).

Каменська світа C_2^5, що охоплює покрівельну частину башкирського і підошовну московського ярусів і складена повсюдно карбонатно-теригенним типом порід. За співвідношенням основних карбонатних, піщаних та алевроліто-глинистих утворень, розріз світи носить надзвичайно динамічний характер, як по схилу, так і повздовж зони Красноріцьких скидів. У першу чергу значна мінливість розрізу зумовлена розвитком піщаних порід, які носять інтенсивний русловий розвиток у самій зануреній частині та на ділянці Кримсько-Путилинсько-Гречишкінсько-Ново-Айдарської площ. У межах східної частини території руслово-баровий розвиток пісковиків має місце в самій зануреній частині Бурчацької та Валуйської площ. На решті площі моноклінального схилу, розріз світи носить ритмічно-шаруватий характер з підпорядкованим розвитком вапняків та пісковиків. Величина піщанистості змінюється в досить широких межах від 54 до 10%.

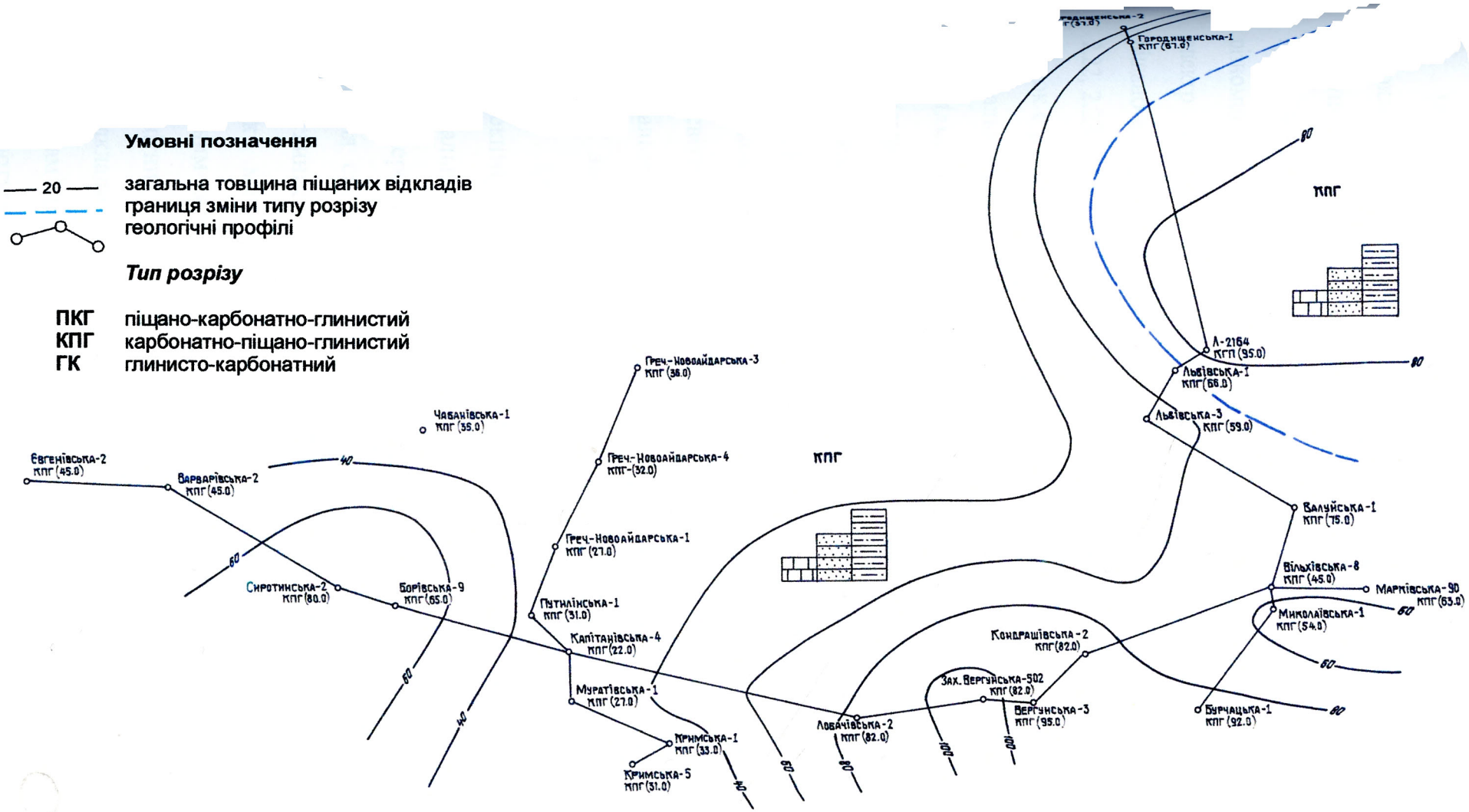


Рис. 2.20.Схема розвитку літофаціального типу порід

Білокалитвинська світа C_2^4 башкирського ярусу середнього карбону (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

Найбільш зпіщанений розріз спостерігається в самій південній частині моноклінального схилу на ділянках площ: Кримської, Капітанівсько-Західно-Вергунської та Марківської. Мінімальні значення піщаних утворень приурочені до центральної та північної частин території. Такий різноманітний зональний розвиток піщаних утворень зумовив і широкий спектр літофаціальних типів розрізу від карбонатно-піщано-глинистого, піщано-карбонатно-глинистого до карбонатно-глинисто-піщаного (рис. 2.21, 2.22, 2.23, 2.24). Сприятливий для формування седиментогенно-морфогенних пасток є розріз з підпорядкованим розвитком піщаних відмінностей в межах центральної та північної частин схилу.

Алмазна світа C_2^6 приурочена до середньої частини розрізу московського ярусу і представлена карбонатно-теригенним типом порід. За речовинним складом основних порід, розріз світи носить рівномірний розвиток і складений, переважно, алевроліто-аргілітовими породами з підпорядкованими вапняками та пісковиками. Величина піщаних утворень в розрізі світи досить мінлива і коливається від 10% до 35-43%. Мінімальні та максимальні значення носять локалізований екстенс і приурочені до південної зануреної частини території досліджень. За морфогенетичними ознаками пісковики, в основному, пластові, локально покривні з поодинокими русловими та баровими формами і належать до моно- і поліфаціальних типів.

За переважним розвитком основних типів порід, що складають розріз, утворення світи належать до піщано-карбонатно-глинистого, карбонатно-піщано-глинистого літофаціальних типів відкладів. Найбільш домінантний розвиток мають відклади карбонатно-піщано-глинистого типу. За висвітленим характером розвитку розріз світи сприятливий для формування різноманітних пасток по всій території (рис. 2.25,).

Відклади *лисичансько-ісаївської світ* C_2^7 *та* C_3^1, що завершують розріз середньокам'яновугільного комплексу і зокрема московського ярусу перекриваються на більшості території мезозойськими відкладами з

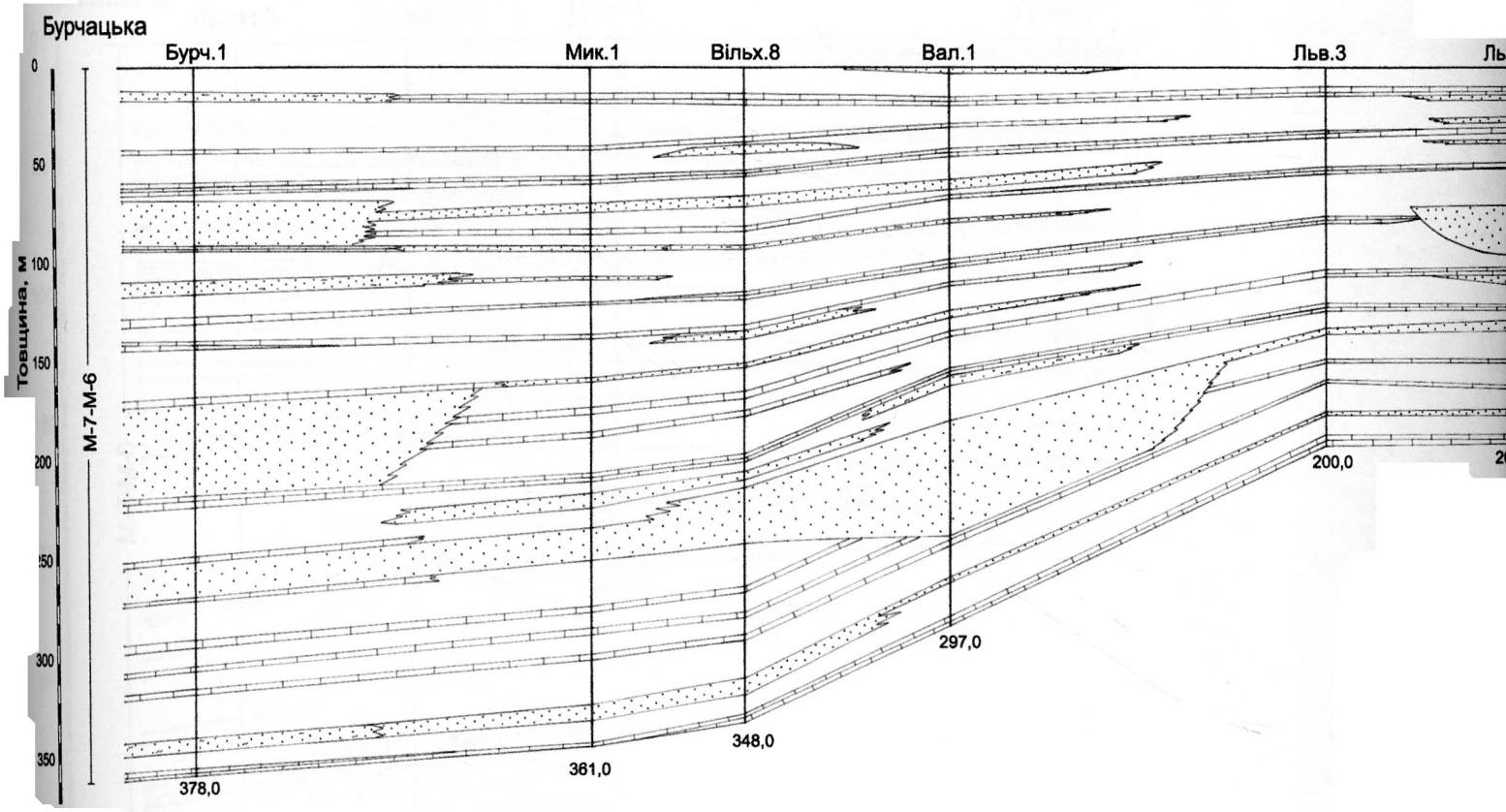
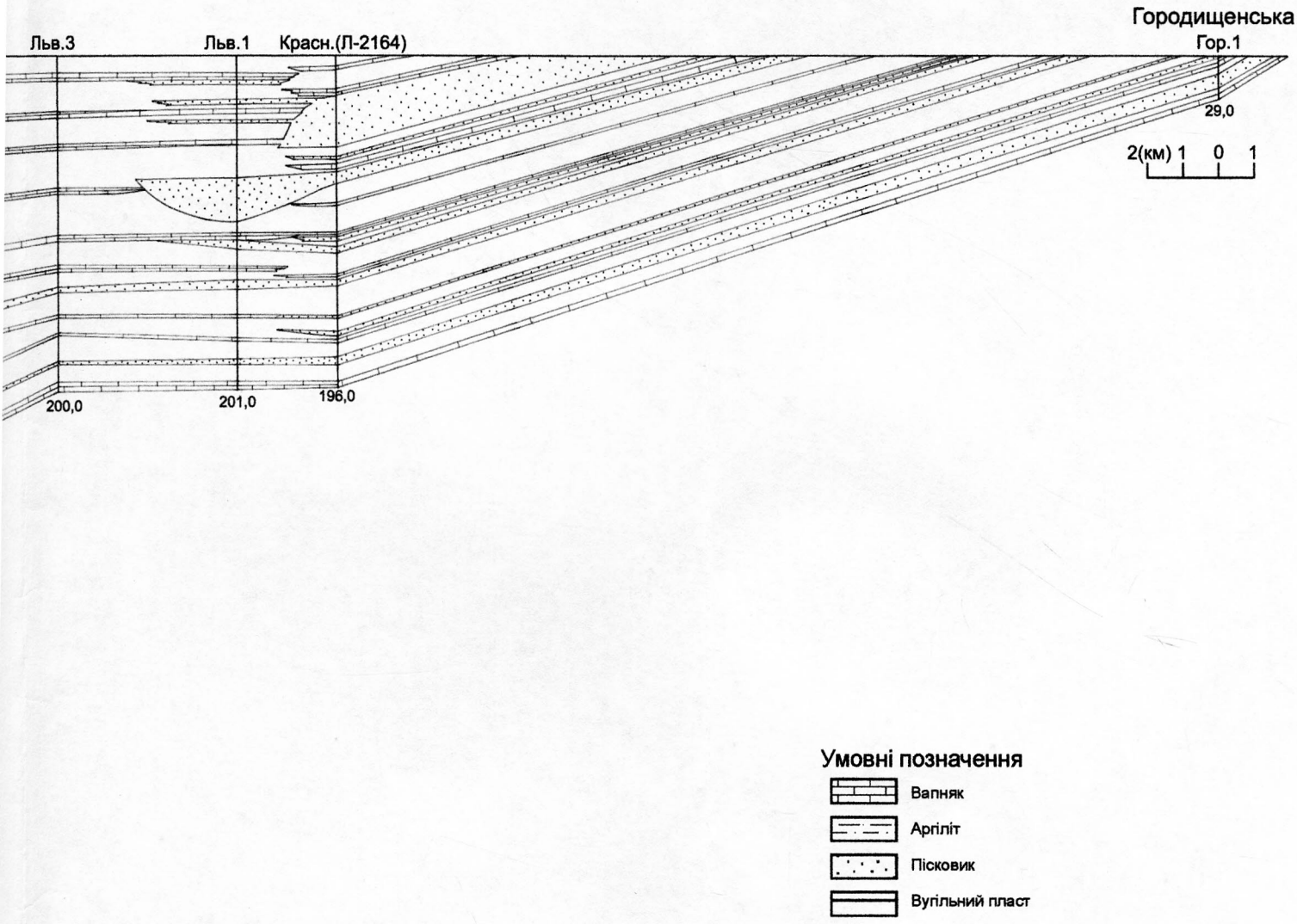


Рис. 2.21. Схематичний літолого-фаціальний профіль світи

Бурчацько-Городищенської площ (склала М



ий профіль світи C_2^5 московського ярусу по лінії V-V

ої площ (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

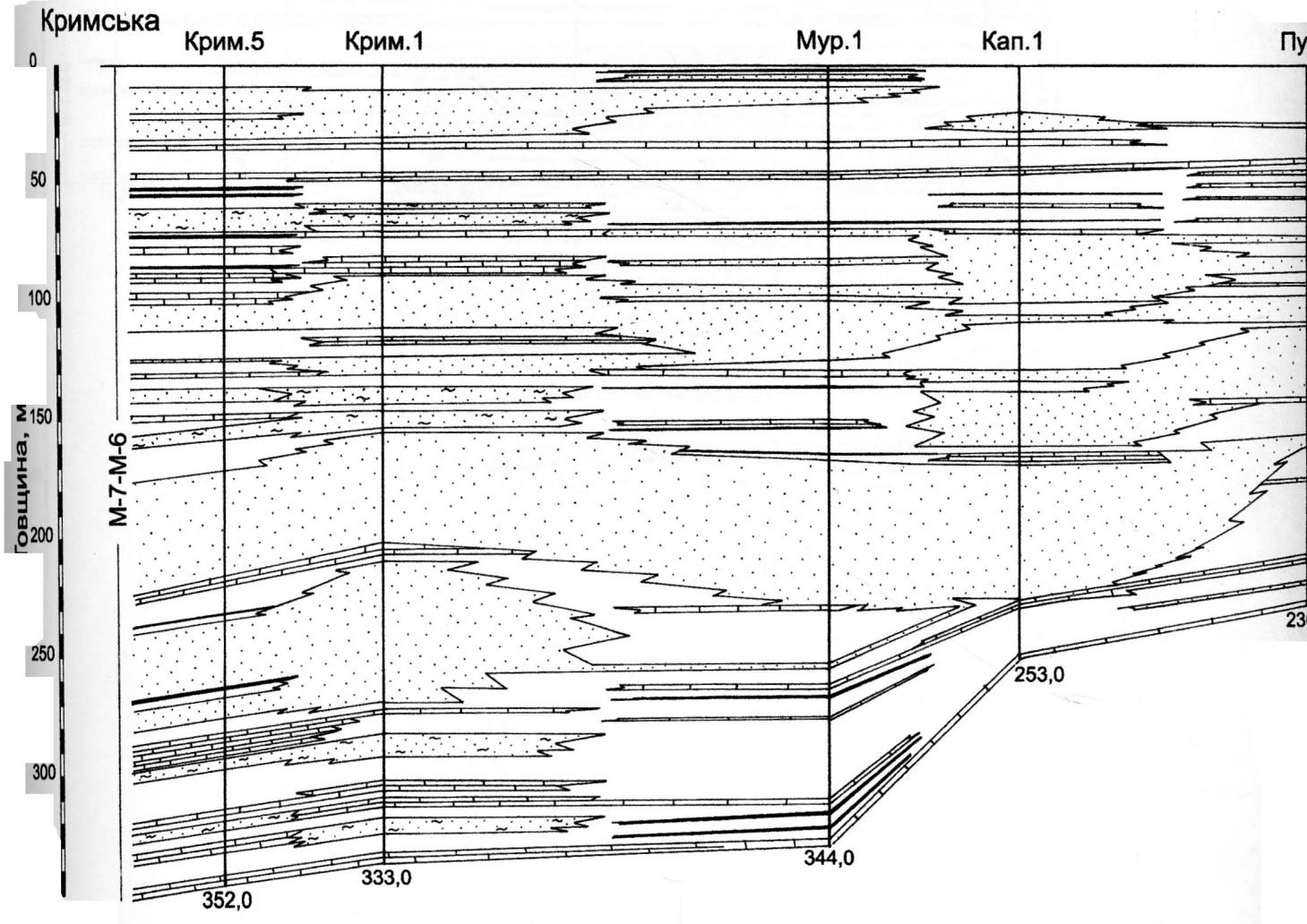
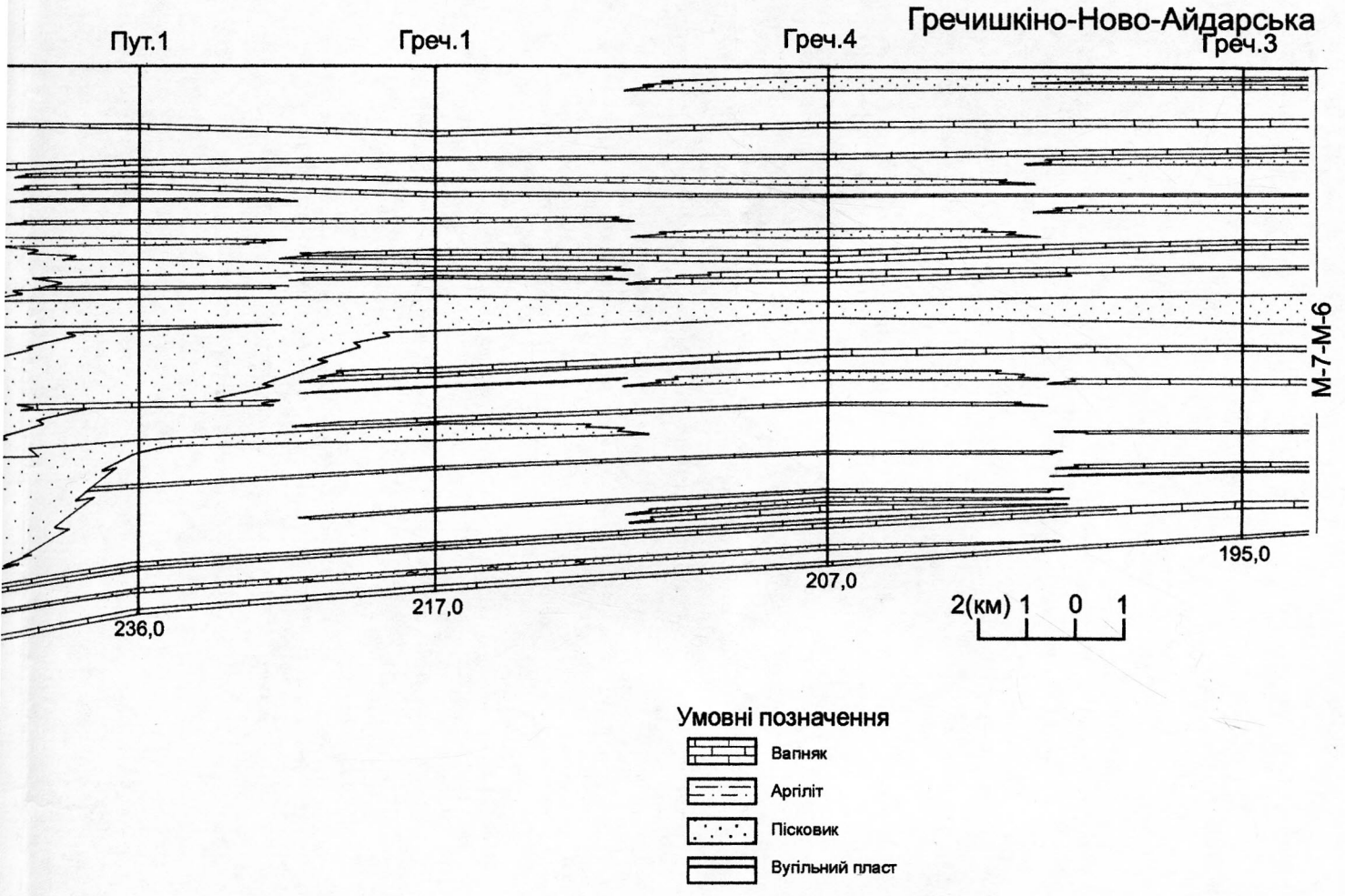


Рис. 2.22. Схематичний літолого-фаціальний проф

Кримсько-Гречишкінсько-Ново-Айдарськ



й профіль світи C_2^5 московського ярусу по лінії III-III

йдарської площ (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

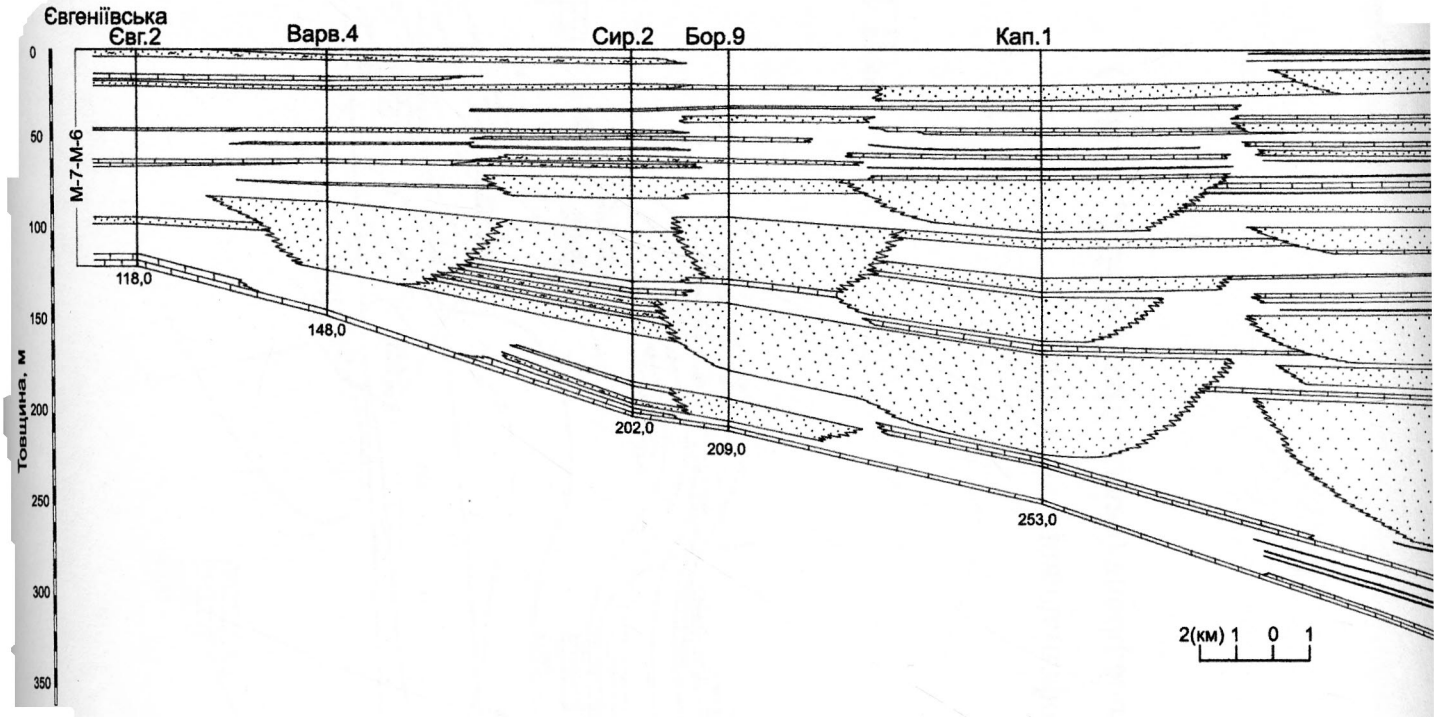
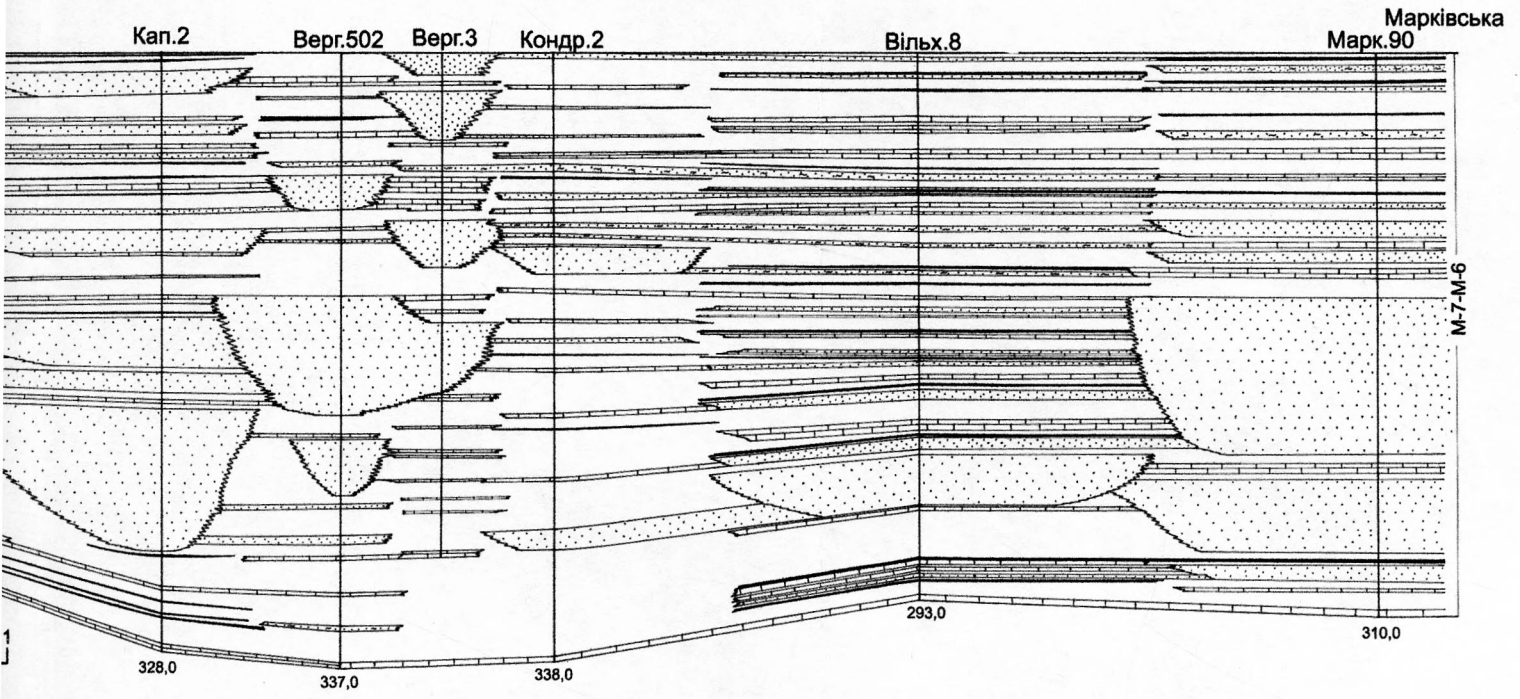


Рис. 2.23. Схематичний літолого-фаціальний профіл

Євгеніївсько-Марківської площ (



ий профіль світи C_2^5 московського ярусу по лінії IV-IV

ї площ (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

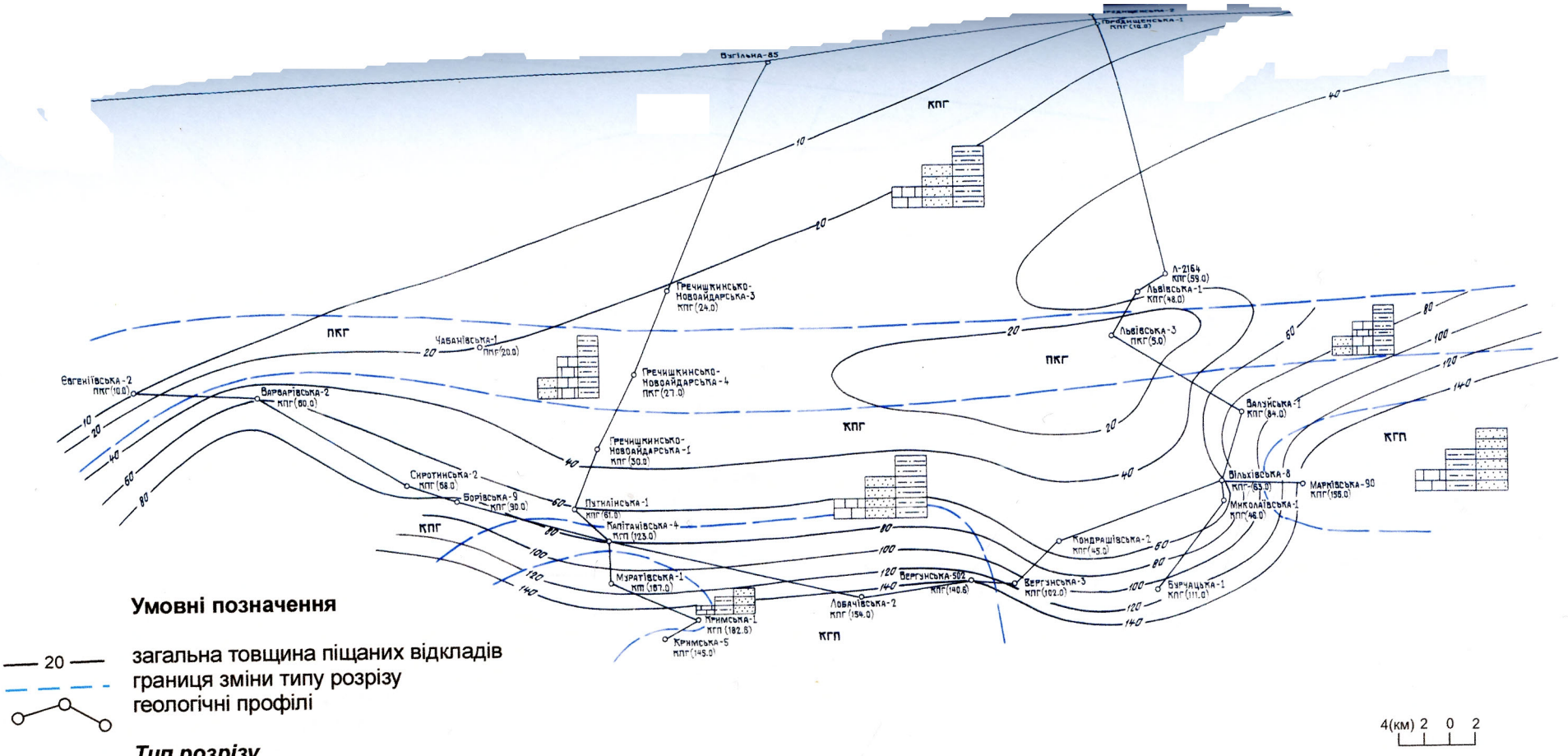


Рис. 2.24. Схема розвитку літофаціального типу порід

Каменської світи C_2^5 московського ярусу середнього карбону (склала Макєєва Н.П., 2008 р.)

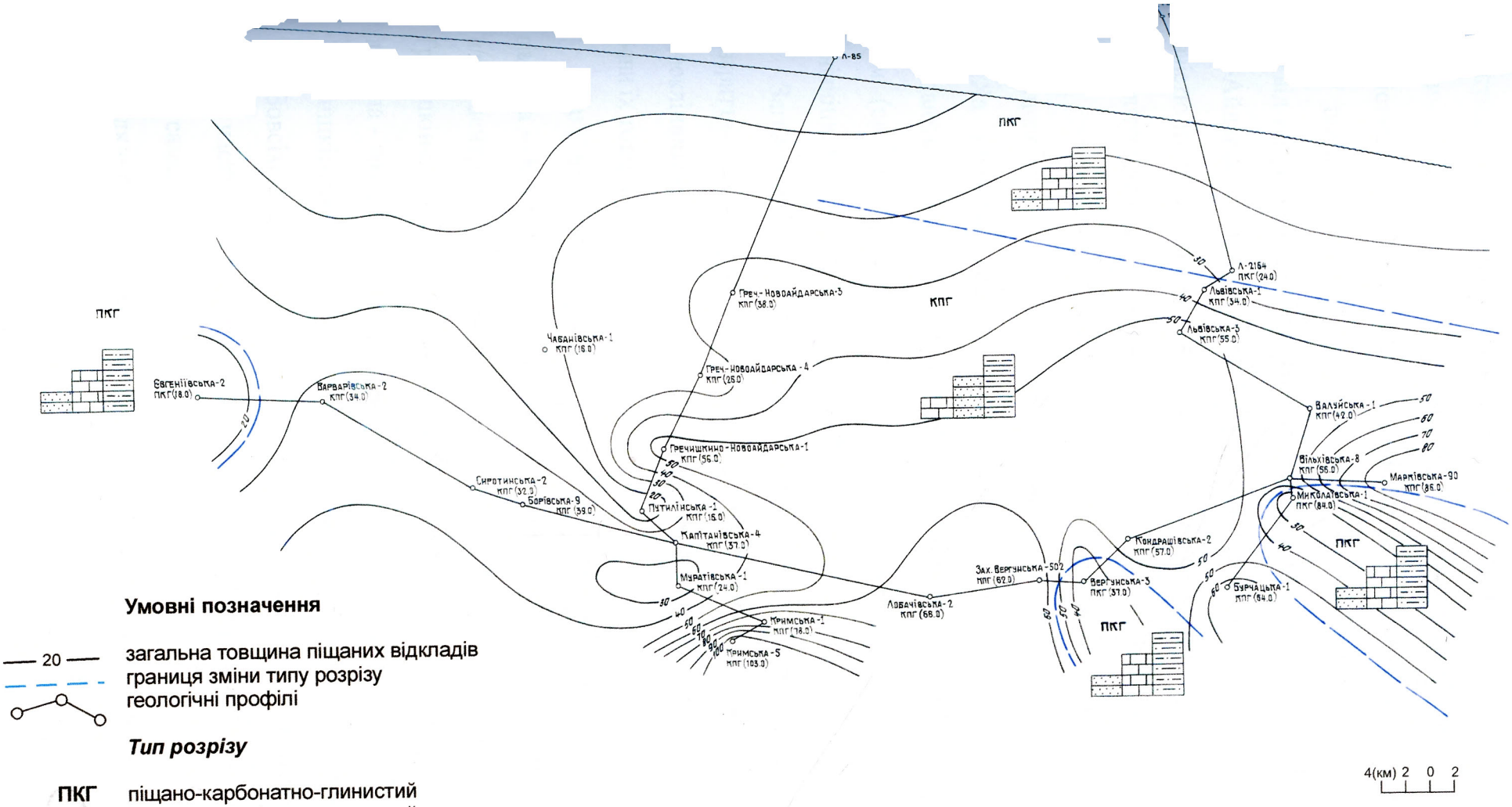


Рис. 2.25.Схема розвитку літофаціального типу порід

Алмазної світи C_2^6 московського ярусу середнього карбону (склала Макєєва Н.П., 2008 р.)

стратиграфічною перервою та кутовою незгідністю. За таких досить складних умов залягання, відклади характеризуються надзвичайною мінливістю, як по товщині, так і за обсягами літопачок (рис. 2.26, 2.27).

У повному складі літопачок від М-3 до М-1 розріз світ розвинений лише від занурення до рівня Вільхівської площі на сході і до Гречишкинсько-Ново-Айдарської (св. 4) на заході. Північніше відклади ісаївської світи повністю не простежуються, а розріз лисичанської світи зберігається лише в обсязі літопачок М-3, частково М-2, які по підійманню моноклінального схилу теж зникають і далі рівня Гречишкинсько-Ново-Айдарської, Городищенської площ не простежуються.

Як бачимо, відклади покрівельної частини московського ярусу потерпають значну зміну в товщині від 418 м (св. 5) на Кримській площі і до 97 м (св. 3) Гречишкинсько-Ново-Айдарської та до повного розмиву північніше Краснодеркульської площі.

Загальний градієнт зміни товщини відкладів у межах території їх розкриття свердловинами сягає 6,75 м/км. На фоні загального моноклінального залягання відкладів простежується ряд локальних зон різкої зміни їх товщин.

Так, у межах західної частини території виділяється три ділянки: південна – Кримсько-Капітанівська з величиною різкої зміни товщини 11,6 м/км; центральна - найбільш протяжна і виположена – Капітанівсько-Гречишкінсько-Ново-Айдарська (св. 4) з величиною зміни товщини 3,6 м/км; північна - значно крутіша і простежується від свердловини 4 до свердловини 3 Гречишкінсько-Ново-Айдарська з величиною зміни товщини 8,5 м/км.

Зовсім інший характер розвитку відкладів спостерігається і в межах східної частини території по лінії Бурчацько-Львівсько-Городищинської площ, а саме:

відклади ісаївської світи C_3^1 простежуються в повному обсязі літопачки М-1 лише від Бурчацької площі, що на зануренні, до Вільхівської;

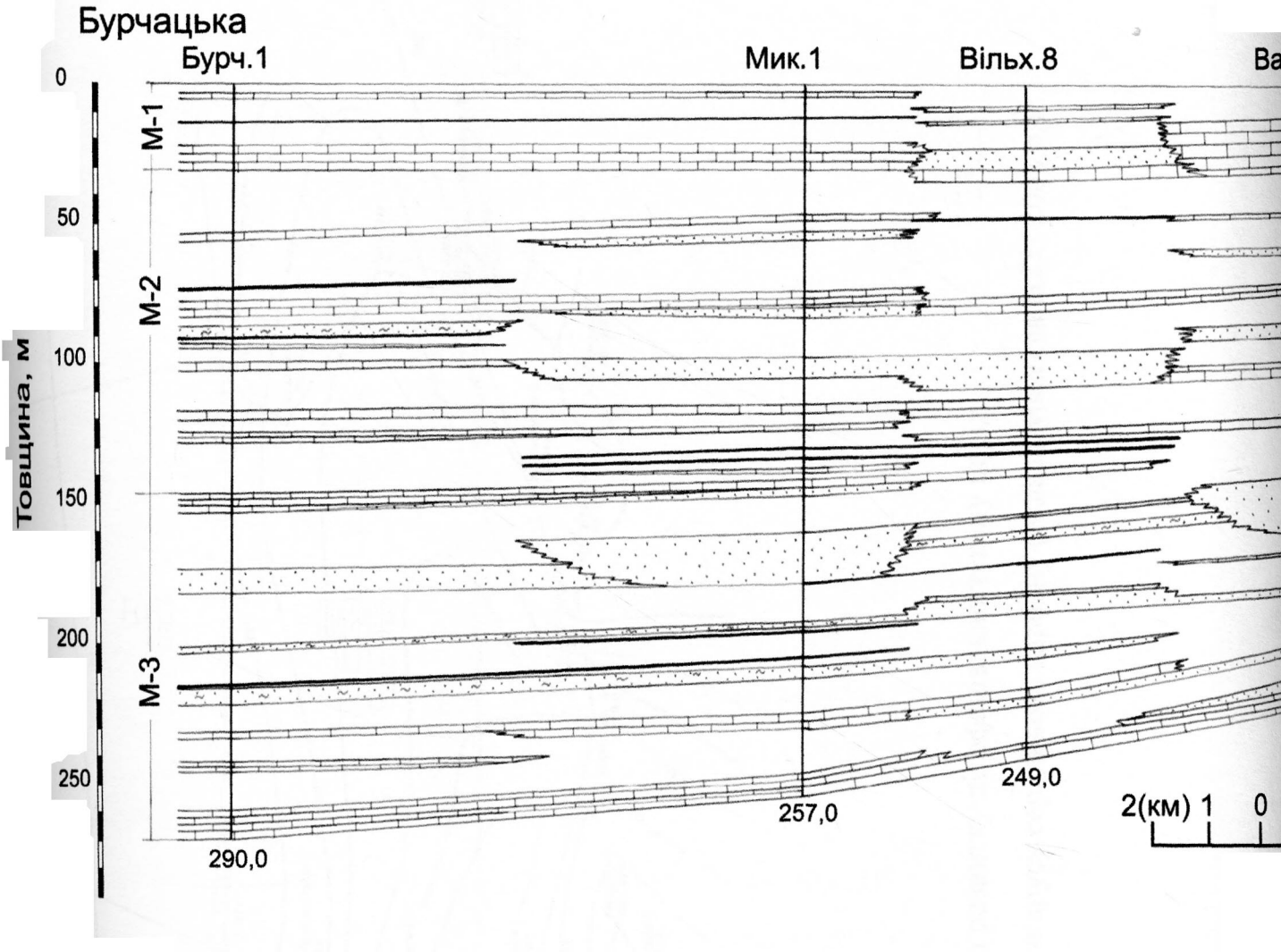
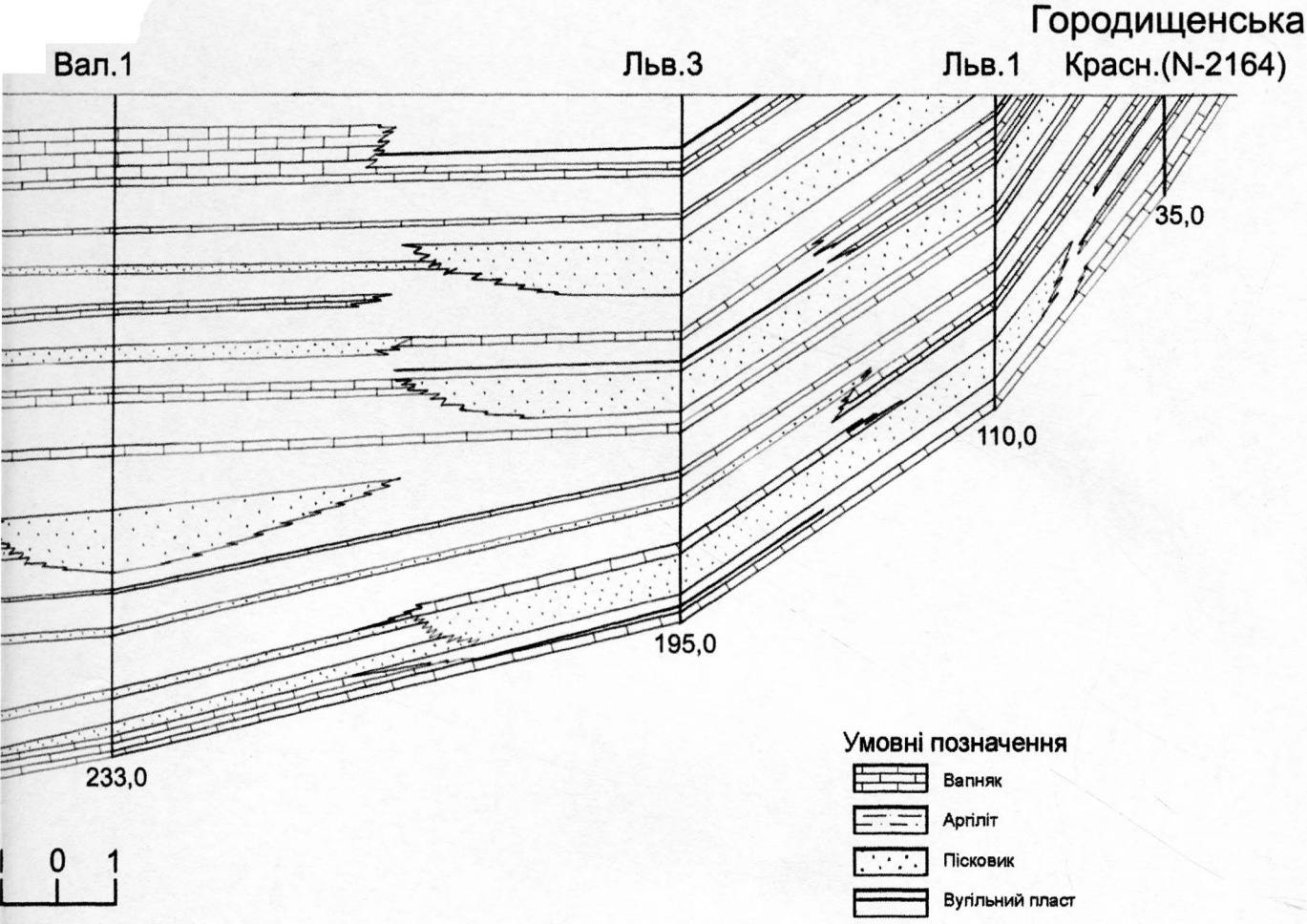


Рис. 2.26.Схематичний літолого-фаціальний пр

Бурчацько-Городищенської пло



ий профіль світи C_2^7 московського ярусу по лінії V-V

ої площ (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

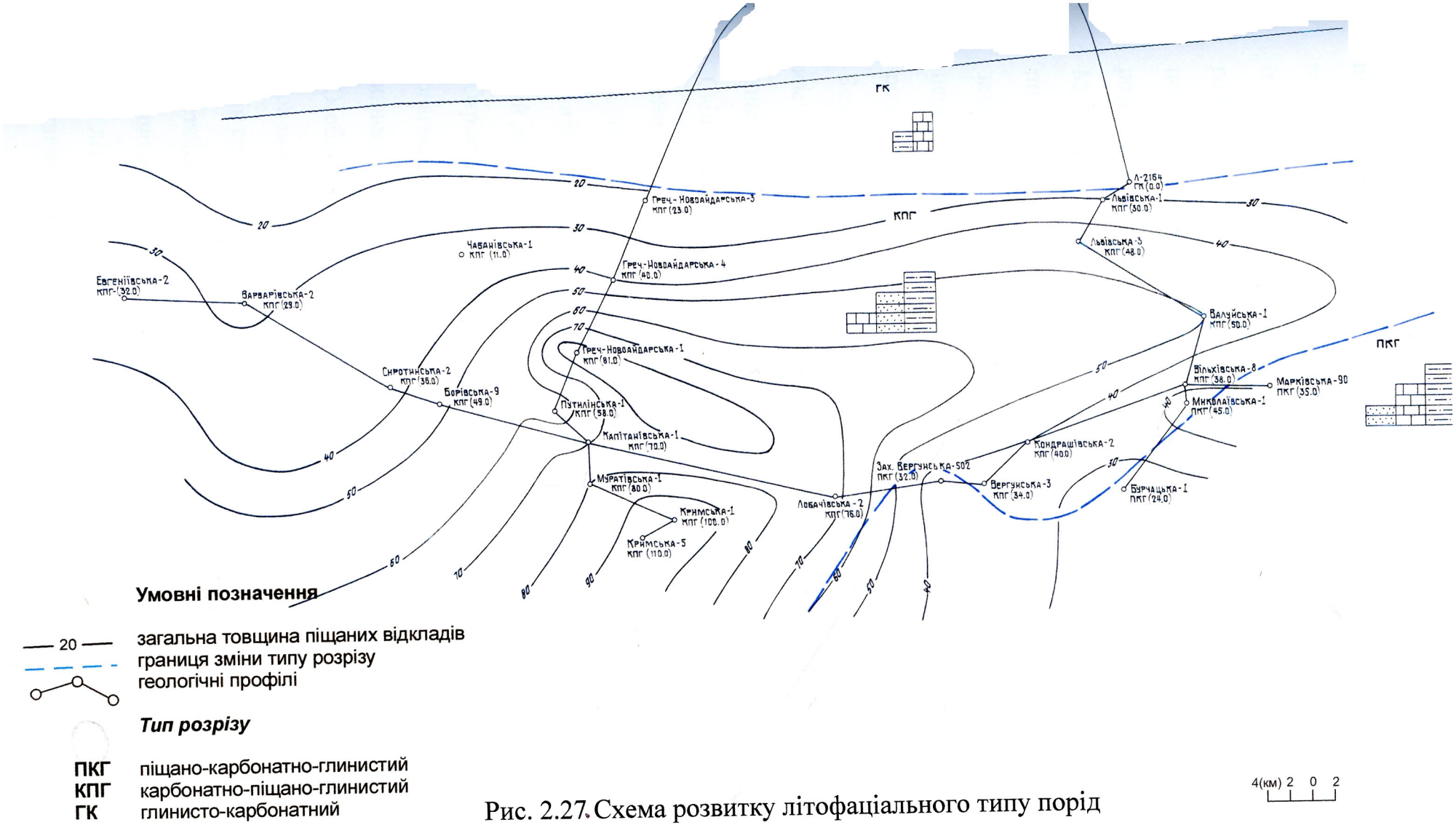


Рис. 2.27. Схема розвитку літофаціального типу порід Лисичанської світи C_2^7 московського ярусу середнього карбону (склала Макєєва Н.П., 2008 р.)

північніше, на ділянці Вільхівської і Валуйської площ відбувається різка градієнтна зміна товщини відкладів світи за рахунок зменшення їх глибинності та розмиву верхньої частини. Величина зміни товщини розрізу сягає 24,9 м/км. З подальшим поступовим зменшенням до повного розмиву північніше Теплої площі (рис.2.28);

розріз лисичанської світи C_2^7, що представлений літопачками М-2 та М-3, простежується в повному обсязі значно вище по моноклінали, поступово зміщуючись по товщині, і лише північніше Львівської площі зазнає зменшення глибинності залягання та розмивання передмезозойською перервою з поступовим зменшенням обсягів розрізу і північніше Краснодеркульської площі не простежується.

Безумовно, така нерівномірність занурення території спричинена проявом тектонічних порушень в процесі седиментогенезу з диференційованим нагромадженням відкладів.

Слід зазначити, що коливання товщин по моноклінальному схилу зумовлено нерівномірним зануренням території, яке призвело до найбільш потужнього нагромадження відкладів від 418 до 258 м у південній градієнтній зоні, від 258 до 97м у центральній виположеній і від 97 до 1,0 м у північній денудаційній зоні.

Окрім зміни товщин, коливальні тектонічно-хвильові рухи в процесі осадконагромадження знайшли своє відображення і в особливостях речовинного складу основних порід розрізу та їх співвідношенні.

Особливо це стосується піщаних відмінностей, які мають найбільший розвиток понад 26,0% на зануренні, 19,0-22,0% у центральній і 92,1-24,0% у північній градієнтній зоні. Відносно вапнякових утворень, то їм притаманний досить стабільний обсяг розвитку в розрізі від 12,0% на зануренні і до 10,0% на північному крайньому підйманні.

За літофаціальними ознаками розріз світ належить до карбонатно-піщано-глинистого типу, але за особливостями розвитку основних порід має

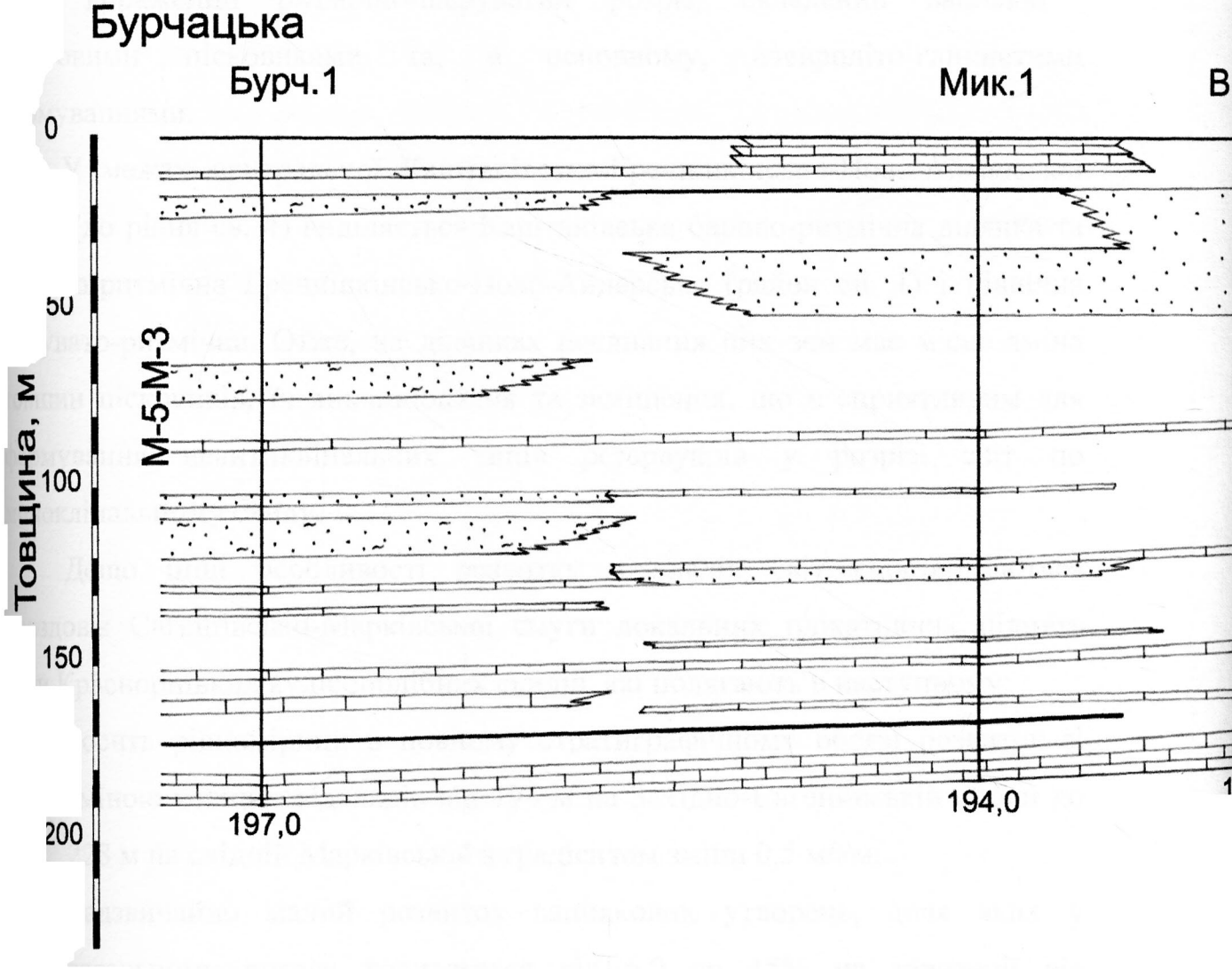
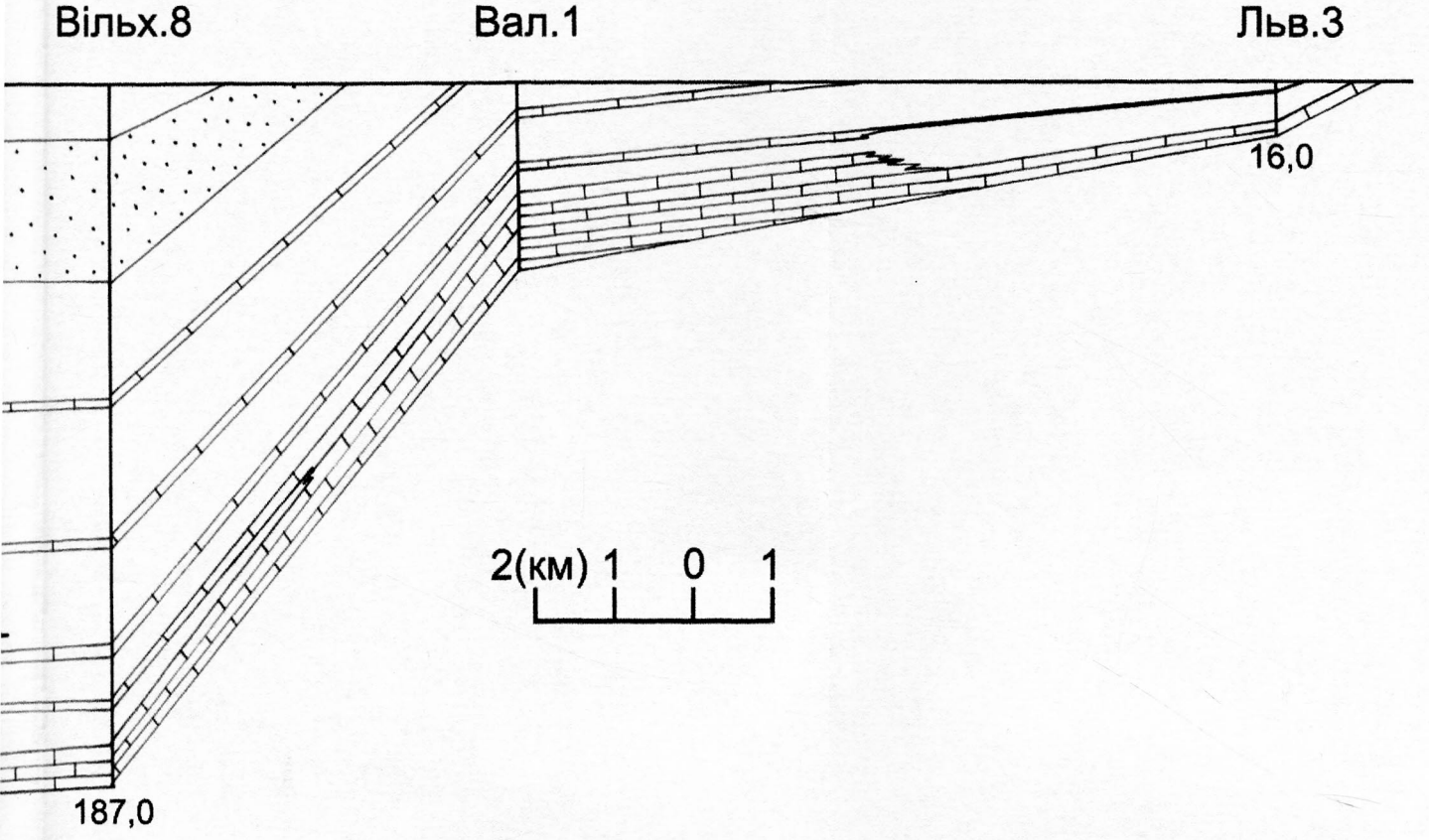


Рис. 2.28.Схематичний літолого-фаціальний про

Бурчацько-Городищенської площ



ий профіль світи C_3^1 московського ярусу по лінії V-V

ї площ (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

чітко виражену зональність. Так, південна Кримсько-Муратівська зона має чітко виражений ритмічно-шаруватий розріз, складений вапняками, пластовими пісковиками та, в основному, алевроліто-глинистими формуваннями.

У межах центральної Капітанівсько-Гречишкінсько-Ново-Айдарської смуги (до рівня св. 4) виділяється Капітанівська барово-ритмічна ділянка та руслово-ритмічна Гречишкінсько-Ново-Айдарська (район св. 1) і північна шарувато-ритмічна. Отже, на ділянках поєднання цих зон має місце зміна товщин пісковиків, їх виклинювання та заміщення, що є сприятливим для формування неантиклінальних типів резервуарів у розрізі світ по моноклінальному схилу.

Дещо інші особливості розвитку відкладів світ спостерігаються повздовж Євгеніївсько-Марківської смуги локальних плікативних піднять зони Красноріцьких кулісоподібних скидів, які полягають в наступному:

досить рівномірний в повному стратиграфічному обсязі розвиток зі зміною товщин відкладів від 194 м на Західно-Євгеніївській площі до 228 м на східній Марківській з градієнтом зміни 0,5 м/км;

- надзвичайно малий розвиток вапнякових утворень, доля яких у загальному розрізі коливається від 6,0 до 15% на території від Євгеніївської до Вільхівської і лише на Марківській площі сягає 30%;
- зменшення піщанистості розрізу, яка на більшості площ становить 12,0-17,0% і лише на Борівській, Лобачівській та Вергунській сягає 21-30%;
- розріз носить, переважно, шарувато-ритмічну будову з виклинюванням та заміщенням піщаних вапнякових відмінностей глинистими породами з широким розвитком мілких по глибині (від 10 до 30 метрів) руслових потоків.

Отже, піщані відклади лисичанської та ісаївської світ за підпорядкованістю та мінливістю і шаруватістю сприятливі для формування нетрадиційних барових, руслових та літологічно обмежених пасток.

Яскравим свідченням цьому є наявність покладів у несклепінних пастках на Вергунській, Західно-Вергунській, Марківській та інших площах, як північних окраїн Донбасу, так і в межах східної частини ДДЗ.

За співвідношенням піщаних, вапнякових та глинистих утворень відклади ісаївської та лисичанської світ належать переважно до карбонатно-піщано-глинистого літофаціального типу порід, за винятком ділянок Західно-Вергунської, Бурчацької та Марківської площ, розріз у межах яких більш карбонатизовано-глинистий з мінімальними піщаними утвореннями до 9-12%. У той же час на решті території величина піщанистості відкладів коливається від 15 до 32% з найбільшими значеннями на Кримській та Гречишкінсько-Новоайдарській площах. Спостерігається і загальна тенденція зменшення піщанистості розрізу світ верхньої частини московського ярусу в західному, південно-східному напрямі та по підійманню моноклінального схилу.

Динамічні зміни співвідношення основних типів порід розрізу та характер розвитку піщаних утворень всіх світ, а також літофаціальної зміни їх розрізу по площі досліджень проілюстровані відповідними графічними побудовами.

За особливостями розвитку розріз світ досить неоднозначний за складом порід і надзвичайно мінливий по площі досліджень і за своєю літолого-фаціальною характеристикою створює локальні сприятливі умови для формування різноманітних природних резервуарів в розрізах всіх світ від C_1^5 до C_2^7 - C_3^1.

Так, світа C_1^5 має сприятливі умови для їх формування лише в західній та східній частинах монокліналі, на ділянках Капітанівсько-Гречишкинської та Марківської площ, де розвинені піщані утворення з кондиційними ФЄВ.

Світа C_2^2 має сприятливі умови для утворення пасток лише на двох ділянках - Львівсько-Городищенської та Чабанівсько-Кондрашевської площ.

У межах центральної та північної зон моноклінали сприятливі умови з формування як руслових, барових так і літологічних та стратиграфічних неантиклінальних форм притаманні розрізу світ C_2^5.

Найбільш широкі площинні умови для розвитку різноманітних пасток притаманні світам C_2^6 та $C_2^7 – C_3^1$.

У межах антиклінальних структурних форм Красноріцьких скидів сприятливим для формування неантиклінальних структур простежується зона розвитку порід-колекторів на периклінальних та крилових ділянках всіх виположених та видовжених піднять по пластах ущільнених в їх склепінних частинах.

Такі, надзвичайно складні та різноманітні літофаціальні умови розвитку світ середнього карбону - основного нафтогазоносного комплексу північної окраїни Донбасу, безумовно спричинені поєднанням трьох досить відмінних морфогенетичних великих тектонічних елементів: Муратівсько-Бурчацької зони, зони Красноріцьких скидів та Старобільсько-Міллерівської моноклінали.

2.3. Палеогеографічний аналіз умов осадконагромадження відкладів горизонтів Б-12 і М-7 середнього карбону

Регіональні літолого-фаціальні дослідження світ середнього карбону дозволили з'ясувати особливості їх розвитку в межах території північної окраїни Донбасу та виявити зони, сприятливі для формування неантиклінальних пасток у межах Старобільсько-Міллерівської моноклінали.

Для визначення палеогеографічних умов осадконагромадження вибрано два базисних горизонти – Б-12 та М-7, що приурочені до алмазіївської світи C_1^5 та каменської світи C_2^5, що залягають в основі башкирського та московського ярусів.

За вихідні дані були прийняті, згідно методичних прийомів Л.Б. Рухіна [104] палеолітологічні побудови по горизонтах з простеженням зміни їх речовинного складу по трьох напрямках свердловин: Кримсько-Путилінсько-Гречишкінсько-Ново-Айдарському, Євгенієвсько-Лобачівсько-Марківському

та Бурчацько-Вільховсько-Городищинському. Біля кожної свердловини на окремій карті побудовані літологічні колонки горизонтів з визначенням кількості основних пластів з відповідною алфавітною нумерацією в порядку їх нагромадження.

На основі цих даних побудовані карти по кожному пласту та визначені палеогеографічні умови їх нагромадження.

Згідно побудов по першому пласту «А» горизонта Б-12 (рис.2.29) формування його відбувалися в умовах мілкого моря, які зумовили розвиток глинистих порід Львівсько-Валуйсько-Гречишкінсько-Ново-Айдарської (св. 3) площ. Вапнякові утворення, що формувалися в умовах дуже мілкого моря, охоплюють північну частину території від рівня Чабанівсько-Краснодеркульської площ до Городищенської на півночі.

У південній частині площі вапнякові утворення на ділянках Євгеніївської на заході та Кондрашівсько-Бурчацької на сході формувалися в аналогічних умовах. Центральна частина від Варварівської на заході до Вільхівської на сході, була плесовою частиною седиментаційного моря і територією зносу та формування піщаних відмінностей.

Формування пласта «Б», що приурочений до середньої частини горизонту Б-12, має значні відмінності, які полягають в наступному (рис.2.30):

мілке море змістилося до центральної частини площі і зумовило формування глинистих різностей від Євгеніївської на заході до Вільхівської на сході та до рівня Лобачівсько-Вергунської смуги на півдні;

- дуже мілке море з нагромадженням вапнякових формувань простежується у південній частині на ділянці від Муратівської до Бурчакської структур та на широкій площі, що північніше від рівня свердловини 3 Гречишкінсько-Ново-Айдарської і Валуйської свердловини 1.
- плесова частина простежується лише на ділянці Борівської, Капітанівської та Кримської площ.

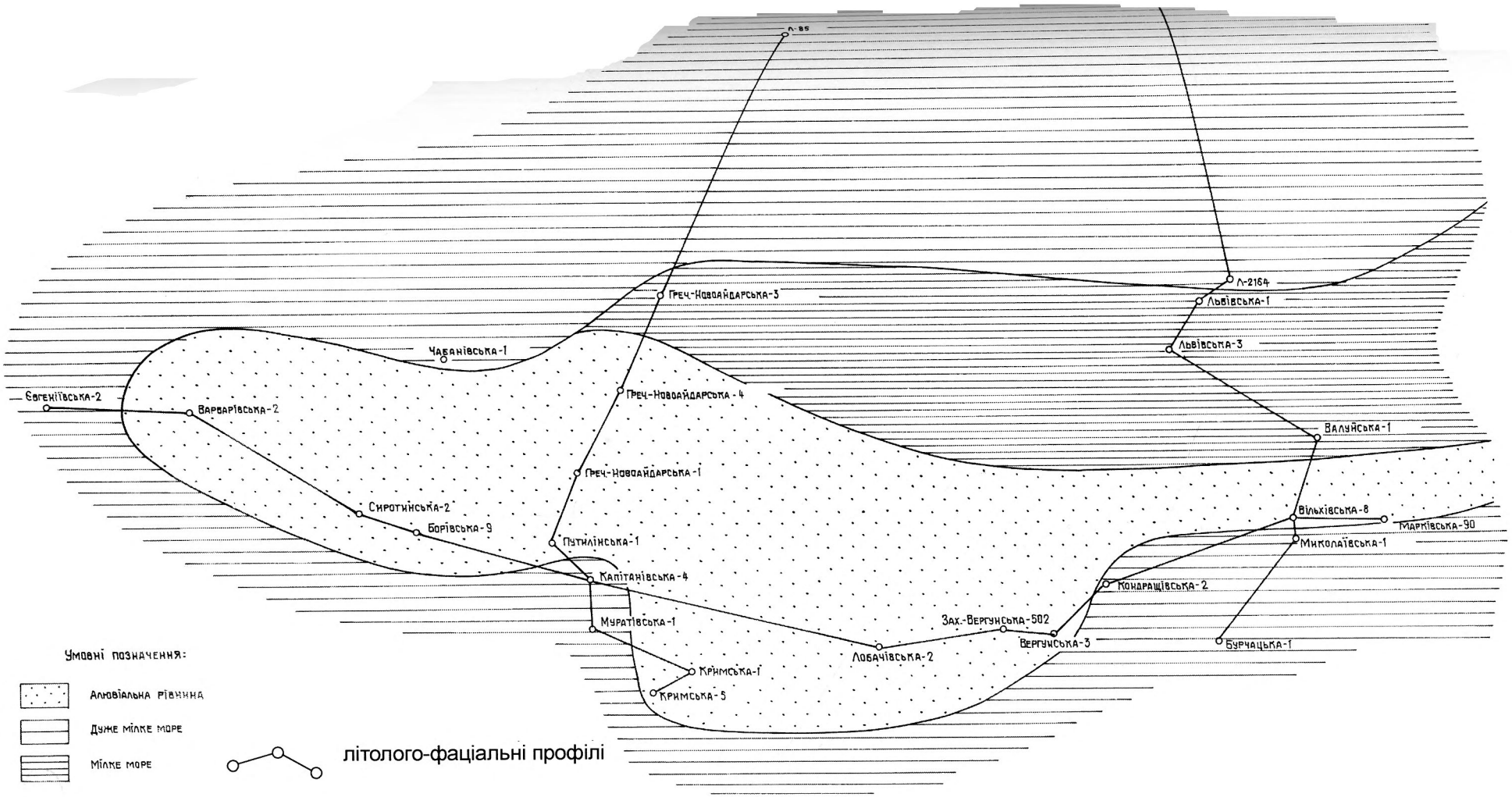


Рис. 2.29. Палеогеографічна карта умов формування відкладів горизонту Б-12 башкирського ярусу середнього карбону Пласт «А» (склала Макєєва Н.П., 2008 р.)

