

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

БЕНЬКО ВОЛОДИМИР МИХАЙЛОВИЧ

УДК 551.24:553.98.041 (477)

**ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА І ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ
ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ (5-7 км) ГОРИЗОНТІВ ЦЕНТРАЛЬНОЇ ТА
ПІВДЕННО-СХІДНОЇ ЧАСТИН ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ
ЗАПАДИНИ**

Спеціальність 04.00.17 – Геологія нафти і газу

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

*Принесено до виконання
до інших предметів
дисертації:*

Науковий керівник:

Маєвський Борис Йосипович,

доктор геолого-мінералогічних наук

п. скарб. ...



Івано-Франківськ - 2011

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1. СТАН ВИВЧЕНОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ ЦЕНТРАЛЬНОЇ ТА ПІВДЕННО-СХІДНОЇ ЧАСТИН ДНІПРОВСЬКО- ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.....	10
РОЗДІЛ 2. ОСНОВНІ РИСИ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА ГЕОТЕКТОНІЧНОГО РОЗВИТКУ	21
РОЗДІЛ 3. НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ОСАДОВИХ КОМПЛЕКСІВ.....	27
3.1 Девонський нафтогазоносний комплекс.....	28
3.2 Турнейсько-нижньовізейський нафтогазоносний комплекс	38
3.3 Верхньовізейсько-серпуховський нафтогазоносний комплекс.....	45
3.4 Середньокам'яновугільний нафтогазоносний комплекс	64
3.5 Верхньокам'яновугільно-нижньопермський нафтогазоносний комплекс	76
РОЗДІЛ 4. КРИТЕРІЇ ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ	82
4.1. Структурно-тектонічні критерії.....	82
4.2. Літолого-фаціальні критерії	97
4.2.1 Особливості порожнинного простору порід-колекторів.....	98
4.2.2. Умови формування фільтраційно-смісних властивостей, та поширення порід-колекторів	104
4.2.3. Утворення вторинного пустотного простору порід-колекторів.....	128
4.3 Породи-покришки та їх екранувальні властивості	136
4.3.1 Основні регіональні та зональні покришки.....	136
4.3.2 Формування катагенетичних покришок	143
4.3.3 Вплив тектонічних порушень на екрануючі властивості порід-покришок	145

4.4 Гідрогеологічні та термобаричні критерії	149	
4.5 Особливості фазового стану вуглеводневих покладів	164	
РОЗДІЛ 5. ОЦІНКА НАФТОГАЗОВОГО ПОТЕНЦІАЛУ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ВІДКЛАДІВ, ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ТА ОСНОВНІ НАПРЯМКИ ГЕОЛОГО- РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ		168
5.1 Перспективи нафтогазоносності та прогнозні ресурси вуглеводнів	168	
5.2 Основні напрямки геолого-розвідувальних робіт та першочергові об'єкти пошуків і розвідки	173	
ВИСНОВКИ	182	
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	185	

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

ДДЗ - Дніпровсько-Донецька западина

ДСС – Донецька складчаста споруда

КФУ – катагенетичний флюїдоупор

ВВ – вуглеводні

АВПТ – аномально-високий пластовий тиск

ГКР – газоконденсатне родовище

НГКР – нафтогазоконденсатне родовище

ГДС – геофізичні дослідження свердловин

ФЄВ – фільтраційно-ємнісні властивості

Кат. – категорія

Св. – свердловина

Кп – коефіцієнт пористості

МФГ – мікрофауністичний горизонт

РОР - розсіяна органічна речовина

ВСТУП

Актуальність теми. Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) – добре вивчена до глибин 5 км нафтогазоносна територія, де видобуто понад 1,8 трлн м³ газу. Сьогодні фонд перспективних структур складають невеликі за розмірами малоамплітудні антикліналі та тектонічні блоки з незначними ресурсами від 7-15 до 100-500 млн м³ газу. За останні 25 років в Україні відкрито лише одне велике (запаси понад 30 млрд м³ газу) Кобзівське газоконденсатне родовище, де поклади залягають на глибині до 4 км. Перспективи відкриття нових покладів і родовищ із значними запасами вуглеводнів пов'язуються з маловивченими або невивченими великими структурами на глибинах понад 5 км та з дорозвідкою нижнього поверху нафтогазоносності на великих та середніх родовищах.