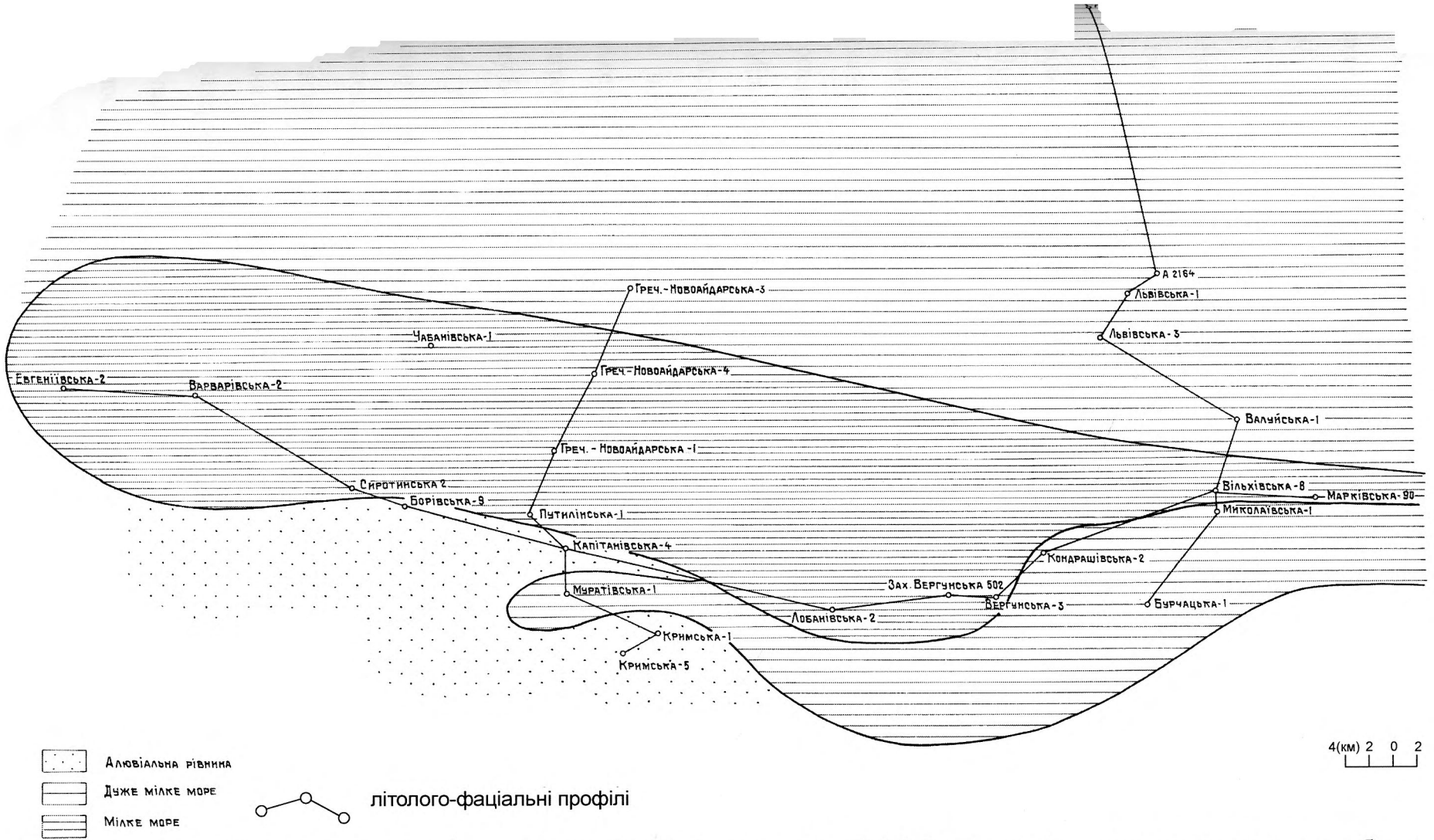


Рис. 2.30 Палеогеографічна карта умов формування відкладів горизонту Б-12 башкирського ярусу середнього карбону Пласт «Б» (склала Макєєва Н.П., 2008 р.)

мови осадконагромадження покрівельного пласта «В» горизонту Б-12 рактеризуються повною інверсією відносно пласта «Б», яка зокрема полягає ис. 2.31):

у зменшенні глибини моря на ділянці Варварівсько-Гричишкінсько-Ново-Айдарсько-Вільхівської зони і формуванні піщаних утворень, тобто територія була плесовою рівниною за Л.Б. Рухіним [104];

дуже мілке море, порядка десятків метрів, з формуванням вапнякових відкладів змінило плесову рівнину на ділянці Євгеніївсько-Муратівської смуги підняттів;

мілке море зберегли свої попередні риси лише на ділянках Львівсько-Валуйської площ та в районі Кондрашівки;

майже незмінними по площинності зберігаються умови осадконагромадження в межах північної частини Старобільсько-Міллерівської моноклінали з нагромадженням вапнякових відкладів в умовах мілкого моря.

За побудовами карт умов формування відкладів горизонту М-7 овського ярусу по трьох пластах А, Б і В встановлено, що дконагромадження в них мають досить суттєві відмінності від нижнього изонту Б-12 башкирського ярусу. (рис. 2.32, 2.33, 2.34).

Так, умови формування нижнього пласта «А», що залягає в підошві сковського ярусу, носили майже на всій території плесовий характер з ромадженням піщаних утворень і лише на ділянках Варварівської та ндрашівської площ море мало дещо більшу глибину, сприятливу для рмування глинистих відмінностей.

По завершенню формування пласта «А» відбувається занурення території зміною палеогеографічних умов осадконагромадження. Центральна частина риторії досліджень від Гречишкінсько-Ново-Айдарської площі на заході і до ндрашівської на сході набула умов дуже мілкого моря, що зумовило рмування вапнякових відкладів. Решта території носила умови більш

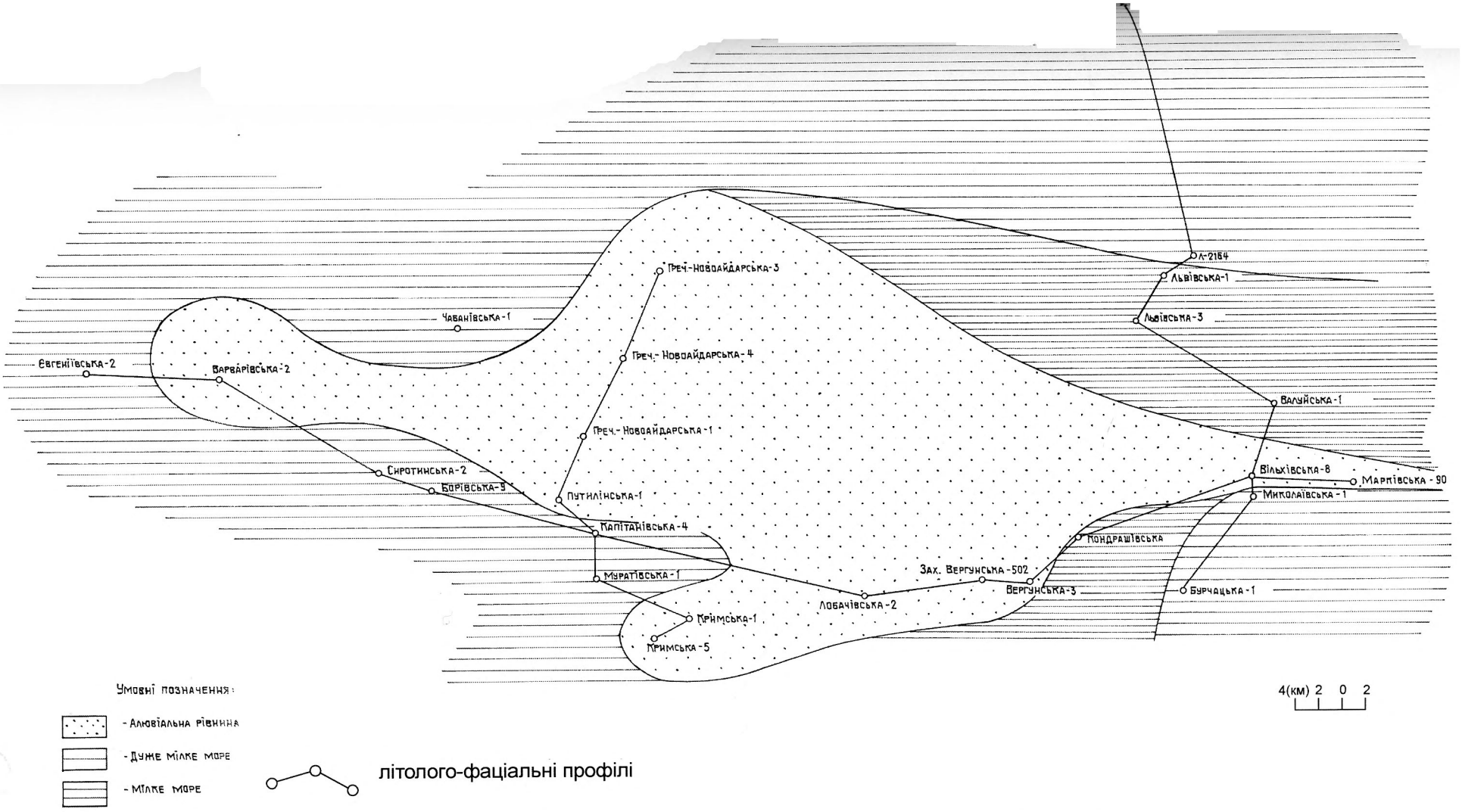


Рис. 2.31. Палеогеографічна карта умов формування відкладів горизонту Б-12 башкирського ярусу середнього карбону. Пласт «В» (склала Макєєва Н.П., 2008 р.)

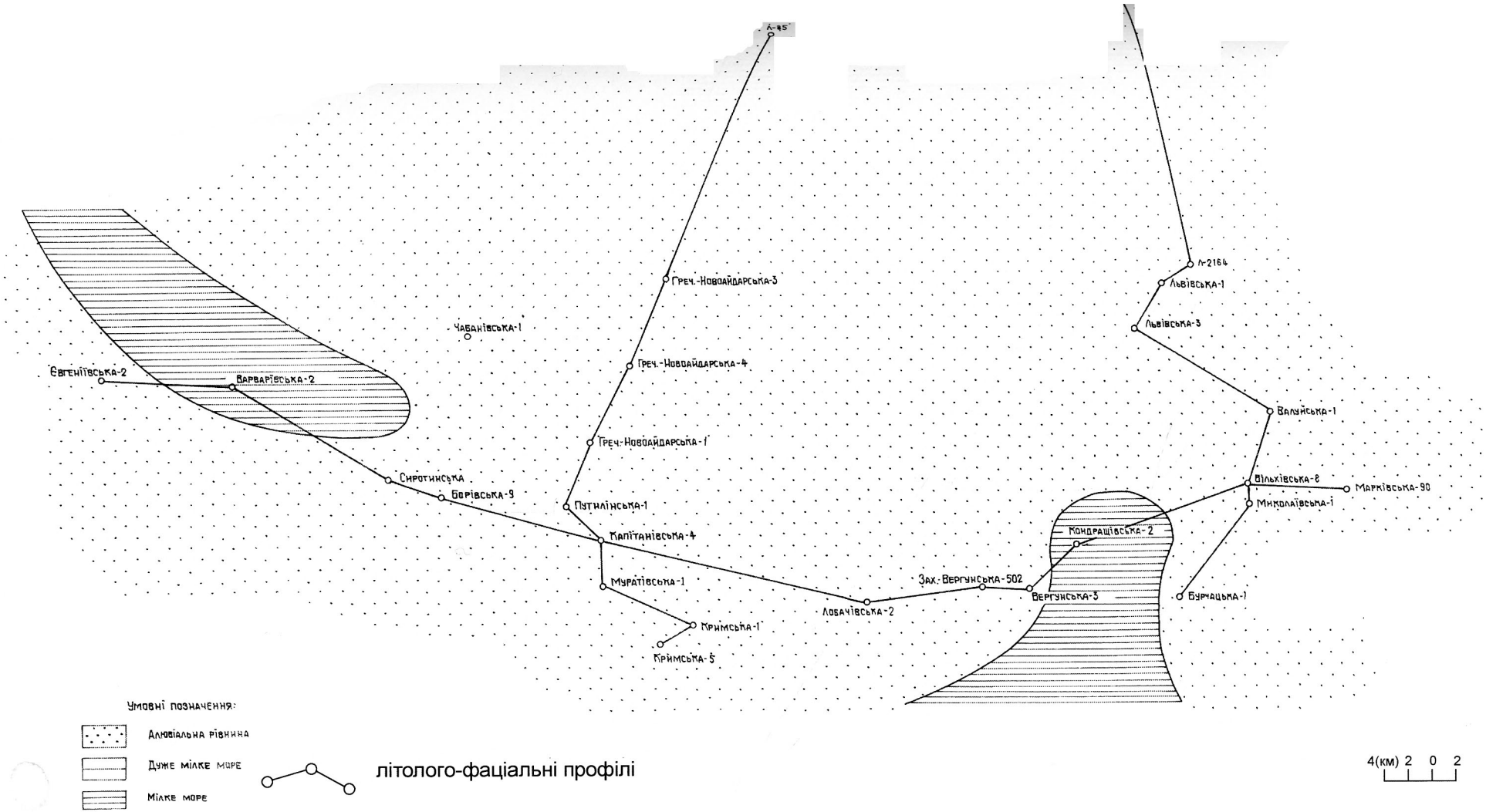


Рис. 2.32.Палеогеографічна карта умов формування відкладів горизонту М-7 московського ярусу середнього карбону. Пласт «А» (склала Макєєва Н.П., 2008 р.)

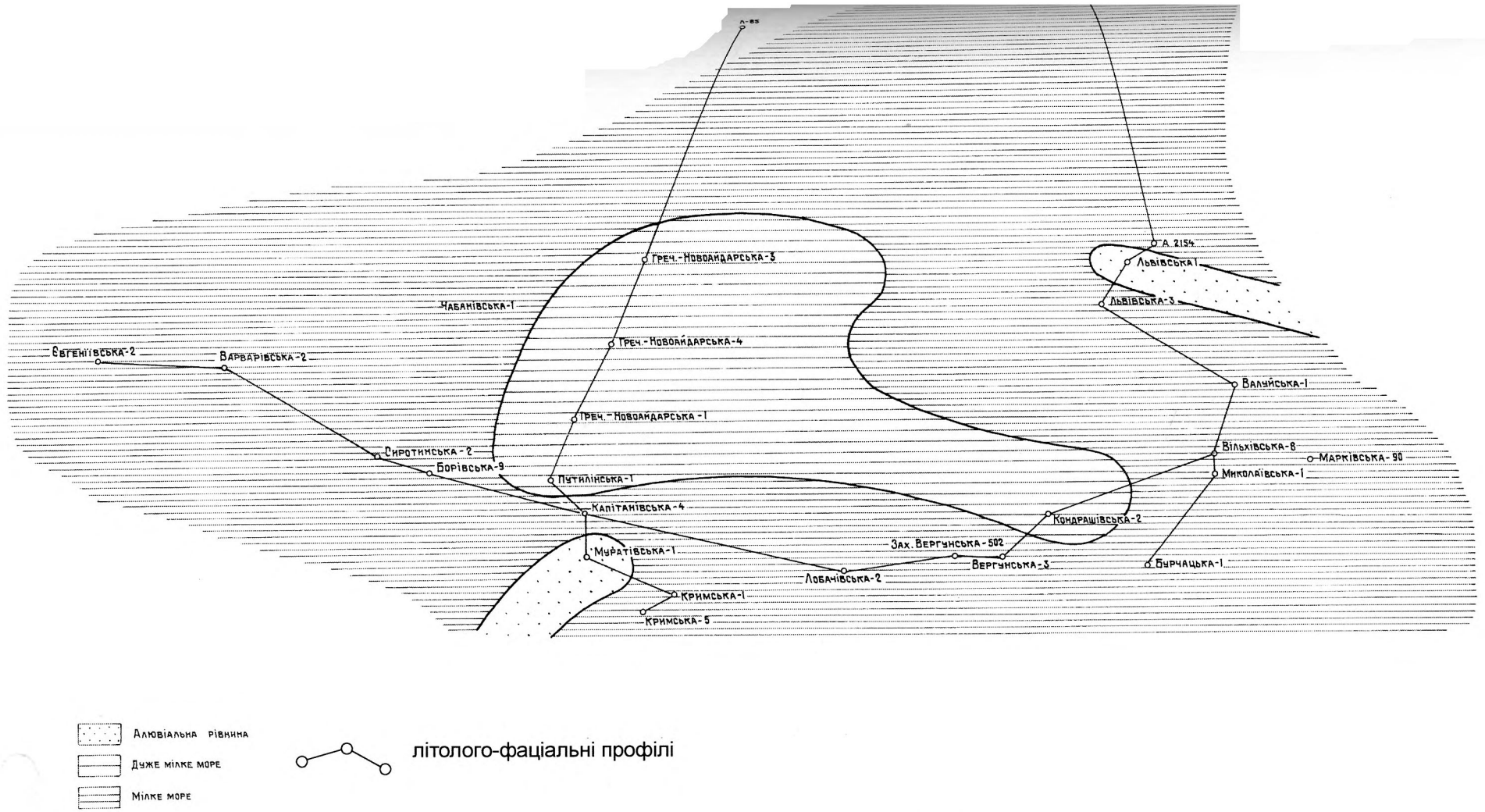


Рис. 2.33. Палеогеографічна карта умов формування відкладів горизонту М-7 московського ярусу середнього карбону. Пласт «Б» (склала Макєєва Н.П., 2008 р.)

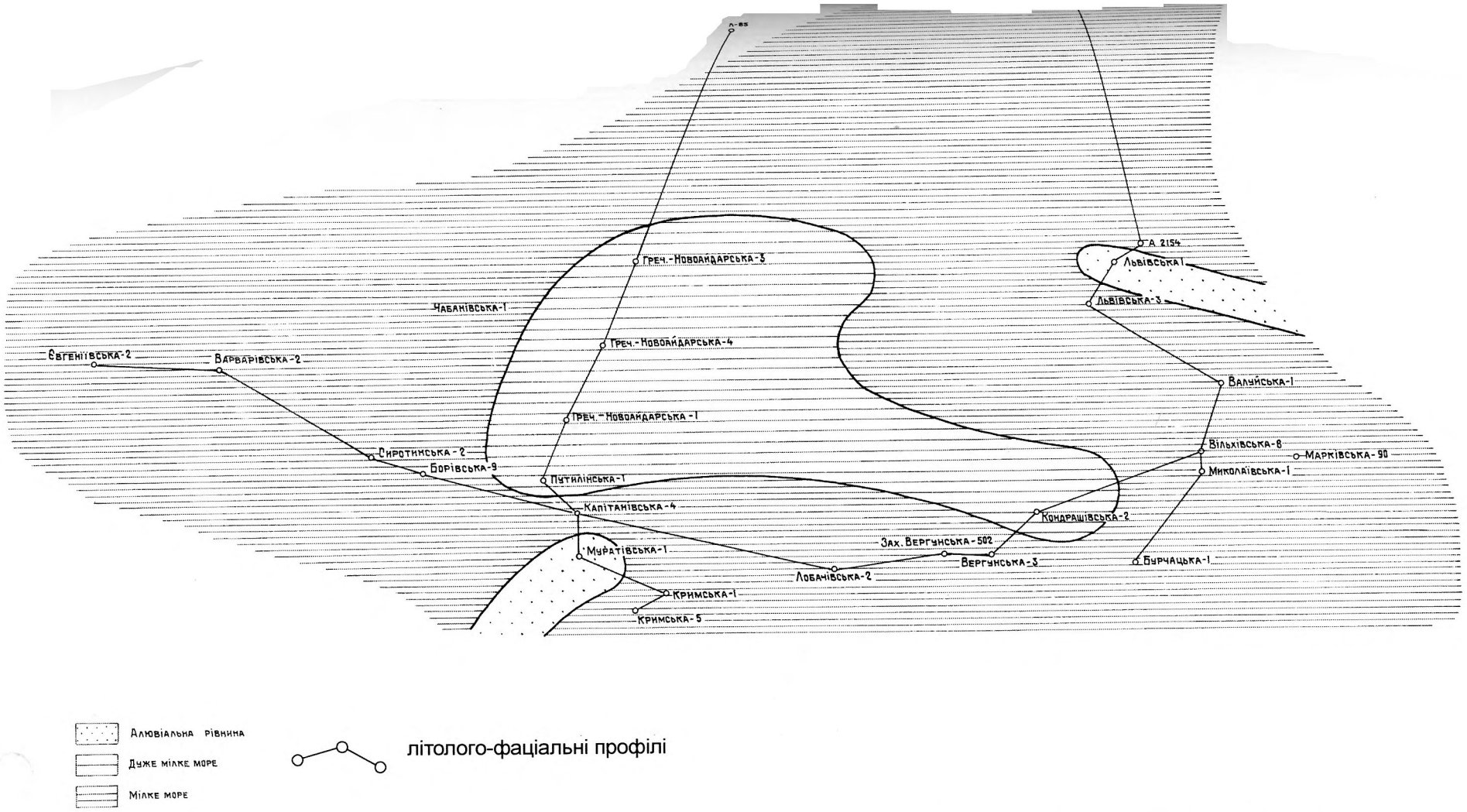


Рис. 2.33. Палеогеографічна карта умов формування відкладів горизонту М-7 московського ярусу середнього карбону. Пласт «Б» (склала Макєєва Н.П., 2008 р.)

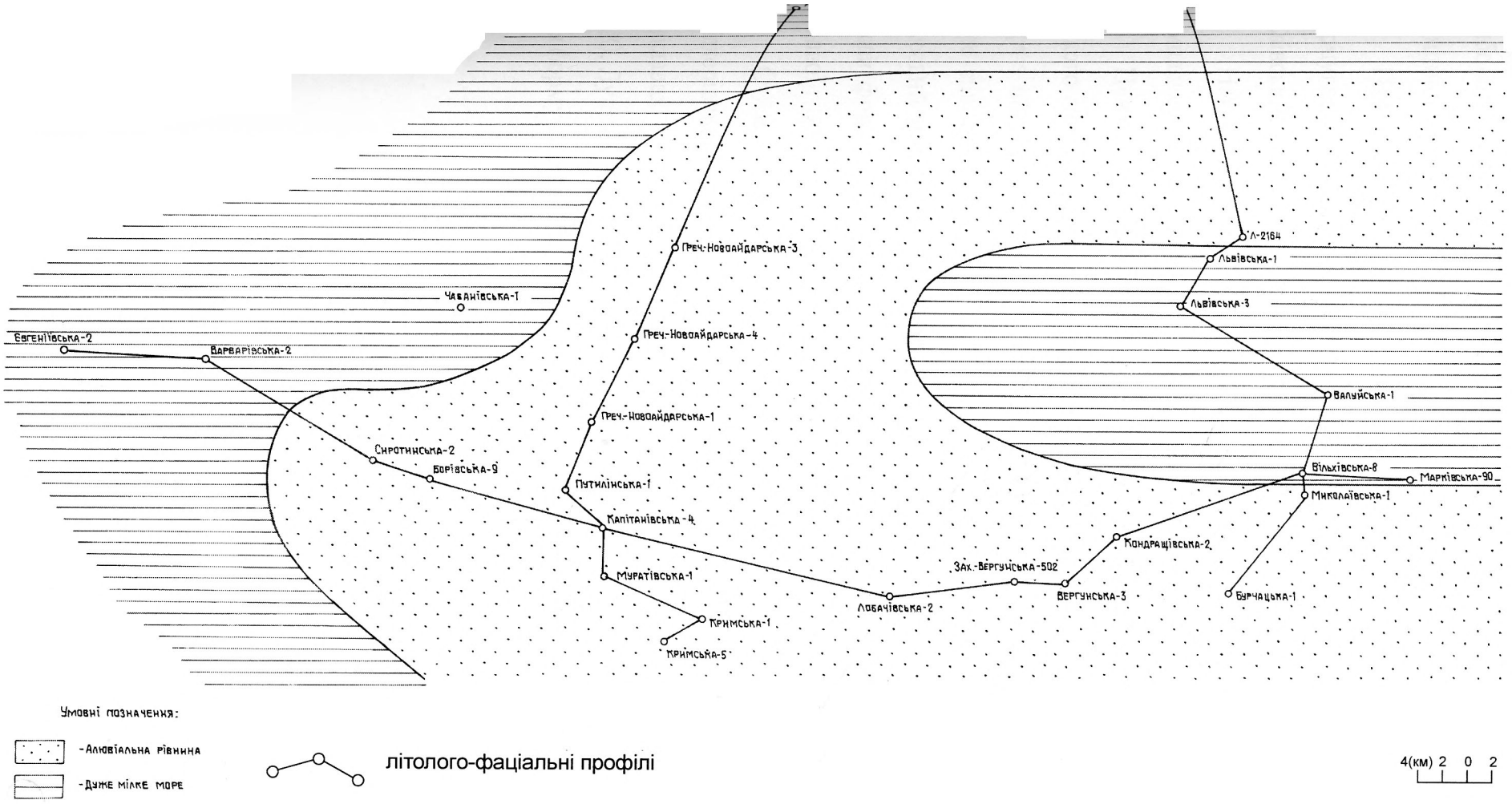


Рис. 2.34. Палеогеографічна карта умов формування відкладів горизонту М-7 московського ярусу середнього карбону. Пласт «В» (склала Макєєва Н.П., 2008 р.)

глибокого, але порівняно теж мілкого моря з накопиченням глинистих відмінностей.

Плесова частина морського режиму з накопиченням піщаних формувань залишились у вигляді двох фрагментів на Муратівській та Львівській площах.

Нагромадження верхнього пласта «В» горизонту М-7 московського комплексу відбувалося в значно диференційованих морських умовах.

Центральна Гречишкінсько-Новоайдарсько-Кондрашівська зона дуже мілкого моря набуває плесового характеру, а східна її частина дуже мілкого моря з нагромадженням відповідно піщаних та вапнякових утворень. Мілке море північної та південної частин території досліджень змінюється на плесовий морський режим з нагромадженням піщаних відмінностей. Мілкі умови формування західної частини території вивчення набувають значно меншої глибинності з відкладанням вапнякових порід .

Отже, в межах північної окраїни Донбасу взагалі і Старобільсько-Міллерівської моноклінали зокрема існують всі умови для формування у відкладах середньокам'яновугільного комплексу за визначенням О.Ю. Лукіна [70] седиментаційно-палеогеоморфологічних структурних форм для формування покладів вуглеводнів.

2.4. Структурно-тектонічне районування

Територія досліджень в геоструктурному плані охоплює, згідно схеми тектонічного районування ДДНГО [3], південний схил Воронезької антеклізи та перехідну зону між Складчастим Донбасом та схилом Воронезької антеклізи (рис. 2.1).

У більш вузькому структурно-тектонічному відношенні північні окраїни Донбасу за А.Т. Муричем [81], О.М. Істоміним [83], Я.Ф. Гвоздьом, В.І. Слюсаренком [14, 106] та іншими включають два елемента: Старобільсько-Міллерівську монокліналь південного схилу Воронезької антеклізи та зону Красноріцьких прискидових антиклінальних піднять.

За геологічним районуванням М.П. Зюзькевича [47] в межах північної окраїни Донбасу по переважному розвитку домінуючого типу піднять, виділено: Ямпільсько-Пархомівську зону насувних і піднасувних антиклінальних піднять та Баранниківсько-Плачидівську зону антиклінальних структур блокового та седиментаційного генезису.

За даними узагальнення всіх досліджень та власних напрацювань встановлено, що північні окраїни Донбасу в геоструктурному плані поєднують чотири різні за морфогенетичними характеристиками тектонічні елементи:

- Ямпільсько-Пархоменську зону насувних і піднасувних структур;
- Муратівсько-Бурчацьку зону антиклінальних піднять, сформованих дією блокової тектоніки та насувних рухів;
- зону Красноріцьких прискидових антиклінальних форм;
- Старобільсько-Міллерівську моноклінальну зону розломно-блокових структурних форм та плікативних пологих піднять облягання.

Ямпільсько-Пархомівська зона знаходиться за межами території досліджень. Ця складнопобудована зона безпосередньо прилягає до системи складчастого Донбасу та зумовлена проявом насувних субширотних диз'юнктивів з формуванням насувних і піднасувних структурних форм.

Для Муратівсько-Бурчацької скидово-насувної зони, що розташована південніше зони Красноріцьких антиклінальних форм характерно два типи піднять:

- переривчасто-конседиментаційно-антиклінальний тип з найбільш інтенсивним проявом у нижньокам'яновугільний цикл осадконагромадження з поступовим згасанням амплітуд уверх по розрізу і непростеженням після передтріасової перерви;
- горстоантиклінальний постседиментаційний тип, сформований у пізньопалеозойську епоху з максимальним проявом у розрізі середньокам'яновугільних відкладів.

Формування даних типів піднять зумовлено проявом блокової тектоніки в пізньокам'яновугільний етап осадконагромадження, у першому випадку, і, в другому, – проявом горизонтального стиску по завершенню палеозойської ератеми.

З огляду на викладене, такі особливості тектонічної будови південної частини території досліджень за даними А.Т. Мурича та О.М. Істоміна 83, 81] і власних досліджень [75] зумовлені поєднаним проявом з однієї сторони рухів блоків фундаменту і формування структур облягання; з іншої – зближенням Українського кристалічного щита з Воронезьким масивом, яке супроводжувалося утворенням насувів, скидів і підкидових диз'юнктивних порушень та зминанням осадових порід в пізньопалеозойський час в складки як і власно складчастого Донбасу.

Зона Красноріцьких прискидових піднять, що за своїм геоструктурним положенням охоплює північну смугу зчленування південного схилу Воронезької антеклізи зі складчастим Донбасом, являє собою протяжну систему кулісоподібних скидових пологих порушень з примиканням до них інгенетичних антиклінальних складок, що простежуються від Євгеніївської структури на північному заході до Кружилівської на південному сході загальної довжини до 150 км.

За своїми генетичними морфогенними ознаками зона антиклінальних піднять, що контролюються системою кулісоподібних згідних Красноріцьких пологих скидів, належить до безкореневих форм. Вони сформовані за рахунок розтягу та гравітаційного просідання, спричиненого складчастими процесами Донбаської системи та зустрічними рухами Українського кристалічного щита і Воронезького кристалічного масиву в пізньокам'яновугільний цикл осадконагромадження.

Для структур даного типу характерно чітке простеження антиклінальної форми в розрізі лише від верхньосерпуховських та середньокам'яновугільних відкладів і до передтріасової перерви.

По турнейсько-візейських та нижньосерпуховських комплексах під смугою поширення середньокам'яновугільних антиклінальних структур залягає моноклінальний блок.

У розрізах мезозойсько-кайнозойських відкладів структурна зона прискидових Красноріцьких структурних форм на фоні моноклінального залягання відкладів простежується лише градієнтністю товщин та наявністю терасовидних ділянок.

За умовами прояву в процесі осадконагромадження, всі підняття прискидової зони належать до переривчасто-конседиментаційного антиклінального типу з видовженими перикліналями та

крутими, короткими північними крилами і пологими південними, ускладненими згідними скидами.

В регіональному плані вся зона структур розвинена в межах нижніх опущених крил системи Красноріцьких пологих скидів, а система поздовжніх локальних скидових південно-крилових порушень надає антиклінальним складкам східчасто-блокової форми субширотного простягання.

Старобільсько-Міллерівська монокліналь, що приурочена до самої крайньої південної частини Воронезького схилу, за особливостями будови і розвитку належить до платформних тектонічних елементів, що сформувалась в умовах постумного планомірно-нахиленого занурення.

За своїми особливостями будови, вона має дещо інший характер, що полягає в прояві структуроформуючих факторів, зумовлених рухами блоків фундаменту, а за умовами осадконагромадження належить до шельфових зон.

Отже, основні тектонічні рухи, що формували структури, мали прояв у раннькам'яновугільний час і зумовили формування антиклінальних піднять лише в нижніх поверхах фанерозою. Але за даними буріння ряду пошукових свердловин на Городищенській, Львівській, Гречишкінсько-Айдарський, Краснодеркульській, валуйській, Путилінській площах та в смузі Красноріцьких скидів встановлено, що розріз нижнього карбону за літофаціальними ознаками є менш сприятливим для нагромадження вуглеводнів.

Що стосується середньокам'яновугільного регіонального продуктивного комплексу, то за динамікою прояву рухів блокової тектоніки йому притаманна спадаюча інтенсивність, яка характерна для всієї суміжній території північного борту западини. В зв'язку з цим, у розрізі середнього карбону знайшли свій прояв нижньокам'яновугільні антиклінальні форми лише на окремих ділянках. Але за умовами осадконагромадження, як це встановлено дослідженнями І.Г. Закржевської [44], І.В. Височанського, В.М.

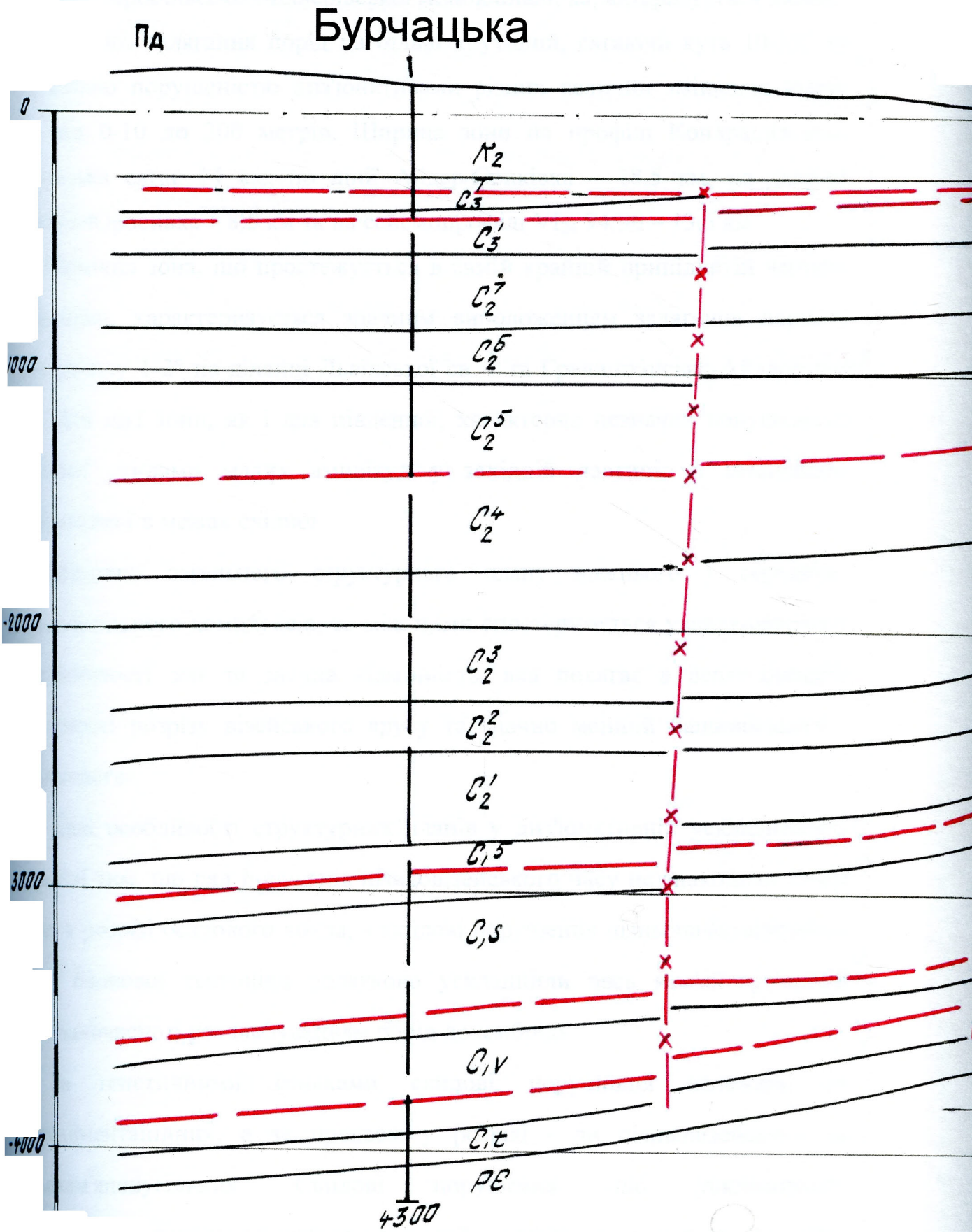
Тесленка-Пономаренка [21], Я.Ф. Гвоздя [14, 106], М.П. Зюзькевича, П.Т. Павленка [49] та власних [71, 75], у межах північних окраїн Донбасу зокрема Старобільсько-Міллерівської моноклінали середньокам'яновугільні відклади характеризуються широким розвитком мінливих піщаних пластів колекторів, які мають зонально-пластовий, баровий, русловий та дельтовий розвиток. Окрім цього, піщані утворення московського ярусу, які в межах північної найбільш припіднятої частини моноклінали перекриваються із крупною стратиграфічною незгідністю тріасовими, юрськими і крейдяними непроникливими відмінностями, набувають хвилястого площинного виходу на розмивну поверхню.

Отже, в межах даної частини північних окраїн Донбасу існують унікальні умови для широкого розвитку пасток неантиклінального типу, зумовлених, з однієї сторони, особливостями розвитку і умовами залягання піщаних утворень і, з другої, – екрануванням піщаних тіл по підійманню системою субширотних згідних скидових порушень і надрозмивними флюїдоупорами.

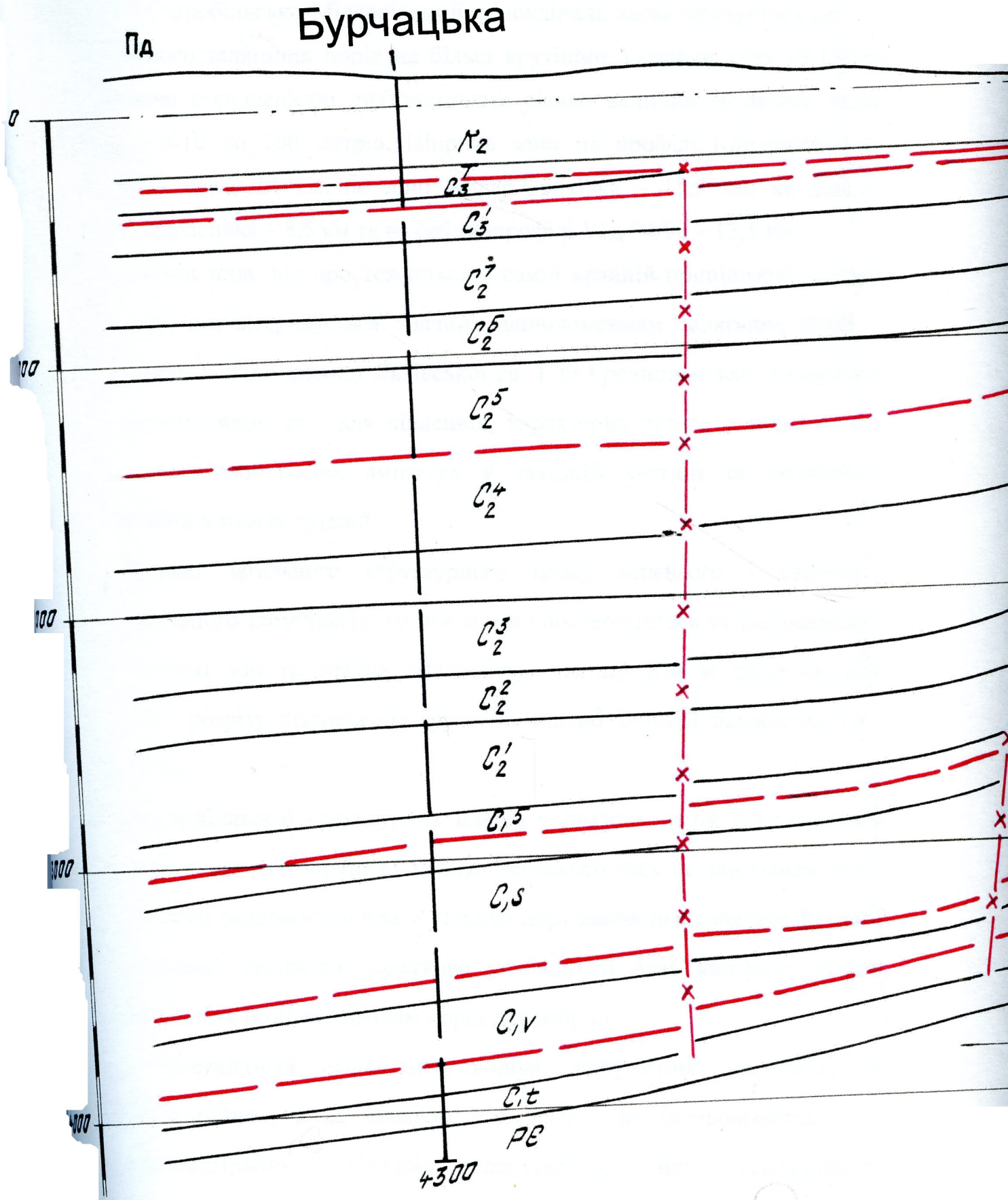
За кутом нахилу та ступенем порушеності диз'юнктивами в межах моноклінали за даними регіональних сейсмічних досліджень по чотирьох поперечних, зонально профільних лініях МСГТ XV_{24} 94/90, МСГТ XI_{24} 94/90, МСГТ XVI_{24} 94/90, МСГТ VI_{24} 94/90 чітко простежуються по візейському комплексу та по зміні кута нахилу занурення порід по схилу, виділяються три градієнтні зони: південна, центральна та північна (рис.2.35).

Південна зона, що охоплює смугу поздовж Красноріцьких скидів, характеризується виположеним заляганням візейських відкладів з кутом нахилу шарів порід 5°. Ширина зони між Красноріцькими скидами і першим амплітудним порушенням досить нерівномірна і сягає на Сиротинській ділянці 15 км, на Лобачівський – 10,5 км, на Кондрашівський 8,75 км і на Вільхівській 9,5 км. Для південної зони характерна і незначна порушеність диз'юнктивами малих амплітуд.

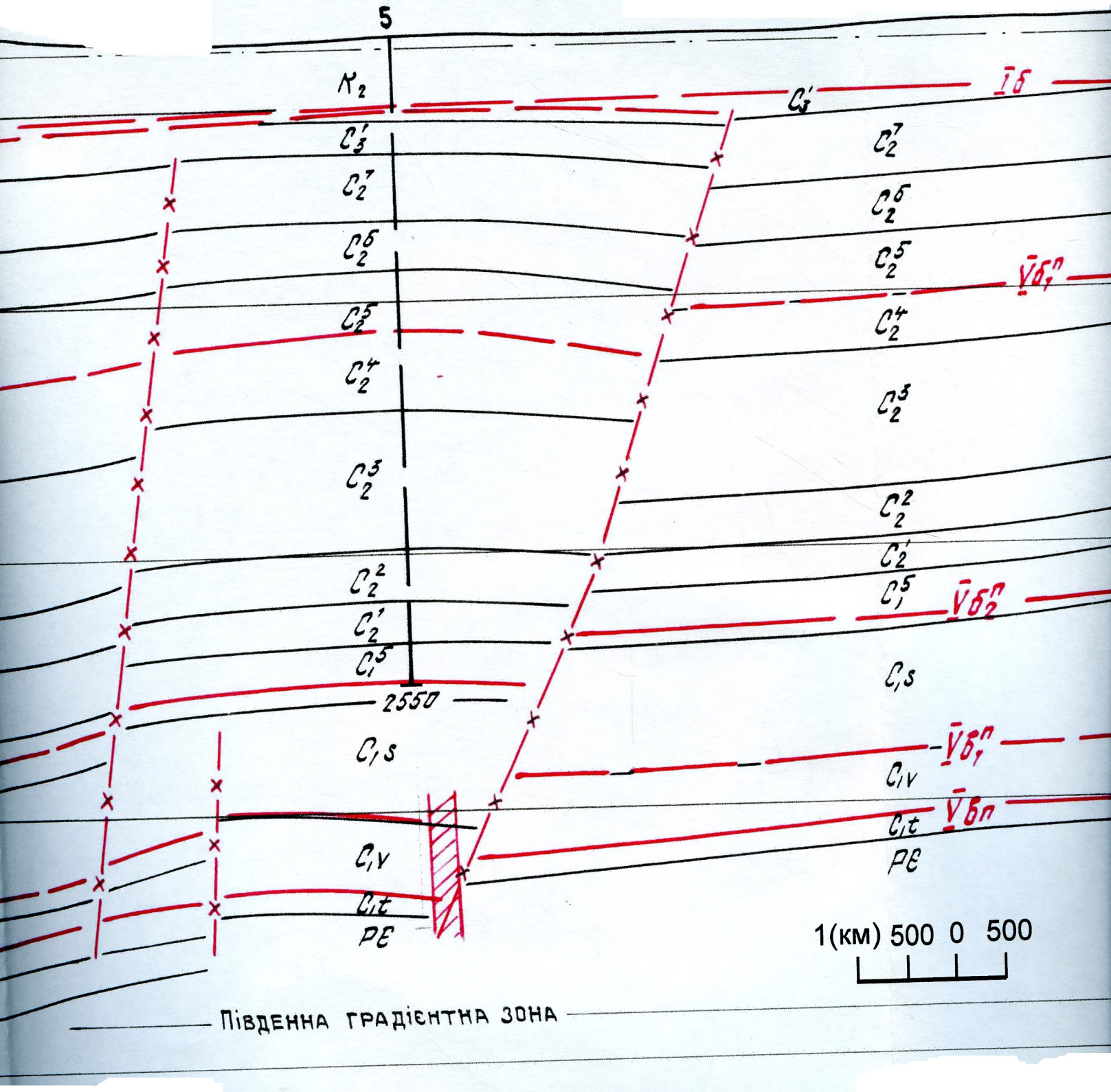
Бурчацька



Пд
0
1000
-2000
3000
-4000
4300
K_2
C_3^7
C_3^1
C_2^7
C_2^6
C_2^5
C_2^4
C_2^3
C_2^2
C_2^1
C_1^5
C_1^s
C_1^v
C_1^t
PЄ


Бурчацька
Пд
0
N2
C3
C3'
C2^7
C2^6
C2^5
C2^4
C2^3
C2^2
C2'
C1,5
C1,s
C1,v
C1,t
PЄ
4300

Кондрашівська



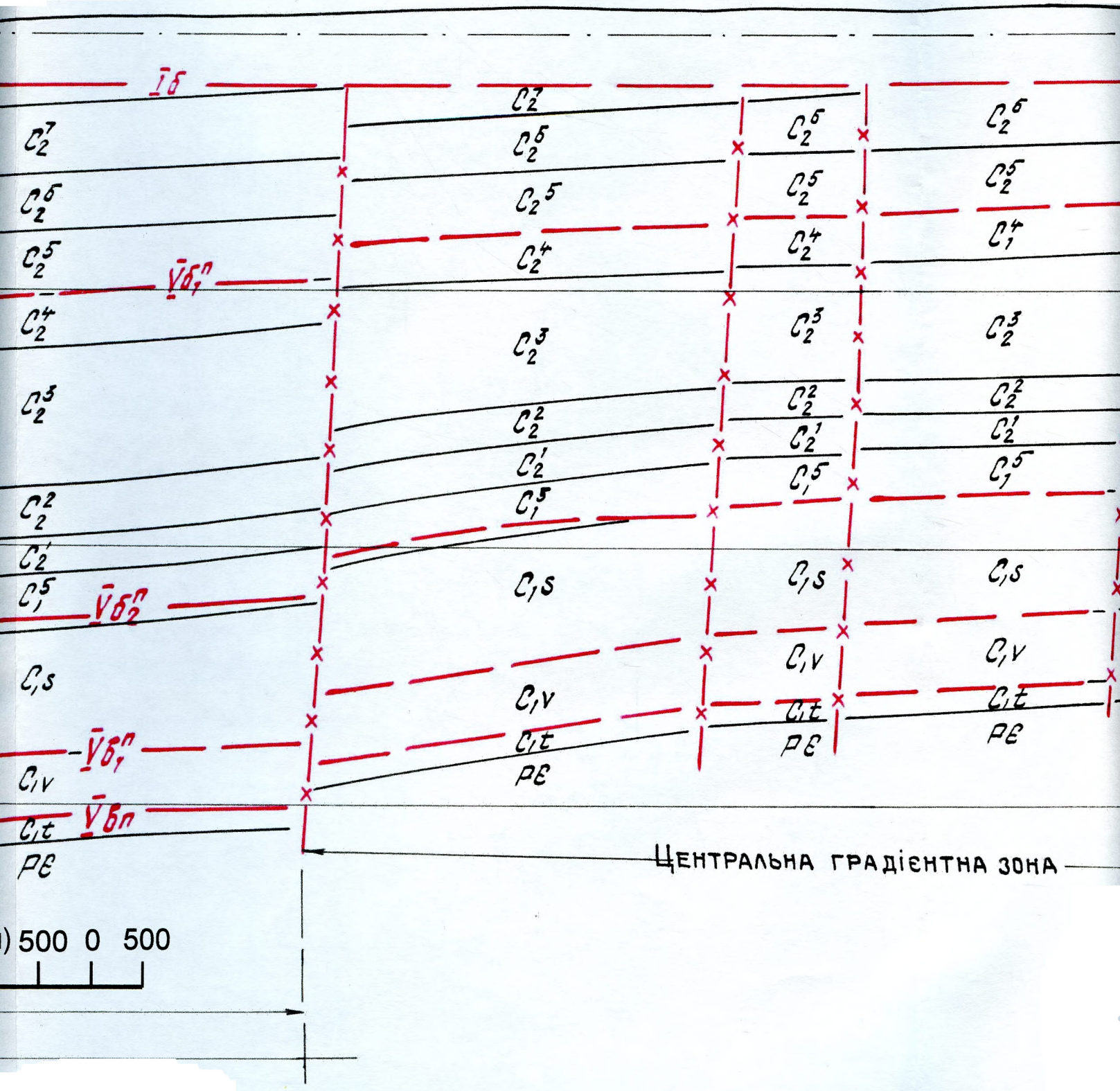
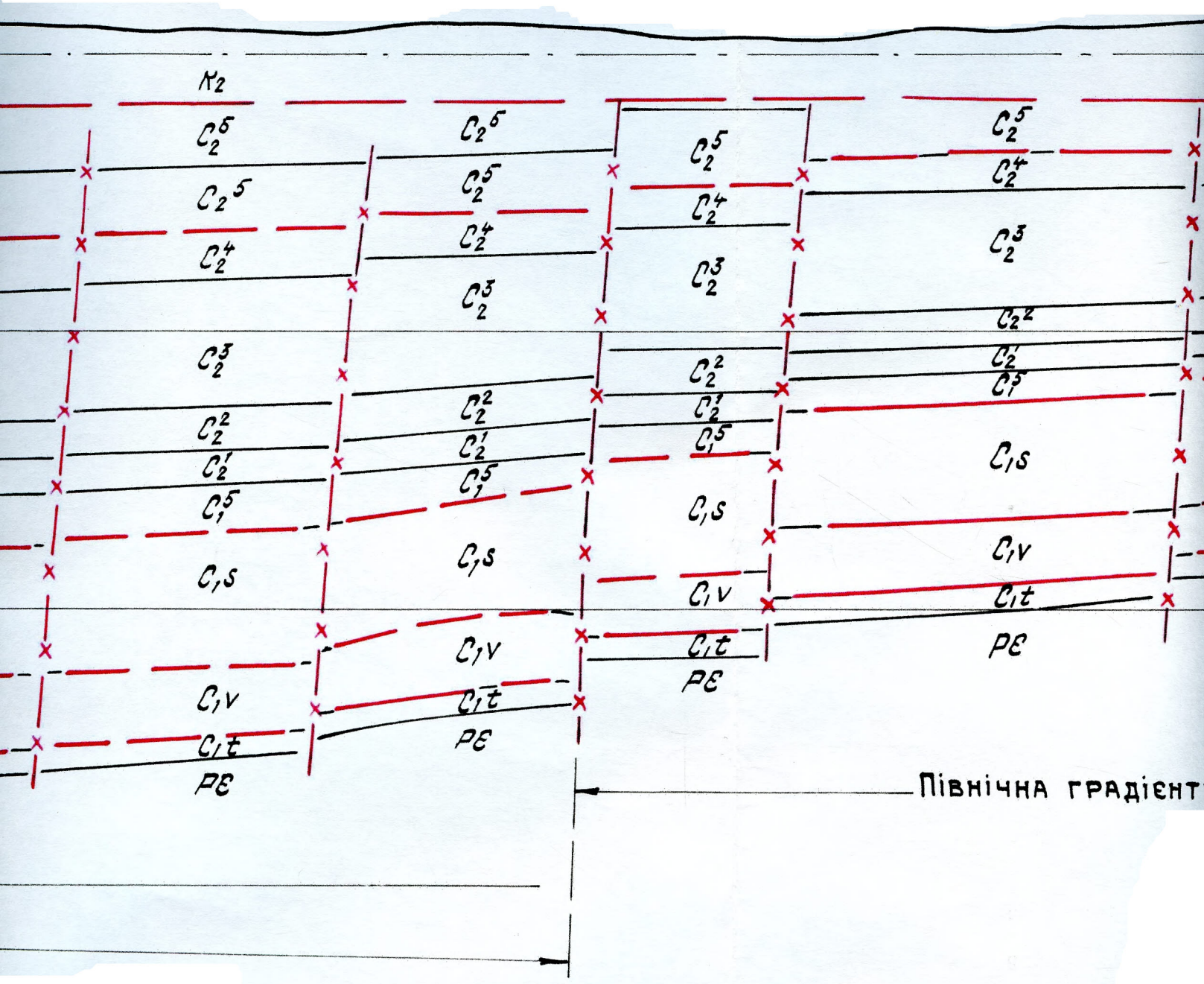
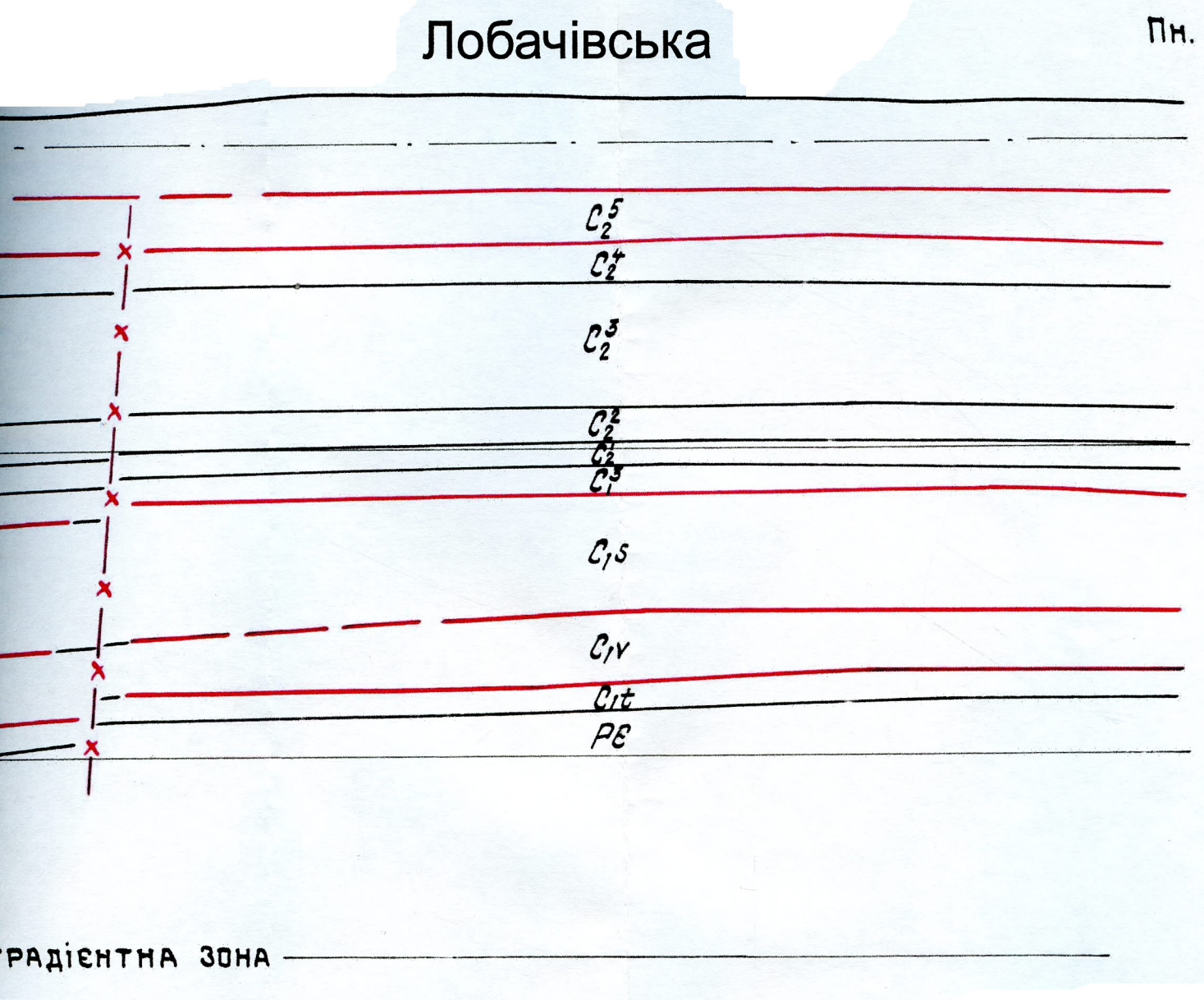


Рис.2.35.Сейсмогеологічний профіль МСГГ XV_{24}9490 по лінії Бурчацько-Конд
(за Гладченко Ю.О. та інш., 1997 р.) [46]



Кондрашівсько-Лобачівської площ



Умовні позначення

розривні порушення

відбивальні сейсмічні горизонти

границі стратиграфічних підрозділів

1 пробурені свердловини знесені на лінію профіля

Центральна, досить простора зона, що охоплює значну частину території Старобільсько-Міллерівської моноклінали, характеризується зміною виположеного залягання порід на більш крутіший, сягаючи кута 10-15° та інтенсивною порушеністю диз'юнктивами різних величин зміщення шарів порід від 0-10 до 200 метрів. Ширина зони на профілі Кондрашівсько-Лобачівська сягає 14 км, по лінії Айдар-Єриківка – 18,5 км, на ділянці Козловка-Юрасивка – 8,5 км та на сейсмопрофілі VI_{24} 94/90 – 13,5 км.

Північна зона, що простежується в самій крайній припіднятій частині моноклінали, характеризується значним виположенням залягання порід з кутом нахилу 1-2° на ділянці Львівської св. 1 та Гречишкінсько-Айдарської св. 3. Для цієї зони, як і для південної, характерна незначна порушеність окремими скидами малих амплітуд у західній частині та інтенсивно розчленованої в межах східної.

Стосовно загального структурного плану нижнього і середньо-кам'яновугільного комплексів, то між ними спостерігається успадкованність в градієнтності зон та значна відмінність, яка полягає в дещо більшій порушеності розрізу візейського ярусу та значно меншій башкирського і московського.

Такі особливості структурних планів у диз'юнктивній ускладненості зумовлені тим, що ряд порушень пізньовізейського часу не знаходили свого прояву в розрізі осадового чохла, а скидові порушення пізньопалеозойського прояву блокової тектоніки додатково ускладнили весь кам'яновугільний розріз одночасно з розчленуванням порід докембрію.

За генетичними ознаками скидові порушення належать до постседиментаційних, а за проявом у розрізі - до пізньовізейських та пізньокам'яновугільних. Скидові порушення, що ускладнюють середньокам'яновугільний нафтогазоносний комплекс круто нахилені (до 80-

70°), в більшості безамплітудні та малоамплітудні (10-20 м). Лише деякі (від одного до 2-3х) є значно амплітудними – від 50 до 100-200 м. Серед них Північний, Центральний та Передільський, які чітко простежені за даними сейсмічних досліджень в східній частині моноклінали. Всі скидові порушення переважно нахилені в напрямку занурення шарів порід і надають загальному структурному моноклінальному схилу східчастої форми, за винятком системи північних і передільських, які мають відповідно незгідне та зустрічне падіння, утворюючи незгідні сходини та локальні грабени.

Що стосується структурних локальних форм осадового палеозойського комплексу, то слід зазначити їх досить значну відмінність і різноманітність в порівнянні з зоною Красноріцьких скидів, яка полягає в розвитку антиклінальних піднять двох генерацій, зумовлених рухом блоків фундаменту та обляганням верхньосерпуховських карбонатних забудов і башкирських барових утворень.

Підняття, що утворені обляганням блоків фундаменту, мають найбільший прояв у розрізі нижньокам'яновугільних відкладів, а структури, що сформувались над карбонатними забудовами і барами знаходять свою вираженність у середньокам'яновугільному комплексі.

Отже, на відміну від зони Красноріцьких антиклінальних прискидових піднять в межах Старобільсько-Міллерівського моноклінального схилу в розрізі палеозойських утворень розвинуті три структурні геологічні поверхи: візейсько-турнейський, серпуховський та середньокам'яновугільний, які мають свої особливі відмінності як у величині обсягів відкладів, так і за генезисом формування локальних структурних форм.

За даними досліджень Т.М. Галко [26] у межах Старобільсько-Міллерівської моноклінали та за М.П. Зюзькевичем [47] у Бараниківсько-Плачидівській зоні виділяється ділянка моховатко-водоростевих утворень та

органогенних забудов, які об'єднуються в Муратівсько-Теплу зону вапнякових верхньосерпуховських структурних форм. При більш детальному вивченні розрізу, результатів буріння та сейсмічних досліджень зона органогенних забудов має більш широкий площинний розвиток і охоплює територію обмежену на півночі Чабанівсько-Теплою, а на півдні Муратівсько-Капітанівською площами. Уточнення меж даного типу верхньосерпуховських забудов має надзвичайно важливе значення, оскільки їх розвиток фактично започаткував формування середньокам'яновугільних плікативних форм.

За ступенем тектонічного розчленування та дислокацією порід структурно-тектонічні зони належать:

- Муратівсько-Бурчацька та Красноріцька - до чітко виражених але різноманітних за морфологією і генезисом локальних структурних форм;
- Старобільсько-Міллерівська до менш інтенсивних тектонічно розчленованих з дещо більшим проявом диз'юнктивних дислокацій в межах південної частини і слабим проявом їх в північній (вище рівня Чабанівської і Львівської площ).

Кожній з цих зон властиві окремі особливості будови, відмінні від інших, різноманітна інтенсивність прояву тектонічних рухів, закономірності формування певного типу пасток, вивчення яких сприяє визначенню перспектив нафтогазоносності та напрямків подальшого проведення геологорозвідувальних робіт (рис. 2.36).

2.5.Нафтогазоносність та нафтогазогеологічне районування

Нафтогазогеологічне районування бере свій витік з першопочаткових етапів вивчення нафтогазоносних басейнів. Відкриття перших родовищ та окремих структур вимагало диференціації їх територій, як за спорідненістю

органогенних забудов, які об'єднуються в Муратівсько-Теплу зону вапнякових верхньосерпуховських структурних форм. При більш детальному вивченні розрізу, результатів буріння та сейсмічних досліджень зона органогенних забудов має більш широкий площинний розвиток і охоплює територію обмежену на півночі Чабанівсько-Теплою, а на півдні Муратівсько-Капітанівською площами. Уточнення меж даного типу верхньосерпуховських забудов має надзвичайно важливе значення, оскільки їх розвиток фактично започаткував формування середньокам'яновугільних плікативних форм.

За ступенем тектонічного розчленування та дислокацією порід структурно-тектонічні зони належать:

- Муратівсько-Бурчацька та Красноріцька - до чітко виражених але різноманітних за морфологією і генезисом локальних структурних форм;
- Старобільсько-Міллерівська до менш інтенсивних тектонічно розчленованих з дещо більшим проявом диз'юнктивних дислокацій в межах південної частини і слабим проявом їх в північній (вище рівня Чабанівської і Львівської площ).

Кожній з цих зон властиві окремі особливості будови, відмінні від інших, різноманітна інтенсивність прояву тектонічних рухів, закономірності формування певного типу пасток, вивчення яких сприяє визначенню перспектив нафтогазоносності та напрямків подальшого проведення геологорозвідувальних робіт (рис. 2.36).

2.5. Нафтогазоносність та нафтогазогеологічне районування

Нафтогазогеологічне районування бере свій витік з першопочаткових етапів вивчення нафтогазоносних басейнів. Відкриття перших родовищ та окремих структур вимагало диференціації їх територій, як за спорідненістю

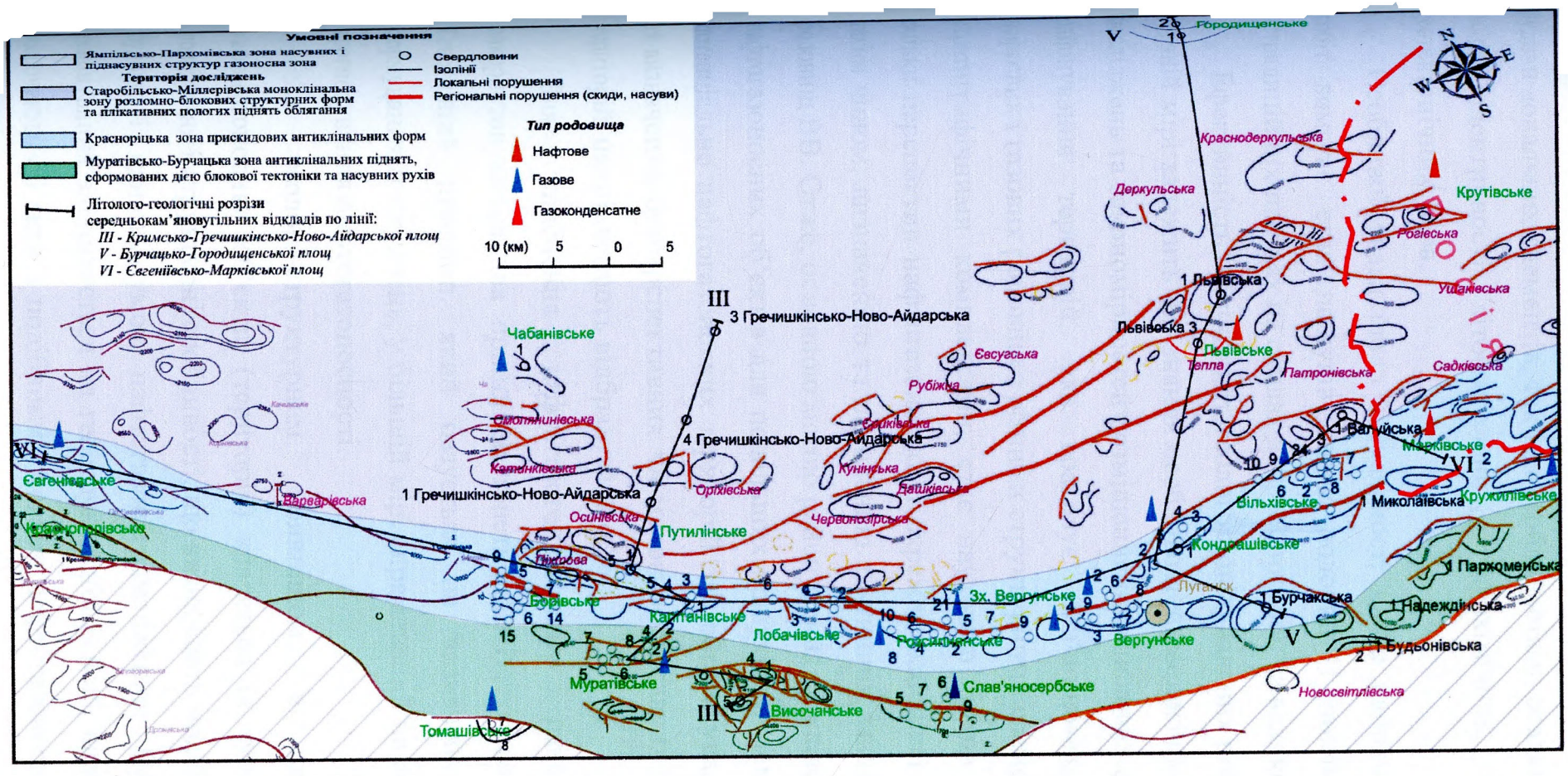


Рис. 2.36.Схема структурно-тектонічного районування північних окраїн Донбасу

(склала Макєєва Н.П., 2008р.)

будови локальних елементів, так і за особливостями осадконагромадження, а також ідентичності літофаціальних, гідрохімічних, термобаричних і геотектонічних умов.

Особливої уваги щодо актуальності цього напрямку дослідницьких робіт вимагає етап пошуків нових родовищ і покладів у переважно нетрадиційних пастках на схилах депресійних зон та великих моноклінялях.

Ефективність і успішність геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у значній мірі залежить від знання особливостей геологічної будови території досліджень та закономірностей розміщення промислових скупчень ВВ. Тому районування територій, яке враховує причинно-наслідковий зв'язок нафтових і газових родовищ з різними структурними елементами та літолого-стратиграфічними комплексами, стає науковою базою для порівняльної оцінки перспектив нафтогазоносності окремих районів і зон. Воно сприяє, таким чином, визначенню та вирішенню тактичних завдань пошуків нових родовищ ВВ. Отже, основною метою районування є виділення різнорангових нафтогазоносних об'єктів для подальших пошуків вуглеводневих скупчень, потенціально нафтогазоносних територій для обґрунтування напрямків ГРР та визначення безперспективних чи малоперспективних – як об'єктів так і територій, що підлягають відбракуванню.

Для здійснення нафтогазогеологічного районування (НГГР) використовуються два принципи: генетичний і геолого-структурний [41]. Генетичний принцип, який базується на визначенні генезису ВВ і формування їх скупчень, у більшій мірі спрямований на вирішення завдань з прогнозування нафтогазоносності.

За геолого-структурним принципом в основу виділення нафтогазоносних об'єктів (територій) кладеться їх сучасне геотектонічне положення і структурні особливості, що визначають подібні риси геологічної будови і єдність умов нафтогазонагромадження. При цьому підході районування здійснюється на геоструктурній основі, елементи районування включають об'єкти з подібними умовами нафтогазоносності і виділення їх пов'язане з розчленуванням території на структурні підрозділи різного рангу

[38]. До загальних критеріїв нафтогазоносності, особливо для виділення нафтогазоносних і перспективних зон, належать: літолого-фаціальні (достатня потужність осадової товщі з наявними горизонтами колекторів, екануючих товщ і флюїдоупорів); структурно-тектонічні (закономірні риси геологічної будови, наявність структурних форм, як потенційних пасток, диз'юнктивна дислокованість, як фактор утворення екранованих пасток і шляхів міграції); гідрогеологічні (достатня закритість надр при уповільненому водообміні); геохімічні та термобаричні умови (геохімічні і термобаричні аномалії, склад водорозчинених газів, пластові тиски, тощо).

Існуючі схеми великомасштабного НГГР ДДЗ базуються саме на геолого-структурному принципі (з урахуванням критеріїв нафтогазоносності), серед яких помітно виділяються схеми О.М. Палія та інш. [94], Б.П. Стерліна та інш. [107], В.Б. Порфір'єва та інш. [109], Б.П. Кабишева [58], П.Ф. Шпака [120] та інші.

Згідно з вищенаведеним, а також за останньою схемою НГГР [3], ДДЗ розглядається в ранзі нафтогазоносної області (НГО), яка входить до складу Дніпровсько-Прип'ятської нафтогазоносної провінції (НГП). Нафтогазоносна область поділена на 12 нафтогазоносних районів і 28 зон нафтогазонагромадження [42].