Дисертаційна робота присвячена вивченню геологічної будови та перспектив нафтогазоносності глибокозанурених (5-7 км) середньо-нижньокам'яновугільних відкладів центральної та південно-східної частин ДДЗ.

Освоєння вуглеводневих ресурсів глибокозанурених горизонтів може суттєво підвищити паливно-енергетичне забезпечення України власною сировиною.

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

Дисертаційна робота безпосередньо пов'язана з тематичними планами, проектуванням та проведенням пошуково-розвідувальних робіт у ДДЗ, які виконувались за участі та під керівництвом автора дисертації в ДК «Укргазвидобування».

Здобувач приймав пряму і безпосередню участь у складанні щорічних планів пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ, в обґрунтуванні цільового призначення та місць розташування пошукових і розвідувальних свердловин, а також у виконанні щорічних перехідних тематичних робіт «Наукове супроводження пошуково-розвідувальних робіт ДК

«Укргазвидобування», оперативний аналіз матеріалів і внесення коректив» та «Оперативний підрахунок приросту запасів ВВ на площах і родовищах ДК «Укргазвидобування» в Східному регіоні».

Мета і завдання дослідження. Метою дисертаційної роботи є обґрунтування перспектив нафтогазоносності глибокозанурених нижньо-середньокам'яновугільних відкладів центральної та південно-східної частин Дніпровсько-Донецької западини, визначення першочергових перспективних об'єктів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ.

Для досягнення поставленої мети вирішувалися такі завдання:

- вивчення та уточнення геологічної будови нижньо-середньокам'яновугільних відкладів на глибинах 5-7 км;
- визначення перспектив нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів на підставі критерійних ознак;
- дослідження ємнісно-фільтраційних особливостей порід-колекторів на великих глибинах та екранувальних властивостей порід-покришок;
- з'ясування термобаричних умов глибокозанурених горизонтів та особливостей фазового складу вуглеводневих покладів;
- рейтингова оцінка нафтогазоперспективних об'єктів;
- обґрунтування основних напрямів геологорозвідувальних робіт для прискореного освоєння вуглеводневих ресурсів глибокозанурених нижньо-середньокам'яновугільних горизонтів центральної та південно-східної частин Дніпровсько-Донецької западини.

Об'єкт дослідження. Нижньо-середньокам'яновугільні відклади на глибинах 5-7 км центральної та південно-східної частин Дніпровсько-Донецької западини.

Предмет дослідження. Структурно-тектонічна будова і літолого-фаціальні особливості нижньо-середньокам'яновугільних відкладів у зв'язку з перспективами їх нафтогазоносності.

Методи дослідження. Систематизація геологічної та геофізичної інформації, комплексний, структурно-тектонічний та літолого-фаціальний

аналізи, метод порівняльних аналогій, мікроскопічні дослідження порід-колекторів, рейтингова оцінка нафтогазоперспективних об'єктів.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у такому:

- вперше встановлено структурно-тектонічне поширення нафтогазоперспективних нижньо-середньокам'яновугільних відкладів в інтервалі глибин 5-7 км для центральної та південно-східної частин Дніпровсько-Донецької западини;

- вперше виявлено закономірності просторового поширення порід-колекторів і порід-покришок нижньо-середньокам'яновугільних відкладів в інтервалі глибин 5-7 км, що в комплексі з іншими критерійними ознаками є основою районування території за ступенем перспективності на нафту і газ;

- оцінено прогностичні ресурси вуглеводнів, пов'язаних з пастками структурних і неструктурних типів глибокозанурених нижньо-середньокам'яновугільних відкладів центральної та південно-східної частин Дніпровсько-Донецької западини;

- обгрунтовано основні напрями нафтогазопозукових робіт та проведено рейтингову оцінку перспективних об'єктів з визначенням першочергових з них для пошуково-розвідувального буріння.