Північна окраїна Донбасу – Старобільсько-Міллерівська монокліналь на останніх схемах НГГР віднесена до Красноріцького газоносного району [3]. Водночас зауважимо, що в міру детальнішого його вивчення, виникає потреба на сучасному рівні знань диференціювати територію на ділянки з притаманними їм особливостями поширення скупчень ВВ, різним рівнем вивчення і за комплексом критеріїв – різним ступенем перспективності. А це свідчить про доцільність розділення цієї території нафтогазоносності на перспективні райони і зони. Слід відмітити, що розташований західніше північний борт ДДЗ теж до останнього часу відносився до єдиного нафтогазоносного району, проте новітніми дослідженнями його територія диференційована на окремі нафтогазоносні райони і зони [16]. У межах центральної частини північного борту виділено із субмеридіональними

границями Охтирсько-Лебединський, Юліївсько-Коробочкинський і Дружелюбівсько-Макіївський нафтогазоносні райони і відповідні їм зони, які розділяються субширотними границями.

Першою спробою більш детального, ніж це було прийнято в попередній роботі [3], нафтогазогеологічного районування була праця [26], в якій як нафтогазоносні райони, так і зони нафтогазонагромадження розмежовані субширотними границями.

Така схема теж має право на існування, і в принципі відтворює наявні особливості окремих елементів районування.

Однак, враховуючи існування не тільки субширотної, але й субмеридіональної тектоніки, внаслідок якої і виділяється Россошанський блок, доцільно все ж таки слідом за авторами вищезгаданих робіт [3, 16] розглядати газоносний Красноріцький район, як територію, що обмежена субмеридіональними границями, а в його межах виділити газоносні (нафтогазоносні) та перспективні зони.

Територія Північного борту ДДЗ разом з північними окраїнами Донбасу, які сукупно представляють собою по суті єдину структурно-тектонічну зону, розділяється на 5 нафтогазоносних і один перспективний райони. Із заходу на схід це: Володимирсько-Турутинський нафтоносний, Добнинінсько-Тирлівський перспективний, Охтирсько-Лебединський і Юліївсько-Коробочкінський нафтогазоносні [86], Дружелюбівсько-Макіївський нафтогазоносний [16] і Красноріцький [3] газоносний райони.

Лініями розмежування районів прийнято глибинні розломи, які виділені за даними гравімагніторозвідувальних і геологічних досліджень - Бахмацька міжблокова зона, що розділяє Менський і Конотопський блоки, Криворізько-Крупоцька міжмегаблокова шовна зона, що розділяє Конотопський і Сумський блоки, Царичансько-Писарівська міжблокова зона, що розділяє Сумський і Харківський блоки, Михайлівсько-Білогородський розлом, що розмежовує Вовчанський і Корочанський тектонічні блоки. Границею між Дружелюбівсько-Макіївським нафтогазоносним і Красноріцьким газоносним районами прийнято вважати регіональний

Краснопопівсько-Сватівський розлом, який також виділений за даними гравімагніторозвідувальних робіт [101].

Цей регіональний розлом з виразною контрастністю виділяється також і на карті неотектонічної активності [116], що засвідчує про його глибинне закладання і новітню активізацію. Такі порушення, згідно з розробленою класифікацією [110], відносяться до класу кореневих, відбитих поетапно-відроджених розломів.

У межах раніше виділеного Красноріцького газоносного району [3] доцільним є розгляд характерних відмінних рис геологічної будови, на підставі яких пропонується виділення субширотних газоносних та перспективних зон. Це, перш за все, особливості геологічної будови окремих структурно-тектонічних зон, генетичні відмінності структурних форм, що розташовані в цих зонах, морфогенетичні типи пасток і пов'язаних з ними покладів ВВ, а також диференціація території за ступенем перспективності.

За даними досліджень В.О. Бабадагли, Є.В. Кучерука, Б.І. Кельбаса, Я.Г. Лазарука [91], О.М. Істоміна [83], Г.М. Галко [26] та власних [72, 73, 75, 76,] встановлено, що північні окраїни Донбасу мають досить значні відмінності від центральної частини північного борту ДДЗ як за геологічною будовою, так і за особливостями осадконагромадження стратиграфічних комплексів. Ці відмінності зумовлені формуванням території досліджень під впливом складчастих рухів Донбаської системи з однієї сторони і Воронезької антеклізи з другої.

З урахуванням зазначених ознак, у межах дослідженої території виділяються такі підрозділи нафтогазогеологічного районування:

1 – Муратівсько-Бурчацька зона формування склепінних, диз'юнктивно екранованих і комбінованих пасток - газоносна;

2 – Красноріцька зона формування склепінних, літологічних, диз'юнктивно екранованих і комбінованих пасток - нафтогазоносна;

3 – Старобільсько-Міллерівська південна зона сприятливих передумов для формування літологічних, диз'юнктивно екранованих, комбінованих пасток, та структур облягання – високоперспективна нафтогазоносна;

4 – Старобільсько-Міллерівська північна зона сприятливих передумов для формування літологічних, стратиграфічних, диз'юнктивно екранованих, комбінованих пасток, та структур облягання – перспективна нафтогазоносна (рис. 2.38). Розглянемо виділені зони детальніше.

Для Муратівсько-Бурчацької зони південною границею є система Імпільсько-Нижньокримського розриву [83], а північною – система Красноріцьких скидів (рис. 2.37). На стадії занурення і осадконагромадження в цій зоні формувались флексуроподібні структури і скиди, в т.ч. гравітаційні лістричного типу, аналогічні скидам Красноріцького типу.

Процеси постседиментаційного стиску, що відбувались на границі палеозойської і мезозойської ер, були тут досить інтенсивними і зворотні рухи блоків змінювали первісну будову, а іноді приводили до формування типових структур стиску (насуви, підкиди, клиноподібні блок-горсти тощо), які встановлені на Краснопопівській, Кримській, Слов'яно-Сербській та інш. структурах. Спільною рисою всіх структур цієї зони є інтенсивна порушеність диз'юнктивами як відкладів середнього, так і (тим більше) нижнього карбону, проте характер дислокованості останнього є суттєво відмінним.

Цілком природно, що при утворенні пасткових умов брав участь не лише фактор екранування, це і зумовило утворення крім склепінних формувань комбінованих пасток також і гетеропасткогенних родовищ [22].

Красноріцька зона формування склепінних, літологічних, диз'юнктивно екранованих і комбінованих пасток – нафтогазоносна та розташована в межах Красноріцької структурно-тектонічної зони (рис. 2.36).

Характерною особливістю останньої є широкий розвиток структурних форм, пов'язаних з гравітаційним підводним зсуванням слаболітифікованих теригенних осадків (розділ 2.4). Такі процеси в умовах поліциклічного розвитку басейну повторювались неодноразово і привели до утворення багато-ешелонованих дугоподібних у плані та лістричних у розрізі гравітаційних скидів росту і генетично пов'язаних з ними безкореневих гравітаційних брахіантикліналей [91].

Згідно з даною концепцією, Красноріцький скид, який тривалий час розглядався як безперервна тектонічна лінія, насправді, в осадовій товщі,

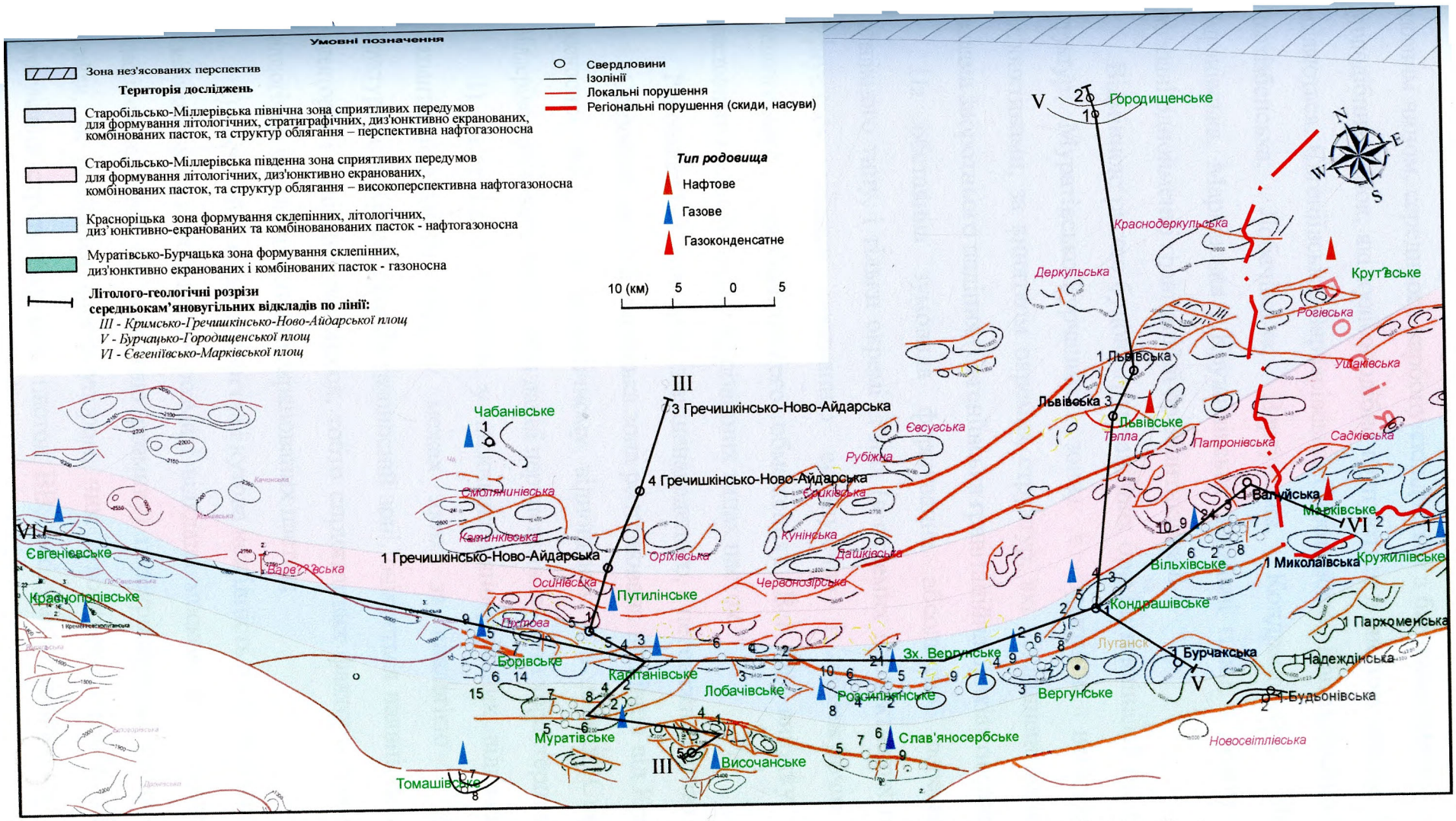


Рис. 2.37. Схема нафтогазогеологічного районування північних окраїн Донбасу

(склала Макєєва Н.П., 2008р.)

головним чином, середнього карбону складається з багатьох окремих локальних дугоподібних ланок, які кулісоподібно групуються в систему скидів. У її складі виділяються: Євгеніївська, Варварівська, Сиротинська, Капітанівсько-Борівська, Грьохізбенська, Лобачівська, Вергунська, Кондрашівська, Вільхівська, Патронівська, Марківська і Кружилівська локальні гілки, з якими генетично пов'язані однойменні гравітаційні брахіантикліналі.

Відмінною рисою будови гравітаційних брахіантикліналей (на відміну від структур Муратівсько-Бурчацької зони) є практична непорушність їх диз'юнктивами, за винятком окремих структур, які ускладнені антитетичними скидами зворотнього падіння (Євгеніївська гравітаційна брахіантикліналь).

Ця обставина зумовила формування абсолютної переваги пасток склепінного типу, і тільки окремі із них (в окремих продуктивних горизонтах) формуються завдяки поєднанню екрануючих і обмежуючих факторів (літологічного і диз'юнктивного обмеження). Всі без винятку поклади є пластовими і вміщуються у відповідних типах пасток.

Родовища ВВ, виходячи із вищенаведеного, є переважно багато покладні.

Старобільсько-Міллерівська зона розташована на північ від Красноріцької газоносної зони, а в тектонічному відношенні – в межах Старобільсько-Міллерівської моноклінали. Для даної перспективної зони характерними є:

1) наскрізні і поховані у нижньокам'яновугільних відкладах складки брахіантиклінального типу у межах яких, за аналогією з розбуреними структурами в Красноріцькій газоносній зоні, очікується наявність кондиційних колекторів і надійних покришок, тобто сприятливих факторів для формування літологічно чи диз'юнктивно екранованих пасток;

2) масштабна стратиграфічна і кутова незгідність на границі палеозойських і мезозойських відкладів, де розмиті відклади московського ярусу (з виходом пластів-колекторів на поверхню розмиву) перекриваються товщею писальної крейди, як надійним флюїдоупором, чим створюються необхідні умови для формування стратиграфічних пасток ВВ; такі умови встановлені в західній і

центральній частині території досліджень з виділенням конкретних перспективних ділянок (розділ 4);

3) різка літолого-фаціальна зміна теригенних відкладів московського і башкирського віку зумовлена змінами у часі палеогеографічних умов. Значне поширення алювіальних відкладів, наявність зон прибережного осадконагромадження з формуванням акумулятивних піщаних тіл, літолого-фаціальне заміщення (з півдня на північ) переважно теригенного розрізу башкирського ярусу на суцільно-карбонатний, поява в карбонатній товщі зон розущільнення зумовлює сприятливість формування літологічних і комбінованих пасток ВВ (розділ 2.3);

4) сприятливі гідрогеологічні умови для акумуляції і збереження покладів ВВ у різноманітних пастках (розділ 3.4);

5) наявність численних прямих ознак нафтогазоносності, отриманих при проведенні пошукових робіт на нафту та газ і вугілля.

Вищенаведений розгляд критеріїв засвідчує, що існує надійне підґрунтя для віднесення Старобільсько-Міллерівської південної зони до числа перспективних. Свідченням цьому є встановлення інтенсивних нафтогазопроявів на Чабанівській та промислові припливи на Мигринській та Львівській (Тепле склепіння) площах.

Для частини Старобільсько-Міллерівської моноклінали, що розташована північніше території досліджень характерно різке зменшення товщини осадового чохла та істотний вплив інфільтрогенних вод на фізико-хімічні властивості пластових вод палеозойських відкладів, що суттєво зменшує перспективи нафтогазоносності останніх. Водночас необхідно відмітити, що віднесення території цієї зони до безперспективних було б необачливим, оскільки цілеспрямованих досліджень з метою визначення ступеню її перспективності не проводилось. Враховуючи наявність тут зустрічних рухів підземних вод у палеозойських відкладах (розділ 3) – інфільтрогенних з області Воронезької антеклізи, тобто з півночі на південь, і зворотного напрямку хлоркальцієвих вод із зануреної частини досліджуваної території на північ, можна допустити існування гідравлічного замка, створеного

внаслідок перетину структурної і п'єзометричної поверхонь з формуванням у плані замкнутої лінії, тобто передумов, сприятливих для утворення гідродинамічної пастки і акумуляції в ній вуглеводнів. Відсутність такого плану спеціальних досліджень, при наявності необхідних гідродинамічних передумов, дає підставу для віднесення даної території до зони з нез'ясованими перспективами.

Висновки:

1. За обсягами розвитку і літофаціальними особливостями найбільш сприятливі умови для нафтогазонагромадження на північних окраїнах Донбасу властиві середньокам'яновугільним відкладам і в меншій мірі серпуховським та візейським відкладам нижнього карбону. Підтвердженням цьому є відкриття нового Мигринського родовища в межах Старобільсько-Міллерівської моноклінали та Крутогорівського в Красноріцькій зоні структур.

2. За особливостями розвитку розріз світ від C_1^5 до C_2^7- C_3^1, що досліджувались, досить неоднозначний за складом порід і надзвичайно мінливий по площі досліджень і за своєю літолого-фаціальною характеристикою створює локальні сприятливі умови для формування різноманітних природних резервуарів.

3. На основі досліджень з вияснення палеогеографічних умов осадконагромадження двох горизонтів Б-12 і М-7 відповідно башкирського і московського ярусів середнього карбону можна констатувати про надзвичайно складний та динамічно-коливальний, циклічно-ритмічний характер осадконагромадження регіонально нафтогазоносного комплексу, що супроводжувалося формуванням природних резервуарів різноманітного типу від плікативних, тектонічно-екранованих до літологічно-обмежених, барових, руслових та стратиграфічних.

4. Кожній з структурно-тектонічних зон, що були виділені під час досліджень, *властиві окремі особливості будови, відмінні від інших, різноманітна* інтенсивність прояву тектонічних рухів, закономірності формування певного

типу пасток, вивчення яких сприяє визначенню перспектив нафтогазоносності та напрямків подальшого проведення геологорозвідувальних робіт

5. Територія досліджень належить до великомасштабних і диференційованих на нафтогазогеологічні зони з притаманними їм особливостями поширення скупчень ВВ, з різним рівнем вивченості і за комплексом критеріїв – різноманітним ступенем перспективності.

РОЗДІЛ 3

КРИТЕРІЇ ОЦІНКИ ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ СЕРЕДНЬОКАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДІВ

Визначенню нафтогазового потенціалу нафтогазових басейнів та окремих територій, що розташовані в їх межах, на всіх етапах і стадіях геологорозвідувальних робіт приділяється увага багатьох вчених та геологів-дослідників виробничих та наукових організацій нафтогазогеологічної галузі.

Серед науковців, які вивчали нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької області, яка включає і північну окраїну Донбасу, слід відмітити В.А. Налівкіна, К.А. Чернікову [82], Б.П. Кабишева, О.Ю. Лукіна, О.І. Дзюбенка, Р.М. Новоселецького, Т.М. Пригаріну, Л.П. Швая, В.М. Зав'ялова [33], П.Ф. Шпака [120] та інших. У роботах цих дослідників виділені основні нафтогазоносні комплекси та сприятливі умови для нафтогазонагромадження, а також визначено ряд основних критеріїв оцінки потенціальних ресурсів окремих територій.

Ґрунтовні дослідження з прогнозування нафтогазоносності надр проведені Б.Й. Маєвським, О.Є. Лозинським та іншими [100]. Авторами визначено ряд критеріїв оцінки нафтогазоносності, на основі яких прогнозується нафтогазоносність геологічних об'єктів за ступенем їхньої перспективності. Виділено п'ять основних груп критеріїв: структурно-тектонічні, літолого-фаціальні, геохімічні, гідрогеологічні та природних нафтогазопроявів.

Нижче розглянемо детальніше зазначені критерії стосовно конкретних геологічних умов північної окраїни Донбасу.

3.1. Структурно-тектонічні критерії

Структурно-тектонічні критерії є найвагомішими для оцінки перспектив нафтогазоносності як великих територій, так і окремих локальних

структур. Вони практично визначають величину потенційних ресурсів нафти і газу, фазовий стан флюїдів і закономірності їх просторового розміщення.

До основних чинників, що визначають вибір цих критеріїв, відносяться: тип геотектонічного об'єкту, його розміри, товщини осадового чохла, режим тектонічних рухів, ступінь тектонічного розчленування та дислокованості порід, геоструктурна зональність розміщення покладів нафти і газу, наявність сприятливих структур і їх регіональне положення, історія їх розвитку, співвідношення структурних планів, наявність перерв і незгідностей в осадконагромадженні.

Першим із важливих чинників структурно-тектонічних критеріїв нафтогазоносності території досліджень є визначення належності її до певного сприятливого для вуглеводневого нагромадження типу структурного об'єкту.

Згідно з існуючою сучасною класифікацією геоструктурних об'єктів [3], північна окраїна Донбасу за своїми особливостями будови належить до регіональної моноклінали, що сформована на південному схилі Воронезької антеклізи в смузі поєднання її з геосинклинальною системою складчастого Донбасу. Такі особливості розташування структурного елементу надали їй ознак тектонічної будови властивих як для платформних, так і для геосинклінальних тектонічних елементів, що є надзвичайно сприятливим для нафтогазонагромадження.

Сумарні розміри гетерогенного структурно-тектонічного елементу, що поєднує Старобільсько-Міллерівський моноклінальний схил прискидових сингенетичних структур, яким притаманні платформні особливості будови, зону Красноріцьких антиклінальних структур, Муратівсько-Бурчацьку зону з перехідними ознаками між платформою і геосинкліналлю та Ямпільсько-Пархоменську зону дрібної складчастості, що відноситься до геосинкліналі, сягають 150х80 км.

Товщина осадового чохла досить мінлива і становить 2000 м у межах північної припіднятої частини моноклінали і сягає 5000 м у межах зони Красноріцьких складок, та понад 24000 м в ДСС.

Таким чином розмір басейну седиментації та товщина розрізу, як в межах моноклінального схилу і перехідної зони, так і в суміжній потужній Донбаській геосинкліналі зумовлює значну величину потенціальних ресурсів, про що свідчать відкриття 22 родовищ та нафтогазоносних площ на цій території.

Надзвичайно важливе значення серед сприятливих умов для нафтогазонагромадження належить режиму тектонічних рухів. Так, за даними визначення особливостей розвитку відкладів осадового чохла, встановлено, що найбільш тривале та стійке занурення території і нагромадження значної товщини відбувалося з ранньосерпуховського і до пізньомосковського часу. Найбільші періодично-коливальні рухи, що зумовили утворення ритмічно-циклічного типу розрізу, властиві лише періоду середньокам'яновугільного циклу седиментогенезу, який супроводжувався проявом скидових порушень без видимих переривів в осадконагромадженні.

За ступенем тектонічної розчленованості та дислокованості порід територія північної окраїни Донбасу належить до надзвичайно диференційованих та різноманітних за своєю складністю. Так, Ямпільсько-Лархоменська зона структур дрібної складчастості, що прилягає безпосередньо до лінійної складчастості Донбасу, розчленована протяжними субширотними насувними диз'юнктивами, які є відгомоном суміжних геосинклінальних структуроформуючих напруг стиску, що виникли на інверсійному етапі. Для цієї зони, яка відноситься до високодислокованих, властивими є переважно насувні та піднасувні брахіантиклінальні і купольні складки, ускладнені диз'юнктивами.

Для замкнутих структур характерним є формування в їх межах склепінних пасток, які вміщують переважно пластові поклади ВВ. Для

прикладу наводимо виявлено в останній час Томашівське родовище (рис.3.1, 3.2).

Крім відмічених пасток ВВ склепінного типу, в даній зоні прогнозуються пастки в зонах розущільнення в перехресно-насувних ділянках, де основні насуви з південним їх падінням ускладнюються підкидами зворотнього напрямку, тобто з падінням площини порушення на північ. Зона характеризується надзвичайною складністю та недостатньою вивченістю глибинної геологічної будови. Щільність ресурсів ВВ складає 10-20 тис. т/км^2.

Для перехідної Муратівсько-Бурчацької зони притаманними є риси, які характерні як для платформних, так і геосинклінальних структур. Наявність Муратівської біогермної споруди, яка входить до складу цілої системи таких утворень, що розташовані північніше і відносяться до структур платформного типу; поширення тут цілого ряду брахіантиклінальних і скидових піднять (Нижнє, Західно-Кримське, Кримське, Бурчацьке, Східне Бурчацьке, Надєждінське, Північно-Надеждінське, Південно-Кружилівське, Пархоменське); наявність серії скидових порушень, що характерні для північної платформної частини – все це є свідченням територіальної і (за час історії розвитку в палеозої) генетичної спорідненості Муратівсько-Бурчацької зони та структурно-тектонічних зон, що розташовані північніше. З другого боку в геологічній будові цієї зони чітко простежуються наслідки впливу напруг стиску, які відбулися на границі палеозойської і мезозойської ери в Донбасі. Це, передусім, ускладнення Краснопопівського і Слав'яносербського брахіантиклінальних піднять однойменними насувами та поява ознак структур типу горст-антикліналей. Все це дає підставу для виділення даної зони як перехідної, а за інтенсивністю прояву тектонічних порушень – віднести до територій з помірною дислокованістю.

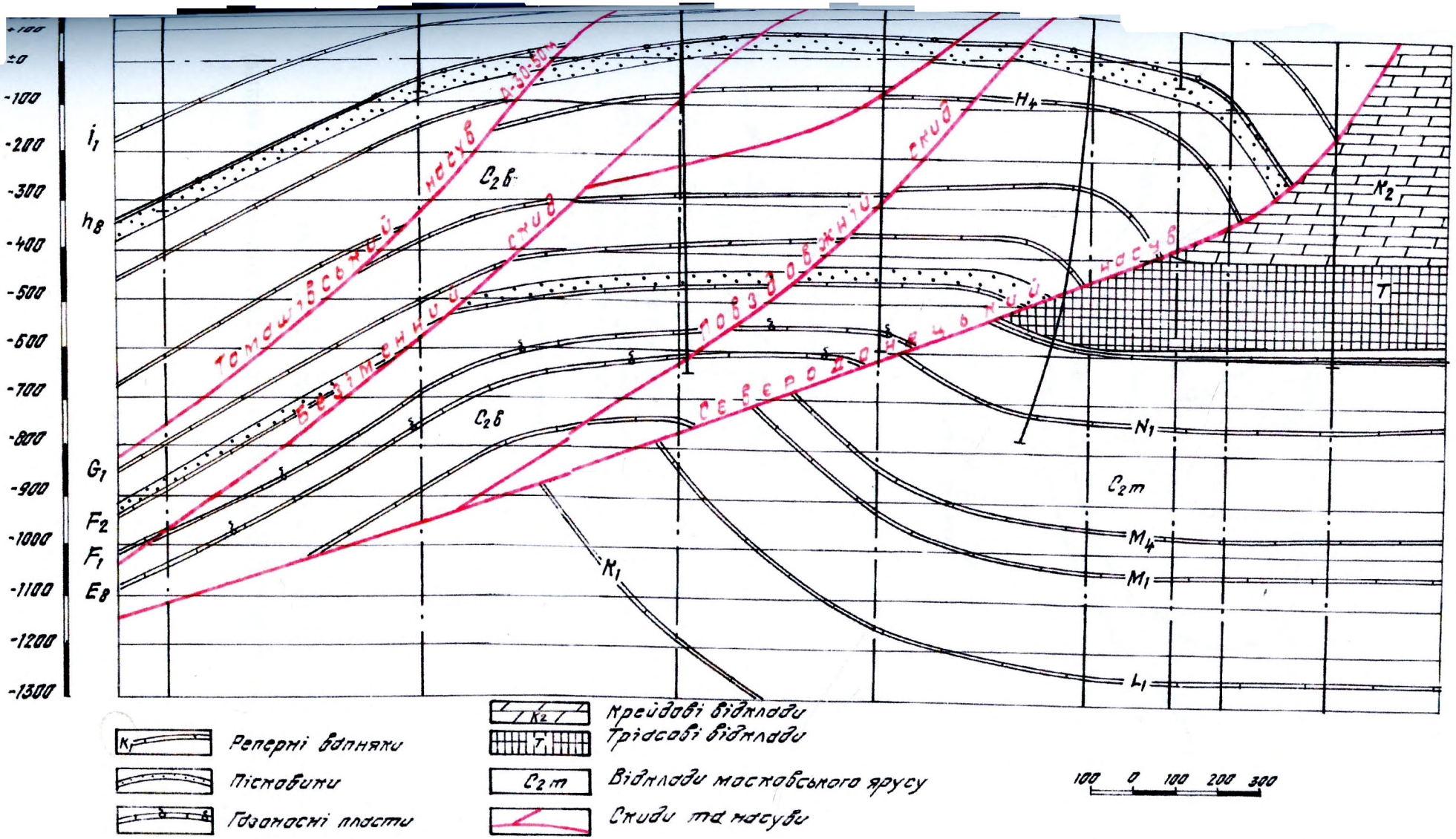
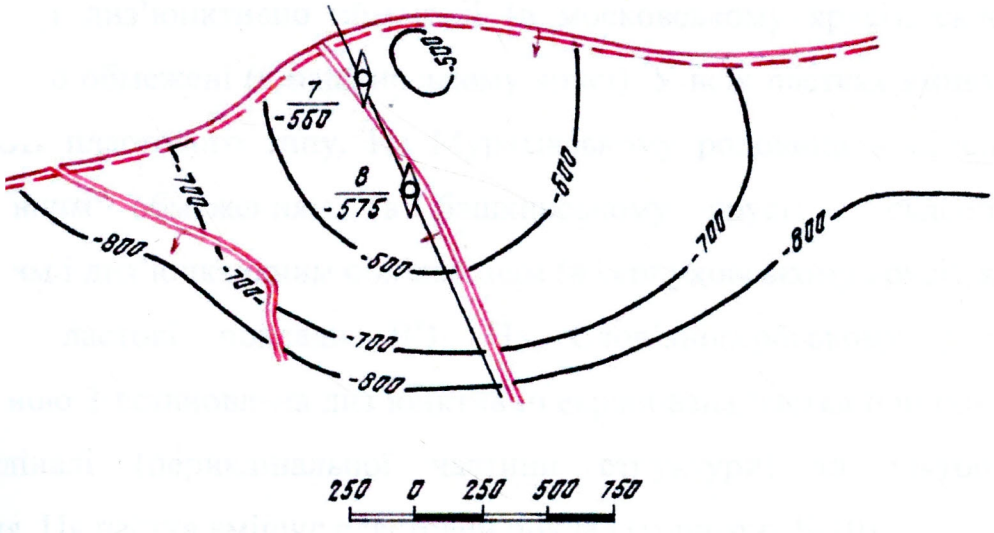


Рис. 3.1.Геологічний розріз по лінії І-І Томашівський північний купол (за В.В. Бережним та інш., 2001р.)



Умовні позначення

-800 Ізолінії покрівлі вапняка F_1 башкирського ярусу

Пошукові свердловини

8 Номер свердловини

-575 Абсолютна відмітка покрівлі вапняка F_1

Насуви

Скидові порушення

Рис. 3.2. Підрахунковий план горизонту 8 (вапняк F_1) Томашівського родовища (за В.В. Бережним та інш., 2001р.)

Приурочені до антиклінальних піднять пастки згідно класифікації відносяться до наступних типів. На Краснопопівському родовищі – склепінні та склепінні з диз'юнктивним обмеженням (у породах тріасу); присклепінні, літологічно і диз'юнктивно обмежені (в московському ярусі); склепінні, диз'юнктивно обмежені (в башкирському ярусі). У всіх пастках вміщуються поклади ВВ пластового типу. На Муратівському родовищі – склепінні з диз'юнктивним обмеженням (в башкирському ярусі) і склепінна з літологічним і диз'юнктивним обмеженням (в серпуховському ярусі), які теж вміщують пластові поклади ВВ. На Слов'яносербському родовищі свердловиною 3 встановлена диз'юнктивно екранована пастка при поєднанні геміантикліналі (периклінальної частини структури) та тектонічного порушення. Ця пастка вміщує пластовий поклад (горизонт Б-10).

Для зони Красноріцьких скидів, що з півночі прилягає до Муратівсько-Бурчакської зони, властивий розвиток системи кулісоподібних згідно-скидових конседиментаційних порушень та формування в межах опущених їх крил сингенетичних гравітаційних складок субширотного орієнтування з чітко вираженим ланцюжковим їх поєднанням та помірною дислокованістю. Формування цього типу структур відбувається під час швидкого осадконагромадження в зонах диференційованих тектонічних рухів у механічно нестійких осадках з виникненням гравітаційних переважно листричних скидів і формуванням зсувних гравітаційних структур. Такі дислокації значно поширені у товщах осадочних басейнів світу [63]. У зоні Красноріцьких скидів відомі понад 30 структур такого типу, які сформовані в середньокам'яновугільних відкладах. Для них характерні, передусім, склепінні пастки іноді диз'юнктивно обмежені (Лобачівське родовище, горизонт Б-1, Вергунське – горизонт Б-2 та ін.) та в значно більшій мірі – літологічно обмежені.

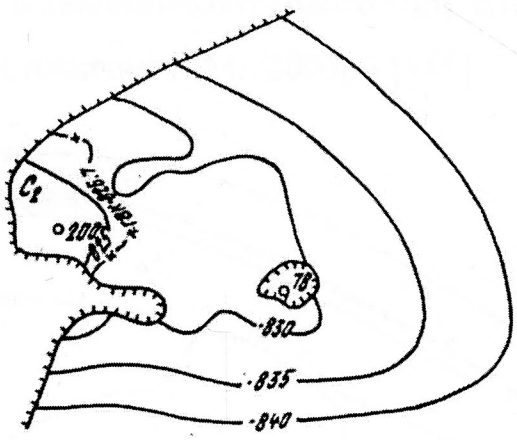
Із 19 продуктивних пластів на Вергунському родовищі тільки 6 мають склепінний характер розвитку конденційних порід-колекторів. Решта 13

мають наявність проникливих піщаних утворень, які простежуються в межах різноманітних елементах складки плікативної форми [115].

Так, породи-колектори пластів М-3а$_1$, М-3а$_2$, М-3е, М-4г$_2$, М-5а та М-4а, М-4г$_1$, М-5б, що розвинені відповідно в південно-східній і північно-західній частинах родовища, утворюють присклепінно-периклінальні козиркові пастки з площинним та локальним ущільненнями (рис.3.3, 3.4).

Пласт М-5б$_1$ як колектор розвинений лише в межах північної крилової частини з широким площинним ущільненням, що надає пастці клиновидної форми (рис.3.5).

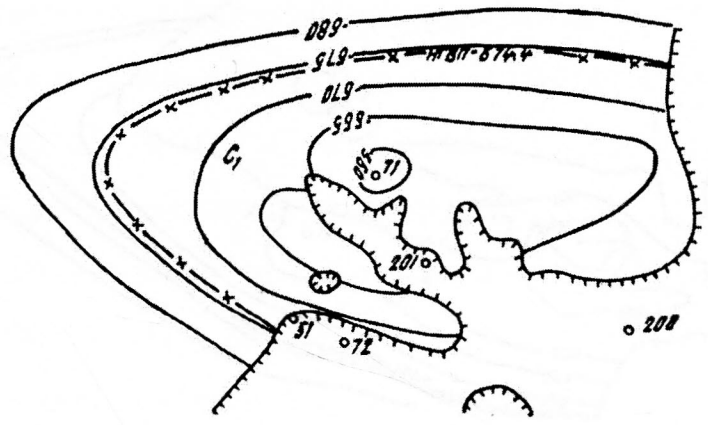
Породи-колектори продуктивних пластів М-3д, М-5а, М-6а$_1$, що мають розвиток у межах перикліналей та південного крила, утворюють клиновидно-шнуркову пастку з площинним та локальним заміщенням (рис.3.6, 3.7).



Умовні позначення

-830 ізогіпси покрівлі пласта
границя площинного ущільнення порід - колекторів
x контур газоносності
свердловини
ГВК газо-водяний контакт
УГВК умовний газо-водяний контакт

Рис. 3.3.Пастка присклепінно-козиркового типу пласта М-4г$_2$ з внутрішнім локальним ущільненням порід-колекторів (за Солодким В.М., 2006р.) [115]



Умовні позначення

-830 ізогіпси покрівлі пласта

границя площинного ущільнення порід - колекторів

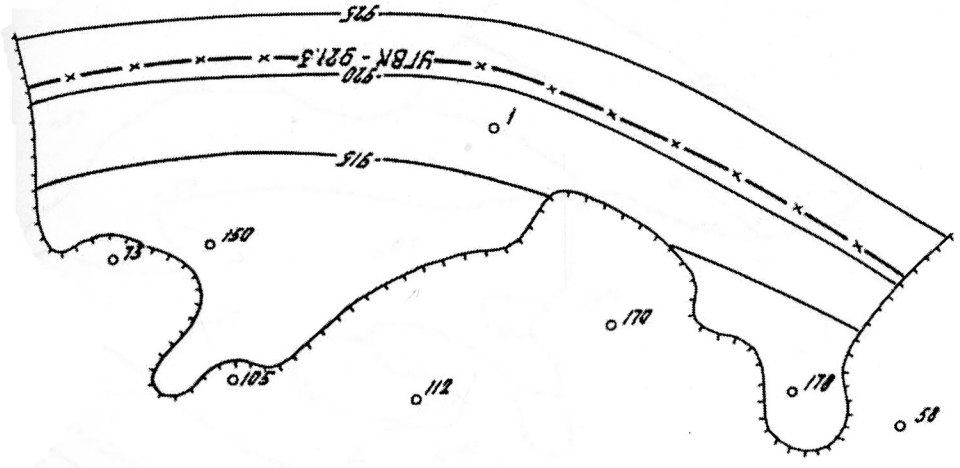
x контур газоносності

○ свердловини

ГВК газо-водяний контакт

УГВК умовний газо-водяний контакт

Рис. 3.4.Пастка склепінно-козиркового типу пласта М-4а (за Солодким В.М., 2006р.) [115]



Умовні позначення

-830 ізогіпси покрівлі пласта

границя площинного ущільнення порід - колекторів

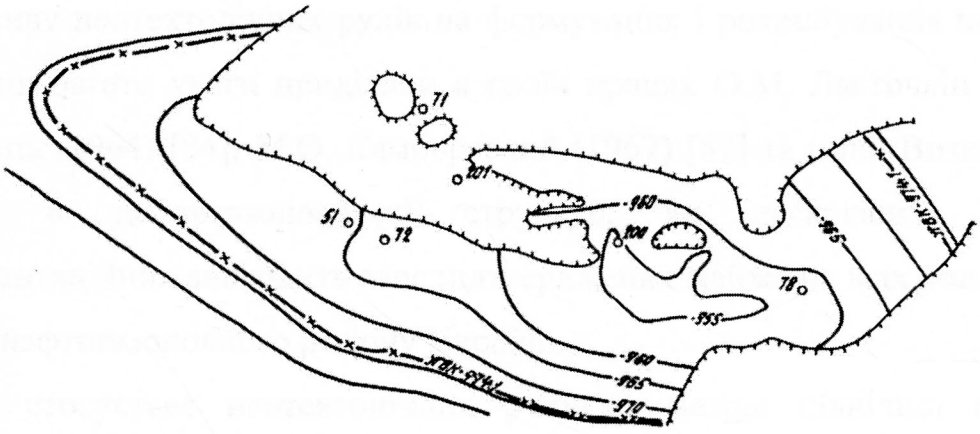
x контур газоносності

○ свердловини

ГВК газо-водяний контакт

УГВК умовний газо-водяний контакт

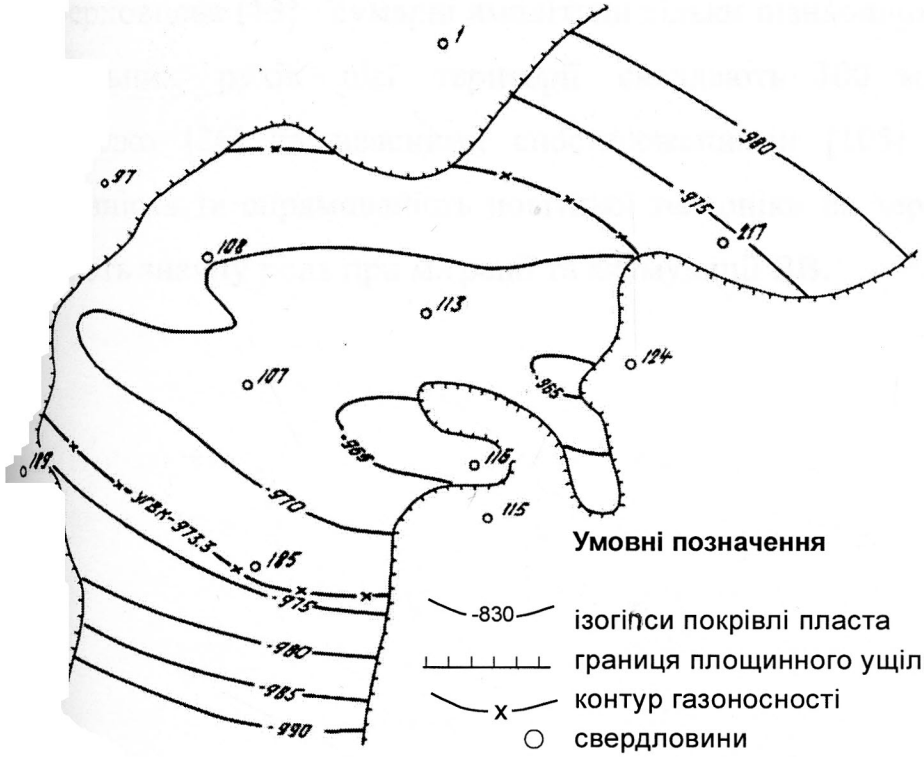
Рис. 3.5.Пастка клиновидно-крилового типу пласта М-5б$_1$ (за Солодким В.М., 2006р.) [115]



Умовні позначення

-830 ізогіпси покрівлі пласта
границя площинного ущільнення порід - колекторів
x контур газоносності
○ свердловини
ГВК газо-водяний контакт
УГВК умовний газо-водяний контакт

Рис. 3.6.Пастка козирково-шнуркового типу пласта М-6а$_1$ з локальним внутрішнім ущільненням (за Солодким В.М., 2006р.) [115]



Умовні позначення

-830 ізогіпси покрівлі пласта
границя площинного ущільнення порід - колекторів
x контур газоносності
○ свердловини
ГВК газо-водяний контакт
УГВК умовний газо-водяний контакт

Рис. 3.7.Пастка шнуркового типу пласта М-6а$_2$ (за Солодким В.М., 2006р.) [115]

Впливу неотектонічних рухів на формування і розташування покладів вуглеводнів багато уваги приділяли в своїх працях О.М. Ласточкін (1974), Л.С. Палець (1964) [84], М.О. Самборський (1967) [87] та інші. Визначаюча їх роль в нафтогазоносності структур, як наскрізних, так і конседиментаційних знаходить своє підтвердження майже на всіх родовищах Східного нафтогазоносного регіону України.

Що стосується неотектонічних рухів у межах північної окраїни Донбасу, то слід зазначити, що вони були досить активними і знайшли своє чітке відображення в надзвичайній розчленованості рельєфу і в значній відповідності до глибинної будови.

Сумарні амплітуди неотектонічних (неоген-четвертинних) спадкованих рухів на території досліджень [59] характеризуються ізобазами 100-200 м у південній частині Старобільсько-Міллерівської моноклінали і 200-300 м північніше умовної лінії Сватове-Старобільськ, а за даними В.Г. Верховцева [13] сумарні амплітуди тільки пізньопліоцен-четвертинних вертикальних рухів цієї території складають 100 м. Дослідженнями Т.М. Галко [26] та власними спостереженнями [105] встановлено, що інтенсивність та спрямованість новітньої тектоніки на території досліджень відіграють значну роль при міграції та акумуляції ВВ.

3.2.Літолого-фаціальні критерії

Визначення наявності літолого-фаціальних критеріїв дають змогу оцінити з погляду на літологічний склад і фаціальну належність відкладів розрізу, умови їх формування, а також на характер їх неоднорідності за фільтраційно-ємкісними властивостями та сприятливого співвідношення проникливих і непроникливих відмінностей осадових товщ.

Основним чинником літолого-фаціальних критеріїв є наявність сприятливих формацій. Згідно з існуючими визначеннями [100], в осадовому чохлі північних окраїн Донбасу розвинені три нафтогазоносні формації: візейсько-турнейська, верхньосерпуховська та середньокам'яновугільна.

За результатами досліджень [44, 93, 103] та власних [72, 73] з вивчення літолого-фаціальних особливостей основних формацій карбону встановлено, що найсприятливіші геологічні передумови, як для процесів нафтогазоутворення, так і для нафтогазонагромадження, має середньокам'яновугільна нафтогазоносна формація північних окраїн Донбасу, що визначається:

- широким площинним поширенням з захопленням як системи складчастого Донбасу, так і структурних елементів північних його окраїн;
- розвитком значних товщин від 3500 м у самій зануреній насувній Ямпільсько-Пархомівській зоні, що прилягає до смуги дрібної складчастості і до 700 м в самій крайній північній апікальній частині Старобільсько-Міллерівської моноклінали;
- охопленням трьох великих стратиграфічних комплексів: башкирського, московського та частково касимівського, що об'єднані по вертикалі та латералі перехідним речовинним складом від верхньосерпуховського морського режиму седиментації до мілководно-морського і континентального;

літофаціальним складом нафтогазоносної формації, що охоплює стратиграфічно розрізи башкирського, московського та касимівського (нижню частину) ярусів, і яка представлена переважно карбонатно-теригенними та в найменшій мірі теригенно-карбонатними формуваннями.

За речовинним складом відклади світ C_2^2, C_2^3, C_2^4 башкирського ярусу та C_2^5, C_2^6, C_2^7, C_3^1 московського – представлені шарувато-ритмічним розрізом з домінантним розвиненням алевроліто-глинистих щільних порід з підпорядкованими піщаними та вапняковими відмінностями і тонкими пластами вугілля.

Розрізи світ C_1^5 та C_2^1 башкирського ярусу, що є перехідними від верхньосерпуховського морського режиму седиментації до мілководно-морського і континентального представлені, в основному, вапняковими утвореннями з підпорядкованими глинистими та фрагментарними піщаними утвореннями.

За даними вивчення характеру зміни і співвідношення в розрізі основних різновидів порід: аргілітів, вапняків, пісковиків і наявності вугільних утворень встановлено, що відклади башкирського віку, як перехідні від глибоководних морських і лагунних утворень верхньосерпуховського комплексу до континентальних ритмічно-циклічних московських, носять надзвичайно складний характер. Особливо нестабільні умови осадконагромадження властиві відкладам світи C_1^5 башкирського ярусу, що залягає в його підошовній частині. За своїм літологічним складом розріз світи C_1^5 через особливості свого стратиграфічного положення, успадковує режим розвитку порід верхньосерпуховського комплексу та набуває ознак мілководно-континентального генезису. В зв'язку з цим зазначеним відкладам притаманний досить мінливий по розрізу розвиток, в основному, глинистих і вапнякових відмінностей з локальним підпорядкуванням піщаних верств (рис. 3.8, 3.9). Аналіз розповсюдження по площі і розрізу піщаних порід середнього карбону в межах свідчить, що

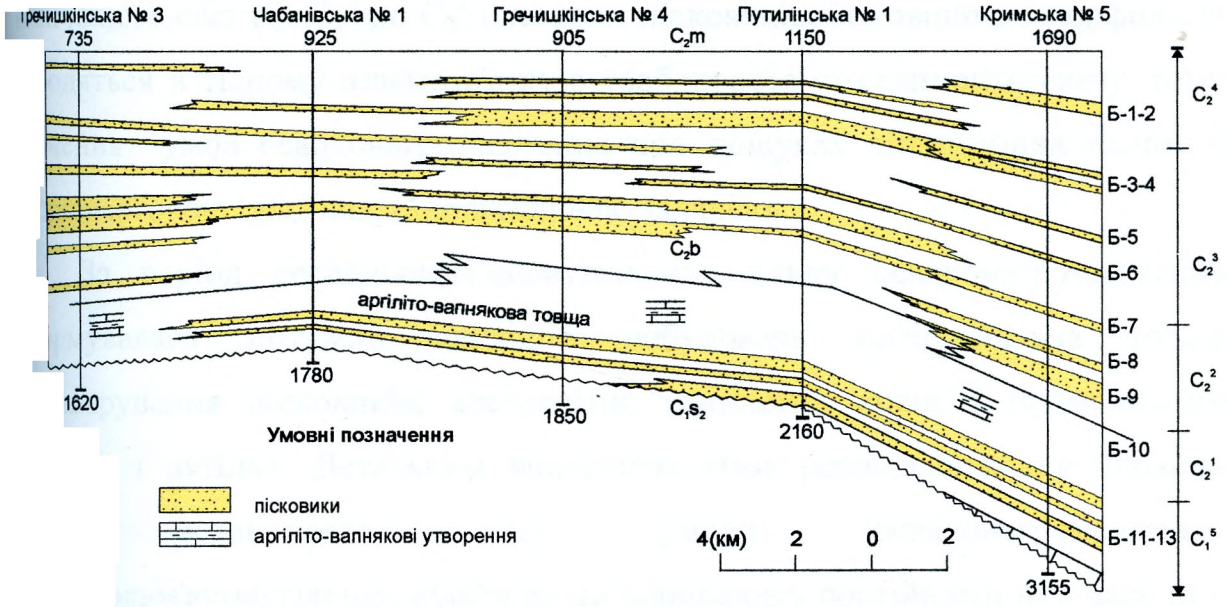


Рис. 3.8.Схема розповсюдження піщаних порід башкирського продуктивного комплексу (C_2b) на ділянці Гречишкінсько-Кримської площ (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

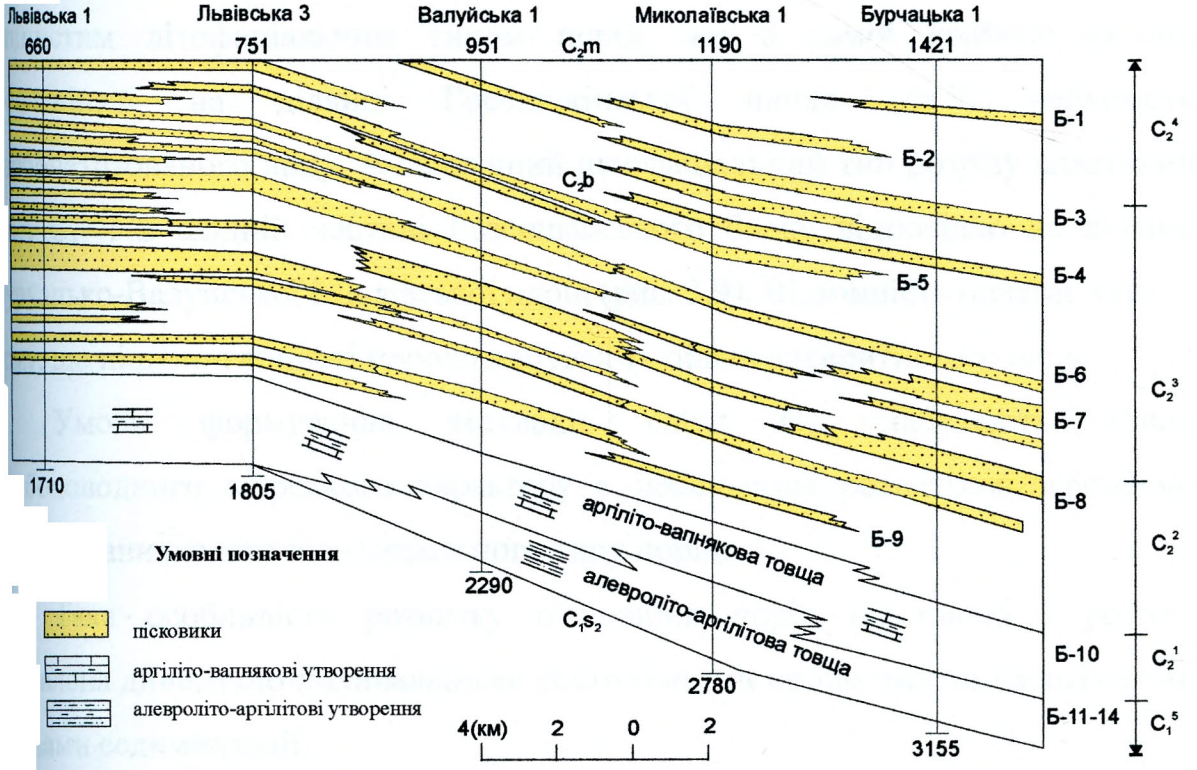


Рис. 3.9.Схема розповсюдження піщаних порід відкладів башкирського продуктивного комплексу (C_2b) на ділянці Львівсько-Бурчацької площ (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

насиченість світ від C_1^5 до C_2^7 пластами пісковиків, їх товщина і морфологія находяться в тісному взаємозв'язку з особливостями седиментогенезу, тому вивчення умов осадконагромадження при пошуках літологічних пасток є першочерговою і надзвичайно важливою задачею.

За період середньокам'яновугільного циклу осадконагромадження сформувалась потужна циклічно побудована поліфаціальна товща перешарування пісковиків, алевролітів, глинистих порід з проверстками вапняків і вугілля. Детальним вивченням умов розповсюдження піщаних порід встановлено, що умови осадконагромадження середньокам'яновугільних відкладів не залишались постійними ні в часі, ні в просторі і змінювалися під дією коливальних тектонічних рухів.

Так розріз світи C_1^5 характеризується в західній Кримсько-Гречишкінській частині території досліджень (рис. 3.8) переважно піщано-глинистим літофаціальним типом порід, які в самій крайній частині моноклінали на ділянці Гречишкінської площі (св.3) набувають карбонатизованого виду. Аналогічний літофаціальний тип розрізу властивий світі C_1^5 і в східній частині Розсошанського блоку відповідно на ділянці Бурчацько-Валуйської і Львівської площ (рис. 3.9). Відмінність полягає лише в тому, що піщано-глинисті породи набувають більш алевритистого виду.

Умови формування відкладів світи C_2^1 набувають більш прибоководного морського характеру з повсюдним розвитком переважно аргіліто-вапнякового літофаціального типу порід.

Така особливість розвитку різновидів порід по площі і розрізу зумовлена динамічно-коливальними тектонічними процесами та шельфовими умовами седиментації.

Розрізи світ C_2^2, C_2^3, C_2^4 башкирського ярусу характеризуються переважним розвитком глинисто-алевролітових відмінностей з підпорядкованим вмістом пісковиків руслового та барового характеру розвитку. Вапнякові відмінності простежуються у вигляді малотовщиних покривних верств, які служать корелятивами розрізу.

Формування розрізу світи C_2^2 на більшій частині території відбувалося за даними І.В.Височанського та Л.В.Макридіної [2] в умовах мілкого моря, що заливало прибережну рівнину, та в умовах дельти. Досить чітко помітні відмінності в умовах осадконагромадження в західній і в східній частинах території. Так у західній частині нагромадження пісковиків відбувалося як в умовах мілководдя, так і в умовах річкових русел і намивання локальних форм рельєфу. В той же час у східній її частині нагромадження пісковиків проходило в умовах підводних виносів річок в море, з нагромадженням у розрізі окремих піщаних пластів, що з'єднуються або розщеплюються, або заміщуються глинистими породами. В північній частині території спостерігається також велика річна система з врізами в розрізи світи C_2^2 до 120-130м по глибині. Створюються умови для утворення намивних форм рельєфу (бари, коси, дельти). Товщина пісковиків в окремих кумулятивних формах сягає 50-70 м.

Умови формування відкладів у верхній частині башкирського ярусу (світи C_2^3-C_2^4) і московського ярусу різко відрізняються від тих, що існували раніше. Однією із характерних ознак є більш ритмічне перешарування морських, континентальних і перехідних фацій, що є свідченням формування відкладів в умовах частої зміни трансгресії і регресії моря. Ширина руслових потоків змінюється від двох до дев'яти кілометрів. Товщина відкладів піщаних тіл непостійна і різко змінюється аж до їх зникнення, що досить чітко спостерігається на границі московського і башкирського ярусів (рис. 3.10, 3.11).

Слід особливо зазначити, що подальше осадконагромадження московських відкладів відбувалось в умовах постумного занурення нахиленого дна басейну з характерним циклічним коливанням його глибини і зміни джерел седиментаційного матеріалу.

Простеженням особливостей розвитку розрізу на моноклінали човлено, що він представлений переважно тонкими верствами пісковиків,

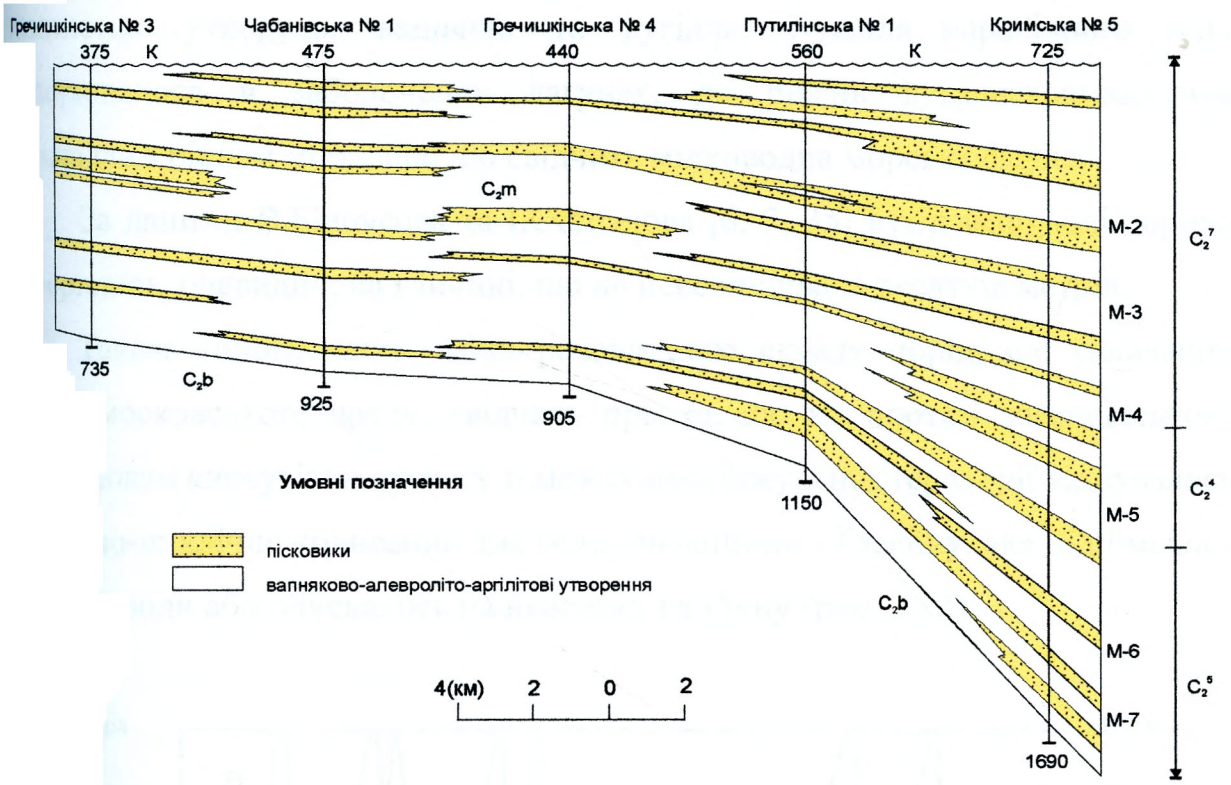


Рис. 3.10. Схема розповсюдження піщаних порід московського продуктивного комплексу на ділянці Гречишкінсько-Кримської площ (склала Макєєва Н.П., 2008 р.)

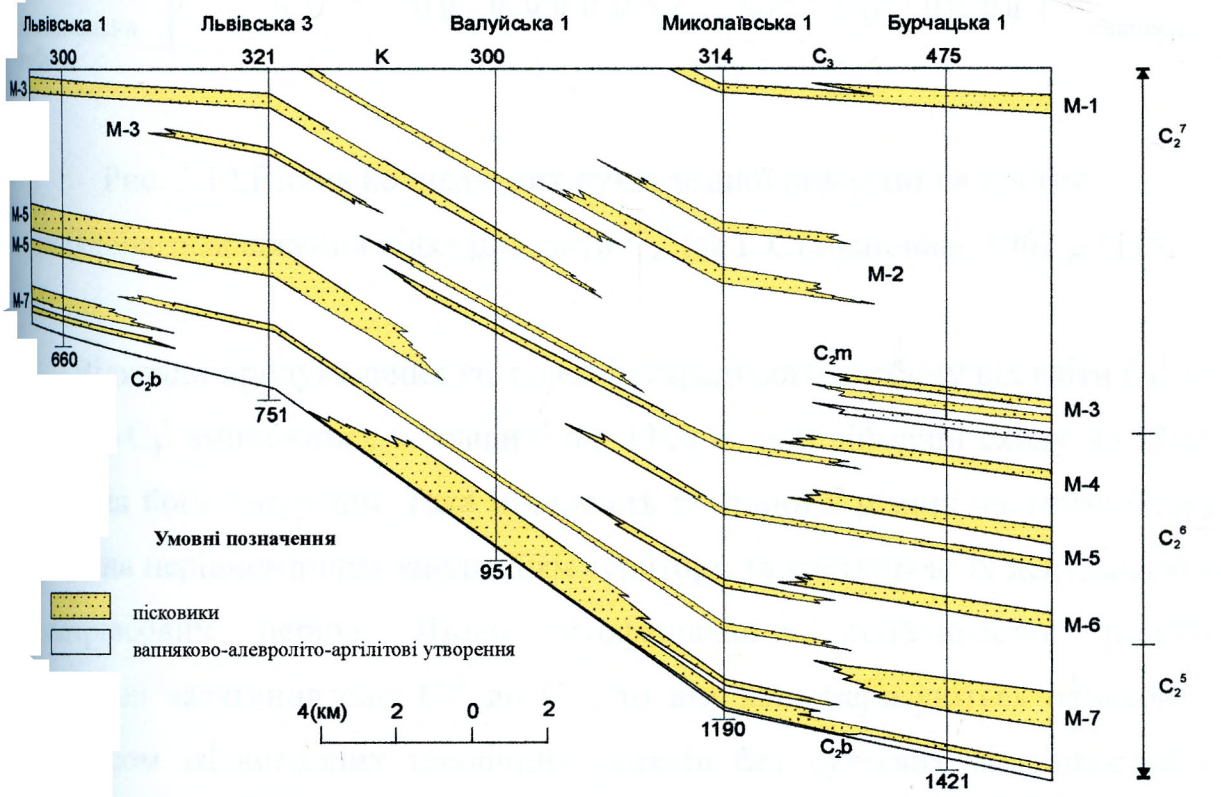


Рис. 3.11. Схема розповсюдження піщаних порід московського продуктивного комплексу (C_2m) на ділянці Львівсько-Бурчацької площ (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

глинистих утворень, вапняків та вугілля. Вугілля паралічного типу утворювалося в заболочених лагунах, де рівень вугленагромадження співпадав з рівнем моря, про що свідчить мілководна морська фауна.

За даними В.Білоусова та І.Степанова [6, 7, 35] вуглевміщуючі породи утворились, очевидно, на глибині, що не перевищувала десятків метрів.

Таким чином, часта зміна речовинного складу порід, що складають розріз московського ярусу, свідчить про те, що на протязі завершального середньокам'яновугільного часу в межах досліджуваної території відбувалося ритмічно-циклічне коливання дна седиментаційного басейну, яке підіймалось до рівня води або опускалось на невелику глибину (рис. 3.12).

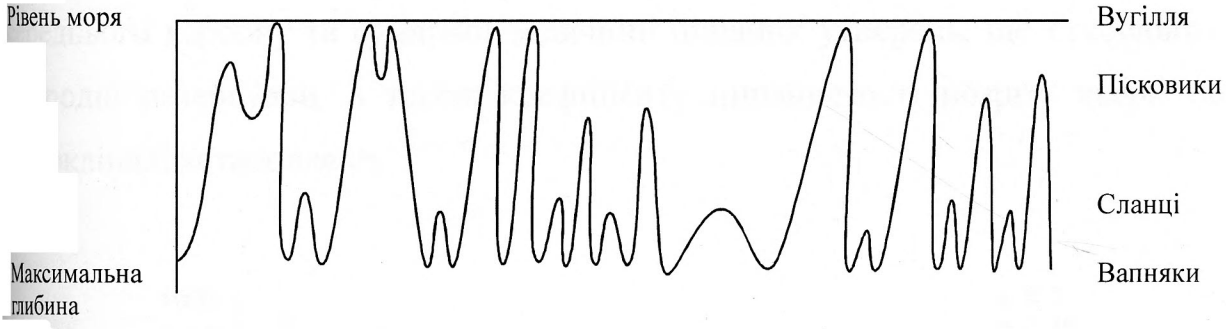


Рис. 3.12,Вплив коливальних рухів земної поверхні на процес осадконагромадження відкладів світи C_2^5 (за І. Степановим, 1962 р.) [35]

Відклади продуктивних комплексів середнього карбону від світи C_1^5 до світи C_2^7-C_3^1 змінюються в товщині від 1300 м на підійманні схилу до 2300-2500 м на його зануренні. Така мінливість товщини в різних частинах блоку зумовлена нерівномірним зануренням території та частковою їх денудацією в передтріасовий період. Щодо літофаціальних особливостей розрізу в інтервалі залягання світ C_2^2 до C_2^7, то він характеризуються однаковим комплексом мілководних циклічних осадків без суттєвих відмінностей в нижній та верхній його частинах.

Стає очевидним, що така значна товща розрізу середнього карбону, яка за обсягом складає до 70% загальної товщини фанерозою, та характеризується одноманітним перешаруванням мілководних відкладів, утворилася в умовах поступового компенсованого прогинання. Поверхня останніх увесь час знаходилась поблизу рівня басейну седиментації і, не дивлячись на постумне занурення території, в басейні зберігалися мілководні умови осадконагромадження. Тобто седиментаційна поверхня не змінювала свого гіпсометричного положення і глибина басейну залишалася практично незмінною.

За даними графічного зображення (рис. 3.13-3.16) характеру зміни загальних товщин відкладів башкирського і московського комплексів середнього карбону та сумарної величини піщаних утворень, що створюють природні резервуари, а також коефіцієнту піщанистості розрізу вверх по моноклінали встановлено:

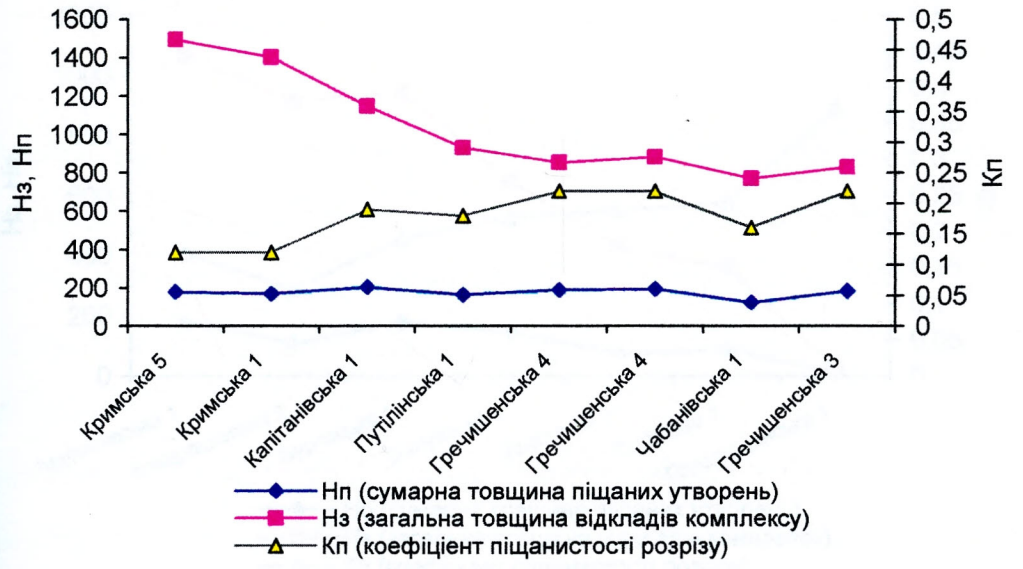


Рис. 3.13. Динаміка зміни сумарної товщини піщаних утворень, загальної товщини відкладів башкирського комплексу та коефіцієнту піщанистості розрізу по моноклінальному схилу на ділянці Кримсько-Гречишкінської площ (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

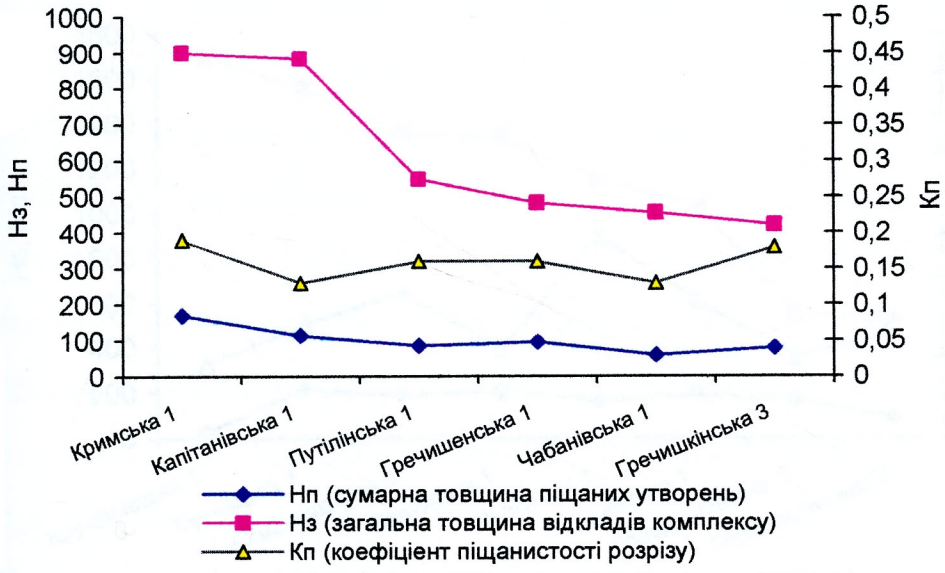


Рис. 3.14. Динаміка зміни сумарної товщини піщаних утворень, загальної товщини відкладів московського комплексу та коефіцієнту піщанистості розрізу по моноклінальному схилу на ділянці Кримсько-Гречишкінської площ (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

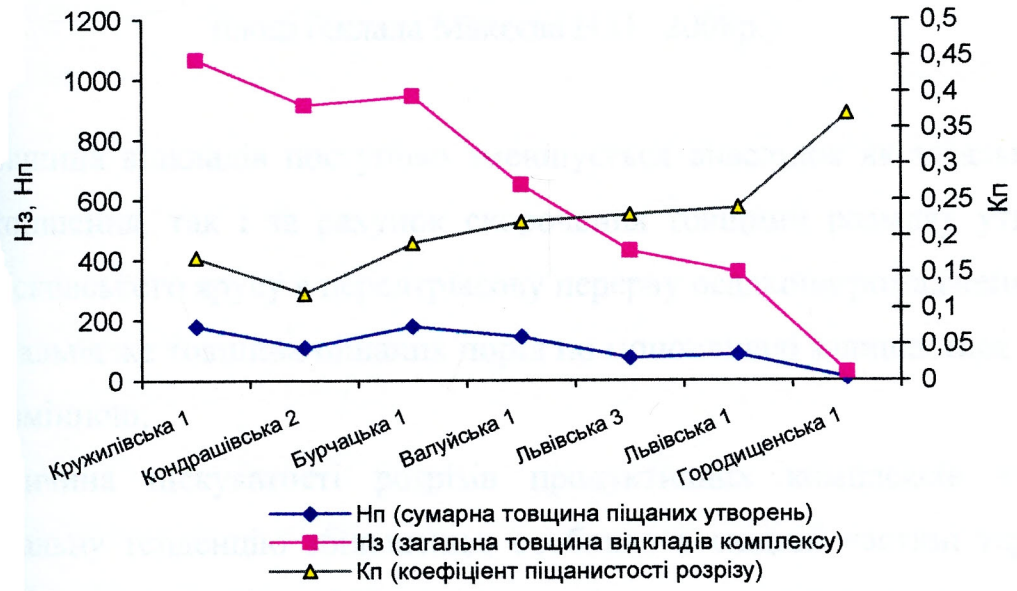


Рис. 3.15. Динаміка зміни сумарної товщини піщаних утворень, загальної товщини відкладів московського комплексу та коефіцієнту піщанистості розрізу по моноклінальному схилу на ділянці Кружилівсько-Городищенської площ (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

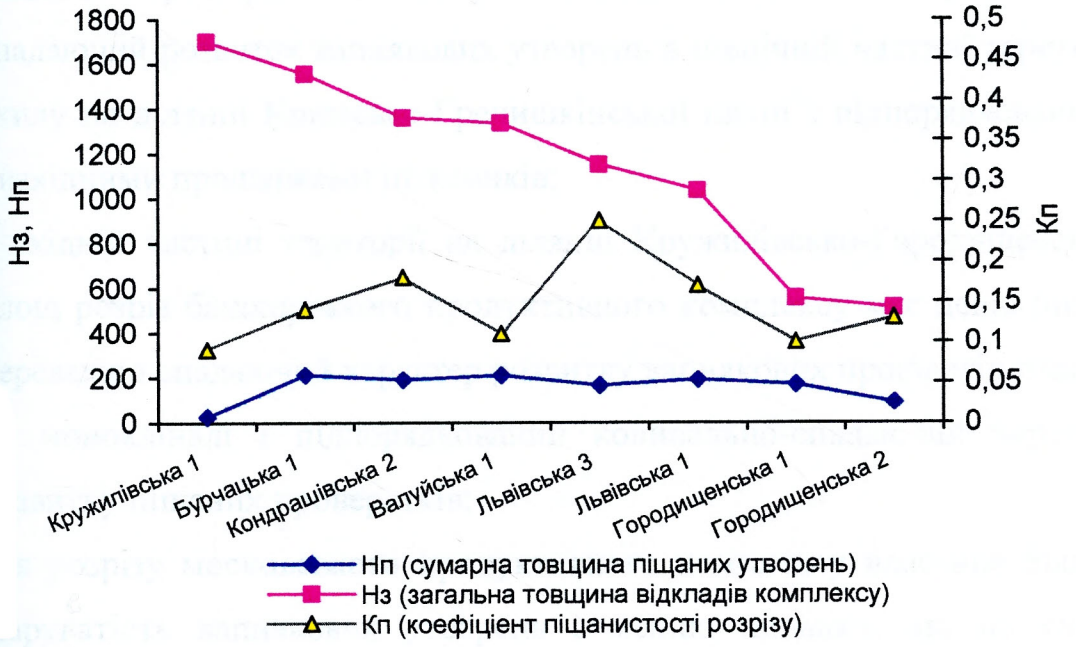


Рис. 3.16.Динаміка зміни сумарної товщини піщаних утворень, загальної товщини відкладів башкирського комплексу та коефіцієнту піщанистості розрізу по моноклінальному схилу на ділянці Кружилівсько-Городищенської площ (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

товщина відкладів поступово зменшується внаслідок як загального її стоншення, так і за рахунок скорочення товщини розмиву утворень московського ярусу в передтріасову перерву осадконагромадження;

загальна же товщина піщаних порід по моноклінали залишається майже незмінною;

величина піскуватості розрізів продуктивних комплексів зберігає загальну тенденцію збільшення, особливо в східній частині території досліджень - на ділянці Кружилівсько-Городищинської площ.

Зіставленням величини шаруватості піщаних, вапнякових та вугільних утворень продуктивних комплексів від занурення і вверх схилу моноклінали виявлені наступні особливості, а саме:

переважаючо-спадаючий розвиток у розрізі башкирських утворень піщаних прошарків-пластів у південній частині і переважаючо-спадаючий розвиток вапнякових утворень в північній частині території схилу на ділянці Кримсько-Гречишкінської площ з підпорядкованими низхідними прошарками пісковиків;

у східній частині території на ділянці Кружилівсько-Городищенської площ розріз башкирського продуктивного комплексу має дещо інший переважно спадаючий характер розвитку вапнякових прошарків-пластів по моноклінали і підпорядкований коливально-спадаючий характер розвитку піщаних проверстків;

для розрізу московського продуктивного комплексу властива більша шаруватість вапнякових утворень і менша піщаних, які по схилу моноклінали носять коливально-нисхідний характер.

Отже, досить складні і динамічні процеси осадконагромадження башкирських відкладів та помірні ритмічно-циклічні коливання московського ярусу в умовах постійного занурення дна земної поверхні створили надзвичайно сприятливі передумови для формування літологічних і комбінованих пасток та нафтогазонагромадження на всій території схилу.

Таким чином, широкий розвиток акумулятивних форм (руслові, барові, дельтові пісковики) у середньокам'яновугільний час визначили сприятливі умови для формування літологічно екранованих та стратиграфічних пасток на всіх гіпсометричних рівнях північної окраїни Донбасу.

Відкриття значної кількості родовищ газу і нафти в середньокам'яновугільних відкладах у межах південної частини території досліджень в зоні Красноріцьких скидів та на моноклінальному схилі на Чабанівській та Львівській площах, а також на суміжних зі сходу площах Ростовської області РФ, дозволяє досить високо оцінити потенціальні можливості у відкритті нових скупчень ВВ у переважно нетрадиційних літологічно обмежених та комбінованих пастках.

Важливим наступним чинником, що зумовлює зберігання покладів нафти і газу в середньокам'яновугільній формації, є наявність порід-флюїдоупорів (покришок), що разом з тектонічними процесами та гідродинамічними умовами визначають сприятливі передумови для нафтогазонагромадження.

У межах північних окраїни Донбасу згідно класифікації Е.А. Бакірова [111] поширено два типи покришок: зональні та внутрішньоповерхові.

Для зональних покришок належать тріасові глиняні формування та креидяні непроникливі відклади, що з стратиграфічним та кутовим неузгодженням перекривають різновікові верстви порід касимівського та московського ярусів середньокам'яновугільної формації і контролюють її нафтогазоносність відповідно:

тріасова, в межах Ямпільсько-Пархомівської, Муратівсько-Бурчацької та Красноріцької структурно-тектонічних зонах;

крейдяна, що представлена писальною крейдою, перекриває суцільним покровом низи московського та верхи башкирських відкладів у межах центральної та північної частин Старобільсько-Міллерівської моноклінали.

До внутрішньоповерхових покришок належать щільні утворення, що контролюють поклади ВВ в розрізі касимівських, московських та башкирських відкладів середньокам'яновугільної нафтогазоносної формації. За літологічним складом внутрішньоповерхові покришки належать до глинистих (аргілітових), карбонатних (вапнякових), алевролітових та їх різноманітних комбінацій, що створюють в більшості алевроліто-аргілітові, вапняково-аргілітові, вапняково-алевроліто-аргілітові та аргіліто-вапнякові утворення.

Алевроліто-аргілітові, вапняково-аргілітові та вапняково-алевроліто-аргілітові покришки контролюють піщані породи-колектори світ C_2^2, C_2^3, C_2^4, C_2^5, C_2^6, C_2^7- C_3^1, а аргіліто-вапнякові – відклади C_1^5 та C_2^1.

Всі типи покришок належать до досить якісних і надійно розмежовують в розрізі піщані породи-колектори, що мають підпорядкований та мінливий як по площі, так і по розрізу, розвиток.

Товщина зональних покришок сягає: тріасових 1100-200 м, крейдяних 200-250 метрів. Внутрішньоповерхові покришки носять ритмічно-циклічний та надзвичайно мінливий і домінантний розвиток в розрізі нафтогазоносної формації з товщиною від 10 до 50-70 метрів і за своєю шаруватістю та літологічним складом створюють надійні екрануючі умови з нагромадження і зберігання покладів вуглеводнів в інтервалі від 100-200 м до700-1200 м, в залежності від прояву інших чинників.

За класифікацією А.А. Ханіна (1969) [33] породи-покришки зонального типу належать до групи високих «В» з абсолютною проникністю щодо газу 10^{-5}/8 мД/МПа, та тиску прориву 10^{-20}/8 м^2/МПа, а внутрішньо поверхові породи-покришки – до групи середніх «С» з абсолютною проникністю щодо газу 10^{-4}/5,5 мД/МПа та тиску прориву 10^{-19}/5,5 м^2/МПа.

Стратиграфічне положення покладів зумовлено сприятливим поєднанням основних визначальних чинників інших критеріїв і носить досить різноманітний характер – від одиничних покладів до широкого нафтогазонагромадження від світи C_1^5 башкирського і до C_3^1 касимівського ярусу. Найбільш широка стратиграфічна продуктивність приурочена до найбільш динамічних структурних форм Красноріцької структурно-тектонічної зони, зокрема: Вергунської, Вільхівської, Харківської та інших, у межах яких середньокам'яновугільний комплекс газонасичений по всьому розрізу.

3.3.Геохімічні критерії

Геохімічні критерії виділення нафтогазотворних відкладів за останні десятиліття розглядало багато дослідників: С.Г. Неручева, А.М. Акрамходжаєва, А.Е. Конторович, М.Б. Вассоєвич та інші [99]. Однак, виділення нафтогазотворних відкладів у розрізі осадових басейнів виявилося надзвичайно складним і практично неоднозначним.

Дослідниками було встановлено, що ні фаціальний характер порід, ні вміст у них органічної речовини не можуть бути надійними критеріями для виділення нафтотворних формацій. За С.Г. Неручевим та Г.П. Євсєєвим, М.М. Кругликом, В.Д. Наливкіним, К.А. Черніковою найнадійнішими ознаками нафтогазотворних порід є сліди міграції десорбованої мікронафти і залишковий характер зміненого бітумоїду – його окислення внаслідок міграції із нього вуглеводнів [99].

За їх даними, основна частина нафти і газу утворюється із сапропелевої органічної речовини, так як в її складі досить великий вміст вуглеводнів. Отже, найбільш сприятливими повинні вважатися прибережні морські фації, де відбувається нагромадження органічних речовин цього класу.

Із вуглегеології відомо, що максимальне утворення хлоформного екстракта із сапропелевого вугілля припадає на перехід від буровугільної стадії метаморфізму до довгопломеневої.

У розсіяних органічних речовинах порід процеси метаморфізму відбуваються за тими законами, що і в вугіллі. Тому, за інших рівних умов, породи з сапропелевими розсіяними органічними речовинами на пізній буровугільній та більш високих стадіях метаморфізму повинні оцінюватися як кращий генератор вуглеводнів у порівнянні з породами буровугільної стадії метаморфізму.

За даними досліджень Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної, Д.Н. Чуприніна [43] було встановлено, що основними генеруючими товщами в ДДЗ слід

вважати відклади нижнього карбону та частково верхнього і середнього на ділянках потужного їх розвитку і достатньої глибинності.

У межах суміжного північного борту ДДЗ Б.П. Кабишевим було визначено на основі лабораторних досліджень ВВ Юліївського родовища в геологічній службі США, що поклади візейських відкладів є сингенетичними, а верхньосерпуховські – такими, що мігрували [56].

Про можливу наявність генеруючих товщ у межах складчастого Донбасу та північної його окраїни свідчать:

- висока газонасиченість вугленосної товщі, особливо в пісковиках катагенічно змінених;
- присутність газу в різноманітних пастках, а також у вугіллі та в породах і наявність водорозчиненого газу;
- приуроченість на окремих ділянках і шахтних полів, на яких отримані припливи газу у вуглеводневих свердловинах, що прилягають до тектонічно порушених зон;
- ресурси газу за даними В.В. Пудакова, В.В. Конарьова, О.Д. Алексєєва, О.М. Брижанова [40] лише до глибини 1800 м оцінюються в обсязі 11,86 трл.м^3, а за даними американських фахівців вони можуть сягати понад 25 трл.м^3.

Роль провідників вуглеводнів виконують насуви, скиди, які повсюдно дегазують більш глибокі горизонти карбону. При цьому ступінь дегазації визначається інтенсивністю дроблення та шириною зон.

На основі висвітленого, М.І. Євдощук, В.Д. Омельченко, Т.М. Галко [40] допускають можливість генерації вуглеводнів глибокозалягаючими горизонтами нижнього карбону.

Слід зазначити, що вугленосні середньокам'яновугільні відклади, через надзвичайно високе збагачення органічними речовинами, про що свідчить наявність численних вугільних прошарків та досить широке розповсюдження прямих ознак газоносності у вуглерозвідувальних свердловинах, можуть

мати власну здатність генерувати вуглеводні, це допускають Б.П. Кабишев, Т.М.Пригаріна та інші [43].

3.4.Гідрогеологічні критерії

Гідрогеологічними критеріями оцінюються перспективи нафтогазоносності надр з погляду на склад, умови формування та динаміку підземних вод, визначенню пошукового значення яких приділялася увага видатних вчених та дослідників [62].

Територія північних окраїн Донбасу, як зазначено вище, охоплює південну частину схилу Воронезької антеклізи та зону поєднання його з складчастим Донбасом. У її складі виділяється Старобільсько-Міллерівська монокліналь та смуга Красноріцьких антиклінальних складок.

У межах Старобільсько-Міллерівської моноклінали на фоні загального схилу простежується ряд структурних сходин, що контролюють [81] сингенетичні смуги піднять.

Смуга Красноріцьких структур представляє собою систему кулісоподібних скидових пологих порушень [37] з приляганням до них сингенетичних антиклінальних складок.

Середньокам'яновугільний нафтогазоносний комплекс, що має широкий розвиток, складений переважно теригенним типом порід з підпорядкованими карбонатними утвореннями незначної товщини за винятком нижньої частини (світа C_1^5) башкирських відкладів, де вапнякові формування мають домінантний розвиток у центральній та північній частинах території досліджень. Окрім цього, простежується загальна площинна зміна співвідношення певного типу порід у розрізі продуктивного комплексу від значної його глинизації в південній зануреній частині до значної вапнистості на підйманні башкирських відкладів та піскуватості московських [72].

Завдяки таким особливостям літофаціального типу розрізу, з відкладами середнього карбону пов'язана промислова нафтогазоносність на Кружилівській, Марківській, Вільхівській, Львівській (Тепле склепіння), Вергунській, Євгеніївській, Борівській, Західно-Вергунській, Розсипнянській, Кондрашівській, Чабанівській та інших структурах, розташованих на різних гіпсометричних рівнях моноклінального схилу.

Середньокам'яновугільний комплекс одночасно є нафтогазоносним, водоносним і водотривким, про це свідчить значна водозбагаченість, а також шарувато-циклічність розвитку відкладів з підпорядкованими породами-колекторами, які здебільшого приурочені до пісковиків і в меншій мірі до тріщинуватих вапняків.

Пісковики за своїми генетичними ознаками розвитку належать до пластово-покривних, локально-покривних, лінзоподібних, барових, руслових та дельтових. Але, не зважаючи на те, що піщані і вапнякові породи-колектори на різних ділянках здебільшого виклинюються, водоносні горизонти пов'язані між собою по системі тектонічних порушень, особливо по зонах крутонахилених та вертикальних скидів [61]. Тому у всьому кам'яновугільному масиві рух підземних вод носить регіональний характер і направлений від найбільш занурених частин басейну до районів з підвищеними відмітками.

Шляхи міграції підземних вод у кам'яновугільних відкладах надзвичайно складні. Ряд похилих тектонічних порушень на окремих ділянках є екранами і змінюють напрямок потоків. Такий вплив на потоки мала зона північних розломів Донбасу: один з потоків по похилозалягаючих пластах карбону рухається з Воронезького масиву на південь, а другий від головного Донецького водорозділу на північ (рис. 3.17). Розвантаження напору вод має місце в зоні північних регіональних розломів. У зв'язку з

цим, перспективи промислової нафтогазоносності території досліджень, на протязі тривалого часу, оцінювалися багатьма фахівцями неоднозначно.

Проте, в 60-х роках минулого століття вже було встановлено наявність вуглеводневих розчинених газів і можливість існування сприятливих умов для формування і збереження покладів вуглеводнів у кам'яновугільних відкладах [45]. У той же час інший дослідник В. П. Швай [119] вважав, що близькість регіональної області живлення водоносних комплексів у межах Воронезького масиву знижує перспективи території внаслідок руйнування вуглеводневих скупчень інфільтраційними водами. Така думка довго стримувала розвиток пошуково-розвідувальних робіт, які розпочалися лише в 80-ті роки XX ст., і які привели до відкриття нової зони нафтогазоносності в межах зануреної її частини з глибиною залягання порід фундаменту 3-4 км. Менш занурені частини, з глибинами залягання фундаменту 1-3 км, практично не опошуковувались і питання їх перспективності залишалось недостатньо з'ясованим. Тільки після встановлення промислової нафтогазоносності на Львівській (Тепле склепіння) та Чабанівській площах і аналізу фактичного гідрогеологічного матеріалу дозволили В.О. Терещенку [113] і автору дати оцінку впливу гідрогеологічних умов у кам'яновугільних відкладах на нафтогазоутворення і нафтогазонакопичення.

Прісні інфільтраційні води, насичені газами атмосферного генезису, зустрінуті в кам'яновугільних відкладах у межах північної частини Луганської області, а також у Воронезькій та Бєлгородській областях Росії, де вони залягають на глибинах 200-400 м. Границя південно-західного їх

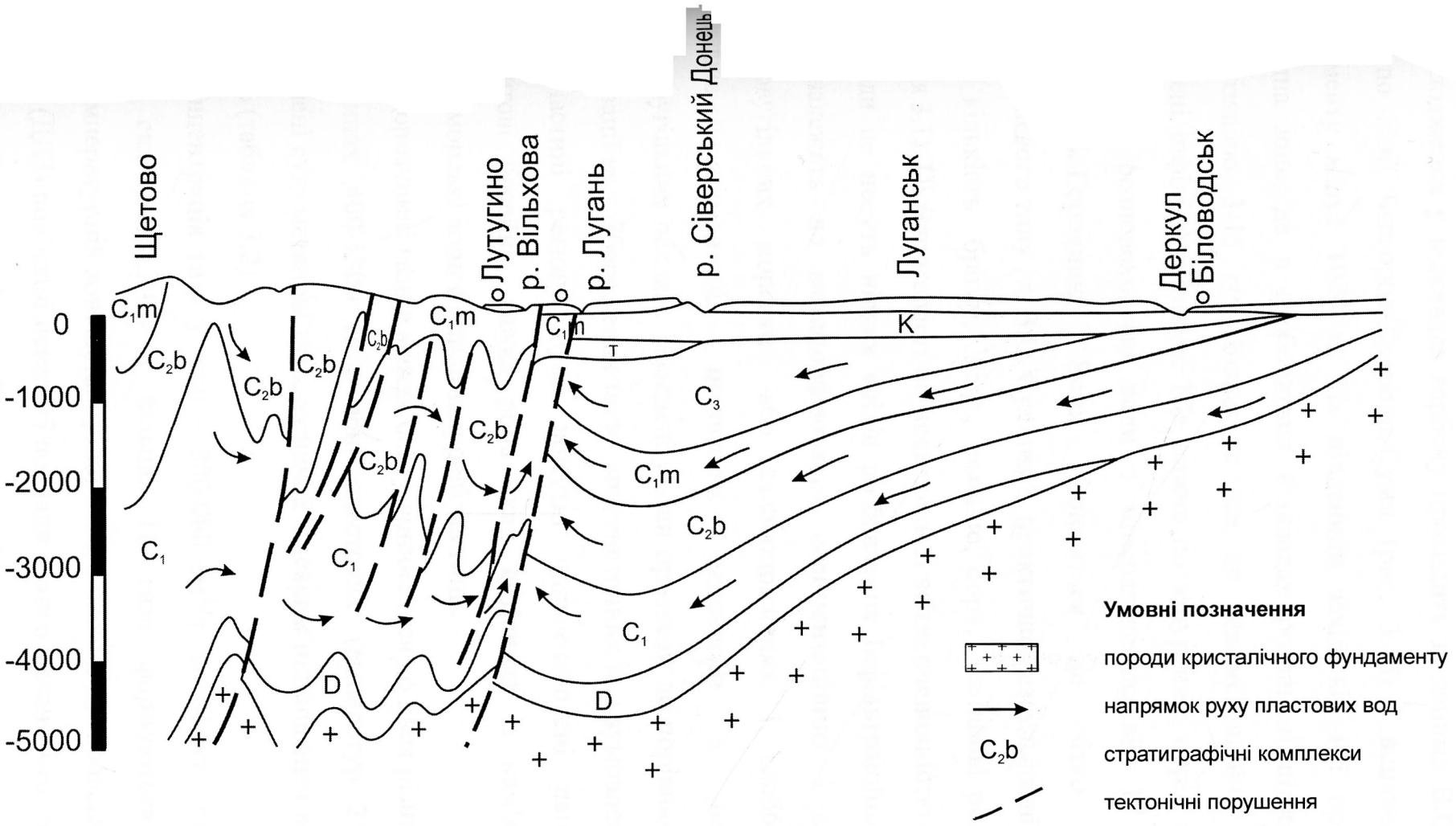


Рис. 3.17. Схема руху та розвантаження підземних вод у зоні північних регіональних розломів [36]

розповсюдження у відкладах карбону проходить за даними В.О.Терещенка [113] по лінії Бєлгород-Двурічна-Суми (рис. 3.18) і відповідає ізогіпсі фундаменту мінус 1000 м. На південний захід від неї простежується перехідна зона, де в карбонатних відкладах розвинені підземні води з мінералізацією 3-15 г/л. Більш за все це седиментаційні води, дещо розбавлені інфільтраційними. Ще нижче по зануренню порід на глибинах 400-1000 м розповсюджені води з мінералізацією від 17 до 70 г/л (Старобільськ-Городище). Вони відносяться до чітко вираженого хлоркальцієвого типу (за В.О. Суліним), практично безсульфатні і вміщують значну кількість брому, йоду, амонію, бору, метанові розчинені гази (таблиця 3.1). Ці гідрогеологічні показники зі всією очевидністю свідчать, що дані води не несуть ніяких слідів розбавлення інфільтраційними водами. Вони належать до метаморфізованих седиментаційних і є похідними кам'яновугільних морських або слабоопріснених і слабозасолонених басейнів седиментації, похованих одночасно з накопиченням кам'яновугільних осадків. Наведені умови призвели до порівняно невисокої мінералізації вод. Збереження таких сингенетичних вод зумовлено тим, що в даній частині регіону були відсутні сильнозасолені ранньопермські евапоритові басейни, важка ропа яких витісняла із кам'яновугільних відкладів морські води в більш занурені частини.

Водорозчинні гази в межах борту відносяться до двох різних генерацій. На глибинах 400-1300 м в зоні пластових температур 25-50°С були встановлені сухі метанові гази, зазвичай з деяким підвищеним вмістом азоту до 26% (таблиця 3.2).

Концентрація газу у воді – 300-980 $см^3/л$, коефіцієнт газонасичення (Рг/Рпл) складає 0,3-0,7 і більше. Ці гази формуються у верхній низькотемпературній зоні метаноутворення, з якою в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) пов'язані невеликі поклади сухого метанового газу на деяких родовищах (Краснопопівське, Томашівське).

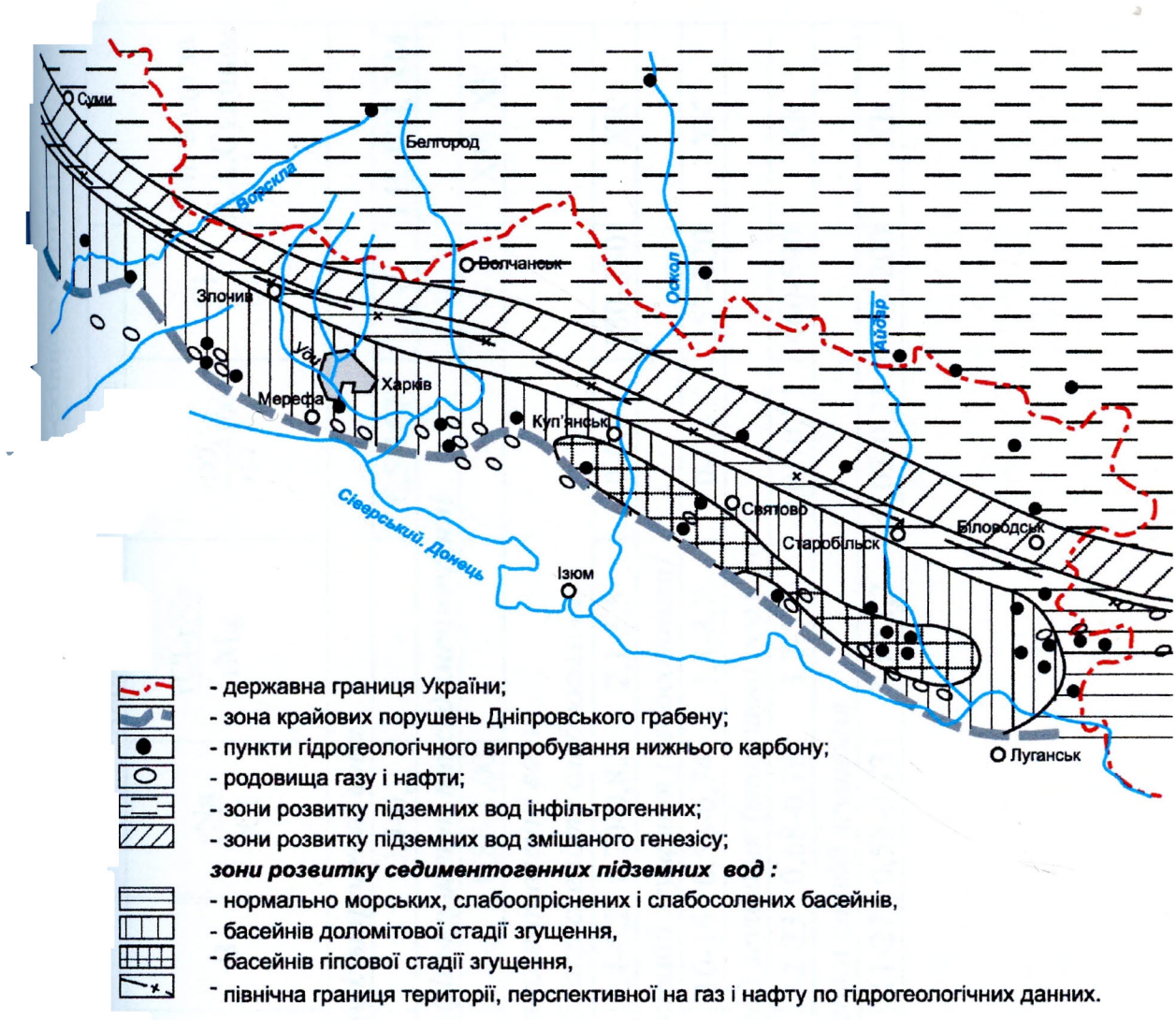


Рис. 3.18.Схематична гідрохімічна карта нижньокам'яновугільних відкладів північно-східного борту ДДЗ (за В.О. Терещенком, 1963) [113]

Деякі показники хімічного складу вод нижнього та середнього карбону північно-східного борту ДДЗ

Загальна мінералізація, г/дм^3	Вміст, г/ дм^3					Характерні коефіцієнти				Тип води за В.А.Суліним
	SO''_4	Br	J	NH_4	B	$\frac{rNa}{rCl}$	$\frac{rCl-rNa}{rMg}$	$\frac{rSO_4}{rCl}100$	$\frac{Cl}{Br}$	
Інфільтрогенні води										
0,3-0,2	110-340					0,4-0,2	-	6,5-167	-	ГН, СН, ХМ
Змішані води - інфільтрогенні та седиментогенні										
3-15	20-150	До 26	До 0,7	До 2	-	0,85-1,00	-	-	-	ХМ, ХК
Седиментогенні води										
Морські, слабоопріснені та слабоосолонені										
20-50	Сліди-170	40-110	1,0-7,1	5-70	0,4-6,2	0,70-0,82	2,1-3,5	0-0,6	180-330	ХК
Доломітової стадії згущення (неоосолонені)										
100-150	Сліди-447	210-320	3,8-11,8	36-57	10-16	0,58-0,74	3,3-8,7	0-0,4	257-320	ХК
Доломітової стадії згущення (вторинно осолонені)										
137-206	5,8-209	156-225	4,1-16,8	43-115	12-23	0,68-0,78	3,2-5,7	0,01-0,13	460-590	ХК
Гіпсової стадії згущення										
157-200	58-316	396-696	16-18	40-101	11-27	0,58-0,73	2,6-12,2	0,03-0,21	175-200	ХК

Показники складу водорозчинних газів та ступеню газонасичення підземних вод нижнього та середнього карбону північно-східного борту ДДЗ

Глибина, м	Пластові температури, °С	Ступень катагенеза	Об'ємна доля компонентів, %							Концентрація газу у воді, $см^3/л$	Тиск насичення, $P_г$, МПа	Коефіцієнт газонасичення, $P_г/P_{пл}$
			CH_4	∑ТУ	$\frac{CH_4}{∑ТУ}$	N_2	He	Ar	CO_2			
Сухі метанові гази верхньої зони газоутворення												
400-1500	25-50	ПК-$МК_1$	72,4-92,9	0,04-0,9	100-2090	5,8-26,2	0,08-0,20	0,03-0,28	0,8-1,5	150-980	1,5-9,3	0,3-0,7
Вуглеводневі гази основної зони газоутворення												
1500-3000	50-100	$МК_2$-$МК_3$	82,3-92,7	2,2-7,8	11-42	3,1-9,5	0,06-0,33	0,02-0,11	0,3-2,3	620-1500	5,3-31,0	0,34-1,0
Вуглеводневі гази з накладеною N_2 – He – Ar-аномалією												
1700-3000	55-120	$МК_2$-$МК_3$	49,6-79,3	1,2-3,7	16-59	14,4-46,6	0,9-1,8	0,13-0,34	0,4-1,0	370-1300	5,9-29,0	0,31-1,0

Примітка: ∑ТУ – сумарна об'ємна доля важких вуглеводнів

На глибинах 1500-3500 м у зануреній частині борту в зоні пластових температур 50-100°С поширені жирні вуглеводневі розчинені гази, що вміщують, крім метану, значну кількість важких вуглеводнів (від 1,5 до 8%, метановий коефіцієнт 10-60). У прифундаментних частинах розрізу поблизу крайових глибинних порушень вуглеводневі гази нижнього карбону збагачені азотом (14-47%), гелієм (0,9-18%) і аргоном (0,13-0,34%). Концентрація газу у воді для цієї зони змінюється від 370 до 1520 $см^3$/л, зазвичай знаходячись в межах 600-1000 $см^3$/л. Коефіцієнт газонасичення змінюється від 0,3-0,5 до 0,7-1,0, тобто на окремих ділянках води гранично насичені газом. Там відбувається його виділення у вільну фазу і формуються поклади, що мають аналогічний склад газу.

Формування жирних вуглеводневих газів даної зони пов'язане з основною фазою газогенерації у вугленосних формаціях карбону на стадії раннього катагенезу ($МК_2$-$МК_3$). Збагачення вуглеводневих газів азотом, гелієм і аргоном обумовлене міграцією останніх із порід кристалічного фундаменту, що підтверджується результатами ізотопного аналізу аргону, на 40-70% представленого радіоактивним аргоном, утворення якого характерне для збагачених калієм кристалічних порід.

Для вуглеводневих газів характерна також і значна неоднорідність вмісту гомологів метану, що, напевно, пов'язане з нерівномірним розподіленням сапропелевої компоненти у вугленосних породах карбону. Високі концентрації гомологів метану (5-8% і більше) відображають підвищену генерацію рідких вуглеводнів і можливість існування, газових і нафтових покладів. У північно-західній частині борту (на захід від Богодухова), де відомі поклади нафти недонасичені газом, розчинені гази, імовірно, мають азотно-вуглеводневий склад з дуже жирною вуглеводневою фракцією, як це встановлено у північно-західній частині грабена.

Аналіз розглянутих гідрогеологічних матеріалів дозволяє зробити наступні основні висновки.

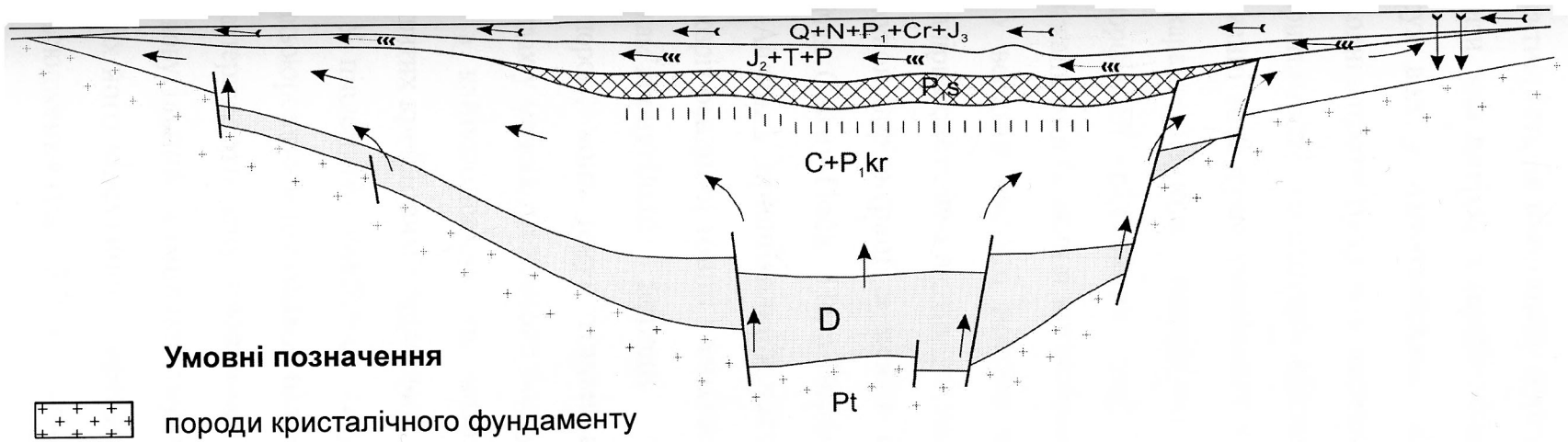
Кам'яновугільні відклади в межах північно-східного борту при заляганні на глибинах більше 400-700 м на сході і більше 700-1000 м на заході належать до нижнього гідрогеологічного поверху. Вони вміщують в собі давні седиментогенні води і ніколи не промивались прісними інфільтрогенними водами. Підошва верхнього гідрогеологічного поверху в південній частині борту проходить по регіональному водоупору верхньоюрських глин, на півночі переміщується в середньоюрські глини і тільки на північ від лінії Біловодськ-Білокуракіне-Золочів-Велика Писарівна охоплює кам'яновугільні відклади. Потік прісних інфільтрогенних вод, що рухається із основної області живлення поблизу наведеної лінії, переміщується із карбонатних відкладів в юрські та крейдяні, де і продовжує рух до регіональної області розвантаження на південно-західному крилі басейну. Таке переміщення фільтраційного потоку, імовірно, пов'язане зі зміною карбонатних платформних фацій карбону на переважно теригенні донецькі і з наявністю провідних тектонічних порушень, по яких проходить міграція вод у вищележачі високопроникні горизонти.

Нижній гідрогеологічний поверх у межах північного борту представлений тільки верхньою зоною квазізастійного режиму з пластовими тисками, близькими до регіональних гідростатичних. У нижньому гідрогеологічному поверсі в кам'яновугільних відкладах північного борту існували і існують сприятливі гідрогеологічні умови для формування і збереження покладів вуглеводнів. Формування невеликих покладів могло відбуватися в результаті місцевих газонафтогенераційних процесів на ділянках, де породи збагачені органікою і досягається перенасичення вод газами. Однак, скорочення товщин кам'яновугільних відкладів знижує місцевий газонафтогенераційний потенціал. У той же час можна передбачати, що існували сприятливі умови для латеральної сучасної міграції із грабеноподібної частини западини, особливо у періоди проявлення активного елізійного гідродинамічного режиму в найбільш занурених частинах басейну (карбон, юра, крейда). Екранування вуглеводнів і

утворення покладів могло проходити у малоамплітудних склепінних пастках, а також у літологічних, тектонічних та стратиграфічних пастках. Викладене дозволило В.О. Терещенко [113] рекомендувати постановку пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у межах північно-східного борту на ділянках, де кристалічний фундамент залягає на глибинах до 1,5 км. При отриманні позитивних результатів, до перспективних можуть бути віднесені ділянки з глибинами до 1,0-1,2 км.

Дослідження гідрогеологічних передумов нафтогазоносності [37] в межах суміжної території – центральної частини Північного борту (ПнБ) ДДЗ дозволили вперше детально обґрунтувати схему руху і розвантаження підземних вод різного походження, виходячи із характеру їх п'єзометричної поверхні та розподілу температур. Розроблена нова схема підземних вод цілком узгоджується з висновками другої праці (М.І. Субота, 1968), в якій на основі вивчення розподілу дейтерію у водах осадового чохла середньої частини западини обґрунтована аналогічна гідродинамічна схема. Згідно з нею рух вод у палеозойському комплексі спричиняється різницею пластових тисків, зумовленою різним геостатичним навантаженням, викликаним більшими товщинами осадових утворень у центральній частині западини порівняно з прибортовими зонами і спрямованим з областей високих тисків в області понижених. Основний напрямок руху підземних вод висхідний. Шляхами міграції є розломи, розриви і тріщини, зони дроблення, які зумовлюють вертикальну міграцію знизу-вверх, а також через проникні пласти, по яких рухалися води від центральної частини до північного і південного бортів ДДЗ (рис. 3.19).

Така концепція дозволила нам по-новому оцінити бортові частини ДДЗ та схили Воронезької антеклізи і Українського щита, які тривалий період відносилися до малоперспективних в нафтогазоносному відношенні. Згідно з новою і надзвичайно прогресивною для свого часу оцінкою відмічалось, що у прибортових частинах западини існують сприятливі гідродинамічні умови для формування покладів ВВ як в антиклінальних, так і літолого-



Умовні позначення

породи кристалічного фундаменту

Напрямки руху вод:

- атмосферного походження (зона активного водообміну);
- метаморфізованих седиментаційного, давньоінфільтраційного і глибинного походження (зона значно уповільненого водообміну);
- змішаного походження (зона уповільнення водообміну);
- область максимальних гідростатичних тисків (максимальних приведених рівнів);
- регіонально газо-водонепроникні породи (соленосна товща нижньої пермі).

Рис. 3.19. Схема руху та розвантаження підземних вод у південно-східній частині ДДЗ (за І.В.Височанським, 1999р.) [37]

стратиграфічних та тектонічно екранованих пастках. Особливо важливим є перспективність як північного борту западини, так і південного схилу Воронезької антеклізи, яка витікає з нових позицій, оскільки обгрунтувати існуючі уявлення про рух вод у палеозойських відкладах у південному напрямку і міграції вуглеводнів проти руху вод нереально (рис. 3.20). Отже, з сьогоденних поглядів найсприятливіші геологічні обставини для формування покладів вуглеводнів притаманні зоні дуже уповільненої ексфільтрації елізійної водонапірної системи, яку характеризують відповідні умови: високі ступені мінералізації та метаморфізації підземних вод, значна кількість водорозчинних газів з переважанням в їх складі вуглеводневих сполук.

У верхній частині розрізу моноклінального схилу формується природна водонапірна система з активним водообміном, живлення якої водами відбувається за рахунок інфільтрації в межах Воронезької антеклізи та підвищених ділянок міжріччя Сейму-Псла, Псла-Ворскли, Ворскли-Сіверського Дінця, Сіверського Дінця-Айдар. У приапікальній частині антеклізи інфільтраційна система охоплює весь розріз осадової товщі і верхню частину фундаменту. Далі на південний захід, де кам'яновугільні породи перекриваються бат-байоським глинистим водоупором, вона існує тільки в кайнозойських і мезозойських теригенних відкладах у межах північного борту. На Старобільсько-Міллерівському схилі вона існує в кайнозойських та мезозойських теригенних відкладах (рис. 3.21), перекритих крейдовим і тріасовим флюїдоупорами.

У південній, найбільш зануреній частині борту, де розріз нарощується середньоюрськими породами, підземні води, що містяться в них, змішані за типом і характеризують зону уповільненого водообміну. На північній окраїні Донбасу кам'яновугільний комплекс перекривається частково відкладами тріасу і на ділянках його відсутності - крейдовим флюїдоупором, що набуває тут широкого розповсюдження (рис. 3.22) більшої товщини.

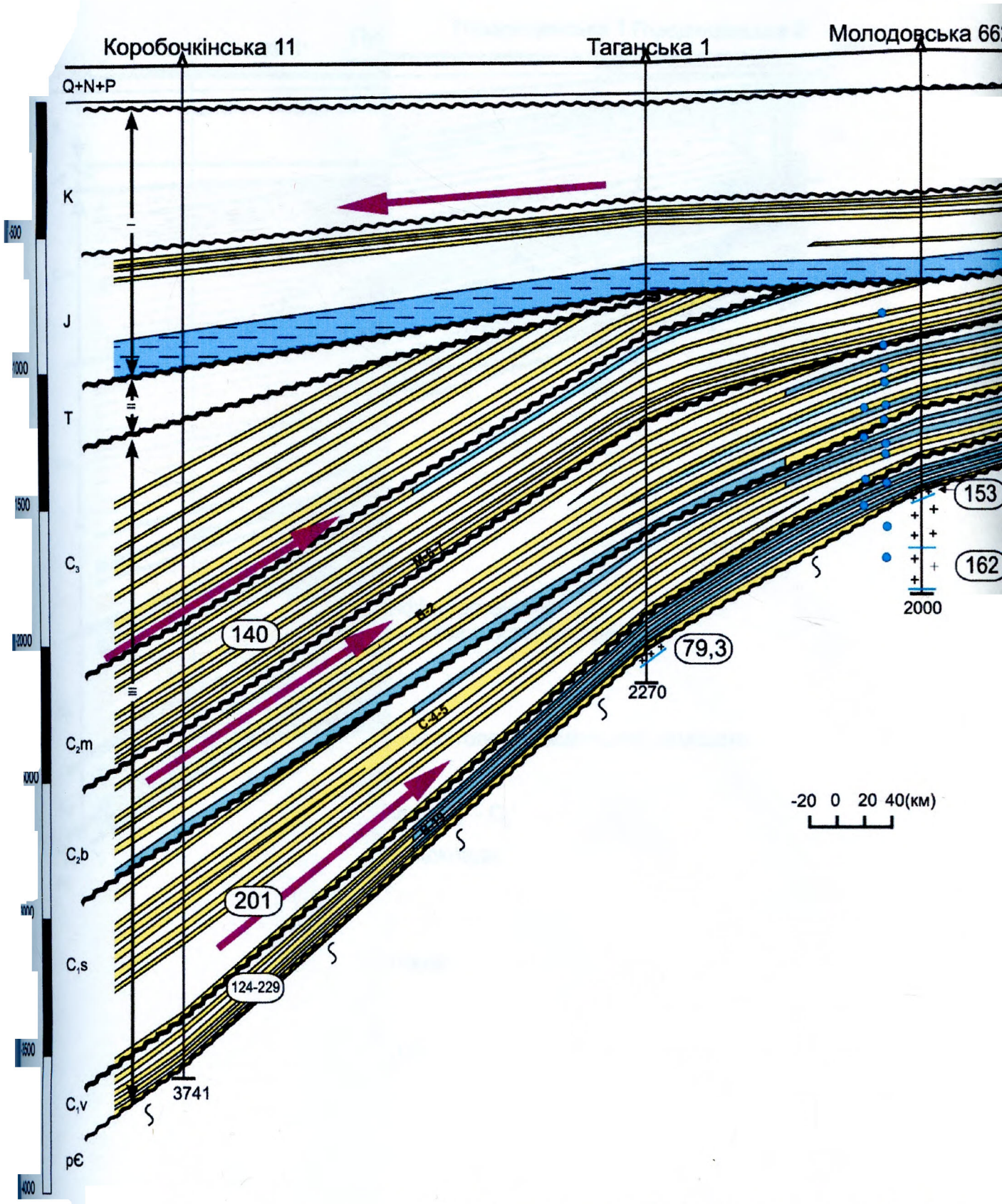
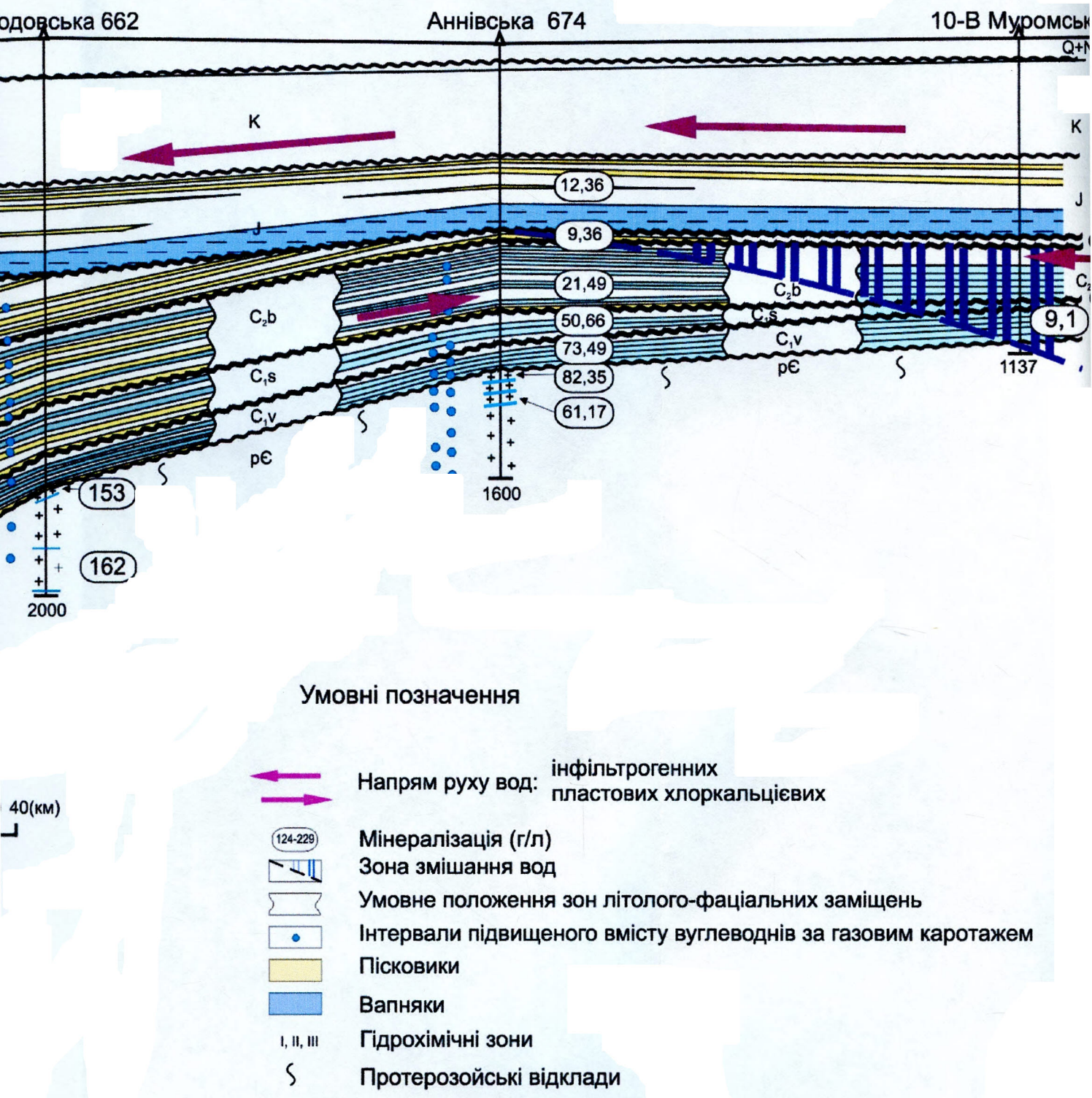


Рис. 3.20.Профільний гідрогеологічний розріз північно



різ північного борту ДДЗ (за І.В.Височанським, 1999 р.) [37]

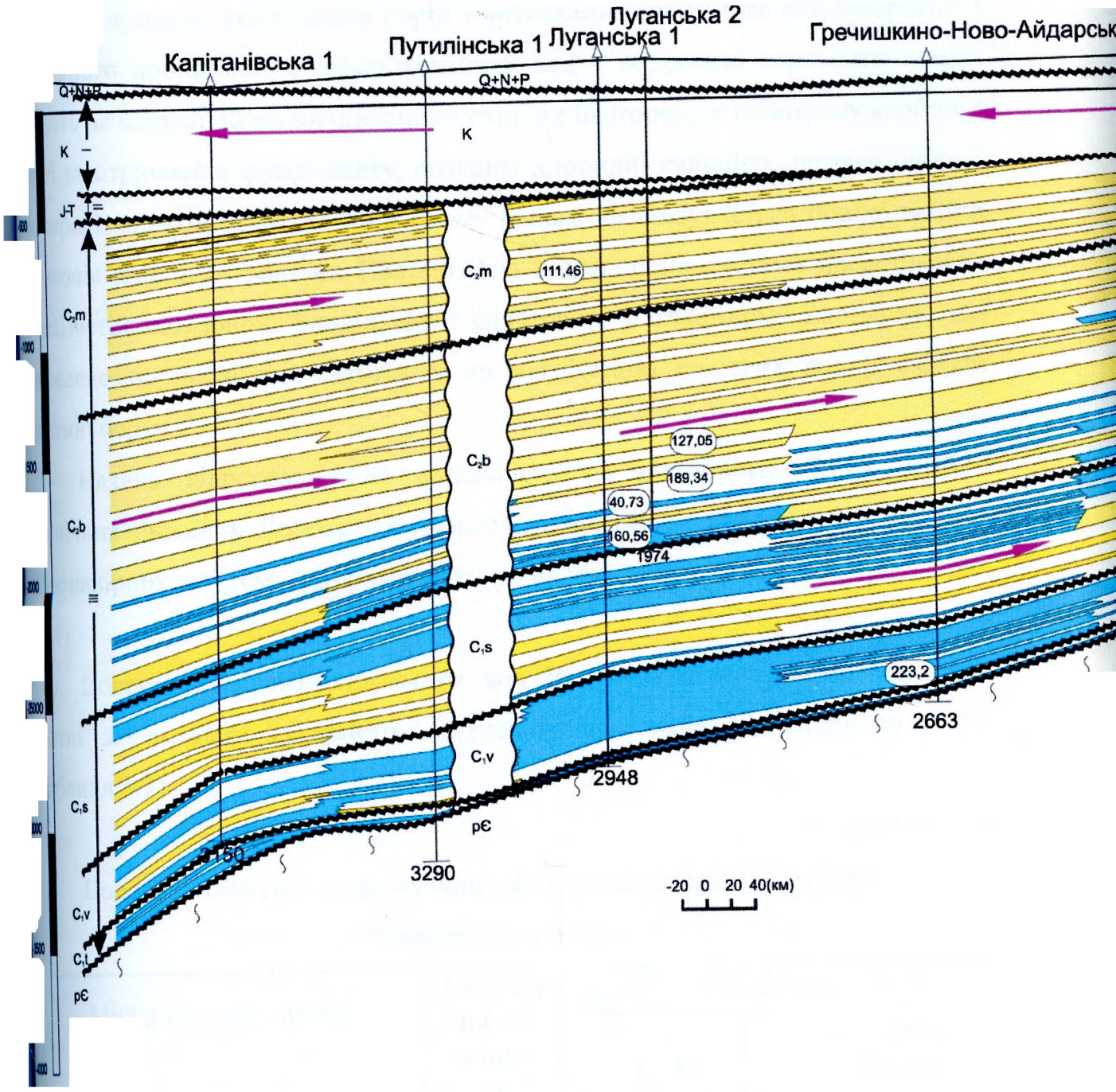
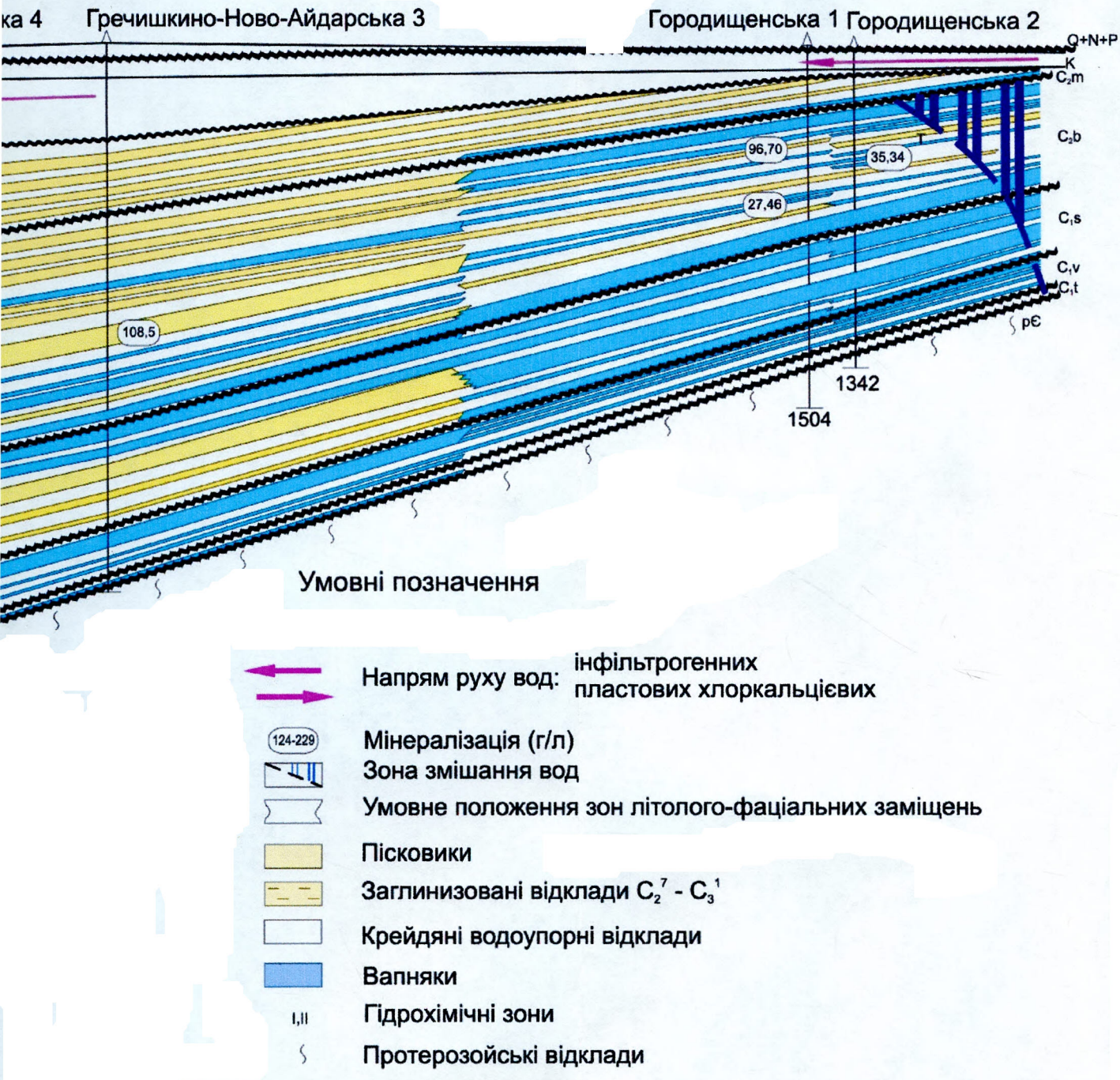


Рис. 3.21. Профільний гідрогеологічний розріз півні



Умовні позначення

Напрям руху вод: інфільтрогенних, пластових хлоркальцієвих

124-229 Мінералізація (г/л)

Зона змішання вод

Умовне положення зон літолого-фаціальних заміщень

Пісковики

Заглинизовані відклади C_2^7 - C_3^1

Крейдяні водоупорні відклади

Вапняки

I,II Гідрохімічні зони

Протерозойські відклади

них окраїн Донбасу (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

Нижче по розрізу розташована постелізійна природна водонапірна система, для якої процеси ущільнення порід і витискання підземних вод завершені і активного проникнення інфільтраційних вод у водоносні горизонти немає. Навіть на віддалі 32 км на південний схід від Бєлгорода у нижньому карбоні і корі вивітрювання фундаменту, розкриті хлоридні кальцієво-натрієві води з мінералізацією 9 г/дм^3, тобто в цьому районі не відбувається повної заміни розсолів прісними водами. Постелізійна водонапірна система представлена квазізастійною зоною уповільненої фільтрації у північному напрямку, що доведено на дослідних полігонах по нагнітанню шахтних вод у східній частині борту.

Наявна гідрогеологічна зональність на північному борту ДДЗ і північних окраїнах Донбасу обумовлена існуванням двох типів природних водонапірних систем, які розділяються водотривкими товщами (рис. 3.20, 3.21).

Водорозчинні гази підземних вод Воронезької антеклізи - киснево-азотні за складом із вмістом вуглеводневих газів від слідів до 4,43% (таблиця 3.3).

Таблиця 3.3

Водорозчинні гази кристалічного фундаменту і нижнього карбону Воронезького масиву

Місце відбору проби	Інтервал випробування, м	Вік	Склад газів, об. %		
			O_2	N_2	Вміст вуглеводневих газів
с. Біловське, св. 632г	558-660	C_1v	13,55	83,00	3,45
с. Біловське, св. 677г	476-590	C_1v	13,61	86,39	Сліди
с. Білвіне, св. 921г	523-538	C_1v	17,85	82,15	Сліди
с. Біловське, св. 2061г	704-725	pЄ	2,37	59,20	38,45
Яковлєвський рудник, штрек	-		2,56	63,09	34,35
с. Маслова Пристань, св. 1111, штрек	805-900	C_1v	15,61	81,40	2,99
с Муром, св. 10В	909-1012	pЄ	13,75	81,82	4,43

Привертають увагу проби води, відібрані із св.2061 та в Яковлєвському руднику, в яких відносна концентрація вуглеводневих газів досягає 38,45%. Судячи з хімічного складу І.В. Височанський [37] припускає, що вказані води нижньокам'яновугільного та докембрійського водоносних комплексів північно-східної частини борту сформувалися внаслідок змішування седиментогенних і давньоінфільтрогенних вод вилуговування з інфільтрогенними, а підвищений вміст вуглеводневої частки у водорозчиненому газі із штреку Яковлєвського рудника може засвідчувати про сучасне періодичне поновлення міграційних процесів. Головним джерелом руху пластових флюїдів, у тому числі і вуглеводнів, слід вважати геодинамічні процеси, які підтримують гідродинамічну систему в стані енергетичної напруженості, а шляхами міграції розглядаються активні субмеридіональні розриви у породах кристалічного фундаменту, що виділяються за даними геофізичних досліджень .

Встановлені факти дозволяють опрацьовувати нові нетрадиційні підходи до оцінки перспектив нафтогазоносності моноклінального схилу Воронезького масиву. Зі змін загальної мінералізації підземних вод з глибиною в центральній частині борту залежно від віку утворень видно (рис.3.22), що наростання їх значень від одиниць до сотень грамів на літр відбувається у відкладах кайнозой-середньоюрських (одиниці) і тріасових відкладах (сотні), які розділені водотривом, а загальна мінералізація вод у породах карбону практично не змінюється. Це дало підстави І.В. Височанському [37] виділити три гідрогеохімічні зони:

верхню, води якої характеризуються мінералізацією до 10 г/дм^3, сульфатним, гідрокарбонатним або хлоридним натрієвим складом і коефіцієнтом метаморфізації 0,79-1,60;

середню, що утворена північною і південною смугами, яка характеризується водами від гідрокарбонатних та сульфатних натрієвих з мінералізацією 3 г/дм^3 до хлоридних кальцієво-натрієвих з мінералізацією 135 г/дм^3;

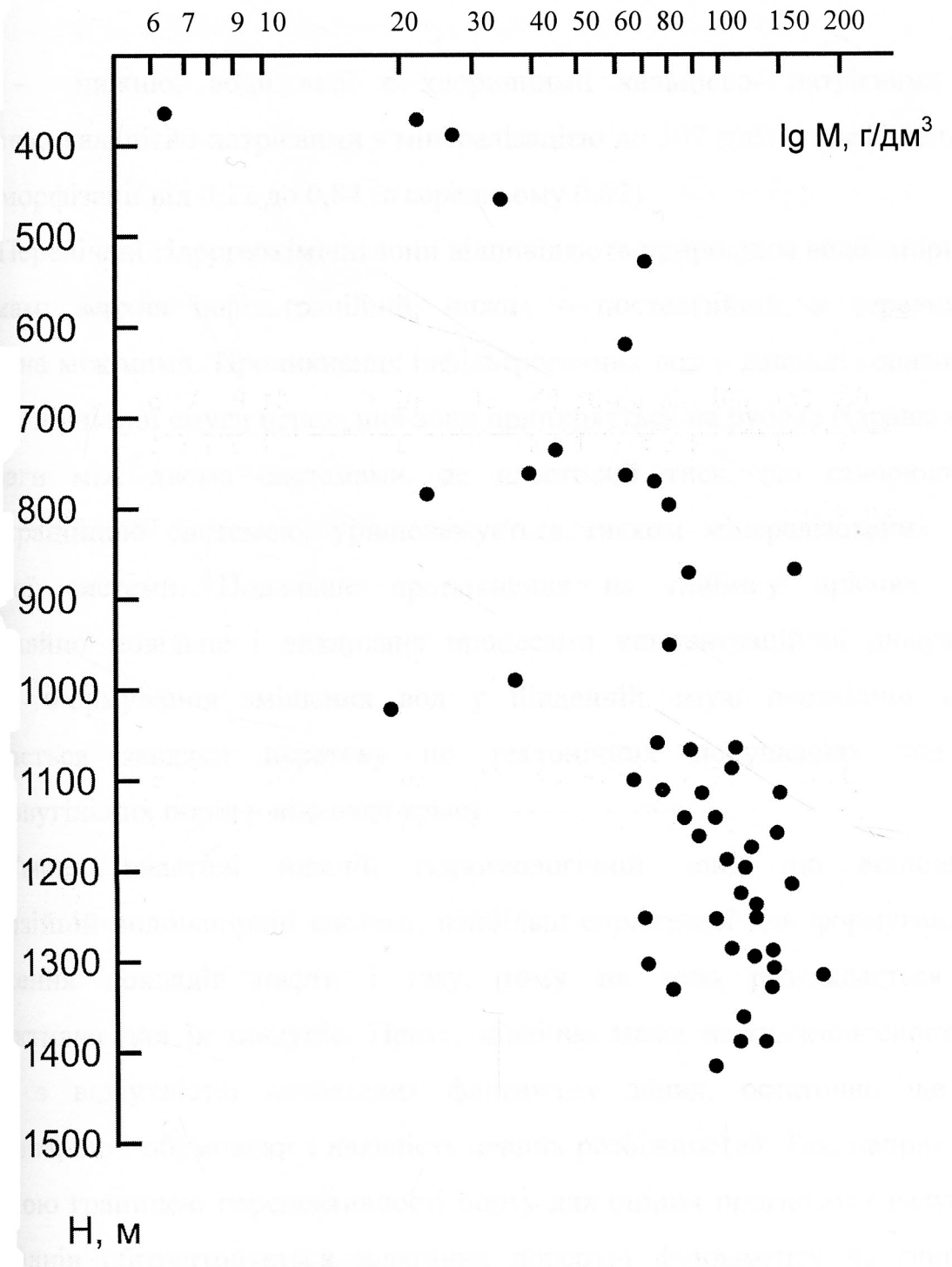


Рис. 3.22.Зміна з глибиною загальної мінералізації підземних вод північних окраїн Донбасу (за В.В.Колодієм та інш., 1999 р.) [37]

– нижню, води якої є хлоридними кальцієво- натрієвими та магнієво-кальцієво-натрієвими з мінералізацією до 307 г/дм^3 і коефіцієнтом метаморфізації від 0,22 до 0,84 (в середньому 0,62).

Перелічені гідрогеохімічні зони відповідають природним водонапірним системам: верхня інфільтраційній, нижня – постелізійній, а середня – перехідна між ними. Проникнення інфільтрогенних вод у давніші горизонти в межах північної смуги перехідної зони припиняється на рубежі гідравлічної рівноваги між двома системами, де пластовий тиск, що створюється інфільтраційною системою, урівноважується тиском мінералізованих вод елізійної системи. Подальше проникнення на глибину прісних вод надзвичайно повільне і викликане процесами концентраційної дифузії і осмосу. Формування змішаних вод у південній смузі перехідної зони відбувається завдяки перетоку по тектонічних порушеннях вод із кам'яновугільних порід у відклади тріасу.

Умови властиві нижній гідрогеологічній зоні, що відповідає постелізійній водонапірній системі, найбільш сприятливі для формування і збереження покладів нафти і газу, тому ця зона розглядається як перспективна для їх пошуків. Проте, північна межа нафтогазоносності, у зв'язку з відсутністю необхідних фактичних даних, остаточно ще не визначена, що і обумовлює і наявність певних розбіжностей. Так, наприклад, північною границею перспективності борту для оцінки прогнозних ресурсів вуглеводнів обгрунтовується залягання поверхні фундаменту на глибині мінус 1,5 км. Виходячи із гідрогеологічних даних, автори статті [37] Колодій В.В., Височанський В.І., Зюзькевич М.П. проводять цю межу по ізолінії мінус 1,4 км поверхні фундаменту, а за Кривошеєю В.О., який пов'язує її з ізолінією 50 г/дм^3 мінералізації кам'яновугільного комплексу, ця границя відповідає ізогіпсі мінус 1,0 км (на окремих ділянках мінус 0,6 км). Існує точка зору, що значний опріснювальний вплив інфільтраційних вод проявляється на глибині залягання кам'яновугільних відкладів менше 700 м, а

на більших глибинах зберігаються сприятливі умови для формування покладів вуглеводнів. Отже, в цілому, спостерігається тенденція до розширення перспективної території в північному напрямку, але залишається необхідність її підтвердження запланованим параметричним бурінням.

Умови для формування і збереження покладів нафти і газу в інфільтраційній зоні традиційно вважаються малосприятливими. Проте, як свідчать матеріали світової практики, пошуковими роботами встановлені численні поклади вуглеводнів, навіть родовищ-гігантів (Західно-Канадський басейн, басейн Маракайбо, Ілізі та інш.) в зонах розвитку інфільтраційних та змішаних вод. У Дніпровсько-Донецькому басейні, враховуючи наявність у відкладах юри центрального грабену промислових скупчень вуглеводнів, які сформувалися завдяки перетоку флюїдів по тектонічних порушеннях із палеозойського комплексу (Рибальське, Солохівське, Більське, Руновщинське та Решетниківське родовища), зону, що включає мезозойський нафтогазоносний комплекс, доцільно розглядати на борту як зону невизначених перспектив.

Про можливість перетоків флюїдів (у тому числі і вуглеводневих) у межах північного борту свідчать результати випробування параметричної св.1 Правдинської площі: з інтервалу 800-870 м (кімеріджський водоносний горизонт верхньої юри) отримано приплив прісної води з газом. Розрахунковий дебіт води 144 $м^3$/д, газу 2300 $м^3$/д. Хімічний склад газу: метан - 94; етан - 2,9; пропан 0,94%. За попередніми даними газової геохімічної зйомки на Північному борту ДДЗ зафіксовано аномальні зони, що свідчить про широкомасштабні процеси вертикальної міграції вуглеводневих газів. Отже, на окремих ділянках північного борту не виключена можливість формування покладів у пастках склепінного і несклепінного типів (в першу чергу тектонічно екранованих) у юрських відкладах.

Перспективи нафтогазоносності перехідної зони за даними І.В. Височанського [37] повинні розглядатися диференційовано. Південна смуга, виходячи із гідрогеологічних показників, а також враховуючи

наявність у відкладах тріасу покладів ВВ у грабені (Качанівське, Рибальське, Радченківське, Руновщинське, Більське родовища) та на північних окраїнах Донбасу (Краснопопівське), повинна розглядатись як перспективна, тим більш, що в умовах виклинювання товщі тріасу є підстави прогнозувати пов'язані з нею літологічні і стратиграфічні пастки. Північна смуга з позиції нафтогазоносності практично не вивчена. Водночас існує думка, що біля фронту впливу інфільтрогенних вод не виключені поклади важких окислених нафт і бітумів, які на глибині 300-500м можуть мати практичний інтерес. Це дає підстави віднести північну смугу до зон з невизначеними перспективами і обумовлює необхідність її вивчення.

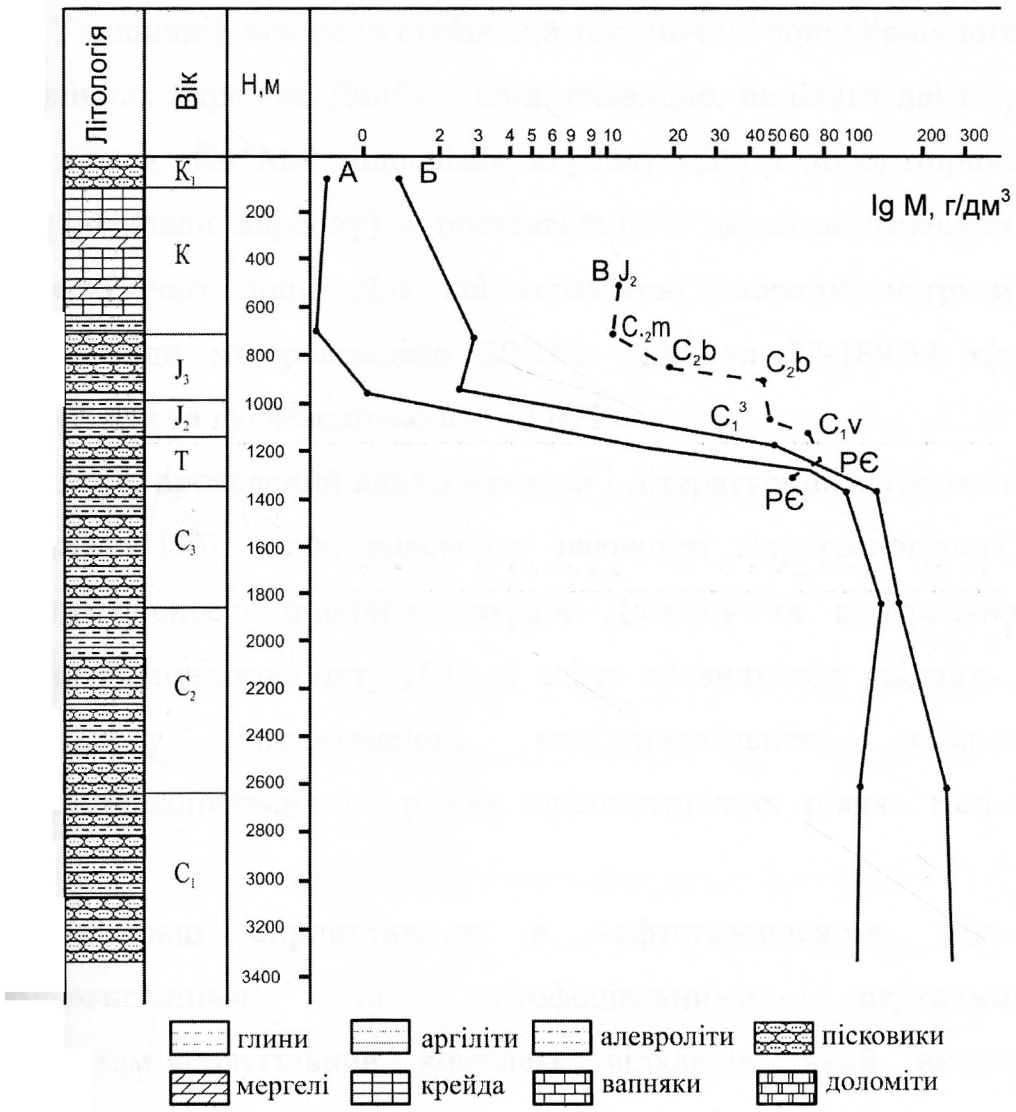
Викладені результати досліджень, з урахуванням новітних даних геологорозвідувальних робіт по центральній частині борту, повністю підтверджують розроблену раніше схему руху і розвантаження підземних вод регіону, на базі якої була започаткована реальна оцінка перспектив нафтогазоносності північного борту ДДЗ.