Практичне значення отриманих результатів полягає у визначенні нафтогазоперспективних напрямів та першочергових об'єктів геологорозвідувальних робіт, розробці рекомендацій на проведення сейсморозвідувальних робіт і глибокого буріння з метою пошуків нових покладів нафти і газу у глибокозанурених нижньо-середньокам'яновугільних відкладах центральної та південно-східної частин Дніпровсько-Донецької западини.

Літолого-фаціальні дослідження нижньо-середньокам'яновугільних відкладів дали змогу визначити просторове поширення потенційних порід-колекторів і порід-покришок, що суттєво впливає на стратегію пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ.

За рекомендаціями автора дисертації проводилось і сьогодні ведеться глибоке буріння на Солохівському і Комишнянському родовищах. Отримано

промислові припливи газу і розширено контури газоносності Котелевського (св. № 200, глибина 6210 м), Березівського (св. 200, 201, глибина відповідно 5860 та 6101 м) родовищ. У 2007 р. за результатами буріння св. 31 глибиною 5650 м відкрито нове Південно-Коломацьке родовище. Ведеться глибоке буріння на нових Кобзівській і Веселівській площах. Планується буріння свердловин на нових площах (Добренській, Західно-Кобзівській) та св. 888 глибиною 5750 м на Шебелинському родовищі.

Здобувач особисто проводив безперервний контроль за вирішенням геологічних завдань під час буріння всіх пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин у системі ДК «Укргазвидобування».

З урахуванням результатів роботи обгрунтовано ділянки для проведення сейморозвідувальних робіт на високopersпективних та перспективних першочергових об'єктах.

Особистий внесок здобувача. Здобувачем особисто проаналізовано і узагальнено наявні геолого-геофізичні матеріали і результати буріння у межах центральної та південно-східної частин Дніпровсько-Донецької западини, на підставі яких уточнено геологічну будову і складено структурні карти, а також геологічні, сейсмогеологічні та сеймостратиграфічні профілі для основних глибокозанурених нафтогазоносних і нафтогазopersпективних об'єктів. Складено карти поширення відкладів московського, башкирського, серпуховського і візейського ярусів та відповідно перспективних ділянок на глибинах 5-7 км. Проведено літолого-фаціальні дослідження основних нафтогазopersпективних комплексів нижньо-середньокам'яновугільних відкладів з використанням близько 10000 літо-фізичних даних лабораторних досліджень керна та 200 шліфів, за результатами яких побудовано схематичні карти розподілу пористості та поширення порід-колекторів і порід-покришок. На підставі критерійних ознак обгрунтовано перспективи нафтогазоносності нижньо-середньокам'яновугільних відкладів. Встановлено нові нафтогазopersпективні об'єкти у глибокозанурених нижньо-середньокам'яновугільних відкладах. Оцінено прогнозні ресурси вуглеводнів

у перспективних об'єктах та обґрунтовано першочергові напрями геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Побудовано схематичну карту перспектив нафтогазоносності, напрямів пошуково-розвідувальних робіт та розташування першочергових об'єктів на глибинах 5-7 км у відкладах $C_2m-C_2b-C_1s-C_1v$ у центральній та південно-східній частинах ДДЗ.

Апробація результатів дисертації.

Основні результати досліджень і положень дисертаційної роботи доповідались на наукових і науково-технічних конференціях, в тому числі на: VI, VII Міжнародних конференціях «Нафта і газ України» (Івано-Франківськ, 2001 р.; Київ, 2002 р.), VIII, X Міжнародних конференціях «Ресурсоенергозбереження у ринкових відносинах» (Київ, 2001, 2003 рр.).

Публікації. За темою дисертаційної роботи опубліковано 10 наукових праць, серед яких 7 статей у фахових виданнях і 3 тези доповідей наукових конференцій.

Обсяг та структура дисертації. Дисертація складається із вступу, 5 розділів, висновків і списку використаних джерел (129 найменувань). Робота містить 202 сторінок тексту, в тому числі 55 рисунків, 4 текстові таблиці.

Роботу виконано під науковим керівництвом доктора геолого-мінералогічних наук, професора Маєвського Бориса Йосиповича, якому автор висловлює глибоку вдячність за постійну увагу, цінні поради та всебічну підтримку. Автор висловлює щире подяку за професійні поради і практичну допомогу під час виконання роботи доктору геолого-мінералогічних наук, професору О.О. Орлову, кандидатам геолого-мінералогічних наук, доцентам Л.С. Мончаку, М.В. Ляху, а також колективу кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ, де здобувач навчався в аспірантурі без відриву від виробництва, а також співробітникам УкрНДІгазу, Укрбургазу, НАК «Нафтогаз України».

РОЗДІЛ 1

СТАН ВИВЧЕНОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ ЦЕНТРАЛЬНОЇ ТА ПІВДЕННО-СХІДНОЇ ЧАСТИН ДНІПРОВСЬКО- ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Нині освоєння великих глибин (понад 5 км) є одним із важливих напрямків нарощення потенційних ресурсів та запасів нафти і газу, оскільки запаси вуглеводнів на малих і середніх глибинах у багатьох нафтогазоносних регіонах значною мірою вивчені та вивилучені.

Прогнозування зон розвитку колекторів вуглеводнів промислового значення на великих глибинах, оцінка їх перспектив та виявлення першочергових пошукових об'єктів ставить багато нових питань і проблем, що потребує, перш за все, здійснити огляд вітчизняних та світових даних з цього приводу, охарактеризувати стан вивченості. Треба відзначити, що такі питання були предметом дуже великої кількості робіт, тому в цьому розділі нами будуть наведені лише головні.

Результати лабораторних експериментів [1] з тривалого нагрівання нафти в автоклавно-бомбовій апаратурі до 428 і 500°C показали, що нафта не перетворюється в кокс та газ, якщо при цьому відсутній вільний об'єм. Враховуючи це, поклади рідкої нафти в осадовій товщі з нормальним геотермічним градієнтом повинні існувати і на глибинах 12-15 км. Хоча ще нема нафтогазопошукових свердловин з такими глибинами, але данна теза вже підтверджується результатами випробування майже десяти тисяч свердловин, пробурених на глибину до 8,1 км.

У басейні Анадарко (США) на глибинах 4,6-8,1 км з пластовою температурою до 219°C розвідані запаси газу 878 млрд.м³ за категорією А+В і 2,5 трлн.м³ за категоріями С₁+С₂. Поклад нафти виявлено у св. 1-Сеймур на глибині 4,7 км у пісковиках верхнього карбону родовища Флетчер і у св. 1-Літл Уошита на глибині 6,2 км в пісковиках нижнього карбону

однойменного газового покладу. Дебіти свердловин з глибини 4,6-8,1 км у басейні Анадарко сягають 11,3 млн. м³/добу газу та 52 м³/добу нафти.

У Галф-Кості (США) на родовищі Дейк-Вашингтон із пісковиків з пластовою температурою близько 200°C на глибині 6536-6543 м давно добувається нафта. У центрі басейну значна увага нафтогазорозвідників приділяється глибинному тренду розвитку верхньокрейдових пісковиків формації Тускалуза, тому що в них на глибинах 4,6-6,5 км при пластовій температурі до 232°C вже розробляється одне нафтове та 12 нафтоконденсатногазових родовищ з запасами 170 млн. т категорій А+В та 1032 млн. т категорій С₁+С₂ у перерахунку на нафту. Ці пісковики в смузі довжиною 540 км і шириною 30-50 км на глибині 4,6-6,5 км мають пористість 28 %, проникність $204 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ та товщину до 152 м, дебіти свердловин досягають 617 тис.м³/добу газу, 138 м³/добу конденсату та 102 м³/добу нафти в межах ділянки від Нового Орлеана до Батон Руж і далі на північний захід від Луїзіани до її границі з Техасом.