У східній частині Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області, тобто Північні окраїни Донбасу, у відкладах середнього карбону і тріасу встановлено близько 50 покладів газу і газоконденсату на глибинах від 346 до 1460 м (родовища Краснопопівське, Борівське, Капітанівське, Лобачівське, Вергунське та інш.). При цьому дебіти газу складають від 3 до 400 тис.м^3/добу, досягаючи на деяких родовищах понад 1100 тис.м^3/добу (Краснопопівське, Кондрашівське, відклади башкирського ярусу середнього карбону) і навіть 1570 тис. та 2306 тис.м^3/добу (при випробуванні порід тріасового віку на Краснопопівському родовищі в інтервалах 346-366 та 428-550 м відповідно). Мінералізація підземних вод, видобутих на поверхню при випробуванні середньокам'яновугільних відкладів, становить від 23,9 до 171 г/дм^3, тріасових – 6,9 та 37,8 г/дм^3. Її різкої зміни на якійсь певній глибині, як це було відмічено для центральної частини борту (рис.3.22), у вивченому інтервалі східної частини не спостерігається (рис. 3.23).

Згідно з попереднім виділенням гідрогеохімичних зон для центральної частини борту вивчені води на сході належать до перехідної та нижньої зон. Проте їх межі тут відповідають меншим глибинам. Так, виходячи з розподілу мінералізації по глибині (рис. 3.23), верхня межа перехідної зони становить 300 м, а нижня, яка визначається ще менш чітко, тяжіє до глибини 700 м і нижче.

Переміщення глибинних границь природних водонапірних систем ближче до поверхні в східній частині борту, порівняно з центральною, обумовлено розташуванням у цьому районі вірогідних флюїдотривких товщ. Так, якщо крейдяно-мергельна товща верхньої крейди в районі Харківської опорної свердловини розвинута на глибинах 100-700 м, то на північних окраїнах Донбасу (площі Борівська, Вергунська, Кондрашівська та інш.) – 70-470 м.

Підсумовуючи вищенаведене, відмітимо, що у розрізі центральної частини Північного борту ДДЗ та північних окраїн Донбасу стало можливим виділення вертикальних гідрогеохімічних зон, які в різних частинах її територій набувають суттєвих відмінностей. У південній мобільній частині борту виділяються три зони, що відповідають інфільтраційній, перехідній та постелізійній природним водонапірним системам. Перша (Kz+Mz до J включно) характеризується прісними і слабосолонуватими водами хлоридного, сульфатного і гідрокарбонатного натрієвого складу із киснево-азотними водорозчиненими газами (ВРГ). Друга (Т) відзначається наростанням мінералізації до 100 г/дм^3 хлоридних, натрієвих і кальцієво-натрієвих вод з азотно-вуглеводневим складом ВРГ. Третя (відклади карбону) насичена високомінералізованими хлоридними кальцієво-натрієвими розсолами із вуглеводневими ВРГ і є найбільш перспективною для нафтогазонагромадження.



А і Б (для мобільної зони) лінії, які відповідають мінімальним і максимальним значенням загальної мінералізації;
В (для відносно стабільної зони) лінія, яка відповідає по глибині (без ув'язки з літологією) значенням загальнгої мінералізації

Рис. 3.23.Зміна зональної мінералізації вод по глибині та водоносних комплексах північного борту ДДЗ, суміжного з північними окраїнами Донбасу (за Колодієм та інш., 1999 р.) [37]

У північній відносно стабільній тектонічній зоні Північного борту ДДЗ та північних окраїнах Донбасу слід, очевидно, виділяти дві гідрогеохімічні зони: перша (Kz+Mz) відповідає інфільтраційній водонапірній системі, а друга (відклади карбону) - постелізійній з деякими ознаками перехідної гідрогеохімічної зони. Для неї характерні хлоридні натрієві кальцієво-натрієві води мінералізацією 20-162 г/дм^3 та 27-189,34 г/дм^3, азотно-вуглеводневі та вуглеводнево-азотні ВРГ.

Отже, проведений аналіз наявних і літературних матеріалів та власних досліджень [73], щодо вияснення наявності гідрогеологічних передумов нафтогазоносності північних окраїн Донбасу та центральної суміжної частини Північного борту ДДЗ зі всією очевидністю свідчить про високу потенціальну сприятливість кам'яновугільного комплексу для нафтогазонакопичення на різних гіпсометричних рівнях моноклінального схилу.

Найбільш сприятливими в нафтогазоносному відношенні за гідрогеологічними та літофаціальними передумовами є середньокам'яновугільний комплекс відкладів, який включає породи московського та башкирського ярусів. Підземні води середнього карбону, що є об'єктом досліджень дисертаційної роботи, пов'язані з породами-колекторами переважно теригенного типу і лише частково карбонатного, які розвинені у вигляді прошарків товщиною від 2-х до 5-20 м та окремих потужних піщаних барових та руслових тіл товщиною 50-100 м. Кількість продуктивних горизонтів у відкладах московського ярусу – 7, від літопачки М-1 до М-7, а в башкирських – 13, від Б-1 до Б-13.

Верхнім водоупором комплексу виступає в південній зануреній частині заглинизована частина світи C_2^7 московського ярусу та світа C_3^1 верхнього карбону. В центральній та північній частині території схилу водоупором служать тріасові і крейдяні відклади.

У межах розрізу середнього карбону спостерігається вертикальна гідрохімічна зональність, що проявляється в збільшенні мінералізації пластових вод з глибиною залягання, від 27,46 г/дм^3 (св. Городищенська), до 68,36 г/дм^3 (св. 201 Вергунська, інтервал 930-934 м, гор.М-4г) і до 143,70 г/дм^3 (св. 1 Краснопопівська, інтервал 1794-1790 м, гор. Б-10).

За хімічним складом підземні води відкладів московського і башкирського ярусів відносяться до хлоркальцієвого типу за В.А. Суліним з високою ступінню метаморфізації ($r\frac{Na}{Cl}$ =0,68-0,87).

Води практично безсульфатні ($r\frac{SO_4}{Cl}$=0,0016-0,00006). Слід зазначити, що зі збільшенням загальної мінералізації пластових вод середнього карбону спостерігається збільшення концентрації Ca^{2+}; Mg^{2+}; Na^-; $C1^-$ з однієї сторони і зменшення SO_4^{-2} та HCO_3^- з другої.

Вміст мікрокомпонентів у пластових водах середнього карбону складає приблизно 1% від загальної суми солей. Вміст йоду коливається в межах від 4,05 до 15,96 г/дм^3, бору – 6,75-26,70 г/дм^3. Вміст брому збільшується з ростом мінералізації і метаморфізації. Для пластових вод відкладів середнього карбону на відміну від нижньокам'яновугільного водоносного комплексу характерним являються підвищені концентрації брому (195,36-501,16 г/дм^3), але менші концентрації бору, йоду, амонію.

Збільшення вмісту амонію спостерігається паралельно зі збільшенням ступеня газонасичення вод і досягає 104-120 г/дм^3 (300 г/дм^3 в св. 9 Краснопопівська; $C_2^в$; інтервал 1833-1848 м). Збільшення вмісту амонію відбувається у водах більш занурених зон, де поширені легкі нафти і розвинені переважно газові поклади. Амоній накопичується в зонах ореольного газонасичення пластових вод.

За динамічністю водоносні горизонти середнього карбону високонапірні, статичні рівні встановлюються на глибинах від 12 м (св. 9 Краснопопівська, інт.1833-1848 м; $C_2^в$) до 82 м (св. 2 Ольгівська, інт.1895-

1905 м, гор.М-6). Окрім цього, відклади характеризуються також значною водозбагаченістю. Дебіти вод змінюються від 0,04 м^3/добу (св.№ 10 Борівська, гор.Б-6-7) до 240 м^3/добу (св.№ 1 Вергунська, гор.Б-11) при середньодинамічних рівнях 109 та 650 м відповідно. Водоносні горизонти відносяться до єдиної гідродинамічної зони. Температурний режим відкладів середнього карбону знаходиться в прямій залежності від глибини залягання водовмісних порід. Геотермічний градієнт не перевищує 3°/100 м. Значення виміряних пластових тисків відповідають регіональному гідростатичному тиску.

Водорозчинним газам вуглеводневого та азотно-вуглеводневого складу башкирського ярусу середнього карбону характерно вміст метану, концентрації якого сягають 89,1% (св. 8 Вергунського родовище, інт.2130-2150 м, гор. Б-8-9). Серед важких вуглеводнів переважає етан (до 4,69%). Пружність водорозчинних газів сягає 15-20 МПа. У безпосередній близькості від контуру родовища газонасиченість вод сягає максимальних значень – Рг/Рпл=1 (Вергунське родовище – 0,71÷ 0,93), що є властивим для за контурних вод газоносних пластів.

Дані про фізико-хімічні властивості пластових вод відкладів середнього карбону північних окраїн Донбасу наведені в таблиці 3.4.

Враховуючи все вищенаведене, можна зробити такі висновки:

1. За хімічним складом пластові води середнього карбону північних окраїн Донбасу є малосульфатними та безсульфатними метаморфізованими розсолами хлоркальцієвого типу.
2. За ступенем мінералізації встановлена пряма гідрохімічна зональність: збільшення мінералізації підземних вод кам'яновугільних відкладів з глибиною їхнього залягання від 27,46 до 96,70 г/дм^3 на припіднятій частині Старобільсько-Міллерівській моноклінялі (Городищенська площа) до 85,2-143,7 г/дм^3 на її зануреній частині (Краснопопівська площа).

3. Відмічається підвищена газонасиченість пластових вод.
4. Гідрохімічна характеристика пластових вод середнього карбону є типовою для зони застійного режиму.
5. Хлоркальцієвий тип вод з вмістом мікрокомпонентів (Br, J, B, NH_4), є характерним для нафтогазоносних комплексів.
6. Спостерігається затрудненість водообміну кам'яновугільних комплексів.

Отже, на основі виявлених особливостей підземних вод та їхньої ролі у формуванні покладів у межах суміжної території північного борту ДДЗ, та встановлення аналогічних гідрогеологічних передумов на території північних окраїн Донбасу слід констатувати, що основні нафтогазоносні комплекси (московський, башкирський та верхньосерпуховський) мають сприятливі гідрогеологічні передумови для формування покладів у різноманітних пастках на різних гіпсометричних рівнях моноклінального схилу.

Хімічний склад та ф

№ свердловини	Геологічний вік	Інтервал випробування, м	Дебіт $м^3$/добу / глибина відбору, м	Статичний рівень, м	Динамічний рівень, м	Пластовий тиск, МПа / глибина, м	Питома вага, кг/$м^3$		Температура пластова, °С		
							в пластових умовах	в стандартних умовах		Мінералізація, г/л	Na^++K
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
											Городище
2	C_1t	1268-1249						1020		35,34	9730,6
1	C_1v	1210-1157						1060		96,70	27041,7
1	C_1n_1	850-814						1019,4		27,46	7746,86
											Гречишки
4	C_1v	2560-2550						1150		223,2	51710
1	C_1^5	1876-1840						1092,1		189,34	58385,0
1	C_2^1	1722-1734						1049,9		127,05	34929,6
											Вергунськ
8	C_2^2(Б-8-9)	2130-2150	13,0 / 2100	26	634	21,94 / 2140	-	1041	-	60,14	20513,7
8	C_2^2(Б-8-9)	2040-2069	8,14 / 2010	-	687	-	-	1046	-	65,79	18844,4
9	C_2^2(Б-8-9)	2116-2127	9,10 / 2175	-	-	22,28 / 2100	-	1053	66	77,88	25817,6
200	М-5в	1047-1051	-	-	-	-	-	1035	-	46,48	13663,0
201	М-4г	930-934	-	-	-	-	-	1050	-	68,36	20296,6
1	C_1^5(Б-11-14)	2110-2120	240,0 / 2090	27	650	21,92 / 2115	-	1046	-	62,60	21105,2
											Північно-Лу
1	C_2	1727-1731	-		-	-	-	1098	-	143,10	40517,0
порна	C_1^5	2083-2072								160,56	46008,0
порна	C_2^1	1890-1930									12065,3
											Лобачівсь
4	C_2^4	1456-1466	-	20	-	15,59 / 1461	-	1082	51	117,12	33815,3
5	C_2^3	1890-1905	9,0 / -	-	-	19,86 / 1897	-	1065	60	93,54	27419,1
5	C_2^2	2128-2140	-	-	-	-	-	1067	-	96,25	31425,4
6	C_2^4	1345-1366	-	-	-	14,45 / 1350	-	1080	40	111,64	31146,6
10	C_2^3	1733-1756	1,44 / -	-	-	-	-	1098	77	110,15	30843,1

Хімічний склад та фізичні властивості пластових вод кам'яновугільних відкладів пі

Питома вага, кг/м^3		Температура пластова, °С	Вміст іонів (г/дм^3)										
в пластових умовах	в стандартних умовах		Мінералізація, г/л	Na^++K^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{--}	HCO_3^-	NH_4	B^-	J^+	Br^-
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
			Городищенська площа										
	1020		35,34	9730,6	2752,3	737,4	21772,4	266,6	91,5	-	-	8,82	66,68
	1060		96,70	27041,7	8897,8	826,9	59750,1	8,2	152,5	-	-	0,61	0,11
	1019,4		27,46	7746,86	2035,66	535,65	17020,8	77,36	51,24			сліди	38,01
			Гречишкинська площа										
	1150		223,2	51710	25540	5022	140140,5	131,7	268,4	-	-	19,87	111,2
	1092,1		189,34	58385,04	11588,8	2253,87	117018	18,92	82,35	-	-	11,42	43,60
	1049,9		127,05	34929,6	11615,4	1549,9	78877,6	16,50	61	-	-	-	-
			Вергунське родовище										
-	1041	-	60,14	20513,78	2213,21	427,3	36302,17	39,50	646,60	56,40	-	1,69	197,21
-	1046	-	65,79	18844,40	5130,64	915,64	40450,99	26,74	427,00	56,40	-	3,38	229,19
-	1053	66	77,88	25817,61	342042	671,23	47365,69	52,67	549,00	50,40	-	4,23	266,50
-	1035	-	46,48	13663,07	2805,60	850,71	28528,67	14,81	183,05	47,69		2,27	193,31
-	1050	-	68,36	20296,60	3807,60	1397,59	41945,15	13,99	335,60	59,17	-	4,05	350,05
-	1046	-	62,60	21105,26	2105,25	728,40	37942,20	164,56	561,20	68,40	6,75	5,04	107,20
			Північно-Луганська площа										
-	1098	-	143,10	40517,03	12366,84	1509,78	88650,00	35,38	115,90	-	-	14,81	501,16
			160,56	46008,05	13674,10	1408,49	98867,50	345,51	73,20	-	-	14,38	175,2
				12065,34	2261,64	914,43	24850,0	354,62	207,4	-	-	3,38	80,4
			Лобачівське родовище										
-	1082	51	117,12	33815,36	8951,07	1682,58	72395,14	2,47	274,50	54,00	9,36	30,46	415,58
-	1065	60	93,54	27419,10	6840,85	1281,90	57604,77	35,39	353,80	90,00	4,25	14,38	357,11
-	1067	-	96,25	31425,47	4929,44	732,51	58615,38	24,69	524,60	75,00	4,25	21,00	346,45
-	1080	40	111,64	31146,60	8951,07	1948,28	69459,05	13,58	122,00	54,00	6,81	11,85	452,00
-	1098	77	110,15	30843,18	9096,96	1712,01	68281,78	17,28	195,20	68,40	11,91	12,69	458,21

Таблиця 3.4

к вод кам'яновугільних відкладів північних окраїн Донбасу

дм^3)						r Na / r Cl	r SO_4 / r Cl	Тип води (за В.А.Суліним)
O_4^{--}	HCO_3^-	NH_4	B^-	J^+	Br^-			
6	17	18	19	20	21	22	23	24
6,6	91,5	-	-	8,82	66,68	0,69	0,91	
,2	152,5	-	-	0,61	0,11	0,69	0,02	
,36	51,24			сліди	38,01	0,70	0,32	
1,7	268,4	-	-	19,87	111,2	0,57	0,06	
92	82,35	-	-	11,42	43,60	0,77	0,02	
50	61	-	-	-	-	0,68	0,02	
50	646,60	56,40	-	1,69	197,21	0,87	0,001	хлоркальцієвий
74	427,00	56,40	-	3,38	229,19	0,71	0,0006	хлоркальцієвий
67	549,00	50,40	-	4,23	266,50	0,84	0,001	хлоркальцієвий
81	183,05	47,69		2,27	193,31	0,73	0,0008	хлоркальцієвий
99	335,60	59,17	-	4,05	350,05	0,74	0,0004	хлоркальцієвий
,56	561,20	68,40	6,75	5,04	107,20	0,86	0,0032	хлоркальцієвий
,38	115,90	-	-	14,81	501,16	0,70	0,020	хлоркальцієвий
,51	73,20	-	-	14,38	175,2	160,56	0,36	
,62	207,4	-	-	3,38	80,4	0,74	1,05	
47	274,50	54,00	9,36	30,46	415,58	0,71	0,00002	хлоркальцієвий
,39	353,80	90,00	4,25	14,38	357,11	0,76	0,0006	хлоркальцієвий
,69	524,60	75,00	4,25	21,00	346,45	0,83	0,0006	хлоркальцієвий
,58	122,00	54,00	6,81	11,85	452,00	0,69	0,0001	хлоркальцієвий
,28	195,20	68,40	11,91	12,69	458,21	0,69	0,00018	хлоркальцієвий

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
10	C_2^3	1920-1931	13,0 1926	52	450	20,51 1926	-	1078	69	109,44	32348,20	7
												Борівська
10	Б-7	1855-1879	-	-	-	-	-	1083	-	121,34	38528,91	6
10	Б-3-4	1591-1596	-	-	-	-	-	1053	-	76,58	24161,27	4
10	Б-1-2	1495-1515	61,70 -	46	124	-	-	1070	-	101,60	30453,61	7
10	Б-6-7	1800-1772	0,04 -	-	109	-	1,032	1084	74	121,34	39227,42	6
Східно-Борів. 1	Б-12-13	2374-2437	-	-	-	-	-	1061	-	94,03	28618,21	5
												Краснопопівс
1	C_2^1 (Б-10)	1794-1790	-	-	-	-	-	1128		143,70	40601,67	1
2	C_2^4 (Б-1-2)	1451-1429	-	-	-	-	-	1086		120,82	35962,34	8
3	C_2^2 (Б-8)	2001-2005	-	-			-	1061		85,20	27963,17	4
9	C_2^6 (М–4-5)	1118-1131	239,30 1080	22	175	11,90 1080	-	1081	45	113,18	31094,39	9
9	C_2^5 (М-6)	1339-1349	169,20 1320	26	482	-	-	1099	54	134,51	38257,74	1
9	C_2b	1833-1838 1841-1848	28,50 1800	12	611	-	-	1083		114,06	34034,71	
												Макіївська
5	М-3	1575-1645	441,5 -	-	-	16,40 1580	-	1094	-	133,997	37113,95	9
8	М-6	1877-1889	- 6,1мм штуц.	-	-	19,01 1883	-	1100	72	152,32	44154,48	1
8	М-7	1934-1937	28,8 5,1мм штуц.	-	-	20,05 1935,5	-	1105	73	148,98	43686,68	1
												Ольгівська
2	М-6	1895-1905	37,8 1900	82	224,50	19,92 1900	-	1083	71	115,66	32119,33	
2	М-7	1946-1955	53,7 1950	80	278,50	20,12 1950	-	1080	72	111,46	30461,13	1

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
-	1078	69	109,44	32348,20	7880,73	1416,88	67459,1	8,23	329,40	54,00	11,91	10,15	399,60
					Борівська площа								
-	1083	-	121,34	38528,91	6879,33	1088,93	74613,87	1,65	231,80	93,60	н.в.	12,69	419,58
-	1053	-	76,58	24161,27	4436,46	710,87	47037,34	6,58	225,70	61,20	н.в.	7,41	313,02
-	1070	-	101,60	30453,61	7078,73	1149,36	62691,15	4,12	231,80	64,80	н.в.	9,52	379,62
1,032	1084	74	121,34	39227,42	6015,00	1216,00	74550,00	16,46	317,20	90,00	н.в.	15,96	493,12
-	1061	-	94,03	28618,21	5947,67	1110,45	57035,87	526,72	7,93	39,60	н.в.	35,59	80,92
					Краснопопівська площа								
-	1128		143,70	40601,67	12680,62	2484,65	92196,0	11,52	115,90	-	22,00	15,23	-
-	1086		120,82	35962,34	8340,04	1469,29	74697,9	-	195,20	120,00	21,20	10,05	279,72
-	1061		85,20	27963,17	4470,90	412,83	52126,20	137,44	134,20	40,00	26,70	10,47	195,36
-	1081	45	113,18	31094,39	9416,19	1991,68	70561,85	7,41	24,40	87,72	-	4,84	232,06
-	1099	54	134,51	38257,74	10707,77	1860,96	83550,85	4,12	24,40	95,46	-	7,45	269,56
-	1083		114,06	34034,71	7918,2	1178,43	70344,13	13,17	268,40	300,00	-	9,09	282,49
					Макіївська площа								
-	1094	-	133,997	37113,95	9376,11	3458,23	83616,72	188,47	244,00	113,02	9,17	9,43	220,90
-	1100	72	152,32	44154,48	11306,59	2175,34	94068,81	24,69	585,60	98,53	11,25	8,50	195,24
-	1105	73	148,98	43686,68	10846,97	2008,01	92,326,79	21,40	91,50	104,21	8,12	8,50	204,69
					Ольгівська площа								
-	1083	71	115,66	32119,33	10118,6	1593,93	71572,46	3,29	256,20	50,40	-	8,46	293,04
-	1080	72	111,46	30461,13	10215,79	1534,96	69104,45	5,35	134,12	-	-	6,80	250,42

Продовження таблиці 3.4

	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	8,23	329,40	54,00	11,91	10,15	399,60	0,73	0,00009	хлоркальцієвий
7	1,65	231,80	93,60	н.в.	12,69	419,58	0,80	-	хлоркальцієвий
4	6,58	225,70	61,20	н.в.	7,41	313,02	0,80	0,0002	хлоркальцієвий
5	4,12	231,80	64,80	н.в.	9,52	379,62	0,75	-	хлоркальцієвий
0	16,46	317,20	90,00	н.в.	15,96	493,12	0,81	0,016	хлоркальцієвий
7	526,72	7,93	39,60	н.в.	35,59	80,92	0,77	0,0068	пластова розбавлена
)	11,52	115,90	-	22,00	15,23	-	0,68	-	хлоркальцієвий
)	-	195,20	120,00	21,20	10,05	279,72	0,74	-	хлоркальцієвий
0	137,44	134,20	40,00	26,70	10,47	195,36	0,82	-	хлоркальцієвий
5	7,41	24,40	87,72	-	4,84	232,06	0,68	-	хлоркальцієвий
5	4,12	24,40	95,46	-	7,45	269,56	0,71	-	хлоркальцієвий
3	13,17	268,40	300,00	-	9,09	282,49	0,75	0,0002	хлоркальцієвий
2	188,47	244,00	113,02	9,17	9,43	220,90	0,68	0,0016	хлоркальцієвий
1	24,69	585,60	98,53	11,25	8,50	195,24	0,72	-	хлоркальцієвий
9	21,40	91,50	104,21	8,12	8,50	204,69	0,73	0,0002	хлоркальцієвий
6	3,29	256,20	50,40	-	8,46	293,04	0,68	0,00004	хлоркальцієвий
5	5,35	134,12	-	-	6,80	250,42	0,67	0,00006	хлоркальцієвий

3.5. Термобаричні критерії

Термобаричні умови нафтогазоносності середньокам'яновугільних відкладів на території північних окраїн Донбасу характеризуються результатами вимірів пластових тисків і температур, проведених при випробуванні свердловин, вимірів геотермічного градієнту в свердловинах родовищ і площ, розташованих у межах різних її ділянках.

Виміри пластових тисків проведені при випробуванні свердловин в інтервалі глибин від 300 до 3200 м, що охоплює широкий стратиграфічний діапазон від тріасових до нижньокам'яновугільних відкладів включно. Результати вимірів пластових тисків за даними досліджень наведені в таблиці 3.5.

Вивчення наявного фактичного матеріалу дозволяє визначити характер розподілу пластових тисків північних окраїн Донбасу, основні фактори, що його обумовлюють і особливості баричних умов середньокам'яновугільних відкладів.

Осадова товща порід з флюїдами, що її насичують, в умовах природного залягання знаходиться в складному напруженому стані. Основними складовими природних напруг є поле гравітаційних напруг, обумовлене діючим навантаженням товщі порід, поле латентних (скритих) напруг, що визначається структурно-речовинним складом гірських порід та фізико-хімічними процесами їх перетворення і поле напруг, що створюється сучасними тектонічними, термічними, гідродинамічними процесами та іншими факторами.

Геологічний простір, в якому проявляються зазначені поля, неоднорідний за більшістю характеристичних параметрів – склад порід, структура, фізичні властивості. Особливо велике значення в диференціації баричного поля мають неоднорідності, обумовлені наявністю численних літолого-фізичних і стратиграфічних поверхонь, контактів, тріщин, диз'юнктивних порушень та інших структурно-геологічних елементів різного масштабу, існуючих в масиві гірських порід.

Таблиця 3.5

Результати вимірів пластових тисків на родовищах і площах північних окраїн Донбасу

Площа	Св.	Інтервал випробування, м	Вік	Глибина відбору	Абс.відмітка	Рпл., МПа	Градієнт Рпл., МПа	Характер насичення
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Лобачівська	1	1900-1920	C_2в Б-6-7	1910	-1844,8	20,29	0,0106	газ
	4	2095-1960	Б-8	2030	-1945,6	21,18	0,0104	газ
	4	1937-1915	Б-6-7	1926	-1841,6	20,36	00106	газ
	4	1876-1895	Б-6-7	1885	-1800,6	19,85	0,0105	газ
	4	1751-1649	Б-4	1700	-1615,6	17,37	0,0102	газ
	4	1342-1362	Б-1	1352	-1267,6	14,16	0,0105	газ
	5	2140-2128	C_2^2	2134	-2030,4	21,30	0,01	газ
	5	1905-1890	C_2^3	1897	-1793,4	19,48	0,0103	газ, вода
	6	2450-2459		2455	-2364,8	23,2	0,0095	газ
	6	2113-2131	C_2в Б-6-7	1966	-1875,8	20,76	0,0106	газ
	6	1945-1905	C_2в Б-6-7	1925	-1834,8	20,42	0,0106	газ
	6	1873-1887	C_2в Б-6-7	1880	-1782,8	19,79	0,0105	газ
	6	1744-1618	C_2в Б-4	1685	-1594,8	17,66	0,0105	газ
	6	1345-1352	C_2в Б-1-2	1350	-1259,8	14,18	0,0105	газ
	10	1920-1931	C_2в Б-6-7	1926	-1829,5	20,12	0,0104	вода
	10	1696-1704	C_2в Б-3	1700	-1603,5	16,91	0,01	газ

Продовження таблиці 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Капітанів-ська	4	2480-2500	Б-13-14	2490	-2381,9	25,9	0,0104	вода
	4	1760-1778	Б-6-7	1774	-1665,9	18,01	0,0102	газ
	4	1632-1645	Б-4	1638	-1529,9	16,69	0,0102	газ
	4	1570-1579	Б-3	1574,5	-1466,4	15,86	0,0101	газ
	4	1454-1472	Б-3	1463	-1354,9	14,94	0,0102	газ
	4	1326-1335	Б-1-2	1330,5	-1222,4	13,64	0,0103	газ
Муратівська	5	2911-3048	С-5	2980	-2916,7	31,23	0,0105	газ
	5	2570-2588	Б-12-13	2579	-2515,7	26,71	0,0104	газ
	6	2911-3200	C_1s С-4	3119	-3049,2	32,17	0,0103	вода
	7	2930-3050		2985	-2912,5	31,70	0,0106	вода
	7	1907-1912		1910	-1837,5	18,89	0,01	вода
	8	2600-2632	Б-12	2616	-2547,9	26,38	0,0101	сл.газ
Кондра-шівська	1	1910-1920	Б-8	1920	-1879,1	19,92	0,0104	газ
	1	1840-1810	Б-6-7	1825	-1784,1	19,21	0,0105	газ, вода
	1	1592-1607	Б-4	1600	-1559,1	17,31	0,0108	газ
	1	1399-1407	Б-2	1403	-1362,1	14,77	0,0105	газ
	1	1344-1353	Б-2	1349	-1308,1	13,97	0,0104	газ
	1	1235-1283	Б-2	1260	-1219,1	13,04	0,0103	газ
	1	1175-1186	Б-2	1180	-1139,9	12,41	0,0105	газ
	5	1359-1352	Б-2	1355	-1308,4	14,38	0,0106	газ

Продовження таблиці 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кружилівська	2	1396-1412	C_2^4	1404	-1295,7	14,31	0,0102	вода
Ольгівська	2	1946-1955	М-7	1950	-1799,4	19,74	0,0101	вода
	2	1895-1905	М-6	1900	-1749,4	19,62	0,0103	вода
Гречишкинська	3	1654-1641	С-2	1647,5	-1529,9	16,61	0,0101	вода
Ново Айдарська	4	2560-2550	C_1v	2500,0	-2356,3	25,59	0,0102	вода
Валуйська	1	313-326	М-2	302	-214,6	2,64	0,01	вода
	1	1355-1400	Б-3	1361	-1273,6	13,93	0,0102	вода
Краснопопівська	1	1132-1142	C_2^4	1137	-1063,3	11,78	0,0104	газ
	1	1020-1003	C_2m	1011,5	-937,8	9,63	0,01	газ
	3	1451…1429	C_2^4	1440	-1349,3	14,83	0,0103	вода
	4	2288-2310	C_2^6	2280	-2218,7	23,44	0,0103	газ
	4	1226-1236	М-6	1229	-1167,7	12,99	0,0106	вода
	7	1132-1110	Б-1	1121	-1054,1	10,9	0,01	газ, вода
	7	1015-1007	Б-1	1011	-944,1	10,84	0,0707	газ
	8	363-393	Т	378	-300,2	3,97	0,0105	газ
	9	1131-1118	C_2^6	1124,5	-1053	11,67	0,0104	вода
	10	1375-1362	C_2^5	1368,5	-1302,1	14,38	0,0105	вода
	13	345-366	Т	355,5	-284,9	3,96	0,0111	газ
	14	1147-1152	C_2^4?	1149,5	-1083,5	11,84	0,0103	газ
	15	420-450		435	-369,1	5,0	0,0115	газ
	16	350-383		366,5	-288,2	3,86	0,0105	газ
	17	356-366		361	-297,1	3,94	0,0109	газ
	19	431-460		445,5	-386,6	5,02	0,0113	газ
	20	428-463		445,5	-385,6	5,02	0,0113	газ
	23	506-543		524,5	-419,4	5,11	0,01	газ
	24	420-450		435	-366,8	5,0	0,0115	газ
	25	425-555		490	-430,3	5,02	0,0102	газ
	26	450-482		466	-382,2	5,03	0,0108	газ

Закінчення таблиці 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Чабанівська	1	1707-1698		1702,5	-1540	15,47	0,01	газ
	1	1775-1723		1749	-1586,5	17,10	0,01	газ, вода
Путилінська	1	2289-2295	С-4	2292	-2158,5	23,04	0,0101	вода
	1	2188-2196	С-4	2192	-2058,5	22,24	0,0101	газ
	1	2310-2320	С-5	2317	-2183,5	23,72	0,0102	вода
	5	2249-2299	С-4	2254	-2128,8	22,37	0,1	вода, газ

Цими елементами визначається нерівномірність розподілу тектонічних напруг, чергування ділянок стискування і розтягу, концентрація напруг на окремих ділянках, що значно перевищують прикладене навантаження.

Сучасне поле напруг у геологічній структурі північних окраїн Донбасу визначається взаємодією всіх зазначених полів на загальному фоні структурно-речовинних особливостей і геологічної історії розвитку. Динамічна реалізація поля напруг відображується в численних явищах, до яких в першу чергу відносяться особливості розподілу початкових пластових тисків. Пластовий тиск у нафтогазоводоносних резервуарах визначається характером взаємодії між скелетом породи і флюїдами. В консолідованому повністю водонасиченому середовищі пластовий тиск відповідає гідростатичному тиску, що створюється напором підземних вод. Водоносні комплекси, з усією їх складністю і, здавалось би, ізольованістю, являють собою єдину гідродинамічну систему. Геостатичне і тектонічне навантаження, що виникає в процесі розвитку структури приводять гідродинамічну систему в стан високої енергетичної напруги і є основним джерелом руху підземних вод.

Перерозподіл напруг і процеси стабілізації гідродинамічної системи до деякого стану рівноваги відбувається безперервно. В умовах високої насиченості осадової товщі проникними породами і наявності численних тектонічних порушень як шляхів міграції геогідродинамічну систему на

сучасному етапі розвитку можна розглядати у відносній гідродинамічній рівновазі.

У цих умовах розподіл початкових пластових тисків у консолідованих повністю водонасичених породах підпорядковується гідростатичному закону, а величина пластового тиску визначається характером розподілу густини рідин.

Для території досліджень, за даними вимірів пластового тиску, проведених при випробуванні водоносних горизонтів або водоносної частини продуктивних горизонтів, побудовані графіки залежності величини пластового тиску від глибини (абсолютної відмітки) залягання горизонту, встановлений їх дійсний статистичний зв'язок і визначений розрахунковий гідростатичний тиск, який описується рівнянням регресії P=0,010623H+0,358 і, в основному, відповідає регіональному гідростатичному тиску (рис. 3.24, 3.25).

За результатами вимірів пластового тиску при випробуванні продуктивних горизонтів московського і башкирського ярусів середнього карбону побудовані графіки залежності величин пластового тиску від глибини. Найбільш показною є виборка даних величин пластового тиску в башкирських відкладах (рис. 3.25). Виміри проведені при випробуванні продуктивних горизонтів від Б-1 до Б-12 у свердловинах Лобачівської, Капітанівської, Муратівської, Кондрашівської та інших площ. Величини пластових тисків відповідають градієнтам, що змінюються від 0,01 до 0,0108 МПа/м.

У відкладах московського ярусу величини пластового тиску вимірялись при випробуванні свердловин Ольгівської, Валуйської, Краснопопівської та інших площ. Величини градієнтів пластового тиску становлять 0,01-0,0106 МПа/м (рис.3.25).

Характер баричного поля північних окраїн Донбасу має хвильову структуру, що відображається в чергуванні зон підвищених і понижених

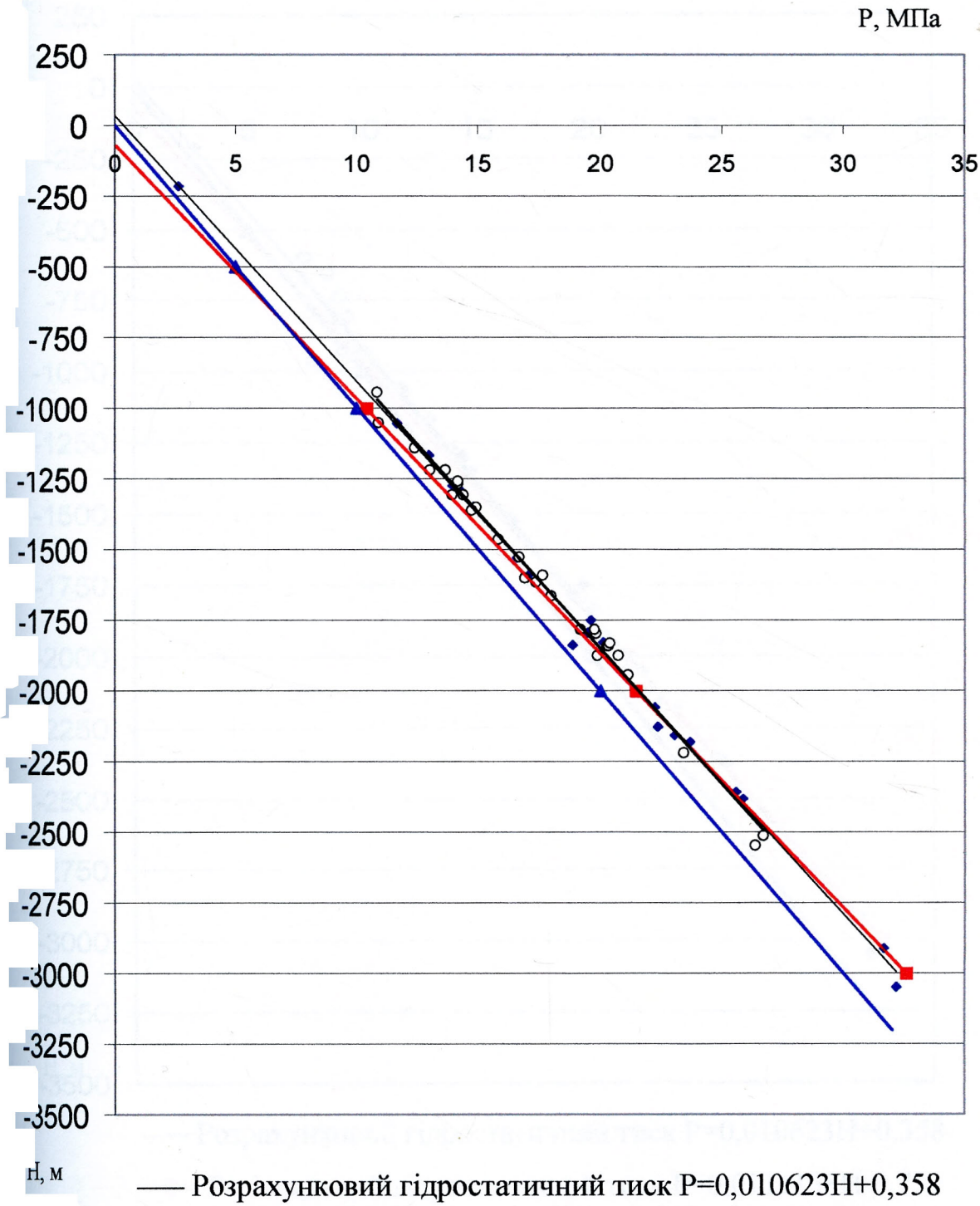


Рис. 3.24.Графік розподілу пластових тисків у башкирських середньокарбонатних відкладах (за Бордак Л.А., 2007 р.)

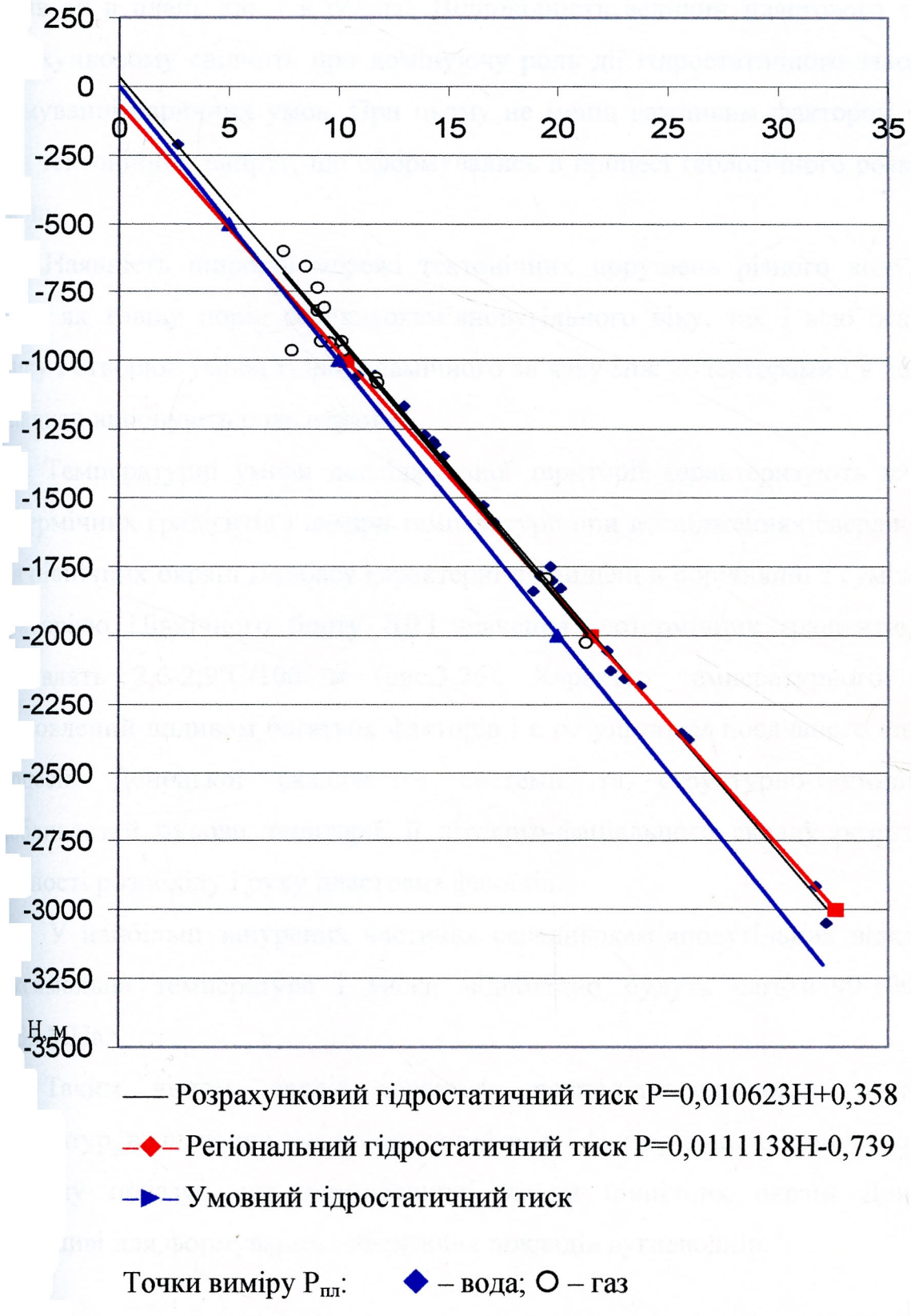


Рис. 3.25.Графік розподілу пластових тисків у московських середньокарбонатних відкладах (за Бордак Л.А., 2007р.)

тисків як в плані, так і в розрізі. Відповідність величин пластового тиску розрахунковому свідчить про домінуючу роль дії гідростатичного закону у формуванні баричних умов. При цьому не менш важливим фактором є дія поля тектонічних напруг, що сформувались в процесі геологічного розвитку району.

Наявність широкої мережі тектонічних порушень різного виду, що січуть як товщу порід середньокам'яновугільного віку, так і всю осадову товщу і створює умови гідродинамічного зв'язку між колекторами і в деяких випадках виконують роль екранів.

Температурні умови досліджуваної території характеризують виміри геотермічних градієнтів і виміри температури при дослідженнях свердловин. Для північних окраїн Донбасу характерні підвищені в порівнянні з суміжною територією Північного борту ДДЗ значення геотермічних градієнтів, які становлять 2,6-2,9°С/100 м (рис.3.26). Характер температурного поля обумовлений впливом багатьох факторів і є результатом поєднаного впливу процесів Донецької складчастої системи та структурно-тектонічних особливостей будови території, її літолого-фаціального складу розрізу та наявності розподілу і руху пластових флюїдів.

У найбільш занурених частинах середньокам'яновугільних відкладів максимальна температура і тиски відповідно будуть сягати 90-100°С і 31-33 МПа.

Таким чином, аналіз характеру розподілу пластових тисків і температур, визначення закономірностей змін і факторів, що обумовлюють їх величину показує, що термобаричні умови північних окраїн Донбасу сприятливі для формування і зберігання покладів вуглеводнів.

тисків як в плані, так і в розрізі. Відповідність величин пластового тиску розрахунковому свідчить про домінуючу роль дії гідростатичного закону у формуванні баричних умов. При цьому не менш важливим фактором є дія поля тектонічних напруг, що сформувались в процесі геологічного розвитку району.

Наявність широкої мережі тектонічних порушень різного виду, що січуть як товщу порід середньокам'яновугільного віку, так і всю осадову товщу і створює умови гідродинамічного зв'язку між колекторами і в деяких випадках виконують роль екранів.

Температурні умови досліджуваної території характеризують виміри геотермічних градієнтів і виміри температури при дослідженнях свердловин. Для північних окраїн Донбасу характерні підвищені в порівнянні з суміжною територією Північного борту ДДЗ значення геотермічних градієнтів, які становлять 2,6-2,9°С/100 м (рис.3.26). Характер температурного поля обумовлений впливом багатьох факторів і є результатом поєднаного впливу процесів Донецької складчастої системи та структурно-тектонічних особливостей будови території, її літолого-фаціального складу розрізу та наявності розподілу і руху пластових флюїдів.

У найбільш занурених частинах середньокам'яновугільних відкладів максимальна температура і тиски відповідно будуть сягати 90-100°С і 31-33 МПа.

Таким чином, аналіз характеру розподілу пластових тисків і температур, визначення закономірностей змін і факторів, що обумовлюють їх величину показує, що термобаричні умови північних окраїн Донбасу сприятливі для формування і зберігання покладів вуглеводнів.

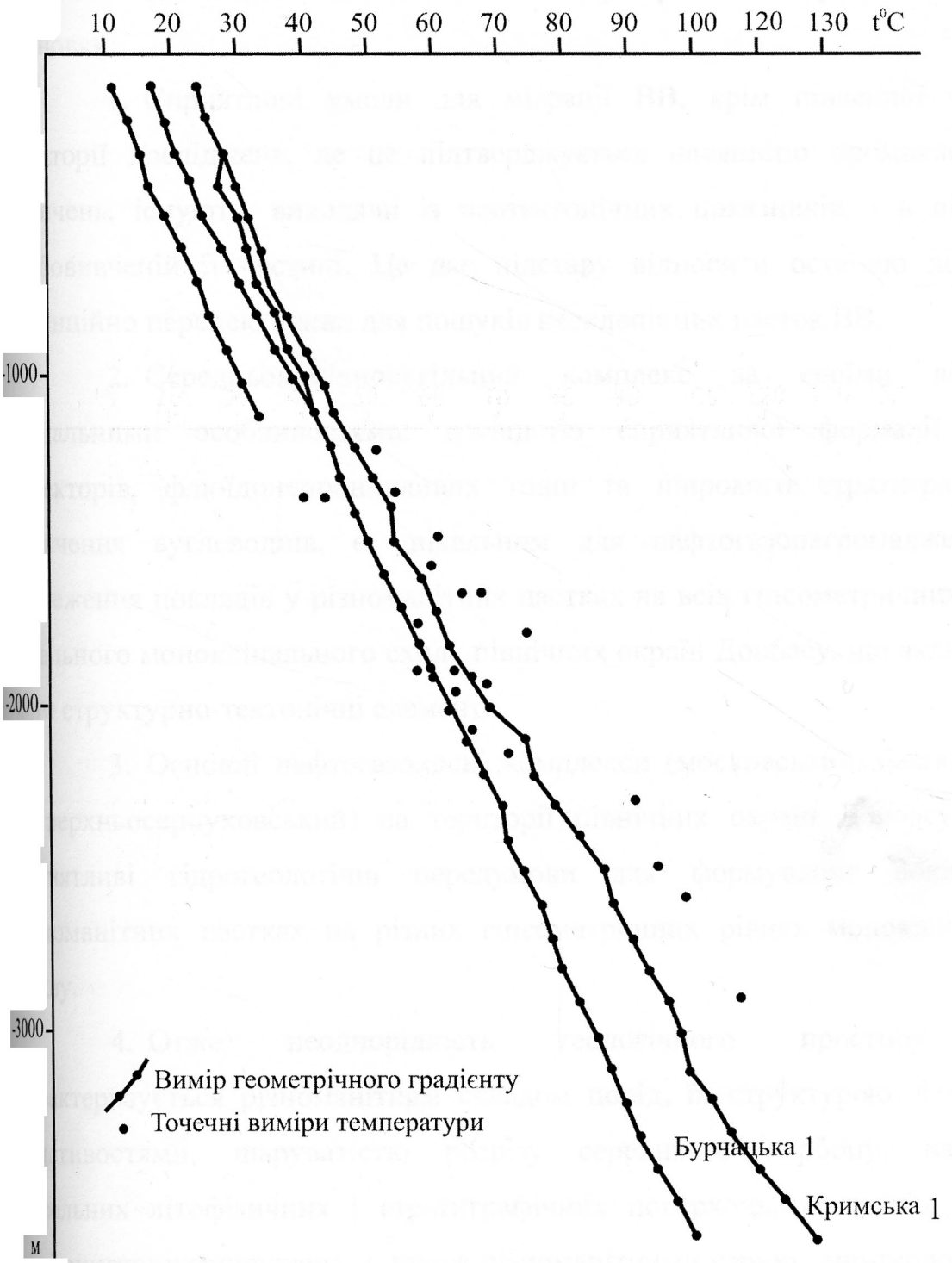


Рис. 3.26.Графік розподілу пластових температур (за Бордак Л.А., 2007 р.)

На підставі викладеного вище матеріалу можна зробити наступні висновки:

1. Сприятливі умови для міграції ВВ, крім південної частини території досліджень, де це підтверджується наявністю промислових їх скупчень, існують, виходячи із неотектонічних показників, і в північній слабовивченій її частині. Це дає підставу відносити останню до числа потенційно перспективних для пошуків несклепінних пасток ВВ.

2. Середньокам'яновугільний комплекс за своїми літолого-фаціальними особливостями: наявністю сприятливої формації порід-колекторів, флюїдонепроникливих товщ та широкого стратиграфічного скупчення вуглеводнів, є унікальним для нафтогазонагромадження та збереження покладів у різноманітних пастках на всіх гіпсометричних рівнях загального моноклінального схилу північних окраїн Донбасу, що включає всі його структурно-тектонічні елементи.

3. Основні нафтогазоносні комплекси (московський, башкирський та верхньосерпуховський) на території північних окраїн Донбасу мають сприятливі гідрогеологічні передумови для формування покладів у різноманітних пастках на різних гіпсометричних рівнях моноклінального схилу.

4. Отже неоднорідність геологічного простору, який характеризується різноманітним складом порід, їх структурою, фізичними властивостями, шаруватістю розрізу середнього карбону, наявністю чисельних літофізичних і стратиграфічних поверхонь, контактів, тріщин, диз'юнктивних порушень, а також різноманітними структурно-геологічними елементами, зумовила сприятливі термобаричні умови для нафтогазонагромадження як в різних структурно-тектонічних елементах, так і на різних гіпсометричних рівнях території досліджень.

РОЗДІЛ 4
ПРОГНОЗУВАННЯ НЕАНТИКЛІНАЛЬНИХ СТРУКТУР

Одним із факторів успішності геологорозвідувальних робіт на нафту і газ Борисова А.І. [9] є стан фонду підготовлених, виявлених та прогнозних структур, їх тип, кількість, а також співвідношення.

Фонд підготовлених і виявлених структур є тим оперативним базисом, на якому грунтується забезпечення поточного та перспективного приросту запасів вуглеводневої сировини. Постійне поповнення резерву прогнозних структур, особливо неантиклінального типу, відіграє роль вирішального чинника в подальшому розвитку геолого-розвідувального процесу, оскільки їх резерв у кожному, навіть досить вивченому нафтогазовому регіоні може виявитися значним.

Методичні основи визначення прогнозних неантиклінальних структур, викладені в роботах В.В. Гладуна, О.Є. Лозинського, Б.Й. Маєвського, П.М. Чепеля [100], М.О. Істоміна [83], І.Г. Закржевської [44], І.В. Височанського [15], Б.М. Гейманова, А.А. Гусейнова, [79], М.П. Зюзькевича [48], Я.Г. Лазарука [64], Ларіна С.Б. [66] та інш. Ними визначені основні методичні положення, зокрема:

детальне розчленування та кореляція різнофаціальних товщ з урахуванням біостратиграфічних, мінералопетрографічних даних є фактичною основою для регіональних палеоморфологічних, літофаціальних, палеогеографічних та інших побудов;

визначення особливостей зміни товщини, розчленованості, глинистості піщаних пластів по латералі і розрізу;

трасування границь літологічного заміщення пісковиків непроникливими породами;

поглиблене та комплексне вивчення геологічної будови території дослідження та з'ясування умов осадконагромадження

нафтогазоносних формацій, що є пошуковими перспективними об'єктами;

вияснення по співвідношеннях проникливих та непроникливих порід зон сприятливих для формування різноманітного типу пасток в комплексі зі структурними умовами.

Прогнозування неантиклінальних структурних форм на території досліджень проводилось з урахуванням особливостей будови північних окраїн Донбасу та середньокам'яновугільної формації за визначеними основними прийомами.

За результатами детального розчленування та кореляції розрізу середньокам'яновугільних відкладів з послідовним простеженням фацій та характеру розвитку піщаних утворень по трьох лініях свердловин (Кримсько-Гречишкінсько-Ново-Айдарська, Євгеніївсько-Марківська та Бурчацько-Городищинська площ) нами встановлено (рис.4.1-4.4):

надзвичайну шаруватість розрізу, складеного трьома видами порід – аргілітами, пісковиками та вапняками, які в залежності від їх домінантності надають відкладам певного літофаціального типу;

осадконагромадження відбувалося в умовах епіконтинентального морського басейну, відклади представлені прибереговою мілководною та відносно глибоководною генетичними групами;

- осадконагромадження носило безперервний постумний характер зі зміною лише постачання седиментаційного матеріалу, зумовленого коливальними тектонічними рухами;
- по площі піщані відмінності мають в більшості локальний характер і лише літопачки Б-12, Б-7-9, Б-3 башкирських та М-7-6 і М-2 московських відкладів належать до зонально-покривних;
- частка заміщень піщаних утворень значна і становить понад 70%;
- коефіцієнт розчленованості піщаних утворень сягає 18,0 для башкирських і понад 17,0 для московських відкладів;

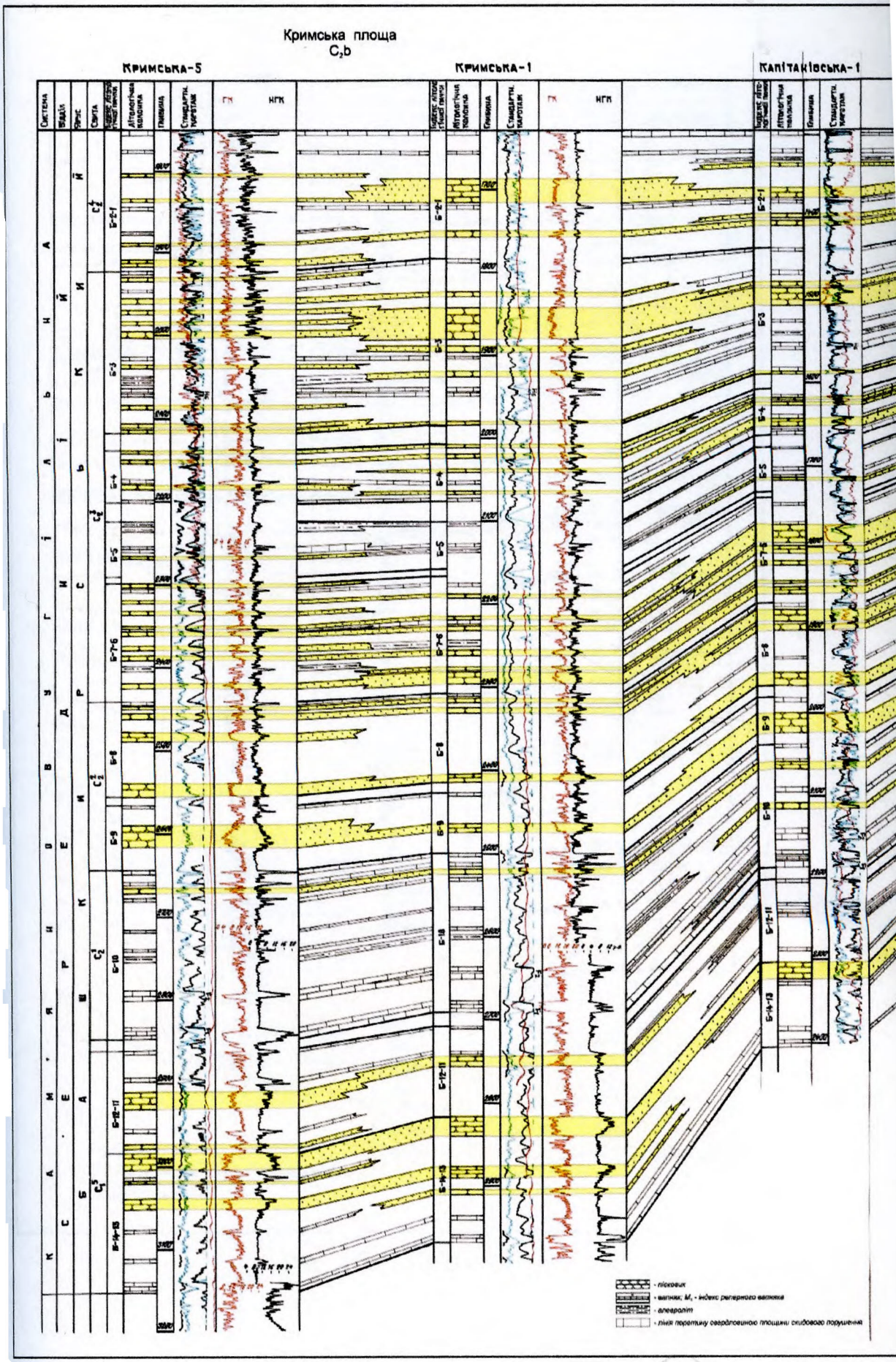
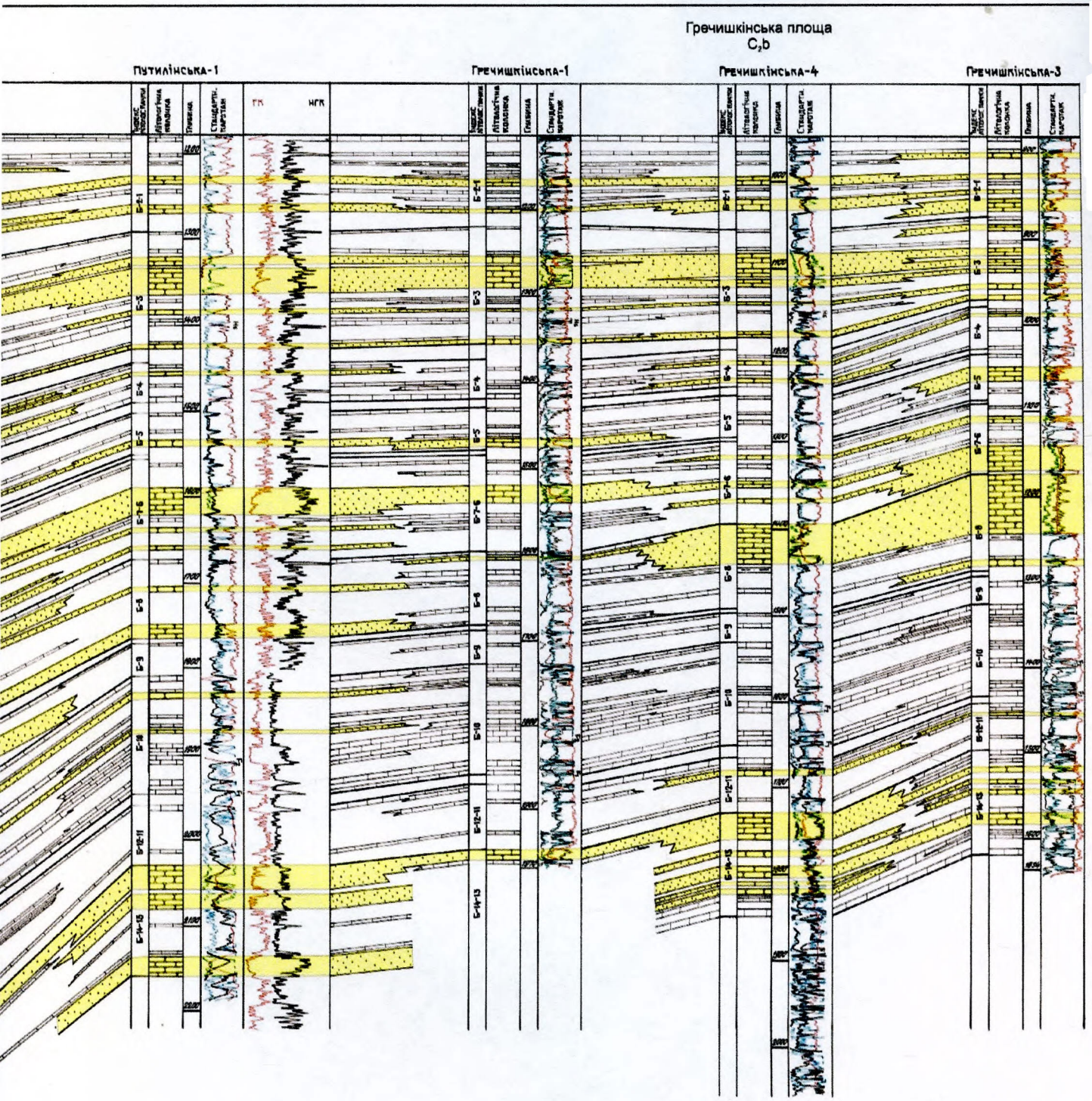


Рис. 4.1. Схема зіставлення відкладів башкирського яру

(склала Макєєва Н.П. у сп



ярусу по лінії свердловин Кримсько-Гречишкінсько-Новоайдарської площ

у співавторстві з Щеголіхіною О.А., 2007р.)

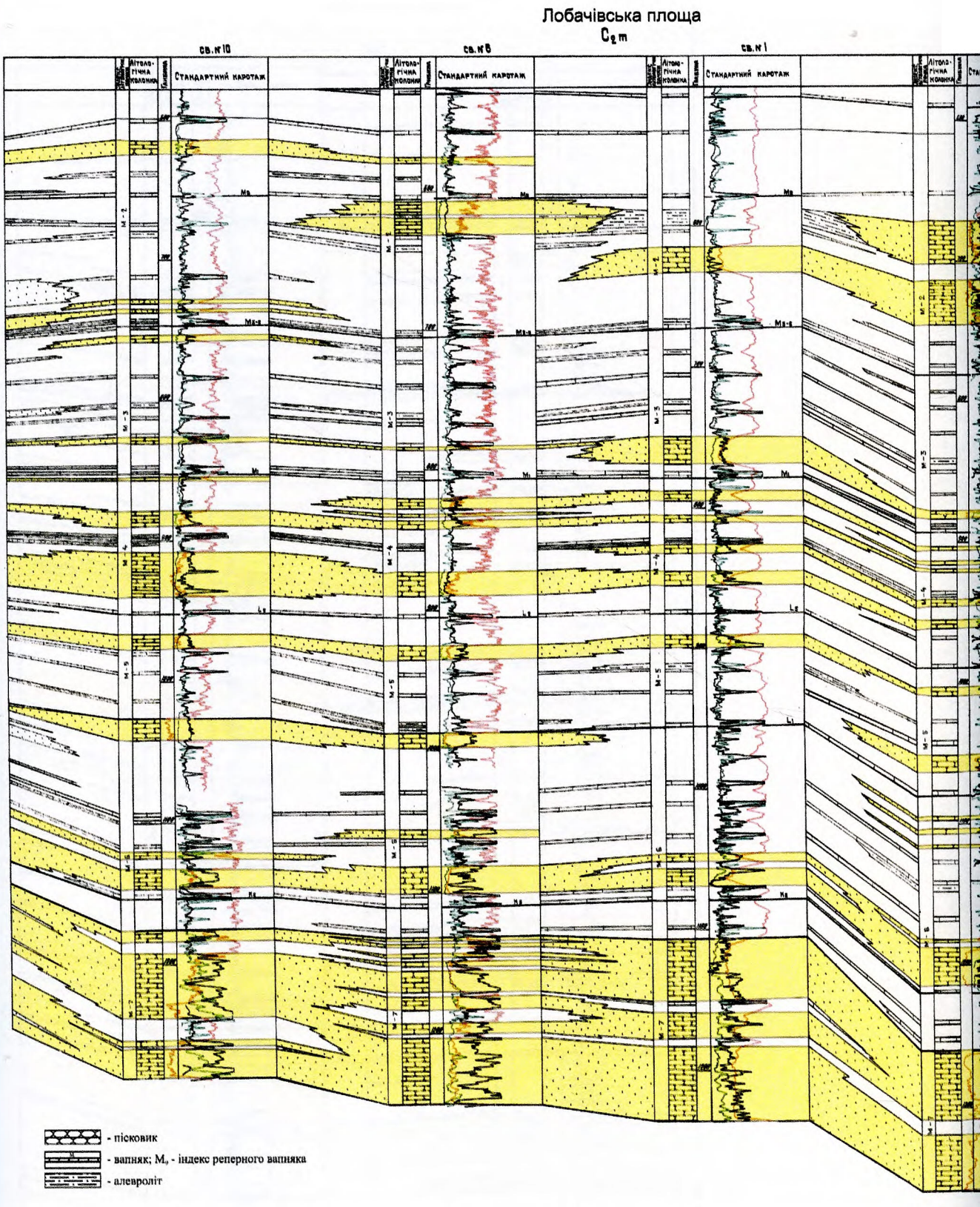
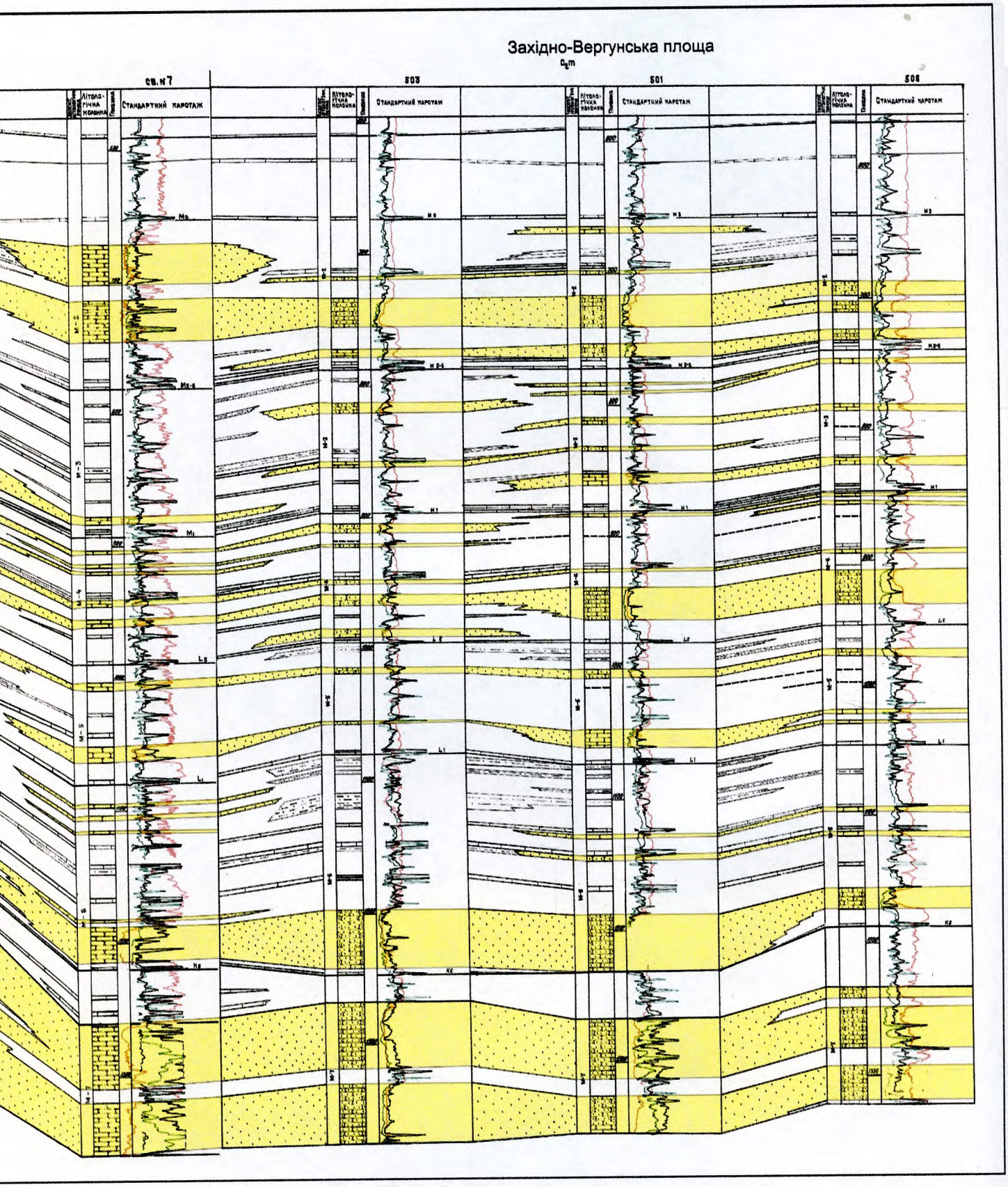


Рис. 4.2.Схема зіівставлення відкладів московського ярусу по л

(склала Макєєва Н.П. у співавторс



го ярусу по лінії свердловин Лобачівсько-Західно-Вергунської площ

у співавторстві з Щеголіхіною О.А., 2007р.)

Вергунська площа

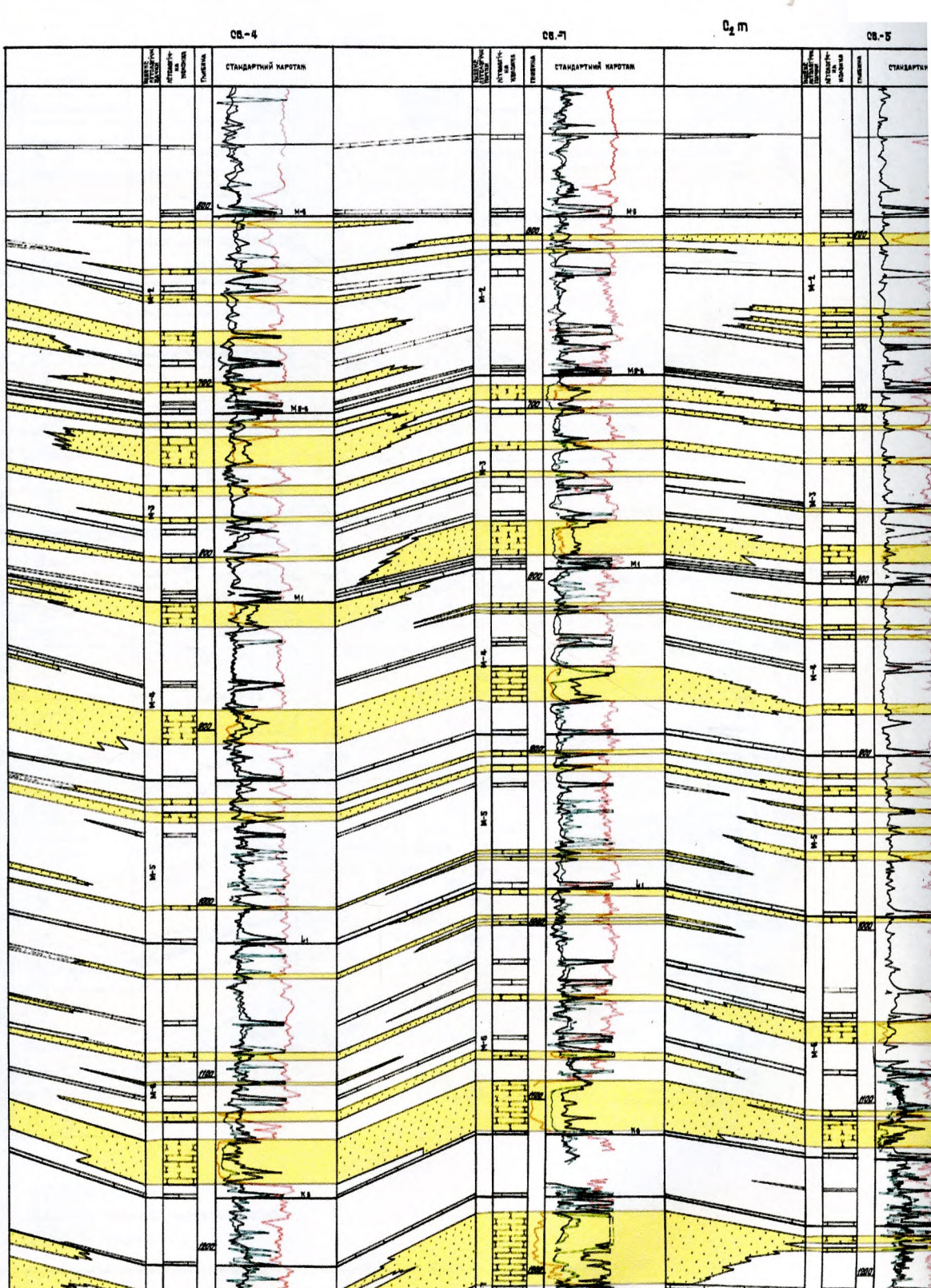
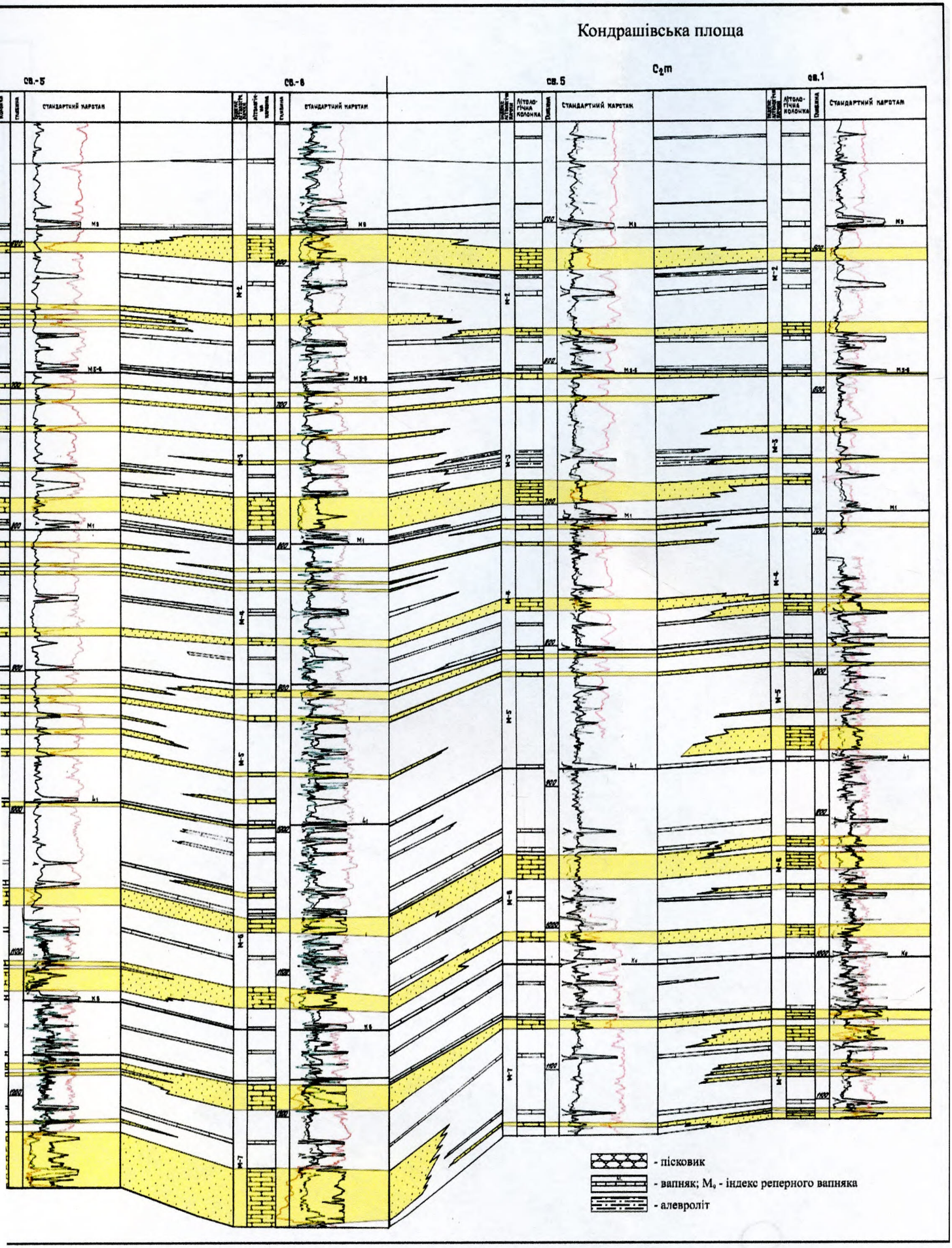


Рис. 4.3. Схема зіставлення відкладів московськ

(склала Макєєва Н.П. у с



ювського ярусу по лінії свердловин Вергунсько-Кондрашівської площ

.П. у співавторстві з Щеголіхіною О.А. 2007р.)

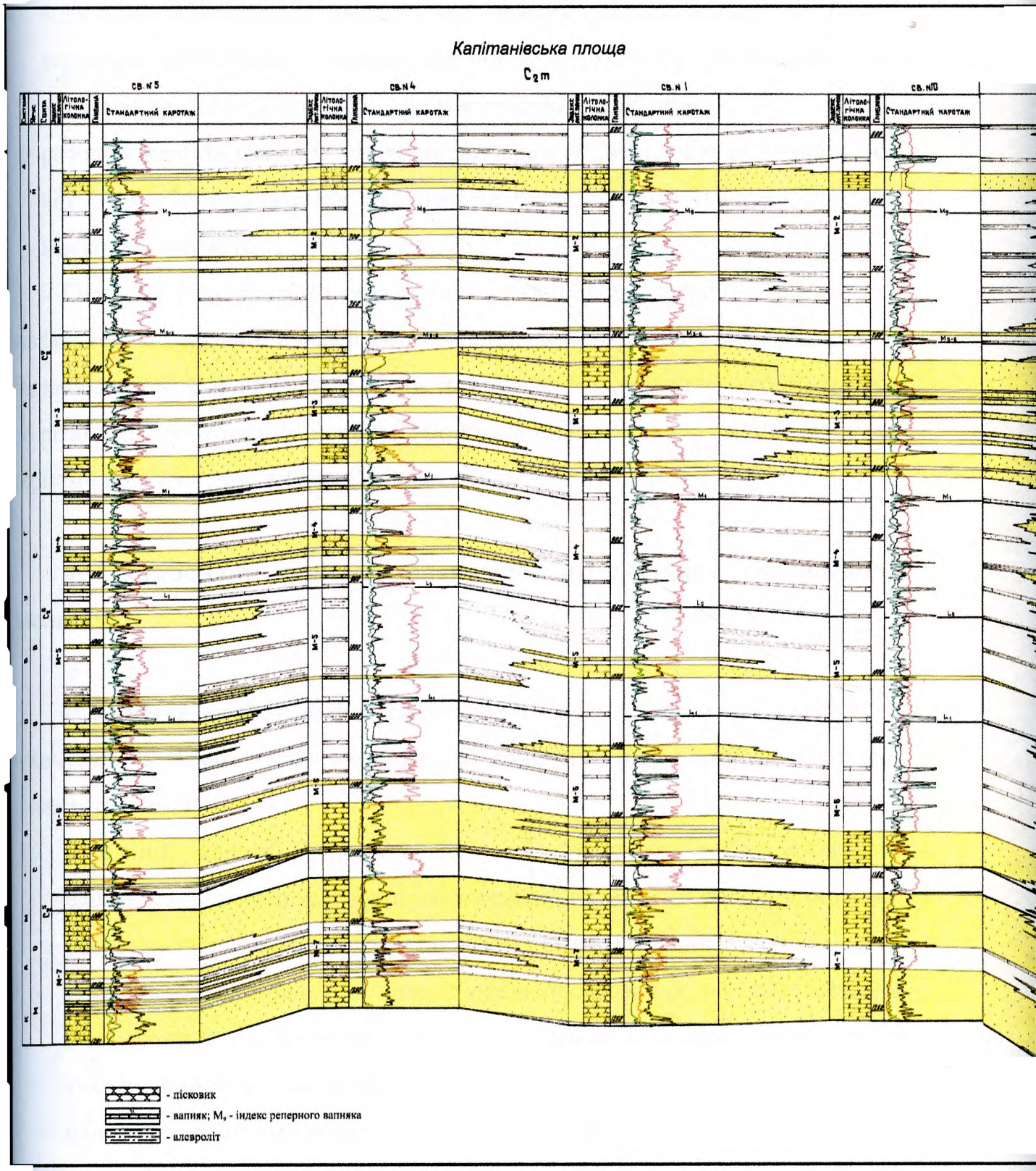
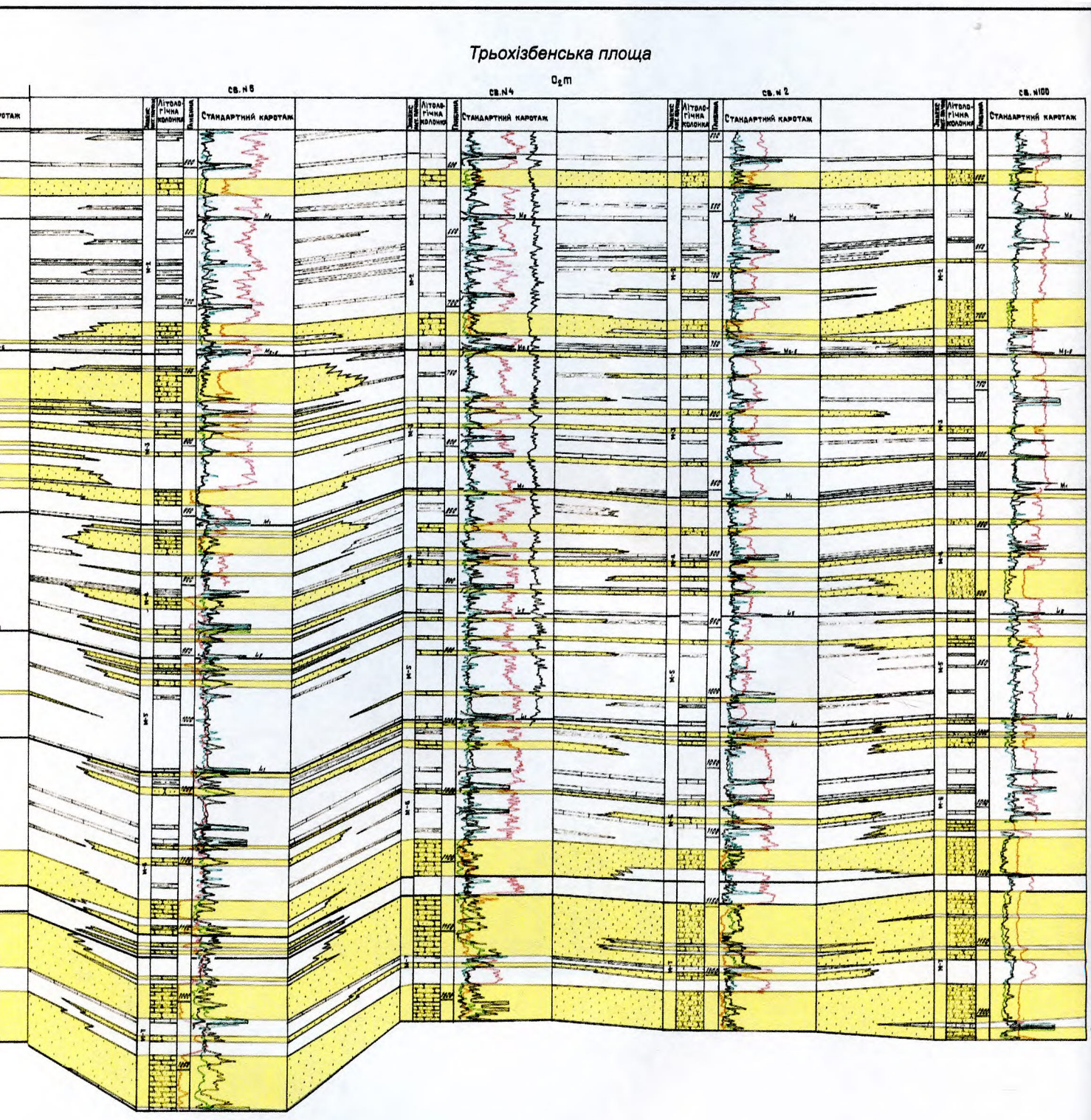


Рис. 4.4. Схема зіставлення відкладів московського ярусу

(склала Макєєва Н.П. у співавтор



о ярусу по лінії свердловин Капітанівсько-Трьохізбенської площ

івавторстві з Щеголіхіною О.А. 2007р.)

величина піщанистості розрізу має значну диференціацію по площі території досліджень і коливається від 16,4 до 29,3% для башкирських відкладів та від 14,2 до 25,7% для московських відкладів;

розчленованість піщаних утворень по окремих свердловинах коливається від 14 до 36 пропластків для пластів башкирського і від 13 до 23 – московського ярусів.

Отже, за результатами детальної кореляції з простеження піщаних та вапнякових відмінностей нами встановлено, що розріз світ московських та башкирських відкладів сприятливий для формування різноманітних пасток на різних гіпсометричних рівнях моноклінального схилу. Домінантними формами є літологічно екрановані пастки.

4.1. Методичні прийоми виявлення літологічних екранованих пасток

Виявлення літологічних екранованих пасток на території досліджень виконувались нами згідно методичних прийомів Я.Г. Лазарука [65], які полягають в наступному:

- детальній кореляції розрізу всіх світ відкладів московського та башкирського комплексу з простеженням границь заміщення піщаних утворень щільними породами по розрізу та по латералі;
- побудові літофаціальних палеопрофільних розрізів по всіх світах з визначенням зон розвитку та заміщення піщаних порід – колекторів, а також ділянок їх глинизації;
- нанесенні зон заміщення на структурну базову основу і визначення границі заміщення порід-колекторів щільними породами, як по моноклінальному схилу так і по латералі;
- визначенні наявності літологічної пастки та її величини за умовами сприятливого поєднання зі структурною поверхнею (рис.4.5, 4.6).

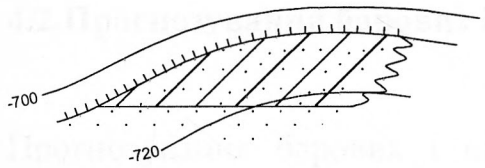


Рис.4.5. Приклад літологічно екранована та обмежена пастки (склала Макєєва Н.П., 2008 р.)

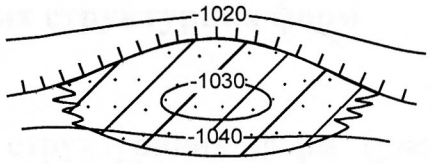


Рис.4.6.Приклад літологічно всебічно екранованої та обмеженої пастки (бар) (склала Макєєва Н.П., 2008 р.)

За даними методичними прийомами нами прогнозовано 19 літологічно екранованих пастки та 17 літологічно всебічно екранованих та обмежених (бари) в межах Старобільсько-Міллерівської моноклінали (рис.4.7), зон Красноріцьких скидів та Муратівсько-Бурчацької горст-антиклінальних форм.

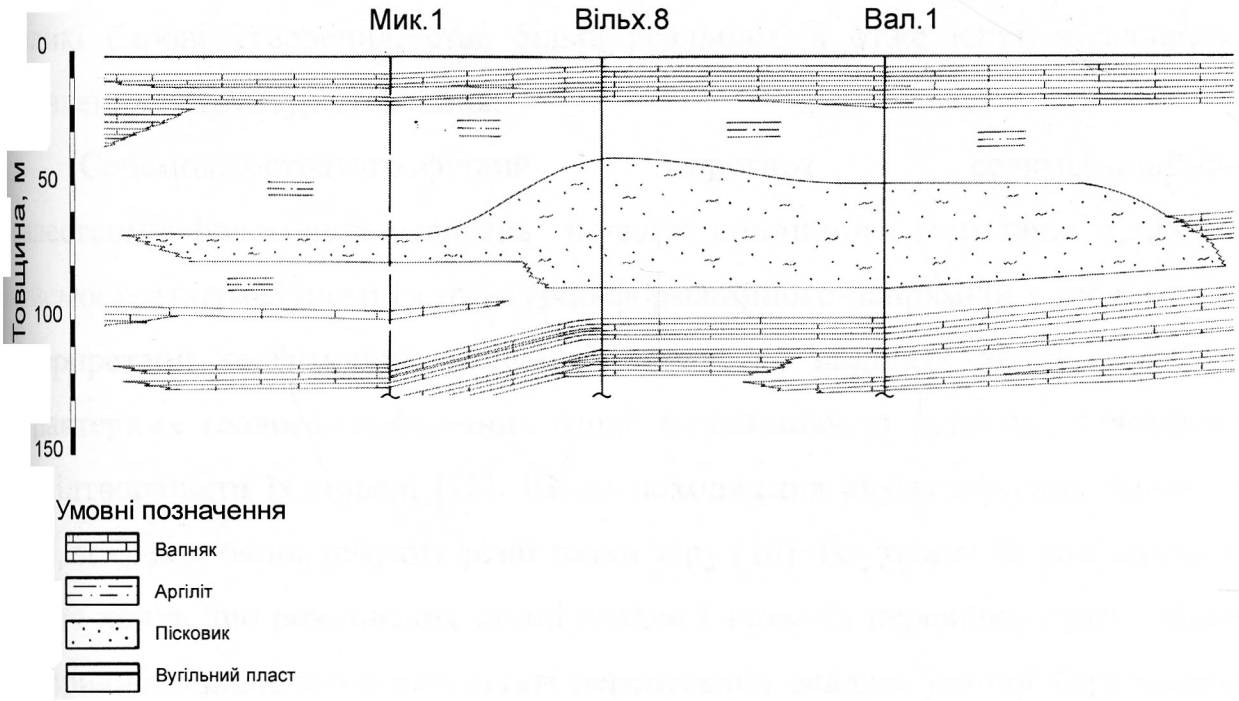


Рис. 4.7. Літологічно екранована пастка
Фрагмент літолого-фаціального профілю світи C_1^5 башкирського ярусу по лінії Бурчацько-Городищенської площ
(склала Макєєва Н.П., 2008р.)

4.2.Прогнозування барових і надбарових структурних форм

Прогнозування барових і надбарових структуриних форм (рис.4.8) полягає в першу чергу у визначенні світ з найбільшим опіщаненням розрізу та розвитком покривних піщаних утворень. За даними проведених нами досліджень найбільш сприятливими для формування барів та надбарових структур є пізньобашкирський та раньомосковський цикл осадконагромадження.

Барові утворення, знаходячись у міжреперному просторі, не завжди фіксуються особливостями будови вищезалягаючих відбивальних горизонтів, чим істотно ускладнюється процес виявлення розташованих над ними прогнозних структур огортання. Останнім часом, завдяки вивченню міжреперного простору сейсмоліто-стратиграфічним методом [12] виявлення вузлових піщаних акумулятивних тіл, до яких умовно можна віднести і великі барові утворення, стає більш реальним, а отже існує можливість виявлення і структур огортання.

Сейсмолітостратиграфічний прогноз седиментаційно-палеогеоморфологічних утворень поєднує принципи і методичні прийоми сейсмостратиграфічного і структурно-формаційного напрямків у геологічній інтерпретації геофізичних матеріалів, дозволяє виділяти за комбінацією характерних геолого-геофізичних ознак вищезазначені природні утворення та відтворювати їх моделі [12]. Щодо походження акумулятивних піщаних тіл і, зокрема, барів, існують різні точки зору [10]: їх утворення пов'язується з дією хвиль, що розмивають донні осадки і знову їх перевідкладують; вони утворились виключно в результаті перенесення осадків уздовж береговими течіями; їх формування пов'язувалось з ранніми стадіями піднесення прибережної смуги; в результаті дії двох протилежних сил – набігаючих хвиль і донної протитечії відступаючих хвиль.

Очевидно, не існує єдиного погляду щодо походження форми та внутрішньої будови акумулятивних піщаних тіл, проте ясно, що цьому

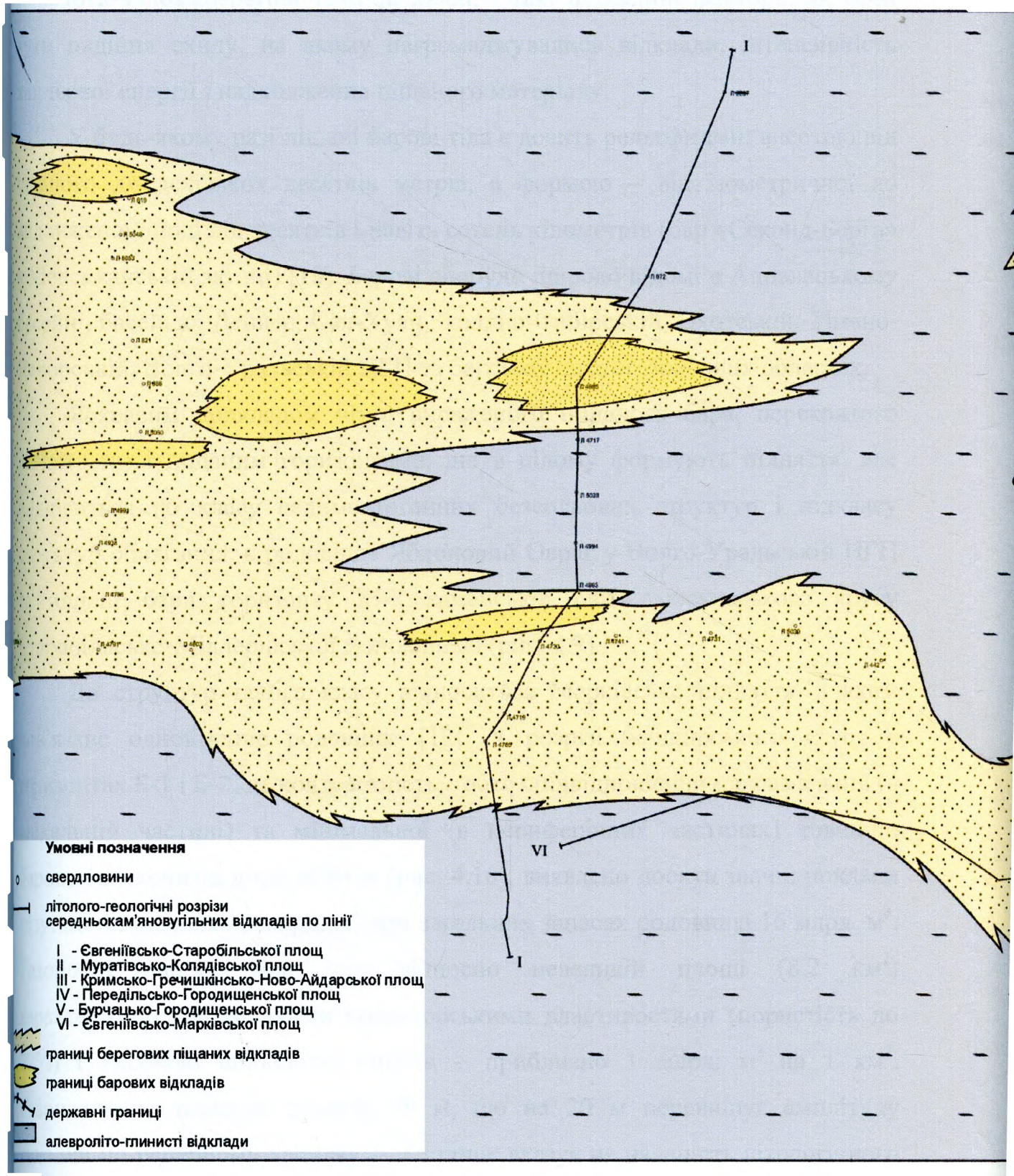
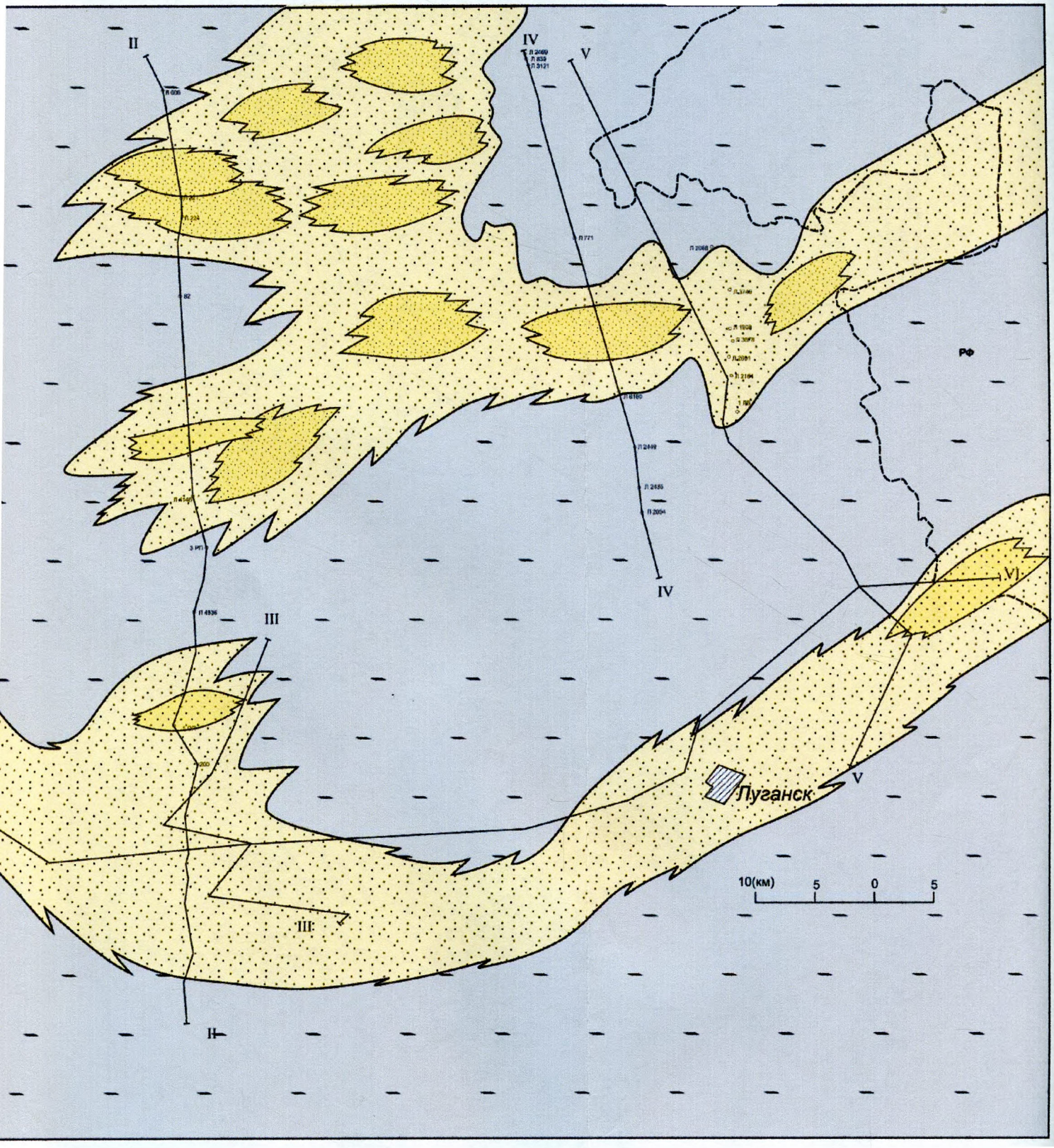


Рис. 4.8.Берегові піщані відклади к

московського ярусу середньокам'яновугільного комплекс



лади каменської світи C_2^7 горизонту М-7

плексу північних окраїн Донбасу (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

сприяють уздовжберегові течії та хвилі, і такі перемінні фактори, як різні кути падіння схилу, на якому нагромаджувались відклади, інтенсивність хвильової енергії і надходження піщаного матеріалу.

У будь-якому разі піщані барові тіла є досить рельєфними: висотою від першого до декількох десятків метрів, а формою – від ізометричної до видовженої, іноді від десятків і навіть сотень кілометрів (бар «Секонд-Берга» у Мексиканській затоці) [10]. Барові споруди широко відомі в Аппалацькому басейні, басейнах Денвер, Сан-Хуан, Західно-Сибірській, Охотській, Тімано-Печорській, Волго-Уральській НГП та багатьох нафтогазоносних областях.

Яскравим прикладом чітко вираженого піщаного бара, перекритого аргілітовим і піщаним горизонтами, що в цілому формують підняття, яке відноситься до класу седиментогенних безсольових структур і підкласу структур облягання, є родовище Яблоновий Овраг у Волго-Уральській НГП та піщані бари горизонту М-7 каменської світи московського ярусу Старобільсько-Міллерівської моноклінали (рис. 4.9).

До структур такого класу відноситься Марківське підняття, з яким пов'язане однойменне родовище [12]. У розрізі башкирського ярусу в горизонтах Б-1 і Б-2, де контрастність, тобто співвідношення максимальної (в апікальній частині) та мінімальної (в периферічних частинах) товщини барових пісковиків досягає 84 м (рис. 4.10), виявлено досить значні поклади газу, що становлять 8 млрд. $м^3$ при загальних запасах родовища 16 млрд. $м^3$. Газоносні барові тіла при відносно невеликій площі (8,2 $км^2$) характеризуються високими колекторськими властивостями (пористість до 22%) і високою щільністю запасів – приблизно 1 млрд. $м^3$ на 1 $км^2$. Газонасичена товщина досягає 70 м, що на 20 м перевищує амплітуду складки по реперному вапняку J_3. Останнє вказує на наявність літологічного екранування і свідчить про можливість знаходження в них покладів ВВ на північній окраїні Донбасу в неантиклінальних умовах (рис. 4.8, 4.10).

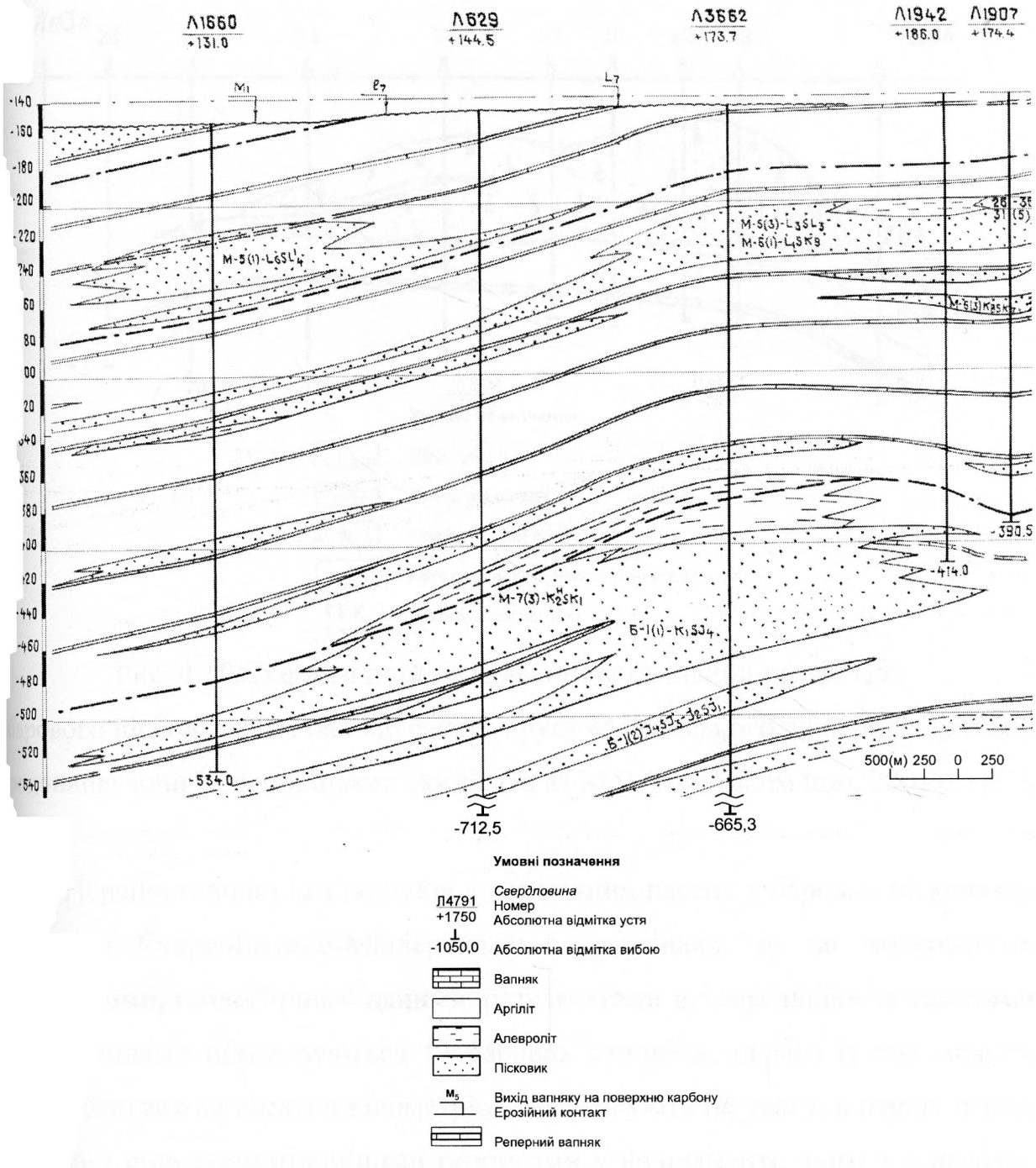


Рис. 4.9. Структури огортання барів по горизонту М-7світи C_2^5 московського ярусу Старобільсько-Міллерівської моноклінали (склала Макєєва Н.П., 2008 р.)



Рис. 4.10.Схематичний поздовжній профільний розріз тіла барового пісковику Б-2 башкирського ярусу Марківського газоконденсатного родовища зони Красноріцьких скидів (за М.М.Верповським інш. 2001 р.) [12]

Перспективною для пошуків літологічних пасток у барових пісковиках вважаємо Старобільсько-Міллерівську моноклiналь, де за попередніми сейсмічними, геологічними даними, результатами вуглерозвідки та власними дослідженнями прогнозуються 17 барових утворень, окремі із них можуть поширюватися на десятки кілометрів. Заслуговують на увагу, в першу чергу, ділянки з конседиментаційними розривами у фундаменті, яким у відкл нижнього та середнього карбону відповідають флексури та терасовид. ділянки. При кутах падіння відкладів карбону 2-5° баровий пісковик висотою 40 м може розглядатися як потенційна пастка. Реальність розвитку барів доведена вугільнорозвідувальними свердловинами, пошуковим бурінням та за даними палеопрофільних забудов по всьому розрізу середнього карбону від одиничних до чисельних в інтервалі стратиграфічного поєднання башкирських та московських відкладів.

Принципова можливість виявлення барових утворень сейсморозвідкою із застосуванням спеціальних методик обробки та інтерпретації ілюструється рисунком 4.11.

Пошуки літологічних пасток у барових утвореннях, з якими можуть бути пов'язані поклади ВВ масивного типу пропонується здійснювати в такій послідовності:

- аналіз геологічних і сейсморозвідувальних даних для визначення ознак барових утворень – виконано власними дослідженнями для значної частини Старобільсько-Міллерівської моноклінали;
- проведення комплексу електро- та сейсморозвідки високої роздільної здатності з метою виявлення клиноформних утворень – рекомендовано;
- на літологічно обмежених та літолого-тектонічно екранованих структурах;
- проведення інтегральних геогустинних досліджень (за методикою О.П. Петровського [54, 96] з метою виявлення гравітаційних аномалій як ознак наявності розущільнених зон – рекомендовано на ділянках барових і руслових форм;
- проведення дослідження методом геохімічних технологій по визначенню ознак вуглеводневого насичення та по геоелектричним даним за методикою О.М. Дудика, С.П. Левашова [95, 99].
- проведення прямопошукових методів для визначення ступеня перспективності та першочерговості виділених об'єктів для подальшого вивчення – рекомендується після проведення попередніх (пункти 1-3) досліджень;
- параметричне або (на підготовлених об'єктах) пошукове буріння.

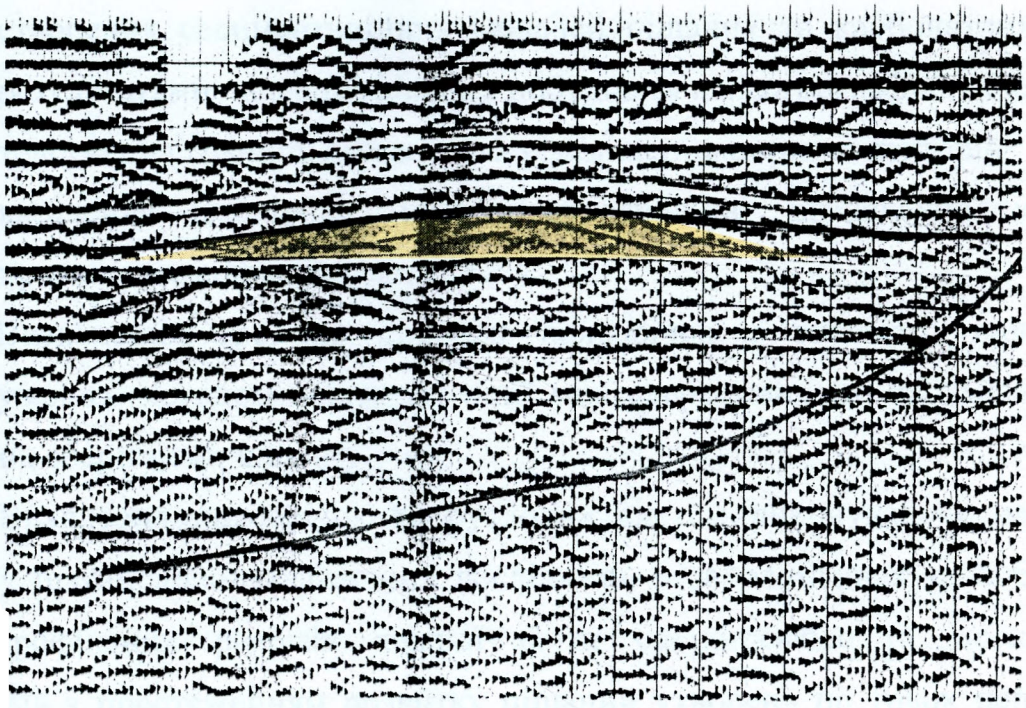


Рис. 4.11. Прояв барового пісковику (М-3) у хвильовому полі московського ярусу Муратівсько-Бурчакської зони північних окраїн Донбасу (за М.М. Верповським та інш. 2001 р.) [12]

4.3. Виявлення палеорічок та руслових систем

Виявлення палеорічкових систем та неантиклінальних форм здійснювалось з урахуванням методичних розробок Д.А. Бута [10], А.А. Гусейнова та ін. [79], О.Ю. Лукіна та ін. [67, 68, 69], Я.Г. Лазарука [65] та інших дослідників та власних напрацювань [76].

Дослідження проводились нами у такій послідовності:

- детальна кореляція розрізу всіх світ башкирського та московського ярусів (рис. 4.1, 4.2, 4.3, 4.4);
- побудова палеопрофільних розрізів по лініях свердловин всіх світ як упоздовж зони Красноріцьких структур так і впоперек моноклінального схилу;
- визначення особливостей зміни товщини світ і їх основних складових - алевролітоглинистих, піщаних, вапнякових порід за даними буріння та сейсмічних досліджень;

- створення седиментаційних моделей піщаних та карбонатних тіл за результатами палеопрофільних побудов та палеогеографічних карт;
- трасування границь літологічного заміщення порід-колекторів;
- виділення імовірних пасток вуглеводнів, визначення контурів прогнозних покладів нафти і газу.

Визначення границь системи палеорічок і окремого палеорусла виконувалось методом середньої лінії між свердловинами та умовно за їх межами, зберігаючи ширину.

Виявлення палеорічок та руслових систем виконувалося на основі аналізу промислово-геофізичних досліджень в свердловинах та побудовою палеопрофільних розрізів кожної світи башкирських та московських відкладів з простеженням розвитку піщаний утворень по трьох напрямках: уподовж зони Красноріцьких структур-родовищ, по підійманню шарів порід по моноклінальному схилу Кримсько-Гречишкінсько-Ново-Айдарській та Бурчацько-Городищинській площ.

Першою ознакою наявності руслових формувань є аномальність товщини піщаних утворень порівняно з суміжними площами і свердловинами. Друга ознака стосувалася характеру однорідності розрізу пісковиків в підошовній та різнорідності в покривельній частині. Третя ознака базувалась на морфогенно-врізових формах піщаного тіла в загальний розріз відкладів світ на палеопрофільних побудовах. Наявність пасткових умов в руслових алювіальних тілах визначалась характером контактування їх з примикающими проникливими чи непроникливими відмінностями та закритості з покрівлі та в поєднанні зі структурними умовами.

За результатами палеопрофільних побудов і простеження піщаних утворень і їх морфогенитичних ознак в розрізах світ нами виявлені окремі піщані русла і системи палеорічок. Для простеження характеру площинного розвитку руслових форм були побудовані відповідні карти. В основу побудов карт покладені палеопрофільні дані, а також враховані свердловини в розрізах яких не було виявлено руслових піщаних формувань.

Система палеорічок встановлена у трьох світах – C_2^2, C_2^3 та C_2^5, у розрізі яких піщані породи за морфогенетичними ознаками належать до руслових з періодичною зміною як площинного положення в міру зміни умов осадконагромадження, так і повторного відновлення в часі. За границі системи палеорічок приймалися крайні межі окремих руслових потоків по літофаціальних профілях (рис. 4.12, 4.13, 4.14).

У площинному відношенні вся палеорічкова система має досить чітке положення, шириною від 5,0 до 10 км і простежується переважно уподовж смуги Красноріцьких прискидових антиклінальних структур і лише частково охоплює північну частину Муратівсько-Бурчацької зони та східну Старобільсько-Міллерівської моноклінали і має конформний успадкований циклічний характер.

Окремі руслові піщані утворення простежені по світах – C_2^4, C_2^6, C_2^7 (рис. 4.15, 4.16, 4.17). Русла мають більш стабільний ритмічно-циклічний режим осадконагромадження і розвинені у вигляді вузьких смуг від 4,0 до 8,0 км, і охоплюють прискидову зону Красноріцьких структур, від Варварівської площі на заході до Вільхівської на сході. За генетичними ознаками руслові утворення носять ритмічний характер розвитку.

Дослідженнями також доведено, що руслові алювіальні утворення в межах північних окраїн Донбасу не завжди створюють паскові умови, так із всіх виявлених палеорічкових врізів кількість частково закритих не перевищує 30-40 %.

Згідно методичного плану досліджень, після встановлення трас палеорусел, необхідно визначити фактори, які зумовлюють формування пасток ВВ у алювіальних відкладах. Вирішення цієї задачі здійснювалось з урахуванням існуючого методичного прийому [17, 21]. Згідно моделювання умов формування пасток ВВ у алювіальних відкладах нами визначено сприятливі та несприятливі форми руслової системи по створенню пасткових умов, проведено відповідний аналіз їх закритості по системі трьох літофаціальних палеопрофільних побудов по всіх світах середнього карбону і

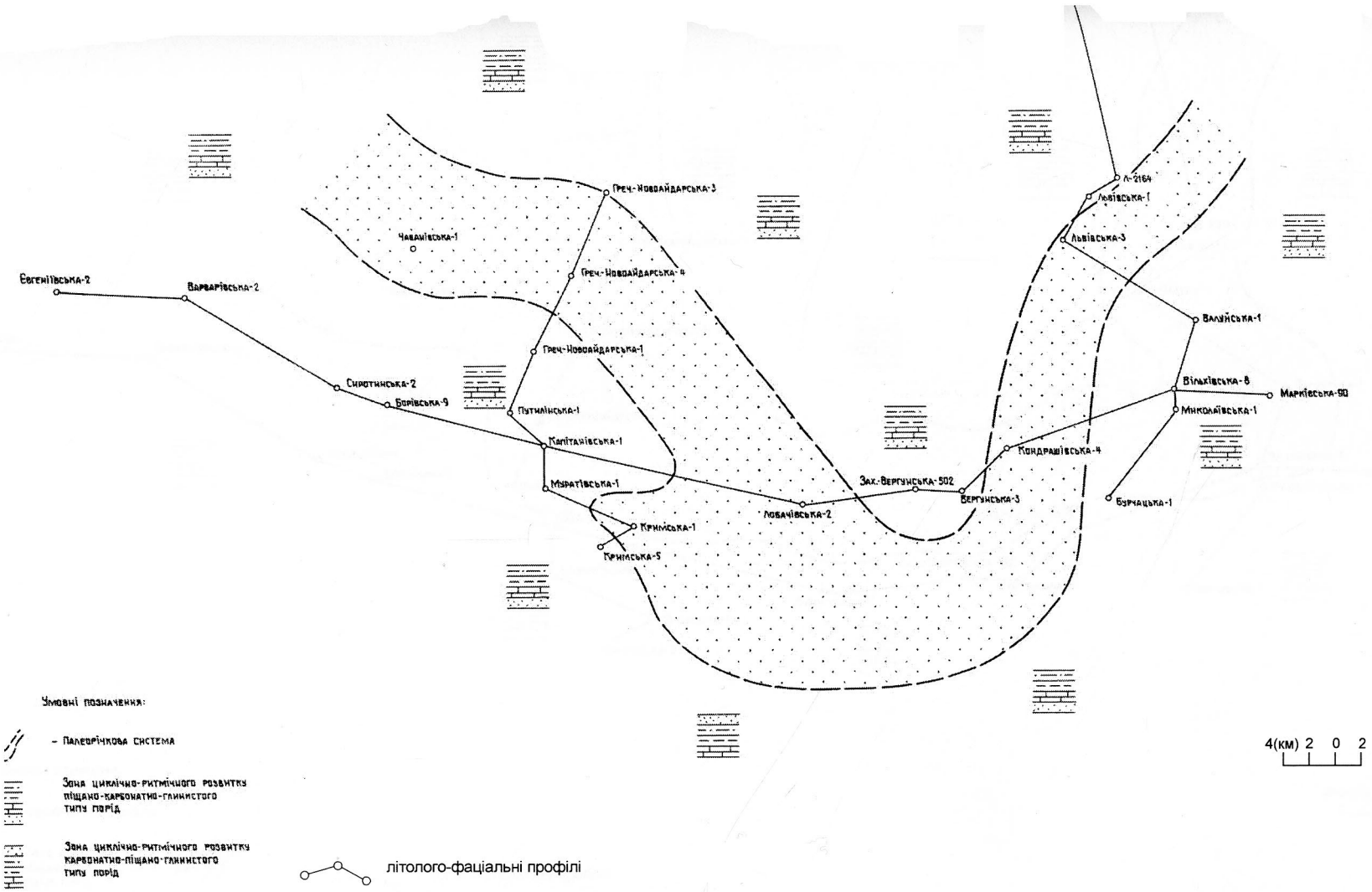


Рис. 4.12.Палеорічкова система нагольчанської світи C_2^2 башкирського ярусу середнього карбону (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

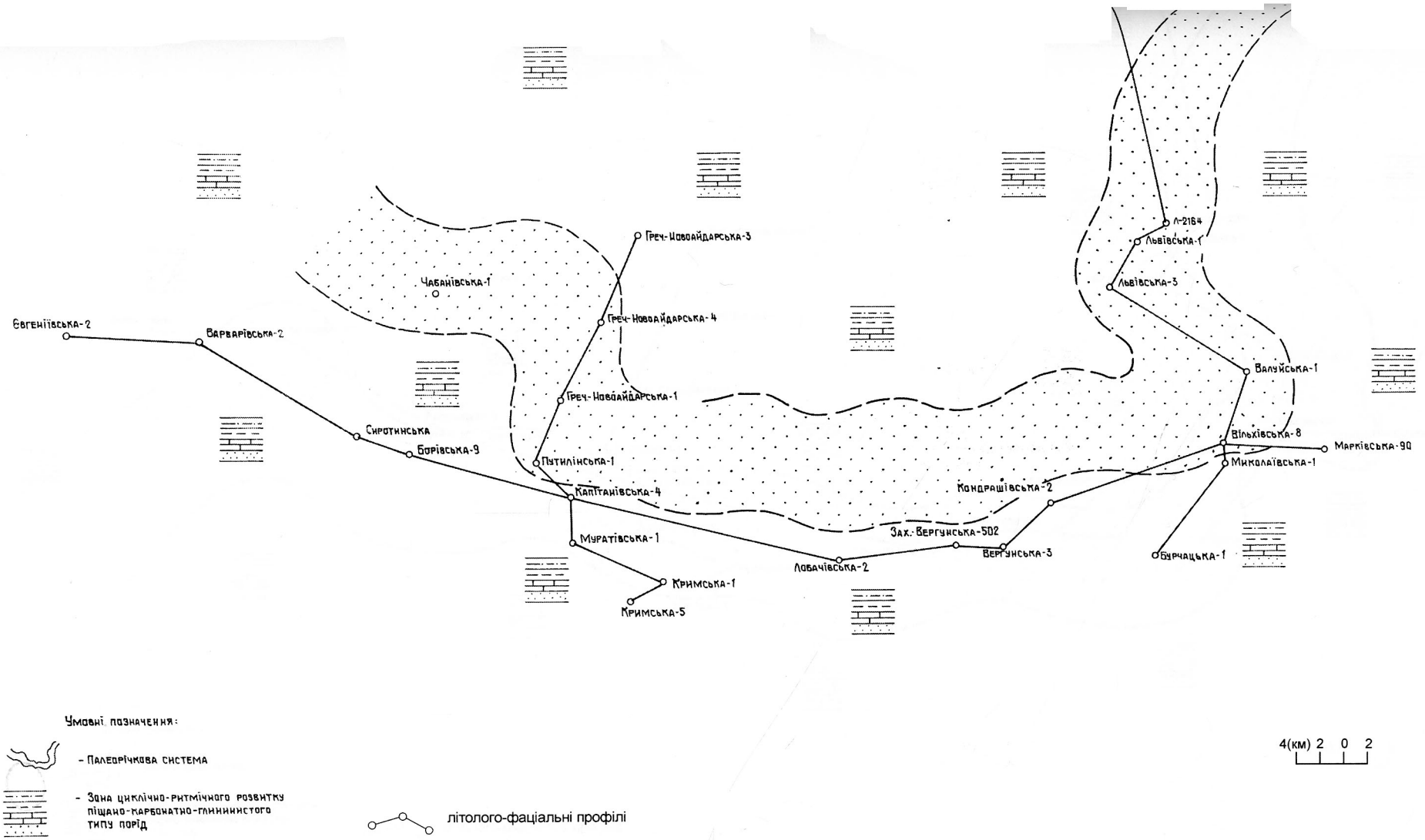


Рис. 4.13. Палеорічкова система смолянинівської світи C_2^3 башкирського ярусу середнього карбону (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

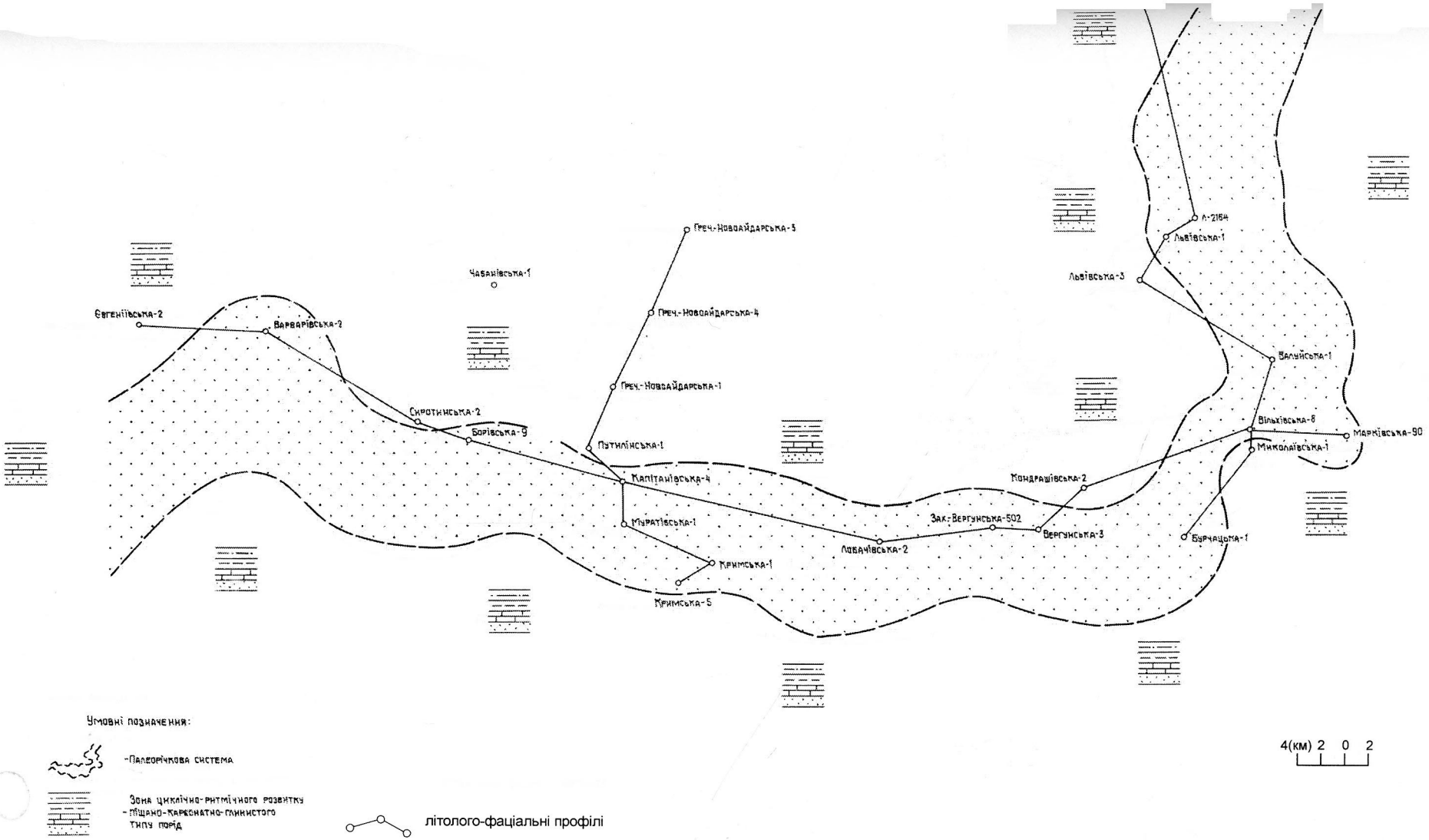


Рис. 4.14.Палеорічкова система каменської світи C_2^5 московського ярусу середнього карбону (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

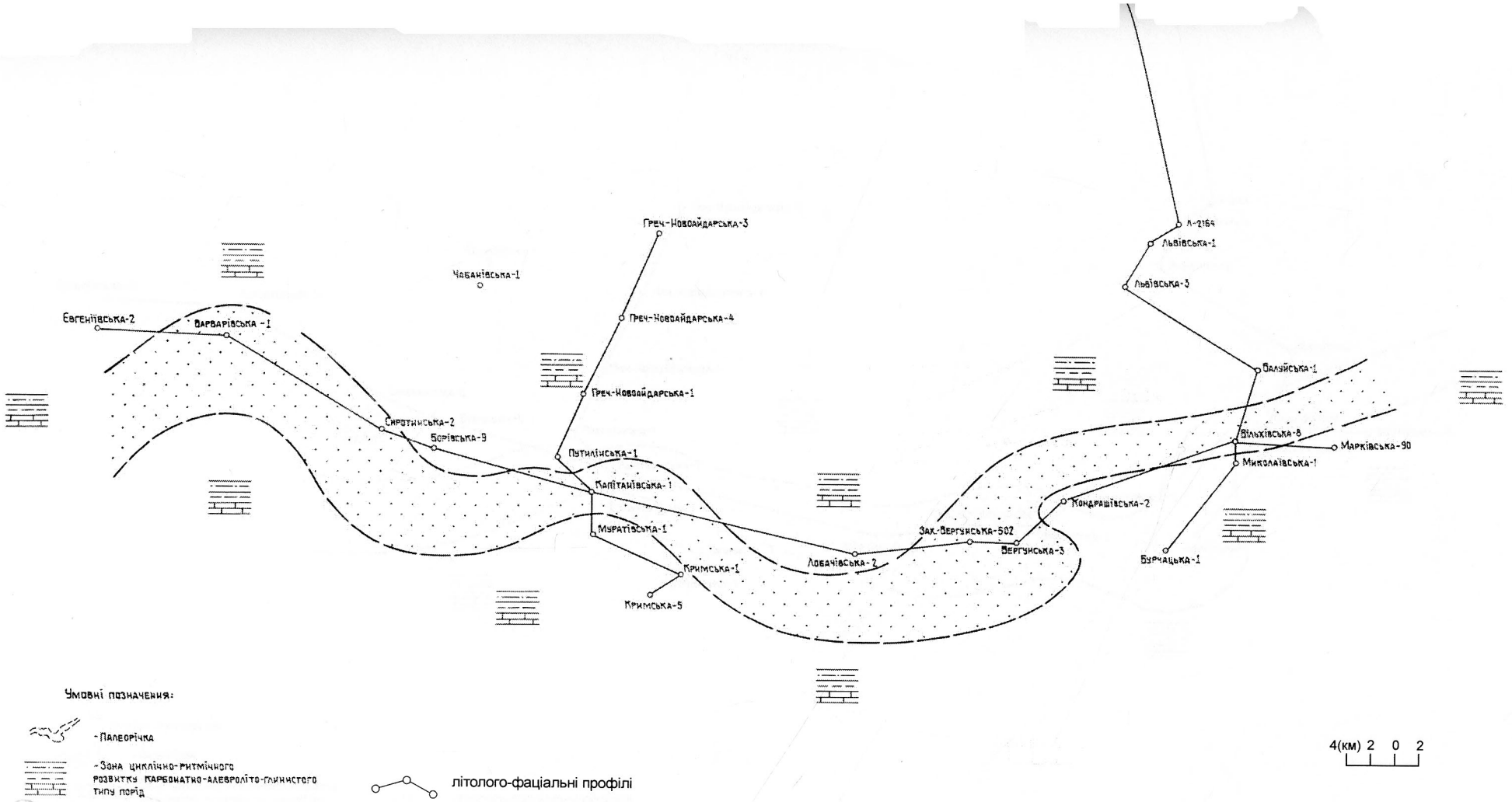


Рис. 4.15. Палеорічка білокалитвинської світи C_2^4 башкирського ярусу середнього карбону (склала Макєєва Н.П., 2008р.)

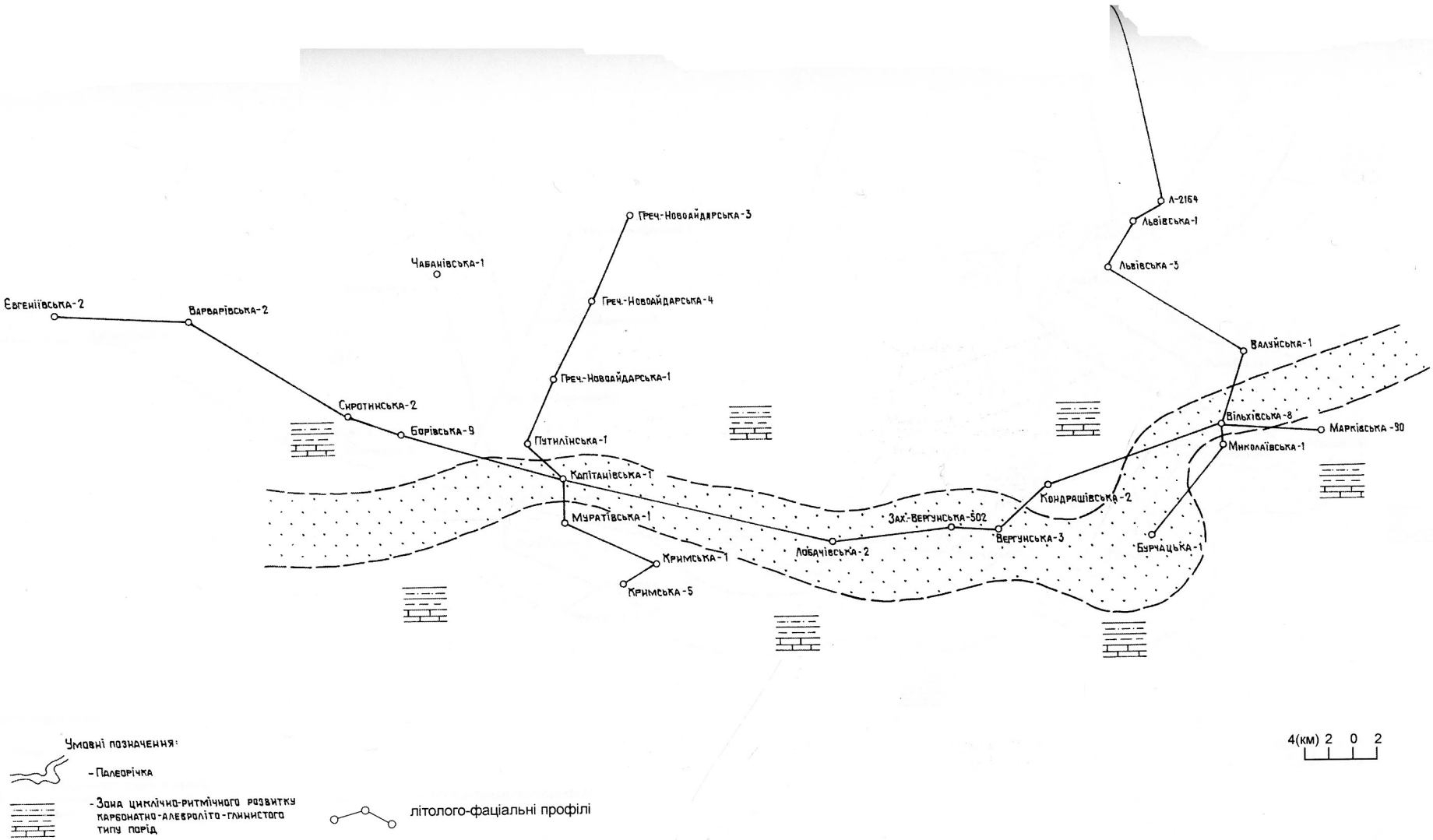


Рис.4.16. Палеорічка алмазної світи C_2^6 московського ярусу середнього карбону

(склала Макєєва Н.П., 2008р.)

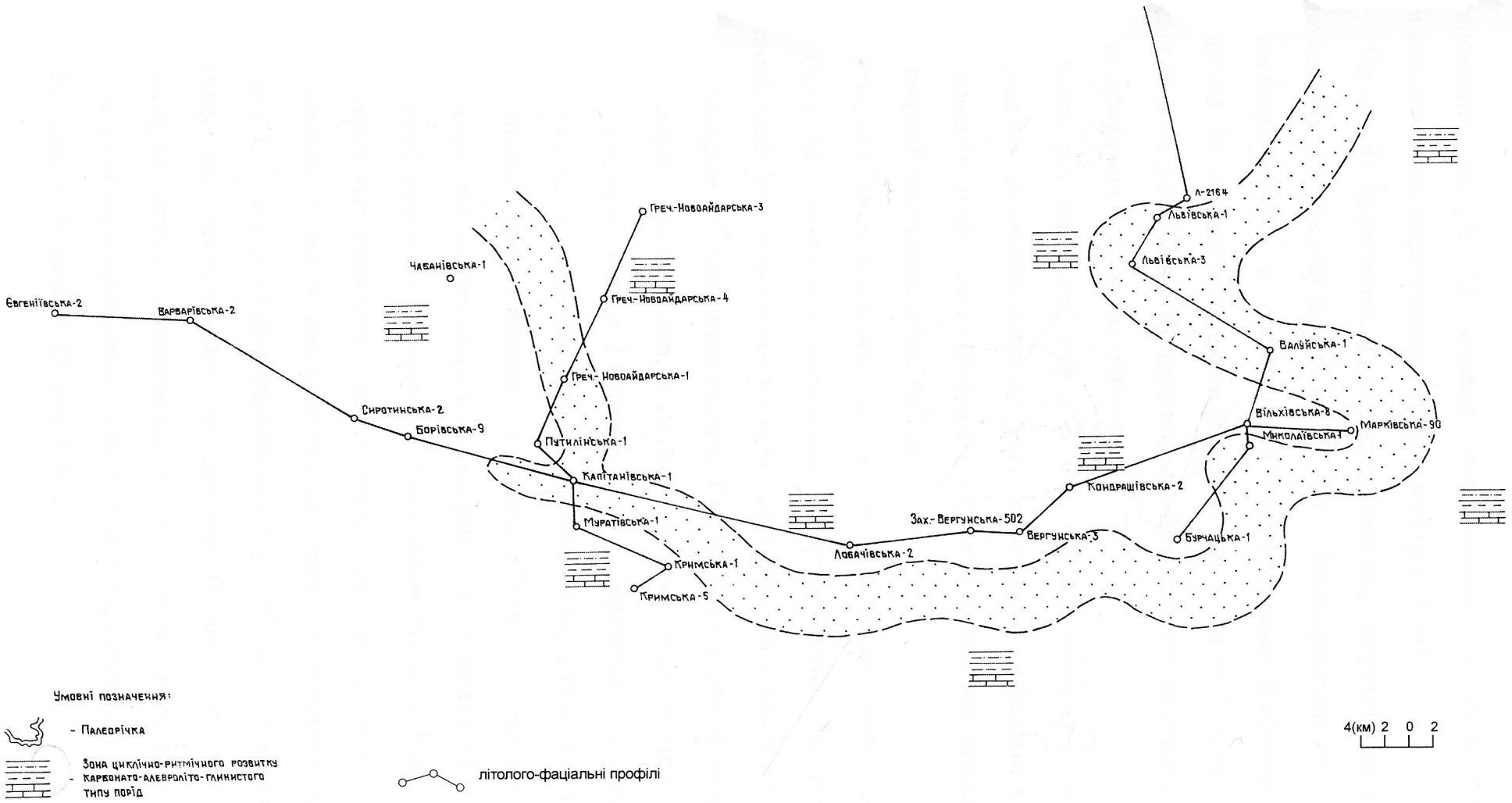


Рис. 4.17. Палеорічка лисичанської світи C_2^7 московського ярусу середнього карбону

(склала Макєєва Н.П., 2008р.)

встановлено, що із 72 ділянок палеорічкових потоків тільки 25 є сприятливими для нафтогазонагромадження (рис.4.18).

На основі проведених нами досліджень по створенню пасткових умов встановлено, що руслові форми світ C_2^2, C_2^3 башкирського ярусу та C_2^5, C_2^7 московського ярусів в поєднанні з структурними умовами створюють тектонічно та літологічно екрановані пастки в східній частині території досліджень на ділянці від Кондрашівсько-Вільхівської на півдні і Львівсько-Краснодеркульській площ на півночі.

Решта руслових побудов світ C_2^4, C_2^6 що витягнуті уподовж зони Красноріцьких антиклінальних піднять, одночасно з руслами C_2^2, C_2^3, C_2^5, C_2^7, створюють літологічні екрановані пастки в межах виположених їх крил та видовжених периклінальних частин.

Слід особливо зазначити, що як система палеорічок, так і окремих палеорусел простежується переважно поздовж антиклінальних структур Красноріцької зони прискидових форм і це зумовило розвиток у межах зони значної кількості несклепінних пасток. Так, на Вергунському родовищі, що є складовою частиною цієї зони, із 19 покладів московського ярусу тільки 6 є у склепінних пастках. Решта 13 приурочені до крилових та периклінальних частин підняття і за морфогенетичними ознаками належать, за класифікацією А.А. Гусейнова, Б.М. Геймана та інших (1988), до пасток локального виклинювання типу козиркових, клиновидних, шнуркових [79].

Окремої уваги заслуговувала траса палеорусла в північній частині Чаробільсько-Міллерівської моноклінали, де за результатами вуглерозвідувального буріння встановлено заміщення вугільного пласта $К_2н$ у низах світи C_2^5 (верхньобашкирський під'ярус) піщаним горизонтом. Русло палеорічки, що протрасоване за даними буріння вуглерозвідувальних свердловин, на окремих ділянках має вигин у бік моноклінального підйому. Згідно з методичним прийомом, така форма є сприятливою для формування пасток ВВ (рис.4.19, модель III, рис.4.20).

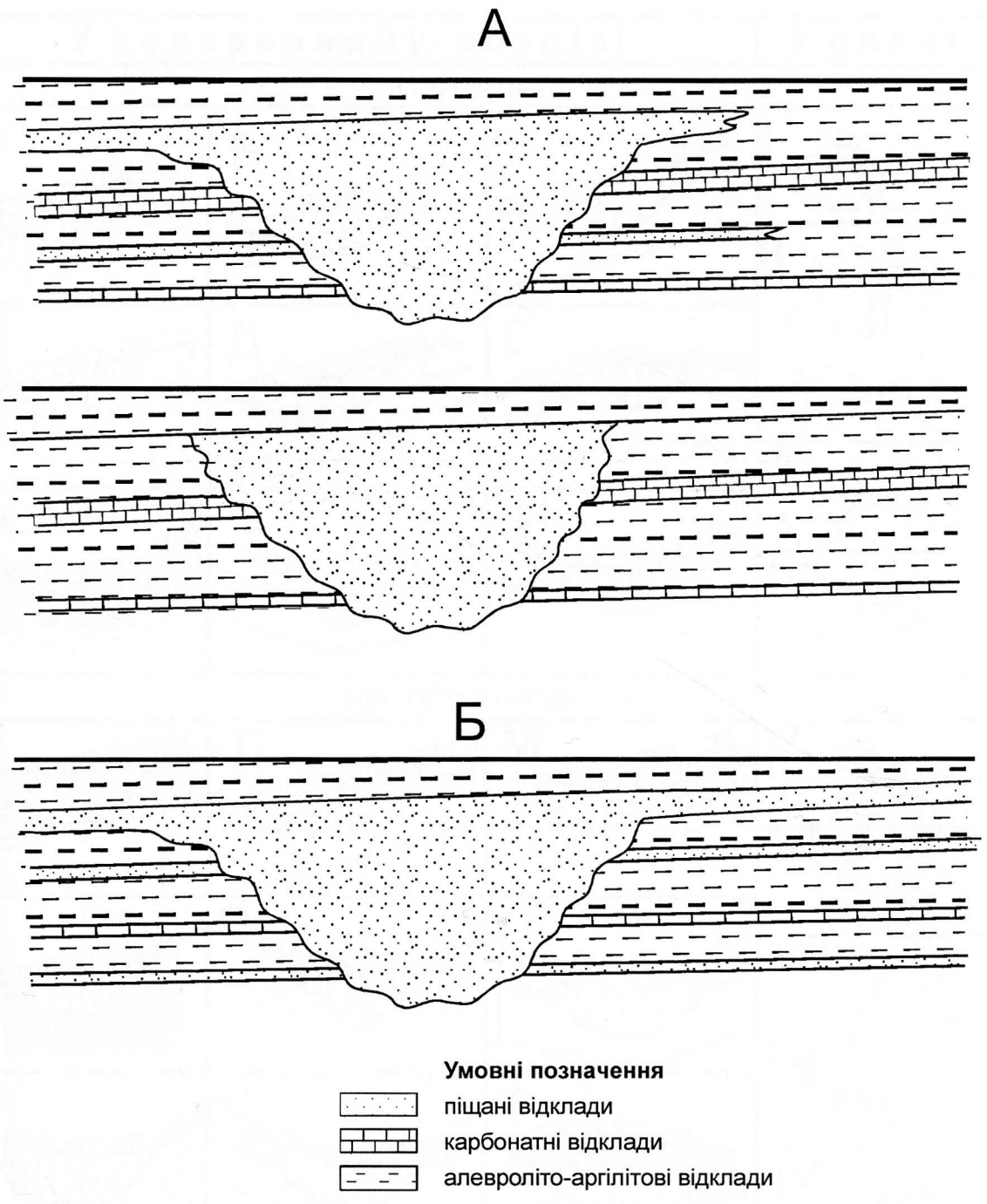


Рис.4.18.Принципова схема руслової структурної форми:
А – сприятливої для нафтогазонагромадження;
Б – несприятливої для нафтогазонагромадження
(склала Макєєва Н.П., 2008р.)

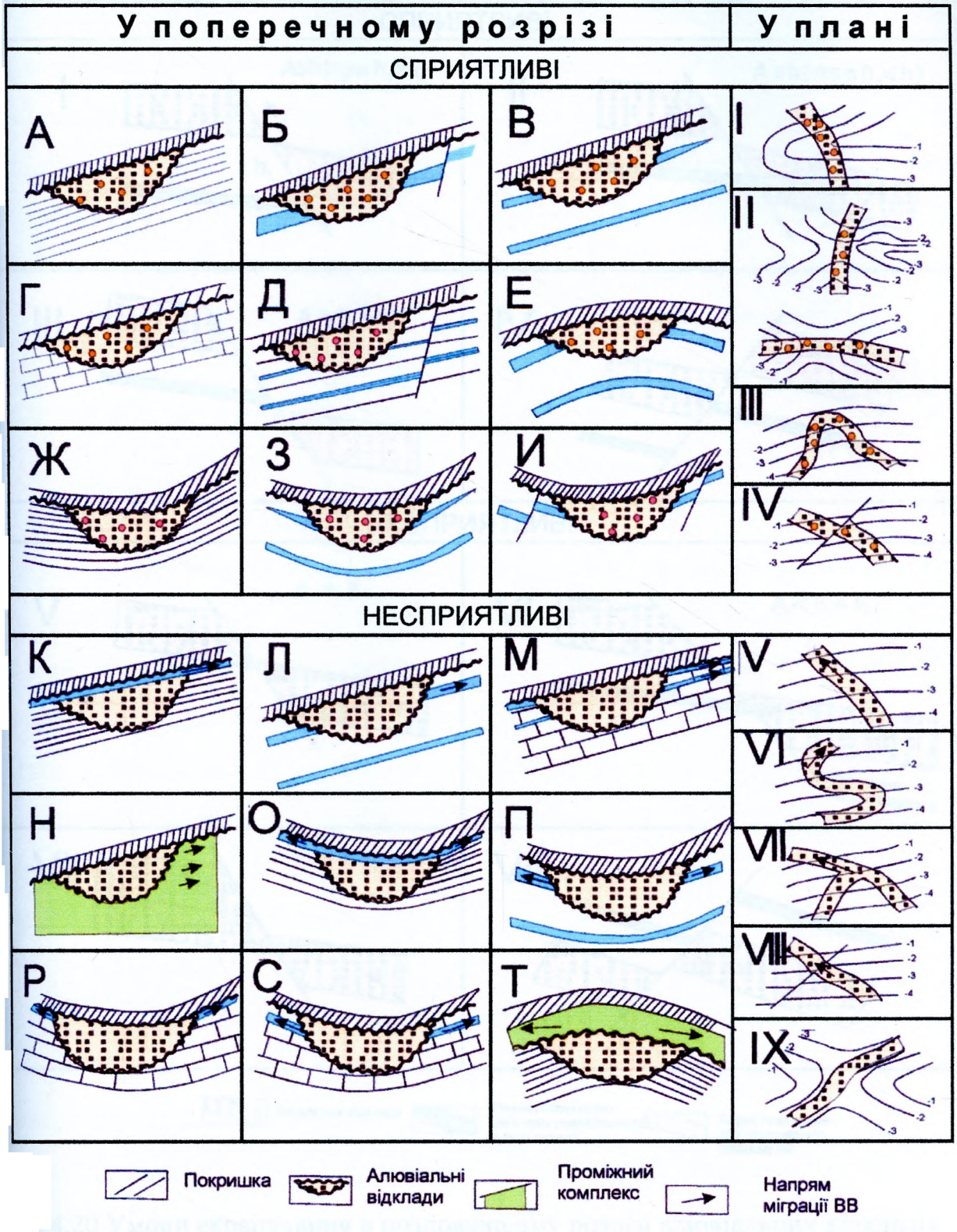


Рис.4.19. Моделювання умов формування пасток ВВ у алювіальних відкладах (за І.В.Височанським та інш, 2005р.) [21]

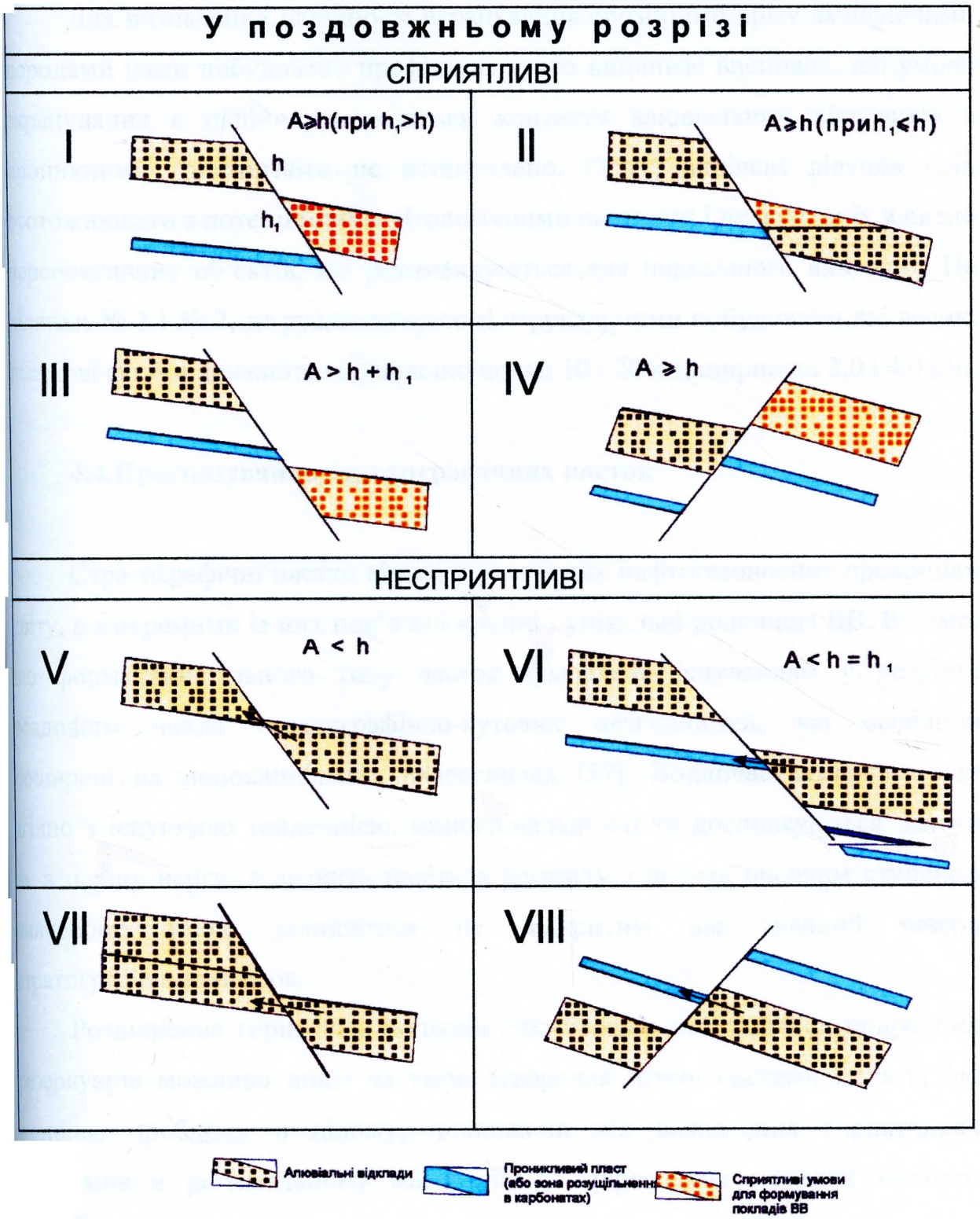


Рис.4.20. Умови екранування в поздовжньому розрізі алювіальних відкладів (за І.В. Височанським та інш, 2005р.) [21]

Для визначення надійності екранування ерозійного врізу вміщуючими породами нами побудовано профіль, із якого випливає висновок, що умови екранування є надійними, оскільки контакту алювіальних пісковиків з проникними горизонтами не встановлено. Отже, виділені ділянки слід ототожнювати з потенційними літологічними пастками і включити їх в число перспективних об'єктів, які рекомендуються для подальшого вивчення. Це ділянки № 1 і № 2, де русло створює зі структурними побудовами дві великі пасткові форми довжиною відповідно понад 10 і 20 км, шириною 3,0 і 4,0 км.

4.4. Прогнозування стратиграфічних пасток

Стратиграфічні пастки відомі у численних нафтогазоносних провінціях світу, а з окремими із них пов'язані крупні і унікальні родовища ВВ. Відомо, що формування даного типу пасток зумовлено існуванням у розрізах осадового чохла стратиграфічно-кутових незгідностей, які особливо поширені на моноклінальних палеосхилах [57]. Водночас зазначимо, що згідно з існуючою тенденцією, моноклінальні схили досліджуються далеко не в першу чергу, а значить навіть в регіонах з досить високим ступенем вивченості може залишатися не відкритим ще значний резерв стратиграфічних пасток.

Розширення горизонтів пошуків цих складно побудованих природних резервуарів можливо лише за умов створення чіткої системи понять, що охоплює проблему в цілому, починаючи від визначення сприятливих передумов в регіональному масштабі, до окреслення моделей кожного різновиду стратиграфічних пасток, як підґрунтя для ефективних пошуків та підготовки їх до вводу в буріння.

Однією із необхідних умов для формування даного типу пасток, як відмічалось вище, є наявність стратиграфічно-кутових незгідностей. Кожній із пасток (особливо на моноклінaлях) притаманна своя асоціація структурних форм, часто слабо виражених (похованих, навішених, тощо). Такі поєднання

поверхонь незгідностей і пов'язаних з ними структурних форм на всій території їх поширення виділяються як ерозійно-структурні рівні, кожен із яких представляє собою частину розрізу, що включає стратиграфічно-кутову незгідність, на площині якої утворюється ерозійний, седиментаційний або ерозійно-седиментаційний клин, ускладнений певними структурними формами. На основі цих методичних положень в межах Старобільсько-Міллерівської моноклінали нами виділено досить чітко передмезозойський ерозійно-структурний рівень, який був детально вивчений шляхом побудови геолого-літологічних поперечних профілів та структурних карт по маркірувальних вапнякових горизонтах з простеженням характеру перекриваючих товщ та наявності кутової незгідності, що зумовлюють утворення ерозійних клинів (рис. 4.21).

Назагал пошуки стратиграфічних пасток були проведені нами за існуючою методикою [18], яка передбачає:

1) виділення у розрізі осадового чохла ерозійно-структурних рівнів;

2) побудову палеогеолого-літологічних профілів та карт;

3) загальну оцінку на площині стратиграфічно-кутової незгідності літологічного фактору, як складового елемента природних резервуарів та непроникних товщ;

4) виділення пошукових смуг, визначення з урахуванням структурних побудов ділянок з пастковою ситуацією (із замкнутим контуром);

5) визначення ступеня вивченості (підготовленості) об'єктів та виділення першочергових до введення в буріння або подальших деталізаційних робіт.

В результаті виконаних нами досліджень, на території Старобільсько-Міллерівської моноклінали виділено 8 стратиграфічних структур, приурочених до горизонтів М-2, М-3, М-4, М-5, М-7 московського ярусу, що представлені піщаними утвореннями, які незгідно з кутовою і стратиграфічною перервою перекриваються щільними відмінностями тріасу та писальною крейдою.

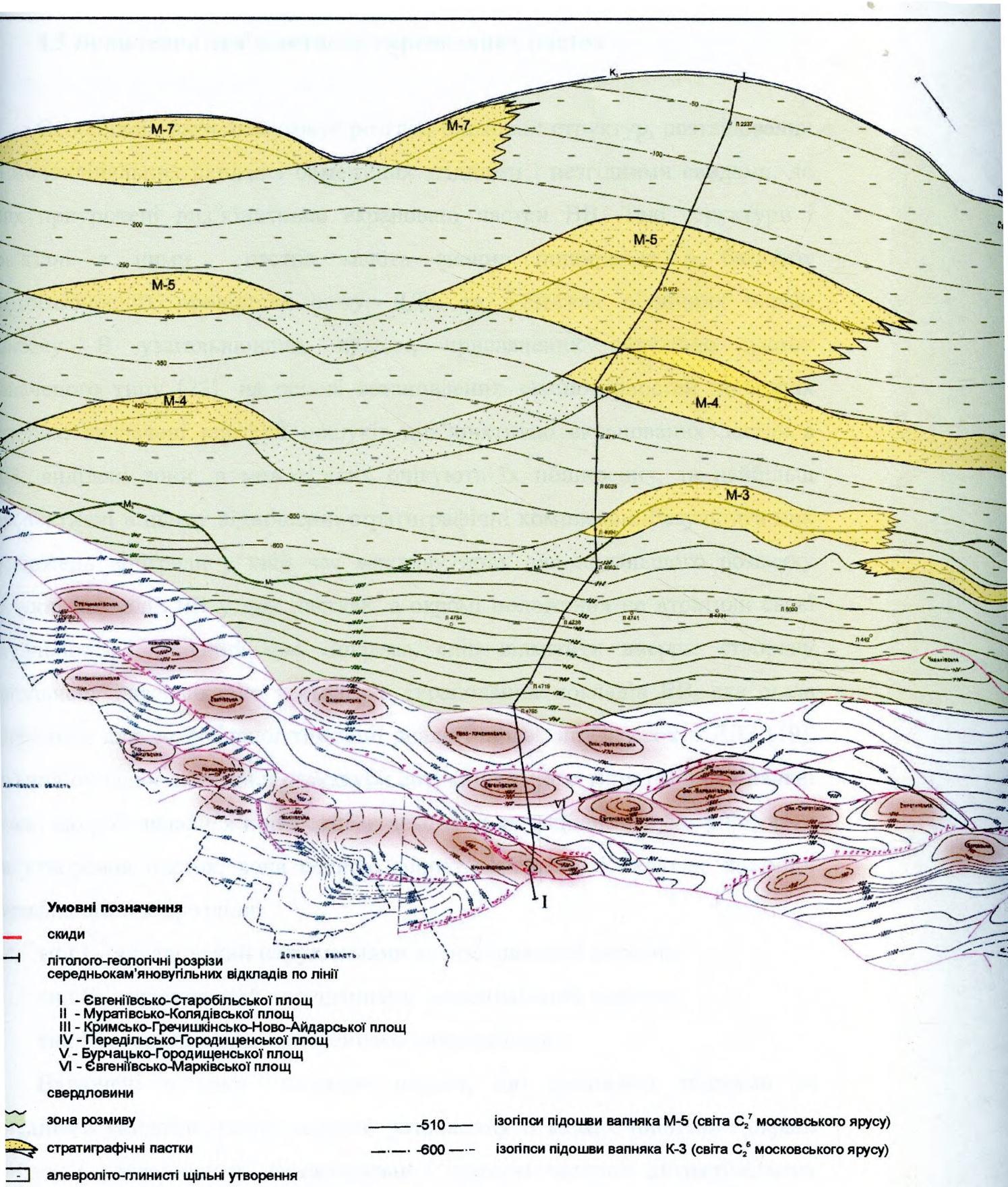
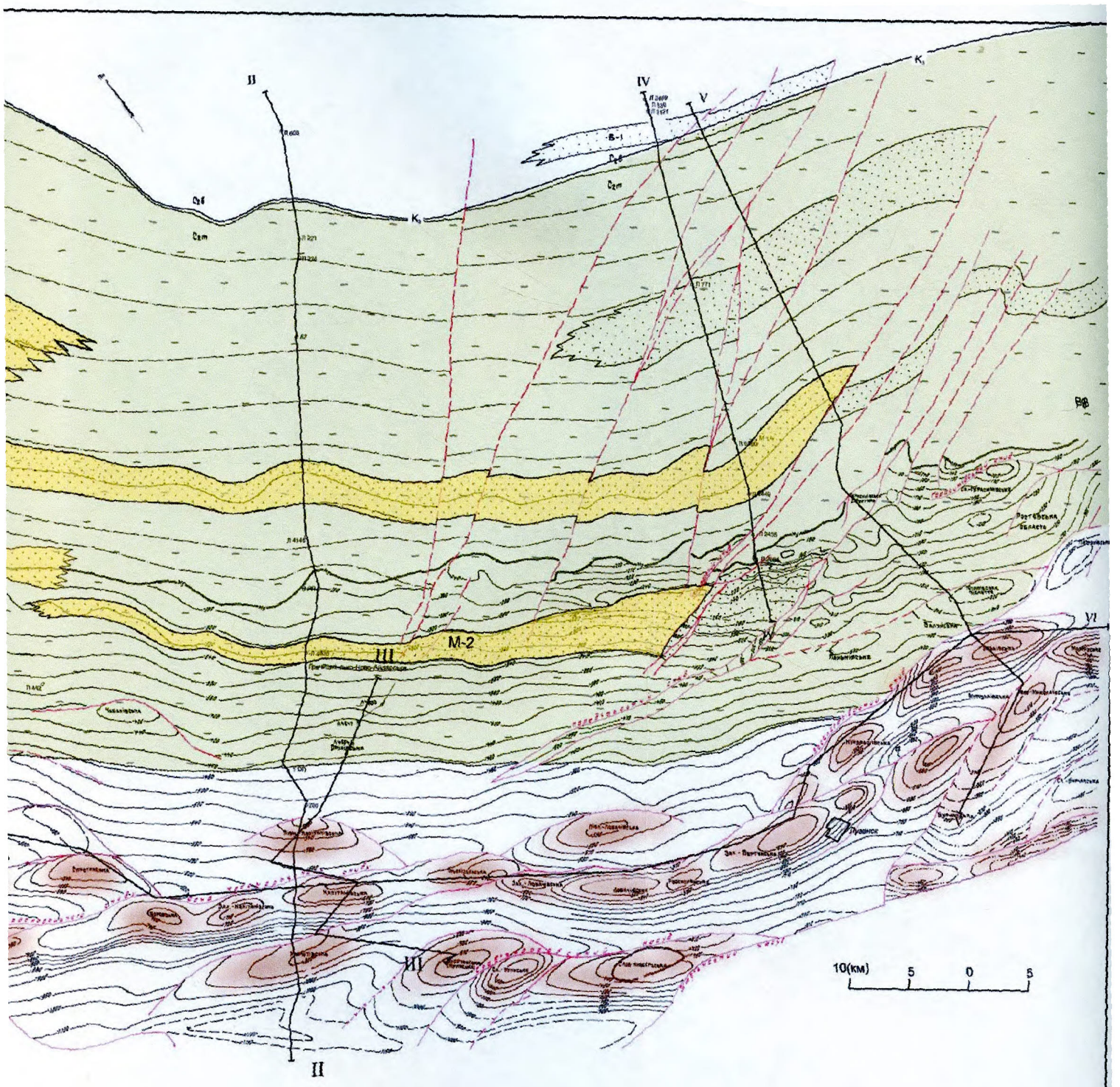


Рис. 4.21. Розвиток стратиграфічних пасток в смузі розмиву відкладів московського яр

(склала Макєєва Н.П., 2



ярусу)

ярусу)

лосковського ярусу середньокам'яновугільного комплексу північних окраїн Донбасу Макєєва Н.П., 2008р.)

4.5.Виявлення диз'юнктивно екранованих пасток

Особливої уваги заслуговує розгляд блокових структур, розташованих на моноклінальних схилах і обмежених згідними і незгідними скидами, до яких приурочені диз'юнктивно екрановані пастки ВВ. Такі структури і пов'язані з ними пастки мають значне поширення в багатьох нафтогазоносних провінціях світу, ДДЗ, та в межах північних окраїн Донбасу. В узагальнюючих працях, присвячених вивченню пасток зазначеного типу [23], на основі встановлених закономірностей по інших регіонах, визначені критерії пошуків диз'юнктивно екранованих пасток в ДДЗ, виділені зони, в межах яких очікують їх поширення, та найбільш перспективні в цьому відношенні стратиграфічні комплекси. Результати цих досліджень відіграли у свій час важливу роль для подальшого розвитку пошуків покладів ВВ у цих пастках, а окремі положення не втратили своєї актуальності і в даний час. Зокрема, слід відмітити вперше створену узагальнену класифікацію тектонічно екранованих покладів ВВ, яка стала підґрунтям для розробленої типізації аналогічного типу пасток в ДДЗ [19]. Остання охоплює не тільки структури антиклінального типу і моноклінальні блоки, що розглядалися попередніми авторами як основні структурні форми для утворення пасток, вона певною мірою доповнена і включає наступні класифікаційні підрозділи:

тип I – екранований порушеннями антиклінальний перегин;

тип II – екранований порушеннями синклінальний перегин;

тип III – екранована порушеннями моноклiналь.

Включені в дану типізацію пастки, що зумовлені згідними та незгідними скидами мають широке розвинення в межах північних окраїн Донбасу і ускладнюють периклінальні і крилові частини антиклінальних структур Євгеніївсько-Марківської та Муратівсько-Бурчацької зон. Поряд з ними прогнозуються пастки, що пов'язуються з підкидами, які мають значно менші масштаби і простежуються лише в межах Муратівсько-Бурчацькій

смузі структур облягання блоків фундаменту та горст антиклінальних форм, утворених тангенціальним стиском.

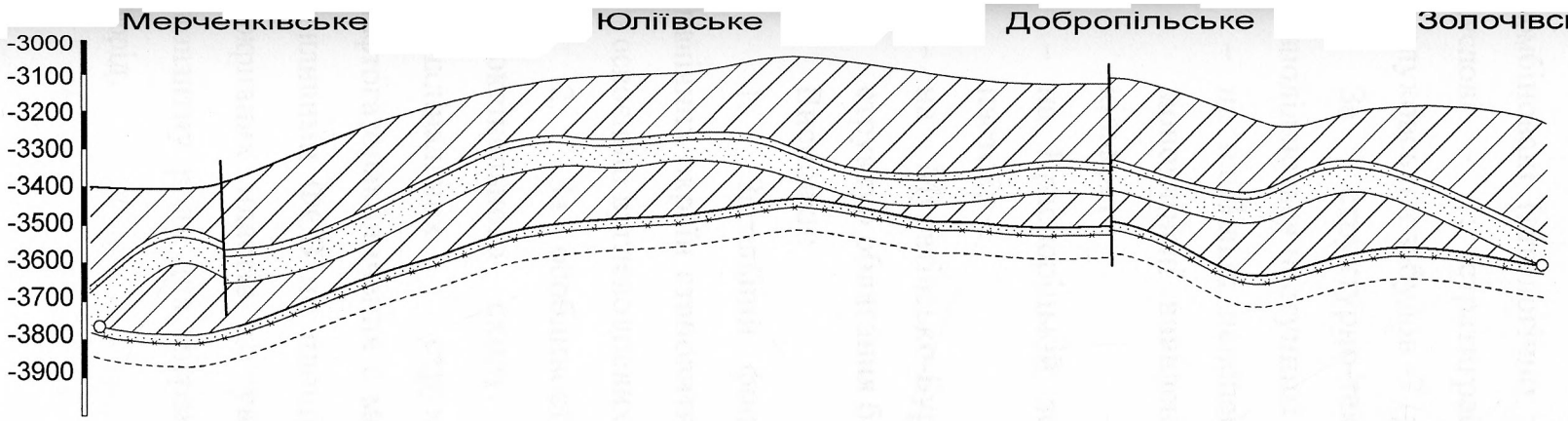
В межах Старобільсько-Міллерівської моноклінали диз'юнктивні порушення по середньокам'яновугільних відкладах розвинені в східній найбільш динамічній Валуйсько-Львівсько-Краснодеркульській частині і лише фрагментарно в західній частині і за генетичними ознаками належать до згідних і незгідних, зустрічних, що утворюють пастки тектонічно-екрановані дугоподібними скидами та скидами, що перетинаються.

В основу методики виявлення диз'юнктивних пасток покладені розробки І.В. Височанського [17, 21], які застосовуються в геолого-розвідувальних роботах і дають позитивні результати.

Згідно даних розробок в основу визначення наявності тектонічних пасток покладалися структурні карти та побудови профілів по площинах порушень, що обмежують структуру. На профілі наносилися проекції зрізаних пластів контактуючих блоків і визначався характер контактування однорідних пластів згідно схеми (рис.4.22).

Такі побудови сприяли точнішому уявленню про модель пастки і дозволяли виділити ту її частину, яка може утримувати скупчення ВВ. Аналіз умов екранування на базі розробленої методики можливий також на стадії завершення детальних геофізичних робіт на локальній площі при наявності поблизу свердловин, що забезпечували б стратиграфічну прив'язку відбиваючих горизонтів та виділення порід-колекторів (аналогів, розкритих на сусідніх площах).

Базуючись на основних положеннях вищерозглянутої методики, та враховуючи особливості будови північної окраїни Донбасу, встановлено III тип екранованих порушеннями моноклінали та підтипи (моноклінальний блок і викривлене порушення; моноклінальний блок і перетин двох порушень) диз'юнктивно обмежених структур, які представляють нафтогазопошуковий інтерес.



1 проекция на площину порушення колектуючої товщі у візейських відкладах екранованого блока

2 проекция на площину порушення колектуючої товщі у візейських відкладах екрануючого блока

3 екрануюча товща серпухівського ярусу (світа С13)

4 точка перетікання (перетинання проникних товщ суміжнх блоків)

5 проекція відбиваючого горизонту Vв2 на площину порушення
а - екранованого блока, б - екрануючого блока

Рис. 4.22.Профіль по площині порушення Юліївського диз'юнктивного валу
(за І.В. Височанським, В.М. Беньком, 1985) [20]

За результатами досліджень у межах північних окраїн Донбасу нами прогнозується наявність 95 нетрадиційних структур (неструктурних пасток), із них: літологічно-екрановані – 19; диз'юнктивно-екрановані – 7; комбіновані (літологічно та диз'юнктивно-екрановані) – 36; барові – 17; руслові – 1; стратиграфічні – 8; облягання карбонатних верхньо-серпуховських забудов -7 (рис. 4.23, таблиця 4.1).

За структурно-тектонічними зонами прогнозовані пастки розподіляються наступним чином:

- на найбільш перспективній території – Старобільсько-Міллерівської моноклінаді виявлено 77 пастку, що становить 81% від загальної кількості;
- на Красноріцькій зоні прискидових антиклінальних піднять – 13 пасток;
- на Муратівсько-Бурчацькій зоні розвитку горстантиклинальних структур облягання блоків фундаменту – 5 пасток.

Висновки:

1. Загальний фонд прогнозних неструктурних пасток у межах північних окраїн становитиме 95 пасток, що є вагомим для планування ГРР та освоєнню вуглеводневих ресурсів.

2. За особливостями розвитку порід-колекторів як в межах моноклінального схилу, так і в смузі плікативних прискидових антиклінальних структур, найбільш сприятливими для нафтогазонакопичення є малотовщинні піщані пласти московського ярусу з мінливими ФЄВ по площі і розрізу. Піщані формування великих товщин покривних пластів до уваги не приймалися, оскільки вони виконують транзитну роль для міграції флюїдів як по літералі, так і по підійманню порід.

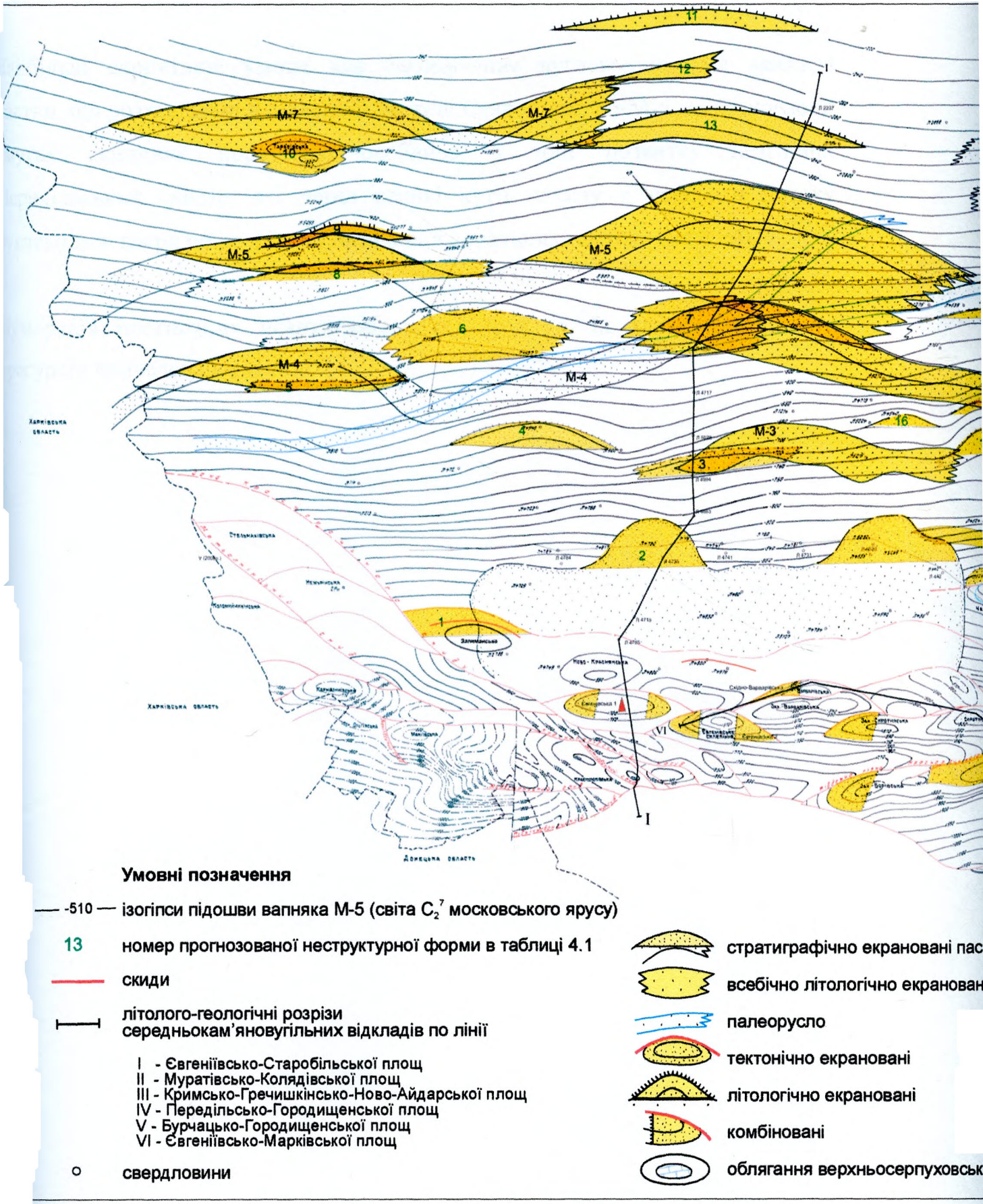
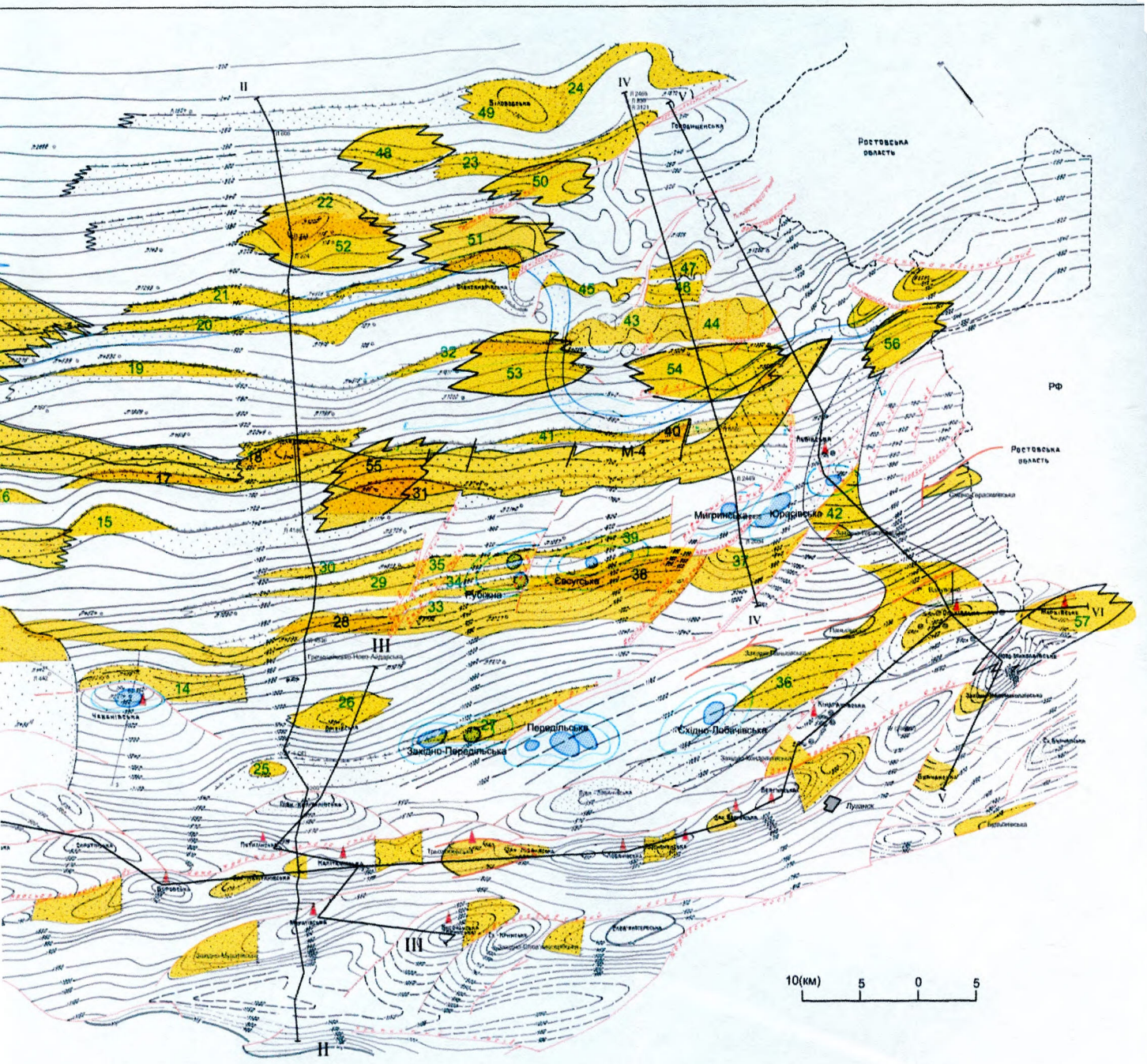


Рис. 4.23. Різновиди типів пасток середньокам'яновугі

(склала Макєєва Н.



новані пастки

екрановані пастки, бари

ні

ні

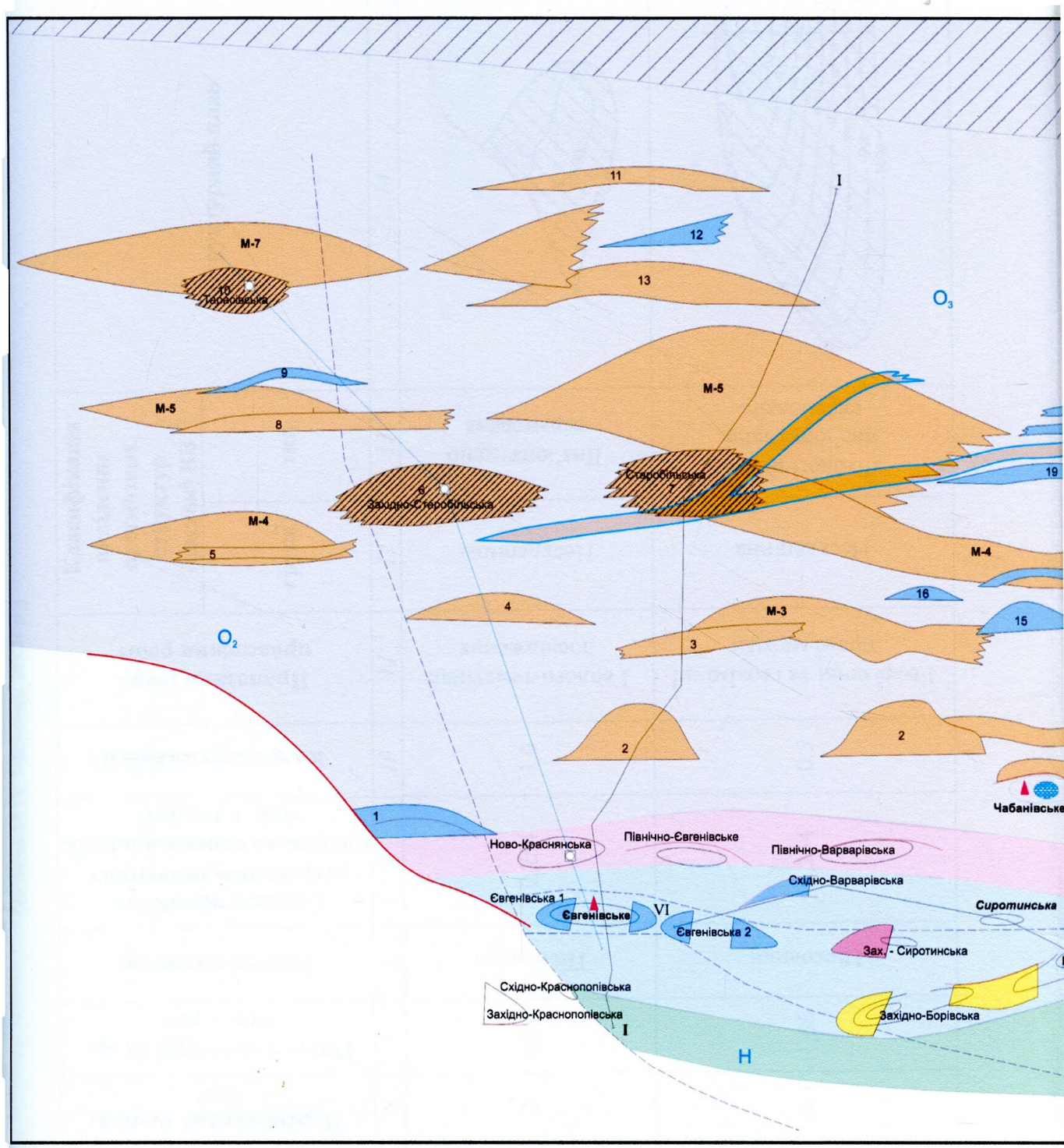
рпуховських карбонатних тіл

яновугільного комплексу північних окраїн Донбасу

:єєва Н.П., 2008 р.)

Найбільш сприятливі умови для накопичення вуглеводнів слід вважати пастки, що розташовані в південній частині Старобільсько-Міллерівської зони смугах скидових порушень, особливо в зоні розвитку незгідних Передільських скидів, які через великі кути нахилу є шляхами потоку вуглеводнів вверх по розрізу та насичення локальних пасток (рис.4.24).

Нумерація прогнозних неантиклінальних структур, їх характеристика та ресурсів приведена в таблиці 4.1.



Умовні позначення

Нафтогазоносні райони

O_2 - Північний борт, центральна частина
O_3 - Північний борт, південносхідна частина
M - Красноріцький
H - Лисичанський

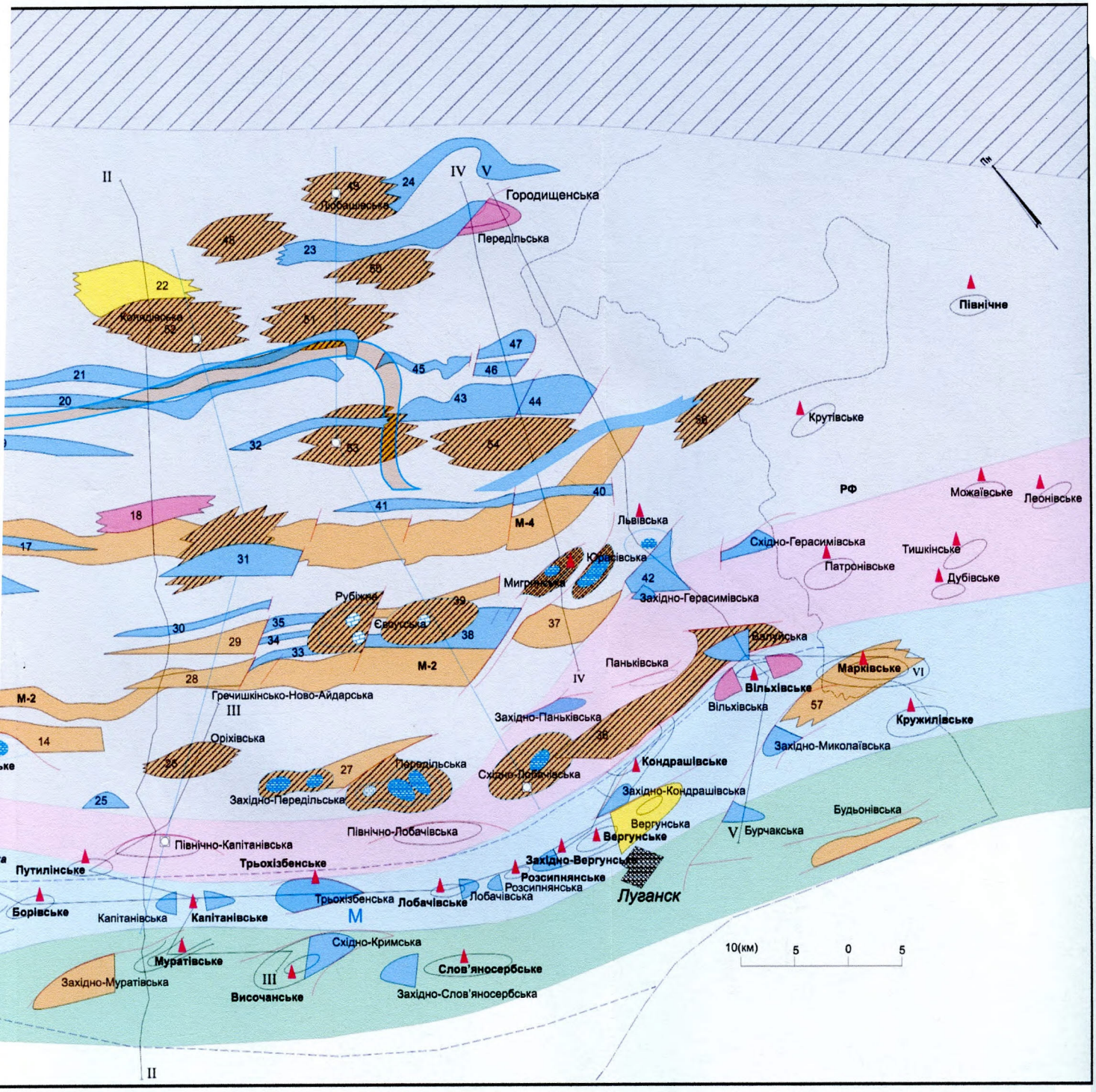
Границі

державні
нафтогазоносних областей
нафтогазоносних районів

Муратівське родовища
Західно-Муратівська прогнозовані неструктурні форми
13 номер прогнозованої неструктурної форми в таблиці 4.1
порушення

Рис. 4.24.Перспективи нафтогазоносності та напрямки геологорозвідувальн

(склала Макєєв



літолого-геологічні та літолого-фаціальні розрізи середньокам'яновугільних відкладів по лінії

I - Євгенівсько-Старобільської площ
II - Муратівсько-Колядівської площ
III - Кримсько-Гречишкінсько-Ново-Айдарської площ
IV - Передільсько-Городищенської площ
V - Бурчацько-Городищенської площ
VI - Євгенівсько-Марківської площ

профілі буріння проектних параметричних свердловин по лінії

Ново-Краснянсько -Тарасівської площ
Північно-Капітанівська-Колядівської площ
Східно-Лобачівсько-Любашівської площ

Нафтогазогеологічне районування північних окраїн Донбасу
Перспективність території
(щільність ресурсів категорії $Д_{1\ пок.}$ млн.т у.п. на км²)

Старобільсько-Міллерівська північна зона	0,1
Старобільсько-Міллерівська південна зона	0,262
Красноріцька зона	0,207
Муратівсько-Бурчацька зона	0,254
Зона нез'ясованих перспектив	

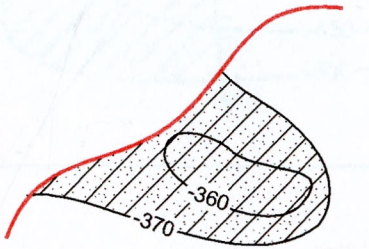
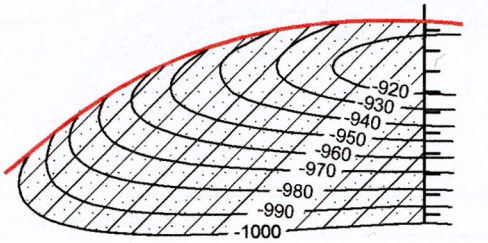
Пропозиції по проведенню робіт

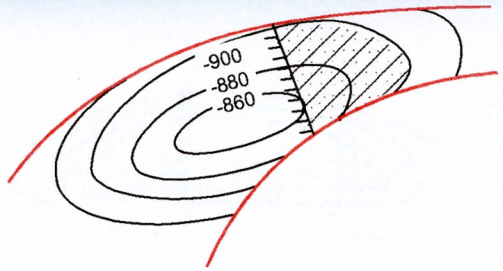
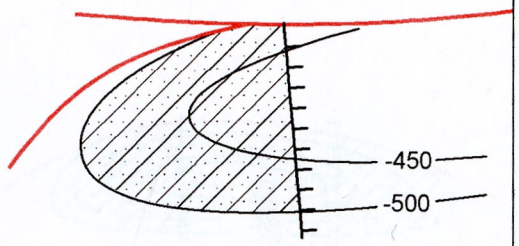
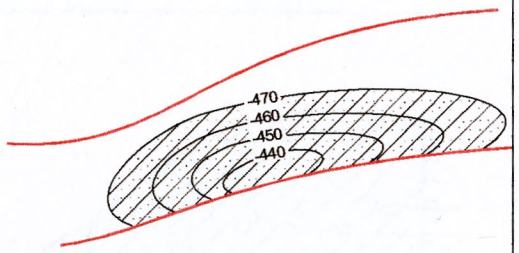
- сейсмічні дослідження
- геофізичні дослідження
- геолого-тематичні дослідження
- геолого-геофізичні дослідження
- першочергові об'єкти
- проектні параметричні свердловини

ьних робіт середньокам'яновугільного комплексу північних окраїн Донбасу

ева Н.П., 2008р.)

Прогнозні неструктурні типи пасток у середньокам'яновугільних ві
(склала Н.П. Макєєва 2008 р.)

№№ п/п	Назва прогнозної ділянки	Тектонічна зона	Тип структурної форми	Нафтогазоносний район	Перспективна площа, км^2	Ресурси категорії $Д_{1\ лок}$, млн. т у.п.	Порода колектор	Середня щільність вуглеводнів еталонних ділянок на одиницю площі, млн. т у.п./км^2	Коефіцієнт аналогії	Пропозиції щодо проведення робіт	Класифікація виділених прогнозних структур (пасток) ВВ *)		Структурний план
											група	тип	
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*
1	**Бурчакська**	Муратівсько-Бурчацька	Геміантиклінальний	Красноріцький	2	0,51	Пісковики	0,254	1,0	Геолого-тематичні дослідження	Несклепінна	Диз'юнктивно екранована	
2	**Західно-Муратівська**	Муратівсько-Бурчацька	Неантиклінальний	Красноріцький	13,1	1,66	Пісковики	0,254	0,5	Геофізичні та геохімічні прямі методи	Несклепінна	Літологічно та диз'юнктивно екранована	

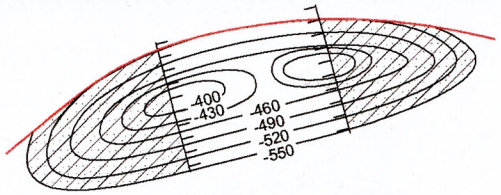
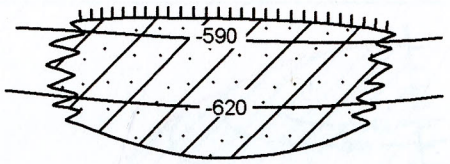
3	**Східно-Кримська**	Муратівсько-Бурчацька	Неантиклінальний	Красноріцький	7,5	0,57	Пісковики	0,254	0,3	Геолого-тематичні дослідження	Несклепінна	Літологічно екранована	
4	**Західно-Слов'яносербська**	Муратівсько-Бурчацька	Неантиклінальний	Красноріцький	4,5	0,57	Пісковики	0,254	0,5	Геолого-тематичні дослідження	Несклепінна	Літологічно та диз'юнктивно екранована	
5	**Будьонівська**	Муратівсько-Бурчацька	Неантиклінальний	Красноріцький	8	2,03	Пісковики	0,254	1,0	Геофізичні прямі методи	Несклепінна	Диз'юнктивно екранована	
Ресурси категорії $Д_{1\ лок}$ по Муратівсько-Бурчацькій структурно-тектонічній зоні – 5,34 млн.т у.п.													

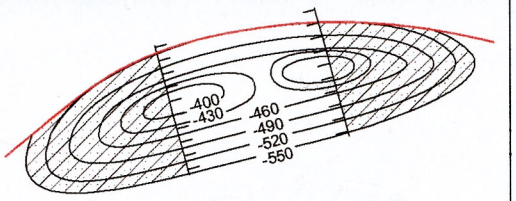
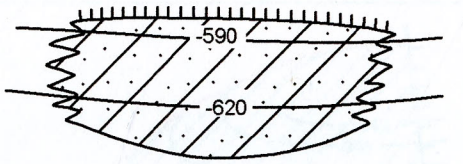
8	7	6
Східно-Варварівська	**Євгенівська 2**	**Євгенівська 1**
Зона Краснопільських скидів	Зона Краснопільських скидів	Зона Краснопільських скидів
Неантиклінальний	Неантиклінальний	Неантиклінальний
Краснопільський	Краснопільський	Краснопільський
8,25	5,75	6,25
0,85	0,59	0,65
Пісковики	Пісковики	Пісковики
0,207	0,207	0,207
0,5	0,5	0,5
Геолого-тематичні дослідження	Геолого-тематичні дослідження	Геолого-тематичні дослідження
Несклепінна	Несклепінна	Несклепінна
Літологічно та дизʼюнктивно екранована	Літологічно та дизʼюнктивно екранована	Літологічно та дизʼюнктивно екранована

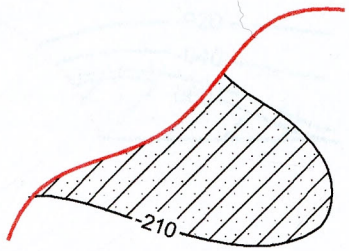
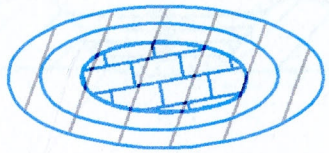
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
11	**Каспійська**	Зона Красноярських скидів	Неантиклінальний	Красноярський	8,25	0,85	Пісковики	0,207	0,5	Геолого-тематичні дослідження	Несклепінна	Літологічно та дизʼюнктивно екранована	
10	**Західно-Бориславська**	Зона Красноярських скидів	Неантиклінальний	Красноярський	16,25	1,68	Пісковики	0,207	0,5	Сейсмічні дослідження	Несклепінна	Літологічно та дизʼюнктивно екранована	
9	**Західно-Опротинська**	Зона Красноярських скидів	Неантиклінальний	Красноярський	9,75	1,01	Пісковики	0,207	0,5	Геолого-геофізичні дослідження	Несклепінна	Літологічно та дизʼюнктивно екранована	

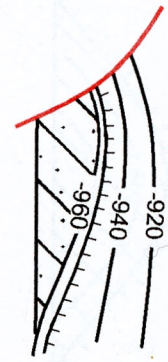
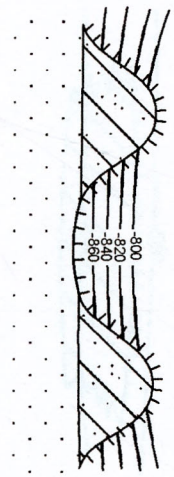
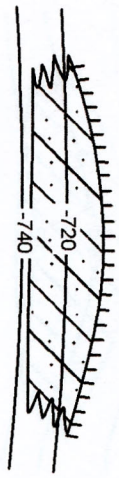
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
14	**Розсипнянська**	Зона Красноцьких скидів	Неантиклінальний	Красноцький	2,8	0,29	Пісковики	0,207	0,5	Геолого-тематичні дослідження	Несклепінна	Літологічно екранована	
13	**Лобачівська**	Зона Красноцьких скидів	Неантиклінальний	Красноцький	3	0,31	Пісковики	0,207	0,5	Геолого-тематичні дослідження	Несклепінна	Літологічно екранована	
12	**Трьохізбенська**	Зона Красноцьких скидів	Неантиклінальний	Красноцький	10,5	1,09	Пісковики	0,207	0,5	Геолого-тематичні дослідження	Несклепінна	Літологічно екранована	

15	16	17
Західно-Кондрашівська	**Верхунська**	**Західно-Миколаївська**
Зона Красноцьких скидів	Зона Красноцьких скидів	Зона Красноцьких скидів
Неантиклінальний	Неантиклінальний	Неантиклінальний
Красноцький	Красноцький	Красноцький
7,0	6	10,5
1,45	0,62	1,08
Пісковики	Пісковики	Пісковики
0,207	0,207	0,207
1,0	0,5	0,5
Геолого-тематичні дослідження	Сейсмічні дослідження	Геолого-тематичні дослідження
Несклепінна	Несклепінна	Несклепінна
Дизюнктивно екранована	Літологічно екранована	Літологічно та дизюнктивно екранована

18	**Вільхівська**	Зона Красноріцьких скидів	Неантиклінальний	Красноріцький	13,5	1,39	Пісковики	0,207	0,5	Геолого-геофізичні дослідження	Несклепінна	Літологічно та диз'юнктивно екранована	
23	**Марківська**	Старобільсько-Міллерівська	Неантиклінальний	Північно-бортовий, ділянка O_3	35	3,62	Пісковики	0,207	0,5	Комплекс геофізичних досліджень	Несклепінна	Літологічно всебічно екранована та обмежена (бар)	
Ресурси категорії $Д_{1\ лок}$ по структурно-тектонічній зоні Красноріцьких скидів – 15,48 млн. т у.п.													

18	**Вільхівська**	Зона Красноріцьких скидів	Неантиклінальний	Красноріцький	13,5	1,39	Пісковики	0,207	0,5	Геолого-геофізичні дослідження	Несклепінна	Літологічно та диз'юнктивно екранована	
23	**Марківська**	Старобільсько-Міллерівська	Неантиклінальний	Північно-бортовий, ділянка O_3	35	3,62	Пісковики	0,207	0,5	Комплекс геофізичних досліджень	Несклепінна	Літологічно всебічно екранована та обмежена (бар)	
Ресурси категорії $Д_{1\ лок}$ по структурно-тектонічній зоні Красноріцьких скидів – 15,48 млн. т у.п.													

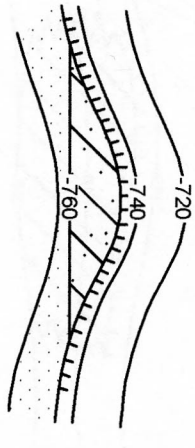
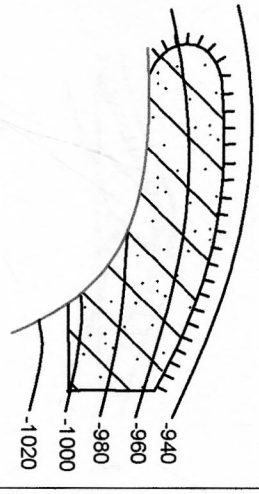
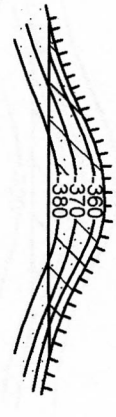
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
22	**Західно-Герасиміівська**	Старобільсько-Міллерівська	Неантиклінальний	Північно бортовий, ділянка O_3	1,8	0,24	Пісковики	0,262	0,5	Геолого-тематичні дослідження	Несклепінна	Диз'юнктивно екранована	
24	**Східно-Лобачівька**	Старобільсько-Міллерівська	Антиклінальний	Північно-бортовий, ділянка O_3	19	2,49	Пісковики	0,262	0,5	Комплекс геофізичних досліджень	Склепінна	Облягання верхньосерпухіських карбонатних тіл	
Ресурси категорії $Д_{1\ лок}$ по Старобільсько-Міллерівській структурно-тектонічній зоні (південна частина) – 7,06 млн. т у.п.													

25	26	27
1	2	3
Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний	Неантиклінальний
Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3
17,50	60	26
0,875	3,0	2,6
Пісковики	Пісковики	Пісковики
0,100	0,100	0,100
0,5	0,5	1,0
Геолого-тематичні дослідження	Комплекс геофізичних досліджень	Комплекс геофізичних досліджень
Несклепінна	Несклепінна	Несклепінна
Літологічно та диз'юнктивно екранована	Літологічно екранована	Літологічно всебічно екранована та обмежена (бар)
		

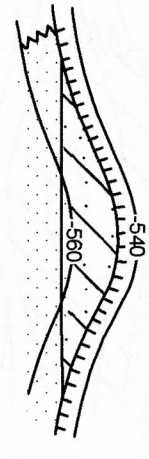
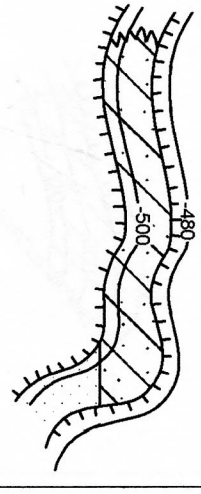
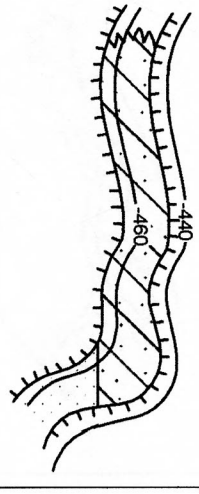
28	29	30
4	5	6
Старобільсько-Мілєрівська	Старобільсько-Мілєрівська	Старобільсько-Мілєрівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний	Неантиклінальний
Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3
15	14	65
1,5	1,4	6,5
Підковики	Підковики	Підковики
0,100	0,100	0,100
1,0	1,0	1,0
Комплекс теофізичних досліджень	Комплекс теофізичних досліджень	Комплекс теофізичних досліджень
Несклепінна	Несклепінна	Несклепінна
Літологічно екранована	Літологічно всебічно екранована та обмежена (бар)	Літологічно всебічно екранована та обмежена (бар)

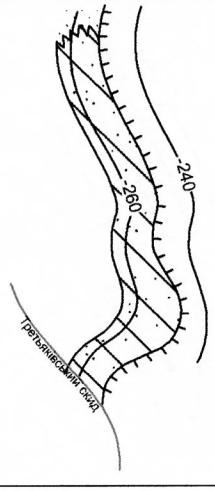
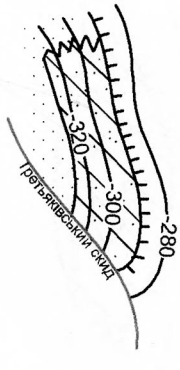
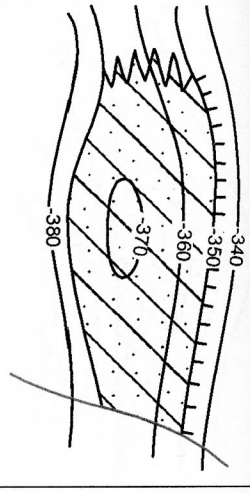
33	32	31
9	8	7
Старобільсько-Мілерівська	Старобільсько-Мілерівська	Старобільсько-Мілерівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний	Неантиклінальний
Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3
10	30	60
0,3	1,5	6,0
Пісковики	Пісковики	Пісковики
0,100	0,100	0,100
0,3	0,5	1,0
Геолого-тематичні дослідження	Комплекс геофізичних досліджень	Комплекс геофізичних досліджень
Несхильна	Несхильна	Несхильна
Літологічно екранована	Літологічно екранована і обмежена (лінзи)	Літологічно всебічно екранована та обмежена (бар)

34	35	36
10	**11**	**12**
Старобільсько- Мілерівська	Старобільсько- Мілерівська	Старобільсько- Мілерівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний	Неантиклінальний
Пливінно-бортовий, ділянка O_3	Пливінно-бортовий, ділянка O_3	Пливінно-бортовий, ділянка O_3
28	26	27
2,8	1,3	0,81
Пісковики	Пісковики	Пісковики
0,100	0,100	0,100
1,0	0,5	0,3
Комплекс теофізичних досліджень	Комплекс теофізичних досліджень	Геолого-тематичні дослідження
Несхлеміння	Несхлеміння	Несхлеміння
Літологічно всебічно екранована та обмежена (бар)	Літологічно екранована	Літологічно екранована і обмежена

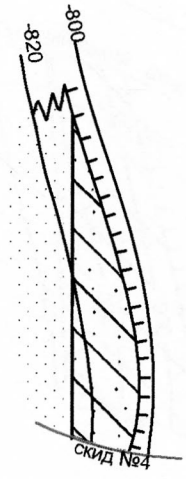
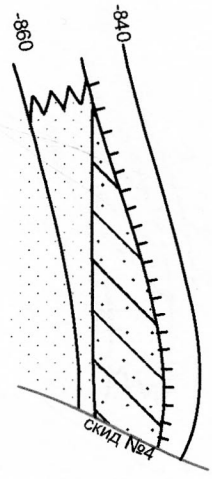
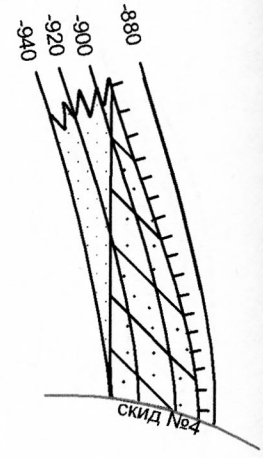
39	38	37
15	**14**	**13**
Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний	Неантиклінальний
Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3
12,5	25	37
1,25	2,5	3,7
Пісковики	Пісковики	Пісковики
0,100	0,100	0,100
1,0	1,0	1,0
Геолого-тематичні дослідження	Комплекс геофізичних досліджень	Комплекс геофізичних досліджень
Несклепінна	Несклепінна	Несклепінна
Літологічно екранована	Літологічно та диз'юнктивно екранована	Літологічно екранована
		

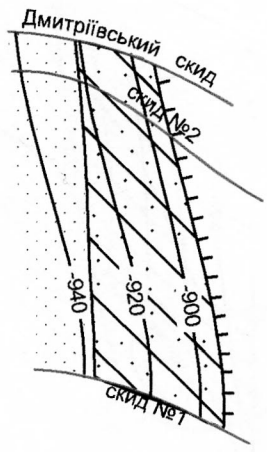
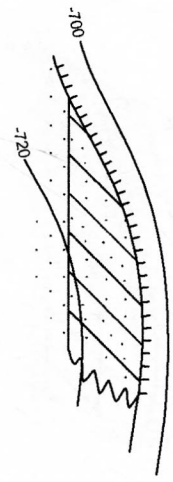
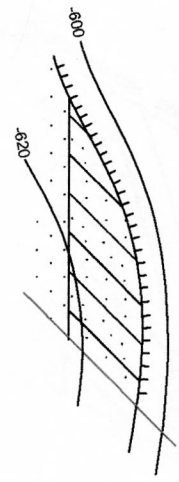
42	41	40
18	**17**	**16**
Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Мілaрівська	Старобільсько-Мілaрівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний	Неантиклінальний
Північно-бортовий, дилянка O_3	Північно-бортовий, дилянка O_3	Північно-бортовий, дилянка O_3
18	11	4
1,8	0,6	0,2
Пісковики	Пісковики	Пісковики
0,100	0,100	0,100
1,0	0,5	0,5
Комплекс геолого-геофізичних досліджень	Геолого-тематичні дослідження	Геолого-тематичні дослідження
Несклепінна	Несклепінна	Несклепінна
Літологічно всебічно експонована та обмежена (бар)	Літологічно експонована	Літологічно експонована

43	44	45
19	**20**	**21**
Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний	Неантиклінальний
Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3
33	37	36
1,65	1,85	1,8
Пісковики	Пісковики	Пісковики
0,100	0,100	0,100
0,5	0,5	0,5
Геолого-тематичні дослідження	Геолого-тематичні дослідження	Геолого-тематичні дослідження
Несклепінна	Несклепінна	Несклепінна
Літологічно екранована	Літологічно екранована і обмежена	Літологічно екранована і обмежена
		

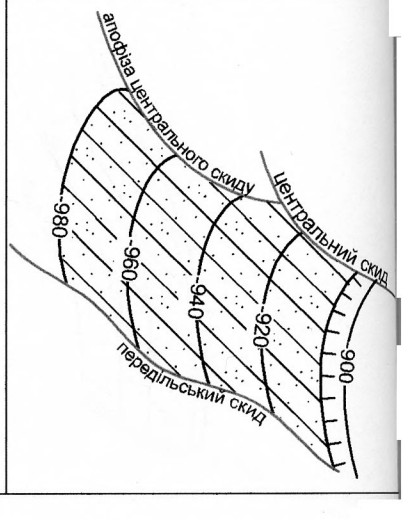
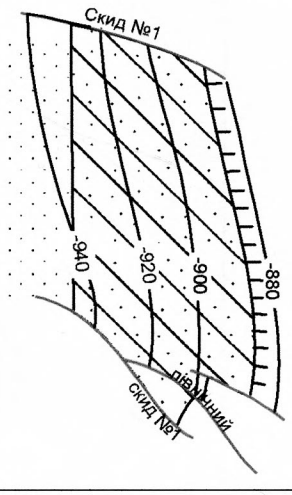
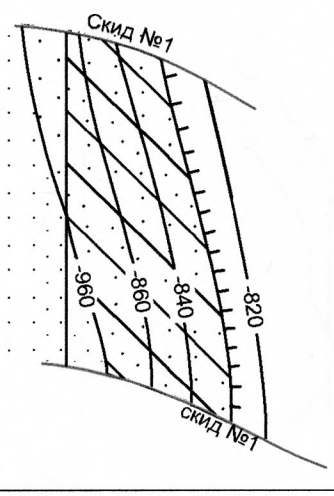
48	47	46
24	**23**	**22**
Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний	Неантиклінальний
Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3
54	28	44
2,7	1,4	4,4
Пісковики	Пісковики	Пісковики
0,100	0,100	0,100
0,5	0,5	1,0
Геолого-тематичні дослідження	Геолого-тематичні дослідження	Комплекс сейсмічних досліджень
Несклепінна	Несклепінна	Несклепінна
Літологічно та диз'юнктивно екранована та літологічно обмежена	Літологічно та диз'юнктивно екранована та літологічно обмежена	Літологічно та диз'юнктивно екранована та літологічно обмежена
		

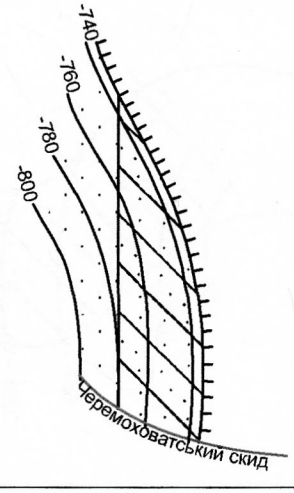
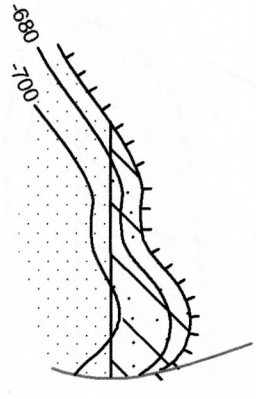
51	50	49
27	**26**	**25**
Старобільсько-Мілєрівська	Старобільсько-Мілєрівська	Старобільсько-Мілєрівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний	Неантиклінальний
Пливучно-боротовий, ділянка O_3	Пливучно-боротовий, ділянка O_3	Пливучно-боротовий, ділянка O_3
19	18	2
0,95	1,8	0,1
Пісковики	Пісковики	Пісковики
0,100	0,100	0,100
0,5	1,0	0,5
Комплекс геофізичних досліджень	Комплекс геофізичних досліджень	Геолого-тематичні дослідження
Несклепінна	Несклепінна	Несклепінна
Літологічно і дизʼюнктивно екранована	Літологічно всебічно екранована та обмежена (бар)	Літологічно екранована

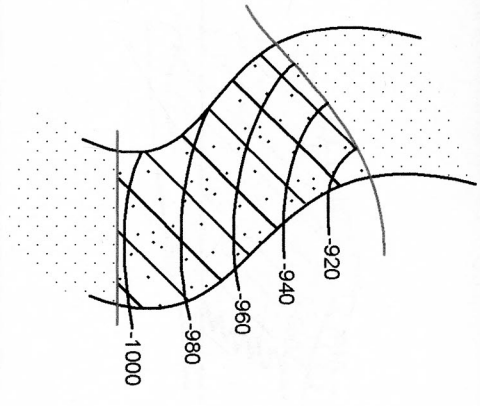
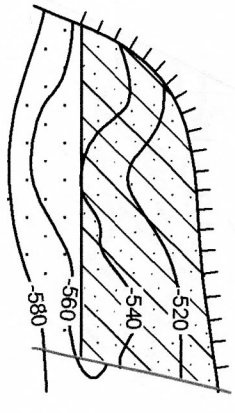
54	53	52
30	**29**	**28**
Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний	Неантиклінальний
Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3
11	8,4	18
0,55	0,42	0,9
Пісковики	Пісковики	Пісковики
0,100	0,100	0,100
0,5	0,5	0,5
Геолого-тематичні дослідження	Комплекс геофізичних досліджень	Комплекс геофізичних досліджень
Несклепінна	Несклепінна	Несклепінна
Літологічно і диз'юнктивно екранована	Літологічно і диз'юнктивно екранована	Літологічно і диз'юнктивно екранована
		

57	56	55
33	**32**	**31**
Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний	Неантиклінальний
Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3
10	12	16,5
0,5	0,6	0,83
Пісковики	Пісковики	Пісковики
0,100	0,100	0,100
0,5	0,5	0,5
Геолого-тематичні дослідження	Геолого-тематичні дослідження	Геолого-тематичні дослідження
Несклепінна	Несклепінна	Несклепінна
Літологічно та диз'юнктивно екранована	Літологічно екранована та обмежена	Літологічно і диз'юнктивно екранована
		

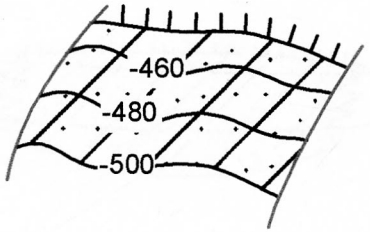
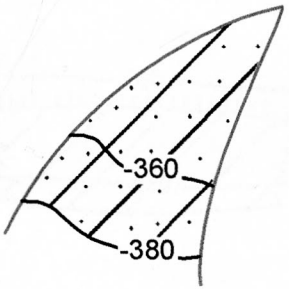
60	59	58
36	**35**	**34**
Старобільсько-Мілерівська	Старобільсько-Мілерівська	Старобільсько-Мілерівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний	Неантиклінальний
Пливінно-бортовий, ділянка O_3	Пливінно-бортовий, ділянка O_3	Пливінно-бортовий, ділянка O_3
54	12	3,5
2,7	0,6	1,7
Пісковики	Пісковики	Пісковики
0,100	0,100	0,100
0,5	0,5	0,5
Комплекс геофізичних досліджень	Геолого-тематичні дослідження	Геолого-тематичні дослідження
Несклепінна	Несклепінна	Несклепінна
Літологічно і дизʼюнктивно екранована	Літологічно і дизʼюнктивно екранована	Літологічно і дизʼюнктивно екранована

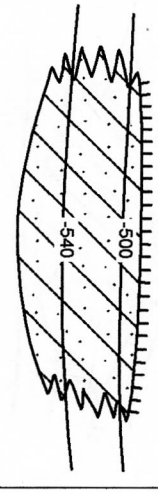
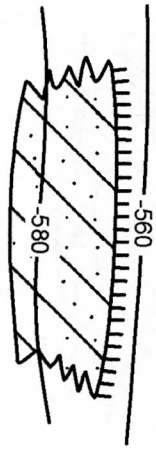
61	62	63
37	**38**	**39**
Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний	Неантиклінальний
Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3
20	11	24
1,0	0,55	1,2
Пісковики	Пісковики	Пісковики
0,100	0,100	0,100
0,5	0,5	0,5
Комплекс геофізичних досліджень	Геолого-тематичні дослідження	Комплекс геофізичних досліджень
Несклепінна	Несклепінна	Несклепінна
Літологічно і диз'юнктивно екранована	Літологічно і диз'юнктивно екранована	Літологічно і диз'юнктивно екранована
		

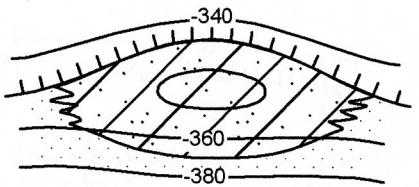
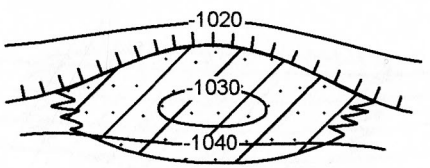
64	65
40	**41**
Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний
Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3
18	23
0,9	1,15
Пісковики	Пісковики
0,100	0,100
0,5	0,5
Геолого-тематичні дослідження	Геолого-тематичні дослідження
Несклепінна	Несклепінна
Літологічно і диз'юнктивно екранована	Літологічно і диз'юнктивно екранована
	

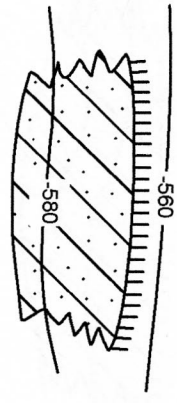
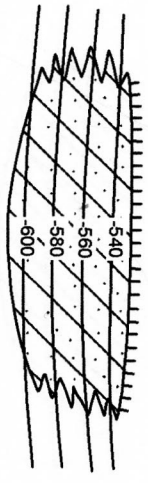
66	67
42	**43**
Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний
Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3
16	35
0,8	1,75
Пісковики	Пісковики
0,100	0,100
0,5	0,5
Геолого-тематичні дослідження	Геолого-тематичні дослідження
Несклепінна (руслова)	Несклепінна
Літологічно і диз'юнктивно екранована	Літологічно і диз'юнктивно екранована
	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
68	**44**	Старобільсько- Мілуківська	Неантиклінальний	Пливучо-боротовий, ділянка O_3	20	1,0	Пісковики	0,100	0,5	Геолого-тематичні дослідження	Несхлеппна	Літологічно і дизʼюнктивно екранована	
69	**45**	Старобільсько- Мілуківська	Неантиклінальний	Пливучо-боротовий, ділянка O_3	5	0,25	Пісковики	0,100	0,5	Геолого-тематичні дослідження	Несхлеппна	Літологічно і дизʼюнктивно екранована	

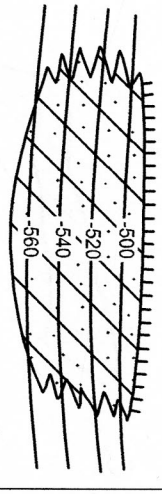
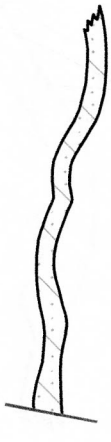
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
70	**46**	Старобільсько-Міллерівська	Неантиклінальний	Північно-бортовий, ділянка O_3	12	0,6	Пісковики	0,100	0,5	Геолого-тематичні дослідження	Несклепінна	Літологічно і диз'юнктивно екранована	
71	**47**	Старобільсько-Міллерівська	Неантиклінальний	Північно-бортовий, ділянка O_3	7,5	0,375	Пісковики	0,100	0,5	Геолого-тематичні дослідження	Несклепінна	Диз'юнктивно екранована	

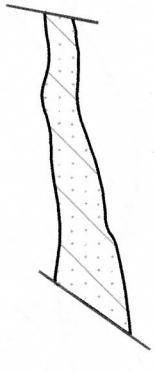
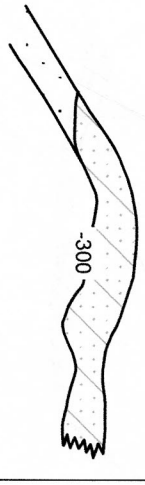
72	73
48	**49**
Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько Міллерівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний
Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3
36	41
1,8	2,05
Пісковики	Пісковики
0,100	0,100
0,5	0,5
Комплекс геофізичних досліджень	Комплекс геофізичних досліджень
Несклепінна	Несклепінна
Літологічно всебічно екранована та обмежена (бар)	Літологічно всебічно екранована та обмежена (бар)
	

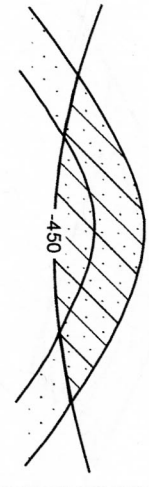
74	**50**	Старобільсько-Міллерівська	Неантиклінальний	Північно-бортовий, ділянка O_3	33	1,65	Пісковики	0,100	0,5	Комплекс геофізичних досліджень	Несклепінна	Літологічно всебічно екранована та обмежена (бар)	
75	**51**	Старобільсько-Міллерівська	Неантиклінальний	Північно-бортовий, ділянка O_3	45	2,25	Пісковики	0,100	0,5	Комплекс геофізичних досліджень	Несклепінна	Літологічно всебічно екранована та обмежена (бар)	

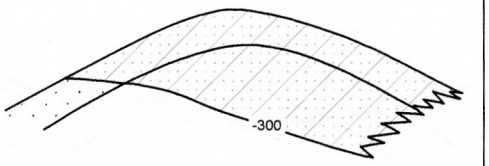
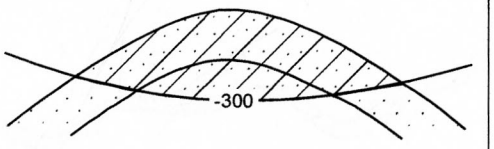
76	77
52	**53**
Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний
Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3
42	49
2,1	2,45
Пісковики	Пісковики
0,100	0,100
0,5	0,5
Комплекс геофізичних досліджень	Комплекс геофізичних досліджень
Несклепінна	Несклепінна
Літологічно всебічно екранована та обмежена (бар)	Літологічно всебічно екранована та обмежена (бар)
	

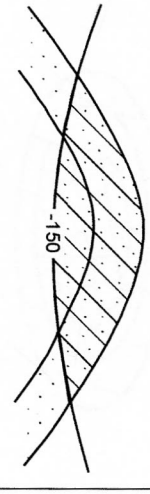
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
78	**54**	Старобільсько-Мілерівська	Неантиклінальний	Пливінно-бортовий, лійка O_3	47	2,35	Пісковики	0,100	0,5	Комплекс теофізичних досліджень	Несклепінна	Літологічно всебічно екранована та обмежена (бар)	
79	**55**	Старобільсько-Мілерівська	Неантиклінальний	Пливінно-бортовий, лійка O_3	39	1,95	Пісковики	0,100	0,5	Комплекс теофізичних досліджень	Несклепінна	Літологічно всебічно екранована та обмежена (бар)	

80	81
56	**57 М-2**
Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний
Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3
31	18
1,55	0,9
Пісковики	Пісковики
0,100	0,100
0,5	0,5
Комплекс геофізичних досліджень	Геолого-геофізичні дослідження
Несклепінна	Несклепінна
Літологічно всебічно екранована та обмежена (бар)	Стратиграфично екранована, літологічно та диз'юнктивно обмежена
	

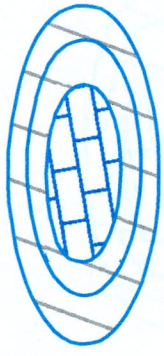
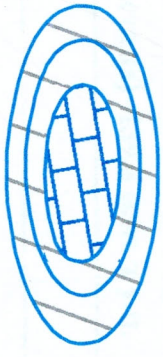
82	83
58 М-2	**59 М-3**
Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний
Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3
154	60
7,7	3
Пісковики	Пісковики
0,100	0,100
0,5	0,5
Геолого-геофізичні дослідження	Геолого-геофізичні дослідження
Несклепінна	Несклепінна
Стратиграфично екранована, диз'юнктивно обмежена	Стратиграфично екранована, літологічно обмежена
	

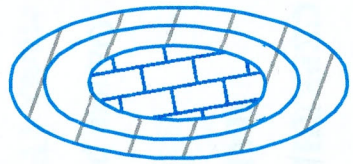
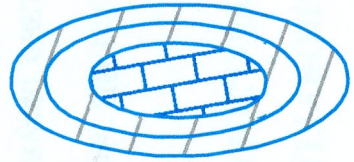
84	**60 М-4**	Старобільсько-Міллерівська	Неантиклінальний	Північно-бортовий, ділянка O_3	40	2	Пісковики	0,100	0,5	Геолого-геофізичні дослідження	Несклепінна	Стратиграфично екранована		
85	**61 М-4**	Старобільсько-Міллерівська	Неантиклінальний	Північно-бортовий, ділянка O_3	183	9,15	Пісковики	0,100	0,5	Геолого-геофізичні дослідження	Несклепінна	Стратиграфично екранована, диз'юнктивно обмежена		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
86	**62 М-5**	Старобільсько-Міллерівська	Неантиклінальний	Північно-бортовий, ділянка O_3	63	3,15	Пісковики	0,100	0,5	Геолого-геофізичні дослідження	Несклепінна	Стратиграфично екранована, літологічно обмежена	
87	**63 М-5**	Старобільсько-Міллерівська	Неантиклінальний	Північно-бортовий, ділянка O_3	140	7	Пісковики	0,100	0,5	Геолого-геофізичні дослідження	Несклепінна	Стратиграфично екранована	

88	89
64 **М-7**	**65**
Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська
Неантиклінальний	Неантиклінальний
Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3
65	144
3,25	7,2
Пісковики	Пісковики
0,100	0,100
0,5	0,5
Геолого-геофізичні дослідження	Геолого-геофізичні дослідження
Несклепінна	Несклепінна
Стратиграфично екранована	Руслова Літологічно екранована та обмежена
	

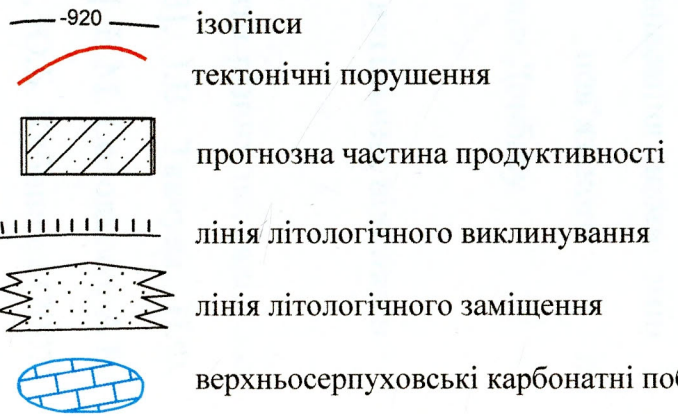
90	91
Західно-Передільська	**Передільська**
Старобільсько-Міллерівська	Старобільсько-Міллерівська
Антиклінальний	Антиклінальний
Північно-бортовий, ділянка O_3	Північно-бортовий, ділянка O_3
18	21
0,09	1,05
Пісковики	Пісковики
0,100	0,100
0,5	0,5
Комплекс геофізичних досліджень	Комплекс геофізичних досліджень
Несклепінна (на перикліналях та крилах піднять)	Несклепінна (на перикліналях та крилах піднять)
Облягання верхньосерпухіських карбонатних тіл	Облягання верхньосерпухіських карбонатних тіл
	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
92	**Мигринська**	Старобільсько-Міллерівська	Антиклінальний	Північно-бортовий, ділянка O_3	14	0,7	Пісковики	0,100	0,5	Комплекс геофізичних досліджень	Несклепінна (на перикліналях та крилах піднять)	Облягання верхньосерпухоських карбонатних тіл	
93	**Юрасівська**	Старобільсько-Міллерівська	Антиклінальний	Північно-бортовий, ділянка O_3	13	0,65	Пісковики	0,100	0,5	Комплекс геофізичних досліджень	Несклепінна (на перикліналях та крилах піднять)	Облягання верхньосерпухоських карбонатних тіл	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
94	**Рубіжна**	Старобільсько-Міллерівська	Антиклінальний	Північно-бортовий, ділянка O_3	17	0,85	Пісковики	0,100	0,5	Комплекс геофізичних досліджень	Несклепінна (на перикліналях та крилах піднять)	Облягання верхньосерпухоських карбонатних тіл	
95	**Євсугська**	Старобільсько-Міллерівська	Антиклінальний	Північно-бортовий, ділянка O_3	18	0,9	Пісковики	0,100	0,5	Комплекс геофізичних досліджень	Несклепінна (на перикліналях та крилах піднять)	Облягання верхньосерпухоських карбонатних тіл	
Ресурси категорії $Д_{1\ лок}$ по Старобільсько-Міллерівській структурно-тектонічній зоні (північна частина) -139,4 млн. т у.п.													
Всього: ресурси категорії $Д_{1\ лок}$ – 167,28 млн. т у.п.													

*) **За І.В. Височанським, М.П. Зюзькевичем**

Умовні позначення:



РОЗДІЛ 5
ОЦІНКА НАФТОГАЗОВОГО ПОТЕНЦІАЛУ СЕРЕДНЬОКАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДІВ ТА ОСНОВНІ НАПРЯМКИ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

Оцінка ресурсної бази ВВ північної окраїни Донбасу здійснювалась на всіх етапах ГРР і відповідно базувалась на даних різного ступеня вивчення регіону, а тому зазнавала певних змін.

Нові геологічні дані стали підставою для внесення нами змін і уточнення нафтогазового потенціалу, пов'язаного із середньокам'яновугільними відкладами північних окраїн Донбасу.

5.1. Нафтогазовий потенціал середньокам'яновугільних відкладів

З питань ресурсної бази вуглеводнів існує багато різних поглядів, які висвітлені в працях О.М. Істоміна (1996) [53, 83], І.В. Ткачука, Н.Ф. Єременка [114], М.П. Зюзькевича, П.Т. Павленка [47], В.М. Солодкого, А.В. Майорова, Х.І. Улитко (2005) [108], Т.М. Пригариної, Ю.Б. Кабишева (2007) [43] та ін. Величина прогнозних ресурсів постійно уточнювалась як в процесі пошукових і сейсмічних робіт, так і з переглядом уявлень на перспективність окремих тектонічних елементів північних окраїн Донбасу.

Перша оцінка перспектив нафтогазоносності була виконана О.М.Істоміним [83] у світлі геодинамічної еволюції осадових басейнів.

Ресурси найбільш розвіданої, на той час, зони Красноріцьких прискидових структурних форм автором оцінювались в 20 млрд.м^3 газу. Зона Старобільсько-Міллерівської моноклінали – північної крайової частини Донбасу, вважалася найменш розвіданою, але досить перспективною і ресурси її оцінювались в 140 млрд.м^3.

За даними рейтингової оцінки М.П. Зюзькевича [47] ресурси ВВ Красноріцької зони та Старобільсько-Міллерівської моноклінали становили 50 і 235 млн.т.у.п. відповідно.

За оцінкою Чернігівського відділення УкрДГРІ [60] територія північної окраїни Донбасу була диференційована за величиною щільності прогнозних ресурсів на чотири зони, а саме:

- Слав'яно-Сербська зі щільністю 10-20 тис.т/км^2;
- Красноріцька зі щільністю 20-30 тис.т/км^2;
- Євгеніївсько-Львівська зі щільністю 10-20 тис.т/км^2;
- Тарасівсько-Городищівська за щільністю до 5 тис.т/км^2.

Загальна оцінка ресурсів ВВ території північної окраїни Донбасу становить порядка 150 млн.т. у.п.

За даними рейтингової промислової оцінки перспектив нафтогазоносності геологічних зон ДДЗ, виконаної ДП «Полтавське нафтогазове регіональне геологічне підприємство» [108] прогнозні ресурси Красноріцької та Муратівсько-Бурчакської зон становлять 50 млн.ту.п., Старобільсько-Міллерівської – 200 млн.т.у.п., сумарна величина по території досліджень становить 250 млн.т у.п.

Таким чином мінімальна оцінка перспективних ресурсів за дослідниками складає 150 млн. т у.п., максимальна оцінка перспективних ресурсів – 250 млн. т у.п.

Величина ресурсного потенціалу північної окраїни Донбасу з урахуванням сучасних даних буріння пов'язується в основному з середньокам'яновугільним комплексом. Промислова продуктивність останнього доведена відкриттям 20 родовищ, а в останній час таких як Мигринське в межах Старобільсько-Міллерівської зони та Крутогорівського, Західно-Вергунського, Розсипнянського в зоні Красноріцьких скидів. В той же час в відкладах нижнього карбону нових покладів не виявлено.

Геологічне вивчення території стримувалась відсутністю фонду структур по середньому карбону в межах поширеної Старобільсько-Міллерівської моноклінали та від'ємними результатами пошукових робіт по нижньому карбону. Структури за даними буріння у східній і західній частинах моноклінали та в смузі Красноріцьких скидів виявилися малоперспективними через значну карбонатизацію і глинизацію розрізу та низькі ФЄВ порід-колекторів.

Сейсморозвідувальними роботами останнього часу у середньокам'яновугільних відкладах виявлено певний резерв куполоподібних складок – структур облягання, що сформовані над серпуховськими біогермними тілами та над барами башкирського віку. Враховуючи малі розміри структур, навіть при досягнутому в даному районі досить високому коефіцієнті промислових відкриттів, частка в освоєнні прогнозних ресурсів, що припадатиме на зазначені структури облягання, буде, очевидно, досить незначною.

За сучасним станом найбільш розвіданою виявилася зона Красноріцьких прискидових антиклінальних структур, де були сконцентровані основні обсяги ГРР та виявленні 19 родовищ з загальними початковими запасами 35,8 млрд.м^3 газу, що становить 24% від загальної мінімальної оцінки 150 млрд.м^3 газу і 14% від максимальної величини прогнозних ресурсів газу 250 млрд.м^3.

Стає очевидним, що освоєння цих ресурсів за рахунок тільки антиклінальних структур, включаючи і резерв структур облягання, є нереальним.

За новими детальними тематичними дослідженнями з узагальнення результатів буріння глибоких та вугільних свердловин [14, 106] тектонічна будова зони Красноріцьких структурних форм представляє собою систему кулісоподібних скидів, вподовж яких розвинені плікативні антиклінальні

конседиментаційні підняття. В межах північних окраїн Донбасу вищезазначеними авторами спрогнозовано лише 20 антиклінальних структур, а для освоєння 150-250 млн.т у.п. при величині запасів одного родовища в середньому 2,0 млн.т у.п. і коефіцієнті відкриттів 0,6 необхідно опошукувати мінімум 100-125 нових структурних форм. Отже, решта приросту можлива лише за умов опошукування неструктурних форм, які за даними власних досліджень мають широкий розвиток, як у межах крилових і периклінальних частин виявлених родовищ зони Красноріцьких скидів у відкладах переважно московського ярусу, так і в межах Старобільсько-Міллерівської моноклінали.

Як приклад підтвердження цієї тези слід привести Вергунське родовище зони Красноріцьких скидів, на якому із 19 покладів, що виявлені у відкладах московського ярусу, тільки 6 приурочені до склепінної частини, а 13 пов'язані з периклінальними та криловими частинами, де розвинені за даними В.М. Солодкого, П.Т. Павленка, О.С. Стасіва [115] та власних досліджень [71] пастки козиркового, шнуркового та комбінованого типу. Аналогічні неструктурні пастки з промисловим скупченням ВВ виявлені на Максальському, Шуринському, Безпалівському, Західно-Вергунському, Марківському та інших родовищах.

Слід зауважити, що підготовлені до глибокого буріння антиклінальні структури в межах Старобільсько-Міллерівського моноклінального схилу, як позитивні форми простежуються лише по відкладах нижнього карбону з малодоведеною продуктивністю. Виявлені (але до цього часу ще не підготовлені до пошукового буріння) малорозмірні структури облягання в середньому карбоні можуть розглядатися лише як певний резерв. Отже, реалізація прогнозних ресурсів належить, головним чином, неструктурним формам, які за даними досліджень мають домінантний розвиток у розрізі башкирських та московських відкладів.

Таким чином, прогнозні ресурси можуть бути освоєні, в основному, за рахунок оконтурювання і підготовки нетрадиційних форм у намічених зонах їх розвитку із випередженним застосуванням сучасного комплексу геофізичних досліджень та геохімічних технологій з метою прогнозування наявності вуглеводневих скупчень.

Оцінка прогнозних ресурсів латеральних структурних елементів північних окраїн Донбасу проводилася нами згідно з методом порівняльної геологічної аналогії по формулі, наведеній у роботі [80]:

$G_p = \rho_e \cdot S_p \cdot K_{an}$, де

ρ_e – щільність запасів на одиницю площі еталонної ділянки, тис. тонн вуглеводнів на км^2;

S_p – площа розрахункової ділянки, км^2;

K_{an} – коефіцієнт аналогії розрахункової ділянки з ділянкою розвіданих запасів.

Щільність розвіданих запасів на одиницю площі (км^2) по середньо-кам'яновугільному нафтогазоносному комплексу визначалась [100] як середньо-арифметична величина по покладах аналогічних родовищ кожної структурно-тектонічної зони по формулі:

$\rho_e = \frac{Q_e}{S_e}$, де

Q_e – сума початкових балансових запасів категорій А+В+C_1 + C_2 на еталонних ділянках;

S_e – середня площа нафтогазоносності еталонних ділянок-родовищ.

Площа розрахункових перспективних об'єктів-ділянок визначалась у межах замкнених ізогіпс, ліній літологічного заміщення та трас скидових порушень, контурів барових тіл і русел, що утворюють несклепінні пастки.

Величина коефіцієнта аналогії приймалась на підставі ступеня відповідності геологічної будови розрахункового об'єкту розвіданим еталонним родовищам і коливається від 0,1-0,2-0,5 до 1,0.

Розрахункова щільність запасів на одиницю площі визначалась для кожної структурно-тектонічної зони по родовищах, що розташовані в їх межах, зокрема:

- для Муратівсько-Бурчацької зони по родовищах – Слав'яно-Сербському, Височанському, Муратівському; щільність запасів на одиницю площі - 0,254 млн.т/км^2;
- для Красноріцької зони по родовищах – Марківському, Кружилівському, Вільхівському, Кондрашівському, Лобачівському, Вергунському, Зах. Вергунському, Розсипнянському, Борівському, Капітанівському, Трьохізбенському, Євгеніївському; щільність запасів на одиницю площі - 0,207 млн.т/км^2;
- для південної частини Старобільсько-Міллерівської зони по родовищах Путилінському, Ольгівському, Зайцівському, Макіївському, Дружелюбівському щільність запасів на одиницю площі прийнята 0,262 млн.т/км^2, для північної території спокійного малоінтенсивного режиму прояву тектонічних рухів по родовищах Львівському, Чабанівському щільність запасів на одиницю площі прийнята 0,100 млн.т/км^2.

Результати оцінки всіх виявлених структурних форм у межах структурно-тектонічних зон території досліджень приведені в таблиці 4.1.

Сумарна оцінка ресурсів складає 167,28 млн. т у.п., в тому числі по території Старобільсько-Міллерівської моноклінали загальні ресурси становлять 139,4 млн. т у.п., по об'єктах зони Красноріцьких скидів загальні ресурси – 15,48 млн. т у.п. і по Муратівсько-Бурчацькій зоні - загальні ресурси 5,34 млн. т у.п.

Визначені величини ресурсів вуглеводнів категорії $Д_{1лок}$ по кожному об'єкту носять прогнозний характер і можуть бути взяті за основу планування пошуково-розвідувальних робіт IV етапу вивченості території розташування оцінених структур [100].

5.2. Основні напрямки геологорозвідувальних робіт

Згідно з отриманими новими даними, з метою об'єктивної рейтингової оцінки нафтогазоперспективності структурно-тектонічних елементів території досліджень нами вибрано методику бальної системи в залежності від основних критеріїв (таблиця 5.1). За основні критерії прийнято: геоструктурне положення відносно Донбаської генеруючої вуглеводневої системи, щільність прогнозних ресурсів, коефіцієнт промислових відкритів, кількість нових виявлених структур та літофаціально-сприятливі умови розрізу [78].

Таким чином, згідно з нашими дослідженнями першочерговим об'єктом для подальшого нарощування розвіданих запасів вуглеводнів є територія Старобільсько-Міллерівської моноклінали, друге місце за рейтинговою оцінкою займають об'єкти зони Красноріцьких скидів і третє місце – Муратівсько-Бурчацька зона. Такий розподіл зумовлений недостатньою вивченістю Муратівсько-Бурчацької зони та значною розвіданістю зони Красноріцьких структур.

У межах Старобільсько-Міллерівської моноклінали виявлено серію різноманітних типів структурних форм, першочерговими із яких для підготовки до опошукування слід вважати барові, надбарові плікативні складки та підняття, що облягають верхньосерпуховські карбонатні побудови (рис.4.24). З даними структурними формами пов'язані поклади газу і нафти на Чабанівській, Львівській та Мигрінській площах, а особливо вагомі

Таблиця 5.1

Шкала показників рейтингової оцінки структурно-тектонічних зон середнього карбону північної окраїни Донбасу

№№ п/п	Структурно-тектонічна зона	Геоструктурне положення відносно Донбаської генеруючої системи	Середня щільність вуглеводнів еталонних ділянок на одиницю площі, млн. т у.п./км^2	Коефіцієнт промислових відкриттів	Виявлено нових структур		Сприятливість літофаціальних умов	Оцінка
					Кількість структур	Загальна оцінка ресурсів млн. т у.п.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Муратівсько-Бурчакська	Найближче (10 км)	0,254	0,4	5	5,34	малосприятливі	3
2	Красноріцька	Віддалене (20 км)	0,207	0,7	14	15,48	сприятливі	3,5
3	Старобільсько-Міллерівська південна частина	Найвіддаленіше (25 км)	0,262	0,5	5	7,06	найсприятливіші	4,2
4	Старобільсько-Міллерівська північна частина	Найвіддаленіше (35 км)	0,100	-	71	139,4	найсприятливіші	4,2
Всього					**95**	**167,28**		

поклади пов'язані з баровими утвореннями на Марківському родовищі в зоні Красноріцьких скидів.

До другої групи за вагомістю належать дизюнктивно-екрановані та комбіновані типи пасток (рис.4.24), що мають широкий розвиток у південно-східній частині моноклінали, інтенсивно розчленованої скидовими порушеннями, зумовленими значною динамічністю прояву тектонічних блокових рухів фундаменту. Про високі перспективи відкриття покладів вуглеводнів у даній частині моноклінали свідчать виявлені родовища в суміжній Ростовській нафтогазоносній території Російської Федерації.

До наступних, за черговістю, відносяться літологічні та стратиграфічні пастки, що переважають у межах центральної, північної та західної частин Старобільсько-Міллерівської моноклінали – території значно пасивніших проявів тектонічних розривних рухів.

У межах зони Красноріцьких скидів, окрім підготовки до опошукування виявлених [50, 14, 106] нових плікативних структур, першочерговими для вивчення і розвідки є периклінально видовжені та крилові виположені структурні елементи антиклінальних форм, у межах яких розвинені численні літологічно екрановані пастки. Підтвердженням їх перспектив свідчать промислові поклади вуглеводнів на Вергунській, Західно-Вергунській, Марківській та інших площах.

Аналогічні напрямки ГРР пропонуються в межах Муратівсько-Бурчацької зони – третьої за ступенем вивчення та перспективності, де мають розвиток різноманітні типи пошукових об'єктів від антиклінальних (облягання блоків фундаменту) та горстантиклінальних до літологічно- та тектонічно-екранованих.

На першому етапі геологорозвідувальні роботи пропонується починати з проведення сейсмічних робіт у межах території Старобільсько-Міллерівської моноклінали для картування, в першу чергу, барових,

надбарових та структур облягання карбонатних верхньосерпуховських побудов, а також буріння трьох профільних параметричних свердловин по лініях Євгеніївсько-Старобільської, Муратівсько-Колядівської, Передільсько-Городищенської площ з розкриттям всього розрізу і 250 м порід фундаменту глибинами 3350-1550 м, з метою визначення наявності сприятливих умов для нафтогазонагромадження в розрізі карбону та докембрійських утворень і отримання швидкісної характеристики розрізу.

На другому етапі рекомендуються роботи з підготовки даного типу структур до опошукування та картування об'єктів іншого морфогенетичного типу: літологічних, стратиграфічних та диз'юнктивно екранованих комплексом геофізичних та геохімічних досліджень з метою визначення моделей та виясненням можливого вуглеводневого насичення і розмірів.

На третьому етапі проводиться їх оцінка і визначаються найпріоритетніші із них для підготовки до опошукування.

Всі етапи ГРР повинні супроводжуватися науково-тематичними дослідженнями з визначенням методики ведення комплексу геофізичних і геохімічних робіт та своєчасним внесенням відповідних коректив.

Тільки в комплексі геолого-геофізичних, геохімічних та науково-тематичних досліджень полягає запорука успішності і ефективності геологорозвідувальних робіт, а саме: параметричного буріння, сейсморозвідки, граві- та магніторозвідки, аеромагніторозвідки, геохімічних технологій та інших прямих методів в сучасних модифікаціях.

Аналогічний комплекс пропонується і в межах Муратівсько-Бурчацької досить перспективної за своїм геоструктурним положенням, але слабо-вивченої зони, та в зоні Красноріцьких скидів з метою довивчення крилових, периклінальних та міжструктурних зон, де прогнозується поширення пасток несклепінного типу .

Раціональний комплекс подальших геолого-геофізичних досліджень щодо вивчення спрогнозованих неструктурних пасток та підготовки їх до опошукування у середньокам'яновугільних відкладах північних окраїн Донбасу ґрунтується на узагальненні наукових розробок та практичних напрацювань чисельних фахівців геологічних, геофізичних підприємств, галузевих інститутів та дисертаційних досліджень, який включає регіональний та пошуковий етапи.

На регіональному етапі в межах території досліджень для подальшого детального і більш глибокого вивчення відкладів середнього карбону пропонується наступний комплекс геолого-тематичних та геолого-геофізичних досліджень стосовно особливостей будови 95 спрогнозованих неструктурних пасток, зокрема:

- у межах Старобільсько-Міллерівської моноклінали – детальна кореляція розрізу літопачок всіх стратиграфічних світ по свердловинах, що їх розкрили – пошукових, опорних, рекомендованих профільних та вуглерозвідувальних;
- комплексний палеогеографічний, палеогеоморфологічний та палеогеотектонічний аналіз;
- комплекс геофізичних та геохімічних досліджень;
- буріння параметричних свердловин.

За результатами аналізу комплексу регіональних досліджень та побудови відповідних карт масштабу 1:100000 по кожній літопачці від М-1 до Б-14 на новій сейсмічній основі визначити подальший напрямок геолого-геофізичних робіт та першочергові об'єкти для пошукового етапу.

На пошуковому етапі пропонуються детальні геофізичні роботи, геохімічні дослідження і буріння при необхідності додаткових параметричних свердловин, інтерпретація накопиченого матеріалу, сейсмостратиграфічний аналіз і прогнозування геологічного розрізу.

Вивчення морфології неструктурних пасток і їх ранжування за потенціальними можливостями нагромадження вуглеводнів та визначення комплексу геофізичних методів та методичних прийомів по їх картуванню повинно стати завершальною ланкою в реалізації значного нафтогазового потенціалу північних окраїн Донбасу для залучення цього регіону в активний газовидобувний процес.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі висвітлено актуальну наукову проблему обґрунтування пошуків несклепінних пасток вуглеводнів у середньокам'яновугільних відкладах північних окраїн Донбасу. З урахуванням отриманих нових даних їхньої геологічної будови визначено пріоритетні напрямки нафтогазопошукових робіт і першочергові перспективні об'єкти, а також розроблені конкретні пропозиції щодо їхнього довивчення з метою встановлення вуглеводневого потенціалу.

Найважливіші наукові та практичні результати дисертаційної роботи такі:

1. Науково обґрунтовано, що палеотектонічні та палеогеографічні умови осадконагромадження є сприятливими для формування циклічно-шаруватого розрізу середньокам'яновугільних відкладів північних окраїн Донбасу і різноманітних неструктурних пасток (літологічних, стратиграфічних, літолого-стратиграфічних, тектонічно екранованих, барових, дельтових, комбінованих).

2. На підставі палеотектонічних досліджень встановлені градієнти товщин середньокам'яновугільних відкладів, виявлено залежність поширення їхнього літофаціального типу і піщанистості від товщини, а також простежено характер розвитку піщаних тіл у московських та башкирських відкладах.

3. Встановлено закономірності зміни літофаціальних типів порід середньокам'яновугільних відкладів і виділені зони сприятливі для формування несклепінних пасток. Така зміна в поєднанні зі структурними умовами створює тупікові ділянки у межах Старобільсько-Міллерівської зони та в міжструктурних і крилових та периклінальних ділянках Красноріцьких прискидових структур, що є сприятливим для формування вуглеводневих скупчень.

4. За результатами досліджень у межах північних окраїн Донбасу

прогнозується наявність 95 неструктурних пасток, із них: літологічно екранованих – 19; диз'юнктивно екранованих – 7; комбінованих (літологічно та диз'юнктивно екранованих) – 36; барових – 17; руслових – 1; стратиграфічних – 8; облягання карбонатних верхньосерпуховських побудов – 7.

За структурно-тектонічними зонами прогнозні пастки розподіляються таким чином:

– на найбільш перспективній території – Старобільсько-Міллерівської моноклінали виявлено 77 пасток, що становить 81 % від загальної кількості;

– на Красноріцькій зоні прискидових антиклінальних піднять – 13 пасток;

– на Муратівсько-Бурчацькій зоні розвитку горст-антиклінальних структур облягання блоків фундаменту – 5 пасток.

5. На основі критерійних ознак (структурно-тектонічних, літофаціальних, геохімічних, гідрогеологічних, термобаричних) обґрунтовано перспективи нафтогазоносності середньокам'яновугільних відкладів північних окраїн Донбасу та визначено роль скидових порушень у формуванні покладів вуглеводнів.

6. Проведено районування території поширення середньокам'яновугільних відкладів північних окраїн Донбасу за ступенем їх перспективності на підставі літофаціальних досліджень та щільності початкових прогнозних ресурсів вуглеводнів.

7. За результатами рейтингової оцінки першочерговим об'єктом для подальшого нарощування розвіданих запасів вуглеводнів є територія Старобільсько-Міллерівської моноклінали, загальні ресурси якої становлять 146,46 млн. т у. п., друге місце займають об'єкти зони Красноріцьких скидів з прогнозною оцінкою загальних ресурсів 15,48 млн.т у.п., і третє місце – Муратівсько-Бурчацька зона, ресурси якої становлять 5,34 млн.т у.п. Такий розподіл зумовлений недостатньою вивченістю Муратівсько-Бурчацької зони та значною розвіданістю зони Красноріцьких структур.

8. Обґрунтовано нові напрямки подальших геологорозвідувальних робіт, які пропонується починати з проведення сейсмічних робіт у межах території Старобільсько-Міллерівської моноклінали для картування насамперед барових, надбарових та структур облягання карбонатних верхньосерпуховських побудов, а також буріння дев'яти параметричних свердловин по лініях Євгеніївсько-Старобільської, Муратівсько-Колядівської, Передільсько-Городищенської площ з розкриттям всього осадового розрізу.

Буріння параметричних свердловин дасть можливість не тільки більш детально спрогнозувати неструктурні пастки, а також вирішити питання перспективності відкладів середнього карбону та створити основу для ведення комплексу геофізичних та геохімічних досліджень з прогнозування як наявності пасток, так і їх вуглеводневого насичення.

У межах зони Красноріцьких скидів комплекс геофізичних досліджень скеровується на вивчення міжструктурних зон та крилових і периклінальних ділянок родовищ, де існують умови для формування несклепінних пасток.

Результати дисертаційних досліджень і реалізація практичних рекомендацій сприятимуть успішності та ефективності геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, вирішенню проблеми дефіциту перспективних об'єктів на моноклінальному схилі північних окраїн Донбасу в середньокам'яновугільному поверсі продуктивності, що є вагомим внеском у стабілізацію та збільшення видобутку вуглеводневої сировини в Україні.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Анализ результатов бурения и геофизических исследований за 1990–1991 годы в юго-восточной части ДДВ и окраин Донбасса с целью обоснования дальнейшего направления геологоразведочных работ / Ответственный исполнитель Высочанский И.В. // Отчет по теме 329/89. Полтава-Харьков, фонды ПГО Полтаванафтогазгеология, 1991. – 150 с.

2. Анализ результатов бурения и геофических исследований за 1992-1993гг. в юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины и северных окраин Донбасса / Высочанский И.В., Макридина Л.В. // Полтава-Харьков, фонди ПГО „Полтаванафтогазгеологія, 1993. –104с

. Атлас родовищ нафти і газу України в шести томах. Т. І – Східний нафтогазоносний регіон / С.В. Гошовский, Б.І. Денега, С.М. Захарчук та ін. – Львів: “Центр Європи”, 1998. – 494 с.

4. Балуховський Н.Ф. Геологические циклы / Балуховський Н.Ф. – К. : Наукова думка, 1966. – 168 с.

5. Балуховський Н.Ф. Методика региональних исследований нефтегазоносных провинций / Балуховський Н.Ф. – К. : Наукова думка, 1967. – 156 с.

6. Белоусов В.В. Основные вопросы геотектоники / Белоусов В.В. – М. : Госгеолтехиздат. Государственное научно–техническое издательство литературы по геологии и охране недр, 1962. – 608 с.

7. Белоусов В.В. Структурная геология / Белоусов В.В. – М.: Издательство Московского университета, 1962.– 277 с.

8. Билык А.А. Результаты геологоразведочных работ на нефть и газ в Днепровско–Донецкой впадине и на окраинах Донбасса за 1951–1955 гг. и направление дальнейших работ / Билык А.А., Палец Л.С., Черпак С.Г. //

Сборник «Геол. строение и перспективы нефтегазоносности восточных областей Украины». Изд.АН УССР – 1959. – С. 141-162.

9. Борисова А.И. Экономическая эффективность геологопоисковых работ на нефть и газ / А.И. Борисова М. : Недра, 1979. – 180 с.

10. Бут Д.А. Стратиграфические ловушки в песчаниках / Д.А. Бут. – М. : Мир, 1977. – 206 с.

11. Вебер В.В. Проблема нефтеносности Донецкого бассейна / В.В. Вебер. М: Гостоптехиздат, 1945. – 87 с.

12. Верповський М.М. Перспективи виявлення седиментаційних піднять барового типу на північних околицях Донбасу / Верповський М.М., Яковлєв О.Є., Волосник Є.Є. // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наукових праць УкрНДІгаз. – Харків, 2001. – Вип. XXXI – С. 79-81.

3. Верховцев В.Г. Новітні платформні геоструктури України та динаміка їх розвитку: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня докт. геол. наук: спец. 04.00.01 "Геологія нафти і газу" / В.Г. Верховцев, – Київ, 2008. – 36 с.

14. Виділення структур перспективних для пошуків нафти і газу на основі аналізу фактичного матеріалу сейсморозвідки та буріння свердловин за останні 30 років на північних окраїнах Донбасу в межах Луганської області (12780 км^2): Звіт по тематичній роботі. Міністерство охорони навколишнього природного середовища України. Державна геологічна служба України ДГП «Укргеофізика». Старобільська геологорозвідувальна експедиція / Гвоздь Я.Ф. – 2006.– 150 с.

15. Височанський І.В. Генетична класифікація структур і різновиди пов'язаних з ними пасток в Дніпровсько–Донецькій западині / І.В. Височанський // Нафта і газ України – 96. Матеріали наук.–практ. конф. (Харків, 14–16 травня 1996 р.). Харків, 1996 – С. 30-32.

16. Височанський І.В. Геологічні передумови формування не склепінних пасток вуглеводнів на північному борту ДДз і північній околиці Донбасу / Височанський І.В., Верповський М.М., Волосник С.О. та інш. // Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки як об'єкти істотного приросту запасів ВВ в Україні. Матеріали Міжнародної наук. конф. Харків, 24-26 травня, 2006 р. Харків, 2006. – С. 15-16.

17. Височанський І.В. Методика оцінки умов формування пасток у алювіальних відкладах / Височанський І.В. // зб. наукових праць. Матеріали 5–ої Міжнародної конференції «Нафта-газ України –98». Полтава, 1998. – С. 145-146.

18. Височанський І.В. Стратиграфічні пастки вуглеводнів і методика їх пошуків / Височанський І.В. // Питання розвитку газової промисловості України. Наук. праці УкрГДІгазу. – 2001. Вип. XXIX. – С. 175-184.

19. Височанський І.В. Структурні пастки нафти і газу плит формових регіонів (на прикладі Дніпровсько-Донецької западини). Дис. докт. геол.-мін. наук у вигляді наук. доповіді. Львів, 1994. – 61 с.

20. Височанський І.В. Умови формування диз'юнктивно екранованих пасток ВВ і методика їх пошуків / Височанський І.В. // Питання розвитку газової промисловості України. Наук. праці УкрНДІгазу. Харків – 2002. Вип. XXX.– С. 157-167.

21. Височанський І.В. Моделювання умов утворення несклепінних пасток вуглеводнів / Височанський І.В., Тесленко-Пономаренко В.М. // Питання розвитку газової промисловості України. Наукові праці УкрНДІгазу. Харків – 2005. Вип. XXXII. – С. 84-90.

22. Височанський І.В. Нові аспекти систематизації нафтогазових структур / Височанський І.В., Зюзькевич М.П. // Питання розвитку газової промисловості України: Тр. УкрНДІгазу. – 1999. Вип. XXVII. – С. 113-116.

23. Витенко В.А. Закономерности строения и формирования тектонически экранированных залежей нефти и газа / В.А. Витенко, Б.П. Кабышев. – Издательство Львовского университета, 1971. – 122 с.

24. Гавриш В.К. Глубинные структуры (разломы) и методика их изучения на примере Доно–Днепровского прогиба / В.К. Гавриш. – К. : Наукова думка, 1969. – 269 с.

25. Гавриш В.К. Метод палеоструктурного геологического анализа / В.К. Гавриш. – К. : Наукова думка, 1965. – 142 с.

26. Галко Т.М. Геологічна будова і перспективи нафтогазоносності району зчленування Воронезького кристалічного масиву та Донецької складчастої споруди: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол. наук: спец. 04.00.17 "Геологія нафти і газу" / Т.М. Галко. – Київ, 2004. – 22 с.

27. Галко Т.М. Нові уявлення про геологічну будову і нафтогазоносність Північного Донбасу / Галко Т.М. // Мінеральні ресурси України. – 2003. – №2. – С. 17-18.

28. Геологическое соотношение (стратиграфическое, фациальное и структурное) ДДВ с Донецким бассейном и его окраинами: геологический отчет тематической партии №2 за 1952-1955 гг. / Ярченко Л.М. - Киев, 1955. – 599 с.

29. Геологическое строение левобережья р. Северский Донец в районе с. Большая Черниговка (1950–1951г): Геологический отчет Больше-Черниговской геолого-съемочной партии / Грицай Е.Т. – 260 с.

30. Геологическое строение междуречья Боровой и Айдара севернее [illegible]ска (1951–1952): Геологический отчет Северо-Ворошиловской [illegible]ртии партии / Грицай Е.Т. – 634 с.

31. Геологическое строение правобережья р. Деркул в районе г. Беловодска (1949–1950): Геолоический отчет Беловодской структурно-картировочной партии / Грицюк З.А. – 262 с.

32. Геологическое строение района Шебелинки и прилегающих к ней районов (обобщение данных геологических и геофизических исследований, произведенных в области северо–западного погружения Преддонецкого прогиба с целью выяснения перспектив нефтегазоносности и выделение участков под разведку (1956–1957): геологический отчет / Ярченко Л.М. – 1957. – 503 с.

33. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность / Кабышев Б.П., Шпак П.Ф., Билык О.Д. и др. Ин-т геол. наук. – Киев : Наукова думка, 1989. – 204 с.

34. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Т.1 / Кузнецов И.А., Лагутина В.В., Левенштейн М.Л. и др. // 1963. М. : ГОНТИ. – 1210 с.

35. Геология СССР. Т.7: Донецкий бассейн / Ред. П.И. Степанов; гл. ред. М.И. Малышев. – М. : Госгеолиздат, 1944. – 898 с.

36. Гидрогеология СССР. Т.VI: Донбасс / И.П. Соляков, В.С Кравченко, В.А. Григорович. – М : 1971. – 480 с.

37. Гідрогеологічні передумови нафтогазоносності північного борту ДДЗ / Колодій В.В., Височанский В.І., Кривошея В.О., Зюзькевич М.П. // Геологія і геохімія №1. Львів – 1999. – С. 21–27.

38. Горная энциклопедия в 5–ти томах. Т.3: К-О / Е.А. Козловский. – М. : Советская энциклопедия, 1987. – 592 с.

39. Державна программа видобутку супутнього газу – метану з вугільних родовищ Донбасу (1998-2010рр. Національна академія наук України) / Пудак В.В., Конарева В.В., Алексеева О.Д., Брыжанова О.М. – Львів,

1998. – 125 с.

40. Евдощук Н. И. Геотектоника и перспективы нефтегазоносности Донбасса / Н.И. Евдощук, В.Д.Омельченко, Т.Н. Галко. – Киев, УкрДГРІ, – 2002. – 89с.

41. Еременко Н.А. Тектонические предпосылки нефтегеологического районирования / Еременко Н.А., Клубов В.А., Мкртычан О.М. // Пробл. Геологии нефти. – 1976. – Вып.7. – С. 5-13.

42. Євдощук М.І. Проблеми і перспективи геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні / Євдощук М.І. – К. : НТП „Нафтогаз–прогноз", 1998. – 164 с.

43. Закономерности размещения и прогнозирования значительных скоплений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине // Евдощук Н.И., Кабышев Б.П., Пригарина Т.М., Чупрынин Д.Н., Шевякова З.П. – К. : Наукова думка, 1998. – 207 с.

44. Закржевская И. Г. Литолого-фациальные особенности, палеогеография и газоносность среднекаменноугольных отложений северного борта Днепровско-Донецкой впадины в междуречье Северный Донец – Оскол : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол. мин. наук : спец. 04.00.17 "Геология, поиск и разведка нефтяных и газовых месторождений" / Закржевская И. Г. – Ивано-Франковск, 1973 – 19 с.

45. Застежко Ю.С. Подземные воды и газы каменноугольных отложений южного склона Воронежского кристаллического массива / Застежко Ю.С., Тердовидов А.С., Терещенко В.А. // Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. К., 1963. – С. 81-96.

46. Звіт про результати дослідно-методичних досліджень по регіональних профілях МСГТ в південно-східній частині ДДЗ / Гладченко Ю.О. // Новомосковск, Приднепровська геофізична розвідувальна експедиція,

1997. – 78 с.

47. Зюзькевич М.П. Геологічне районування та визначення рейтингу перспективності геологічних зон і нафтогазоносності геологічних зон і нафтогазоносності комплексів південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини / М.П. Зюзькевич, П.Т. Павленко // Питання розв. газової пром-ті України: зб. наук. праць / Укрндігаз. – Харків, 2003. – Вип. XXXI. – С. 46-54.

48. Зюзькевич М. П. Зонально-концентраційне розташування вуглеводневих пасток та нафтогазовий потенціал південного сходу ДДз: дис. на здобуття наук ступеня канд. геол. наук : Спец 04.00.17 – "Геологія нафти і газу" / Харків : УкрНДІгаз, 2003. – 145 с.

49. Зюзькевич М. П. Результати та напрямки геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Краснопопівсько–Вільхівському районі / М.П. Зюзькевич, П.Т. Павленко, І.В. Височанський, Ю.М. Вишняков // Нафта і газ України. зб. наук. праць. Матеріали 5-ої Міжнар. конф. "Нафта і газ України – 98". Полтава, 1998. – С. 162-163.

50. Изучение глубинного геологического строения и перспектив нефтегазоносности юго-восточной части ДДВ на участке Екатериновка-Новомечебилово-Золотой Колодец / Высочанский И.В. Закрежевская І.Г., Ткаченко Р.Ю. і другие // Отчет по теме 304/87. Полтава-Харьков, фонды объединения «Полтванефтегазгеология», 1989 – 196 с.

51. Изучение физико–петрографических свойств пластов на разведочных площадях и месторождениях треста «ХНГР за 1975–1976: Геологический отчет по теме 3/75 / Гуневская О.М. – Харьков, 1976.– 175 с.

52. Изучение физических свойств пород палеозоя на Ефремовской, Мелиховской, Капитановской, Западно–Медведовской и др. Площадях: Геологический отчет по теме 3/67 / Гуневская О.М., – Харьков, 1968. – 124 с.

53. Истомин А.Н. К вопросу промышленной газоносности вторичных резервуаров с дилатансогенными коллекторами на Дробышевском горст-антиклинальном поднятии в Днепровсько-Донецкой впадине / Истомин А.Н., Костин А.Л., Полунина Л.Ю. / Зб. науч. труд. Вопросы развития газовой промышленности Украины. Харьков – 2003. С. 3-9.

4. Інтегральні просторові геолого-геофізичні моделі глибинної будови як об'єкт забезпечення підвищення ефективності вивчення вторинних резервуарів та неструктурних пасток / Петровський О.П., Гладун В.В., Чепіль П.М. та ін. // Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки як об'єкти істотного приросту запасів ВВ в Україні. Матеріали Міжнародної наукової конференції. Харків, 24–26 травня 2006 р. Харків – 2006. – С. 137-139.

55. К вопросу о тектонике Днепровсько–Донецкой впадины / Баранов И.Г., Мартынов А.А., Самборский Н.А., Ямниченко И.М. // Дизъюнктивные дислокации Днепровско-Донецкой впадины: Министерство геология УССР. Институт геологии геохимии горючих ископаемых АН УССР. Полтавская организация общества «Знания» Полтавское научно-техническое общество нефтяной и газовой промышленности. УкрНИГРИ, ИГН АН УССР, Полтава, 1967. – С. 63.

56. Кабишев Б.П. Щодо генетичної природи покладів вуглеводнів на північному борту Дніпровсько-Донецької западини на основі біомаркерних досліджень / Кабишев Б.П. // Збірник наукових праць УКРДГРІ. – 2004. – №1. – С. 152-156.

57. Кабышев Б.П. Классификация стратиграфических залежей нефти и газа / Кабышев Б.П., Вакарчук Г.И. // Отечественная геология. – 1994. – №2. – С. 3-10.

58. Кабышев Б.П. Крупномасштабное нефтегеологическое районирование на

генетической основе (на примере ДДВ) // Перспективы расширения ресурсов нефти и газа УССР. – К. : Наук. думка, 1982. – С.126-133.

59. Карта неотектоники юго–запада СССР под редакцией А.М. Маринича, М 1:1000000 / Министерство геология СССР, Миннефтепром СССР, Академия наук СССР, Институт геологии и разработки горючих ископаемых // Москва, 1987.

60. Карта перспектив нафтогазоносності Дніпровсько–Донецької западини за щільністю нерозвіданних ресурсів до глибини 7 км / Т.М. Пригаріна, Ю.Б. Кабишев, В.П. Стрижак, О.М. Марінченко та інші. За матеріалами держбюджетної теми №864/1, Черн. Від. УкрДГРІ. М-б 1:500000. 2007.

61. Кінематика і вплив порушень на формування родовищ нафти і газу / Голуб П.С., Солодкий В.М., Павленко П.Т., Максєва Н.П. // Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины. VII международная конференции „Крым-2007, Крым, Симферопольский район, с. Николаевка, 10–16 сент. 2007.: Тезисы докладов – Симферополь, 2007 – С. 145-146.

62. Кротова В.О. Гидрогеологические критерии нефтегазоносности / Кротова В.О. // Ленинград, ВНИГРИ, 1969. – 325 с.

63. Лазарук Я.Г. Наукові засади прогнозування неантиклінальних пасток нафти і газу у теригенних відкладах (на прикладі утворень карбону Дніпровсько-Донецької западини): автореф. дис. на здобуття наук. ступеня доктора геол. наук : спец. 04.00.17 "Геологія нафти і газу" / Лазарук Ярослав Григорович – Львів, 2008. – 35 с.

64. Лазарук Я.Г. Новий тип пасток вуглеводнів у відкладах карбону Дніпровсько–Донецької западини / Лазарук Я.Г., Крейденков В.Г. // Мінеральні ресурси України. – 1995. – № 3–4. – С. 42-46.

65. Лазарук Я.Г. Теоретичні аспекти та методика пошуків покладів

вуглеводнів у неантиклінальних пастках / Лазарук Я.Г. // Київ, УкрДГРІ, 2006. – С. 109.

66. Ларін С.Б. Сейсмолітостратиграфічний прогноз седиментаційно–палеогеоморфологічних пасток вуглеводнів (на прикладі нижньокам'яновугільних і верхньодевонських відкладів центральної частини ДДЗ): автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол. наук : спец. 04.00.17 – "Геология нефти и газа / С.Б. Ларін. – Киев, 2001. – 21 с.

67. Лукин А.Е. О перспективах нефтегазоносности эрозионных форм палеорельефа на бортах Днепровско-Донецкой впадины / А.Е. Лукин // Геолог. и нефтегазоносность зап. обл. Европейской части СССР. М. : Недра. – 1974. – С. 79-84.

68. Лукин А.Е. Опыт прогнозирования и поисков залежей нефти и газа в песчаных телах / А.Е. Лукин, В.Т. Кривошеев, А.Я. Ларченков и др. // Сов. геолог. – 1986. № 1. – С. 35-44.

69. Лукин А.Е. Опыт фациального анализа по промыслово-геофизическим и геохимическим данным / Лукин А.Е. // Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. М. : ВНИИОЭНГ, 1977. – № 12. – С. 1-11.

70. Лукін А.Е. Концепція головних фаз нафто- та газоутворення в світлі сучасних уявлень про зональність нафтодонакопичення / А.Е. Лукін // Геологічний журнал. Національна академія наук України. Інститут геологічних наук. – 2007 – №4. – С. 17-29.

71. Макєєва Н.П. / Особливості структурно-літологічної будови та перспективи пошуків нетрадиційних пасток вуглеводнів в середньокамяновугільному комплексі росошанського блоку Дніпровсько-Донецької западини // Н.П. Макєєва, П.Т. Павленко // Матеріали міжнародної конференції. Вторинні природні резервуари та неструктурні

пастки, як об'єкти істотного приросту запасів вуглеводнів України. Харків – 2006. С. 38-39.

72. Макєєва Н.П. Особливості геологічної будови і перспективи пошуків нетрадиційних пасток вуглеводнів у середньокам'яному нафтогазовому комплексі північної крайової частини Дніпровсько-Донецької западини / Макєєва Н.П. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: Всеукраїнський щоквартальний науково-технічний журнал. – 2005. – №4(17). – С. 36-42.

73. Макєєва Н.П. Гідрогеологічні передумови нафтогазоносності середньокам'яно-вугільних відкладів північних окраїн Донбасу / Н.П. Макєєва, Б.Й. Маєвський // Науковий вісник Івано-Франківського національного університету нафти і газу. – 2008 №1(17). – С. 5-16.

74. Макєєва Н.П. Динамоседиментогенез та перспективи нафтогазоносності нетрадиційних теригенних пасток Старобільсько-Міллерівської моноклінали північної окраїни Донбасу / Н.П. Макєєва // Матеріали міжнародної науково-технічної конференції. Прикладна геологічна наука сьогодні : здобутки та проблеми. Київ – 2007. С. 66-67.

75. Макєєва Н.П. Основні риси і особливості геологічної будови осадового комплексу Старобільсько-Міллерівської моноклінали північної окраїни Донбасу // Н.П. Макєєва, Б.Й. Маєвський // XXXV зб. наукових праць НТІ УкрНДІгазу "Питання розвитку газової промисловості України". – 2008. Вип. XXXVI. – С. 20 - 29.

76. Макєєва Н.П. Седиментогенез, як визначальний чинник сприятливих передумов для формування літологічних пасток у межах Розсошанського блока північної окраїни Донбасу / Макєєва Н.П. // Мінеральні ресурси України. – 2007. – №3. – С. 30 - 34.

77. Макєєва Н.П. Структурно-літологічні та стратиграфічні передумови формування неструктурних пасток вуглеводнів у північній крайовій частині Донбасу / Н. П. Макєєва, Б.Й. Маєвський // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2007. – №2. – С. 26 - 33.

78. Мельничук П.М. Особливості геологічної будови і перспективи нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол. наук : спец. 04.00.17 – "Геологія нафти і газу" // Івано-Франківск, 2005. - 22 с.

79. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа / А.А. Гусейнов, Б.М. Гейман, Н.С. Шик, Г.В. Сурцуков – М. : Недра, 1988. – 270 с.

80. Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. – М. : ВНИГНИ, – 1983. – 214 с.

81. Мурич А.Т. История геологического развития и перспективы нефтегазоносности северных окраин Донбасса : дис. на здобуття наук канд. геол. мінерал. наук : спец. 04.00.17 – "Геология, поиск и разведка нефтяных и газовых месторождений" // ИГН, Киев, АН УССР. – 1970. – 265 с.

82. Наливкин В.Д. Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа (на примере Западно-Сибирской и других эпигерценских плит СССР) / В.Д. Наливкин, К.А. Черникова. Л. : Недра, 1967. – 270 с.

83. Научное обоснование перспектив нефтегазоносности надвиго–сдвиговых структур Донбасса и сопредельных частей ДДв (в свете геодинамической эволюции осадочных бассейнов) / Отчет о научно–исследовательской работе, договор 33.14-9496 // Истомин А.Н., Брынза Н.Ф., Цупило Т.С. и

другие / Харьков, 1996.- 456с.

84. О некоторых закономерностях размещения залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине / Палец Л.С. и др. // Геология нефти и газа. – 1964. – №4. – С. 18-19.

85. О перспективах открытия новых залежей на локальных структурах ДДВ / Баранов И.Г., Гончаров Е.К., Кабышев Б.П., Шевченко А.Ф. // Нефтяная и газовая промышленность. – 1971. – №6. – С. 13-16.

86. Обґрунтування перспектив та прогнозування нафтогазоносності північного борту ДДЗ з використанням комплексних структурно–геохімічних досліджень: Звіт по НДР, Д – 17/2001 (444). Том – 1. – Геологічні дослідження / відповідальний виконавець Галабуда М.І. – Львів, 2001. – 84 с.

87. Обобщение данных параметрического бурения в северо-восточной и юго-западной прибортовой зонах ДДВ: Геологический отчет 214/68-70/Д-2 / Самборский Н.А. - Чернигов–Полтава, 1970. – 70 с.

88. Обобщение результатов поисково–разведочных работ на средний карбон в центральной части ДДВ и рекомендации по дальнейшему направлению геолого–геофизических исследований: Геологический отчет по теме 156/76 / Бланк М.И., Брайловський Г.С., и др. // Полтава, 1977. – 119 с.

89. Обработка материалов бурения параметрических скважин – Лобачевская №21 и Муратовская №5: Звіт УкрНИГРИ / Абражевич Э.В. – Львов, 2000. – 93 с.

90. Объекты и объемы поиска нефти и газа в кристаллических породах фундамента на северном борту ДДЗ (материалы „Комплексной программы изучения перспектив осадочного чехла и пород фундамента Северного борта впадины") // В.Г. Демянчук, В.І. Мясников, П.Т. Павленко та ін. // Киев. – 1989. – 47 с. (Препринт АН УССЗ ин-т

другие / Харьков, 1996.- 456с.

84. О некоторых закономерностях размещения залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине / Палец Л.С. и др. // Геология нефти и газа. – 1964. – №4. – С. 18-19.

85. О перспективах открытия новых залежей на локальных структурах ДДВ / Баранов И.Г., Гончаров Е.К., Кабышев Б.П., Шевченко А.Ф. // Нефтяная и газовая промышленность. – 1971. – №6. – С. 13-16.

86. Обґрунтування перспектив та прогнозування нафтогазоносності північного борту ДДЗ з використанням комплексних структурно–геохімічних досліджень: Звіт по НДР, Д – 17/2001 (444). Том – 1. – Геологічні дослідження / відповідальний виконавець Галабуда М.І. – Львів, 2001. – 84 с.

87. Обобщение данных параметрического бурения в северо-восточной и юго-западной прибортовой зонах ДДВ: Геологический отчет 214/68-70/Д-2 / Самборский Н.А. - Чернигов–Полтава, 1970. – 70 с.

88. Обобщение результатов поисково–разведочных работ на средний карбон в центральной части ДДВ и рекомендации по дальнейшему направлению геолого–геофизических исследований: Геологический отчет по теме 156/76 / Бланк М.И., Брайловський Г.С., и др. // Полтава, 1977. – 119 с.

89. Обработка материалов бурения параметрических скважин – Лобачевская №21 и Муратовская №5: Звіт УкрНИГРИ / Абражевич Э.В. – Львов, 2000. – 93 с.

90. Объекты и объемы поиска нефти и газа в кристаллических породах фундамента на северном борту ДДЗ (материалы „Комплексной программы изучения перспектив осадочного чехла и пород фундамента Северного борта впадины") // В.Г. Демянчук, В.І. Мясников, П.Т. Павленко та ін. // Киев. – 1989. – 47 с. (Препринт АН УССЗ ин-т

Геолнаук 89-11).

91. Особенности геологического строения зоны мелкой складчатости Северного Донбасса / Бабадаглы В.А., Кучерук Е.В., Кельбас Б.И. и др. // Геология нефти и газа. – 1981. – №1. – С. 10-17.

92. Отчет о результатах структурно–поискового бурения на Герасимовской площади в 1973-1974 гг.: Министерство геологии УССР. Главнефтегазразведка. Трест Харьков нефтегазразведка. Изюмская нефтегазразведочная экспедиция. Структурно поисковая партия / Закржевская И.Г., Кухаренко Ю.Ф., Коробова Н.И. – Харьков, 1974. – 350 с.

93. Павленко П.Т. Структурно-літологічні особливості та нафтогазоносність продуктивних комплексів північного борту Дніпровсько–Донецької западини: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол.-мін. наук : спец. "геологія нафти та газу" / Львів, 1994.- 40 с.

94. Палий А. М. Районирование нефтегазоносных территорий Украинской ССР / Палий А.М., Арсирий Ю.А., Завьялов В.М. // Геол. журнал – 1974. – № 4.–Т. 34. – С. 122-126.

95. Перспективы нефтегазоносности глубинных горизонтов ДДВ по геоэлектрическим данным / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин, Ю.М. Пищаный // Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины. Тезисы докладов VII международной конференции "Крім–2007". Симферополь, 2007. – С. 100-103.

96. Петровский А.П. Информационное обеспечение и модельные представления интегральной интерпретации геолого–геофизических данных при изучении нефтегазоносных структур / А.П. Петровский // Геологический журнал. – 2004. – №3, т.26. – С. 77-86.

97. Поиски углеводородов в кристаллических породах фундамента на

северном борту ДДЗ (материалы „Комплексной программы изучения перспектив осадочного чехла и пород фундамента Северного борта впадины") / В.Г. Демянчук, В.І. Мясников, П.Т. Павленко та ін. // Киев. – 1989. – 51 с. – (Препринт АН УССЗ ин-т Геолнаук 89-11).

98. Попов В.С. Результаты геологоразведочных работ Главгеологии УССР в 1962 г. / Попов В.С. // Геолжурнал XXIII, вып.1. – 1963. – С. 28-33.

99. Применение электроразведочного метода АМТЗ для установления ареалов воздействия флюидопотоков из нефтяных залежей на вмещающие породы / Е.М. Шеремет, А.М. Дудик, Ю.И. Николаев и др. // Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины. Тезисы докладов VII международной конференции "Крім–2007". Симферополь, 2007. – С. 113-114.

100. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ / Маєвський Б.И., Лозинський О.Є., Гладун В.В., Чепіль В.М. – Киев : Наукова думка, 2004. – 446 с.

101. Результати узагальнення геолого–геофізичних матеріалів по північному борту ДДЗ: Звіт про геологічне вивчення надр, титул 223/01 (2001-2004;) / Шемет В.Г., Омельченко В.В. - Дніпропетровськ, 2004. – 222 с.

102. Результаты геологических исследований района среднего течения р. Красной и нижнего течения р. Оскол (1950–1951): Геологический отчет Сватово-Боровской геолого-съемочной партии / Грицюк З.А. – 354 с.

103. Рухин Л.Б. Основы литологии / Рухин Л.Б. Л. : Госгеолтехиздат. Государственное научно–техническое издательство литературы по геологии и охране недр. 1961.– 779 с.

104. Рухин Л.Б. Основы общей палеогеографии / Рухин Л.Б. Л. : Госгеолтехиздат. Государственное научно–техническое издательство литературы по геологии и охране недр. 1962. – 628 с.

105. Солодкий В.М. Особливості осадконакопичення – визначальний фактор формування різноманітних пасток в межах Красноріцької зони піднять / Солодкий В.М. Макєєва Н.П. Павленко П.Т. // Матеріали міжнародної конференції. Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки, як об'єкти істотного приросту запасів вуглеводнів України. Харків – 2006. – С. 42-43.

106. Составление геолого-структурных карт опорных песчаных горизонтов угленосных отложений свит C_2^5–C_2^3 в Северном Донбассе с целью выявления в них газовых скоплений. 2000г. Отчет по теме. Министерство экологии и природных ресурсов Украины. Департамент геологии и использования недр. Киевское государственное геологическое предприятие «Геосервис». Старобельская геологоразведочная экспедиция / Гвоздь Я.Ф. – 2000 г. – 140 с.

107. Стерлин Б.П. Нефтегеологическое районирование ДДВ, как основа раздельного подсчета прогнозных запасов газа и направленных поисков газовых месторождений / Б.П. Стерлин, Э.В. Томашунас, Т.И., Шумилина – М : ВНИИЭгазпром, 1976. – 61 с.

108. Схема геологічного районування центру та сходу ДДЗ. Оцінка потенціалу ресурсів ВВ (станом на 1.01.2005р.). Складено ДП "ПолтаваРГП". М–б 1:500000, 2005.

109. Тектоника – основа нефтегеологического районирования / В. Б. Порфирьев, Н.И. Галабуда, В.П. Клочко, И.И. Чебаненко // Геол. журнал. – 1980. №4. – Т.41. – С. 69–79.

110. Тектонические нарушения и вопросы нефтегазоносности (особенности тектоники Днепровско-Донбасского авлакогена) / Высочанский И.В., Крот В.В., Чабаненко И.И. и др. – Киев. 1990. – 38 с. – (Препринт/АН УССР. Ин–т геол. наук; 90–29).

111. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа : учебник для вузов : / А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, В.С. Мелик–Пашаев, Г.Т. Юдин. – М. : Высшая школа, 1968. – 467 с.

112. Теоретичні основи нетрадиційних геологічних методів пошуку вуглеводнів / М.І. Євдощук, І.І. Чебаненко, В.К. Гавриш та ін. – К. : Наукова думка. – 2001. – 284 с.

113. Терещенко В.А. Перспективы газонефтеносности северо–восточного борта Днепровско-Донецкой впадини по гидрогеологическим данным / В.А. Терещенко // Вісник Харківського національного університету. Геологія–Географія–Екологія. – 1999. – № 455. – Харків : Основа, 1999. – С. 54-62.

114. Ткачук І.В. Перспективи нафтогазоносності та основні напрями пошукових робіт у Північному Донбасі / І.В. Ткачук, Н.Ф. Еременко // Нафтова та газова промисловість. – 1999 – №3. – С. 11-14.

115. Умови седиментації – визначальний фактор нафтогазоносності піднять зони красноріцьких скидів / В.М. Солодкий, П.Т. Павленко, О.С. Стасів, М.А. Фірман // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Всеукраїнський щоквартальний науково–технічний журнал 2005. № – 2(15). – С. 70-74.

116. Федотова І.М. Дослідження неотектонічних рухів Північного Донбасу та перспективи нафтогазоносності / Федотова І.М., Галко Т.М. // Мін. ресурси України. – 2003. № 3 – С. 32-36.

117. Хохлов П.С. О направлении дальнейших поисковых работ на нефть и газ в пределах юго–восточного погружения Воронежской антеклизы / Хохлов П.С. // Геология нефти и газа. – 1967. – №9. – С.32-37.

118. Чебаненко И.И. Розломна тектоніка України / И.И. Чебаненко – К. :

Наукова думка, 1966. – 187 с.

119. Швай Л.П. Подземные воды Днепровско–Донецкой впадины в связи с нефтегазоносностью / Л.П. Швай – М. : Недра, 1973. - 104 с.

120. Шпак П.Ф. Нефтегазоносные провинции и области Украины / Шпак П.Ф. – К., 1983. – 67 с. – (Препринт/АН УССР, ИГН; №83-14).