На глибині 6,1 км пористість карбонатних відкладів мезозою, встановлена за керном із св. 1-Бенавідес, а також в сусідньому Техасі, сягає 23%, а високоемнісні властивості карбонатів кембрій-ордовику доведені у гігантських родовищах Паккет і Гомес, в яких близько 100 свердловин фонтанували із інтервалу глибин 4,6-7,1 км з дебітами 34 і 46 млн. м³/добу.

Назагал в Азії, Африці, Європі, Північній, Центральній та Південній Америці на глибинах 4,6-8,1 км розробляється близько тисячі родовищ з сумарними початковими видобувними запасами понад 6 млрд.т нафти та понад 17 трлн.м³ природного газу. Серед цих аккумуляцій виділяються 27 нафтових і газових родовищ-гігантів. В їх числі родовища газу: Дип-Бейсн і Вентура у Канаді, Бастиен Бей, Гомес, Кояноса, Локрідж і Паккет у США, Лак і Мейон-Рус у Франції та Абу-Маді у Єгипті; родовища нафти - Лягунільяс у Венесуелі, Бей Маршан - Тимбальє Бей - Кайу-Айленд, Гренд-Айл, Саут-Пас і Уэст-Дельта в США, Бу-Аттифель у Лівії, Норте Марино-Сольдадо-Физабад і Тік у Тринідаді-Тобаго, Мендоса і Санта-Крус в

Аргентині, а також нафтогазові - Бермудес і Кантарель в Мексиці, Бею Сейл, у США, Малосса в Італії і Хібернії у Канаді.

У країнах СНД також є багато родовищ нафти і газу на глибині 4,5-7,5 км. Вони виявлені в Передкавказзі, Передкарпатті, Прибалхашші, Придніпров'ї, Прикаспії, Приураллі, Україні та інш. У Карпатах пробурено св. 1-Шевченково глибиною 7526 м, з якої були відібрані проби рідкої нафти густиною 872 кг/м^3 з інтервалу 7011-7022 м і встановлена наявність кількох потужних горизонтів алеврито-пісковиків з нафтонасиченістю близько 60 % на глибині 6-7,5 км. На жаль, їх випробування не вдалося через сильні газові викиди з вибою свердловини, пластового тиску порядку 147 МПа і пластової температури близько 200°C [1].

Головним об'єктом вивчення перспектив нафтогазоносності глибоких горизонтів в Україні була Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) (рис. 1.1). Слід підкреслити, що дослідження концентрувалися по двох основних напрямках – літологічне вивчення процесів діагенезу, катагенезу та інших стадій глибокого перетворення порід, а також аналіз колекторських властивостей нафтогазоносних товщ. Завдання полягало в тому, щоб дослідити які геологічні фактори сприяють утворенню й збереженню промислових фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів на великих глибинах. Дані цих досліджень вказують на те, що на великих глибинах є породи-колектори з достатніми значеннями ФЄВ для формування родовищ нафти і газу.

Найбільш детальне і систематизоване вивчення розвитку інтересу до пошуків вуглеводнів на великих глибинах у ДДЗ зроблено Б.П. Кабишевим [2]. Пошуки нафти в ДДЗ обґрунтовувалась вже з 1930-х років (О.Ф.Лисенко, 1929, 1933; Н.С. Шацький, 1931; Д.М. Соболев, 1933, 1936; В.І. Лучицький, 1933 та ін.). У 1936 р. у процесі буріння свердловин на калійну сировину біля м. Ромни зафіксовані прояви нафти; 1937-1939 рр. вважаються часом відкриття тут нафтового родовища. Відкриття в 1948-1950 роках

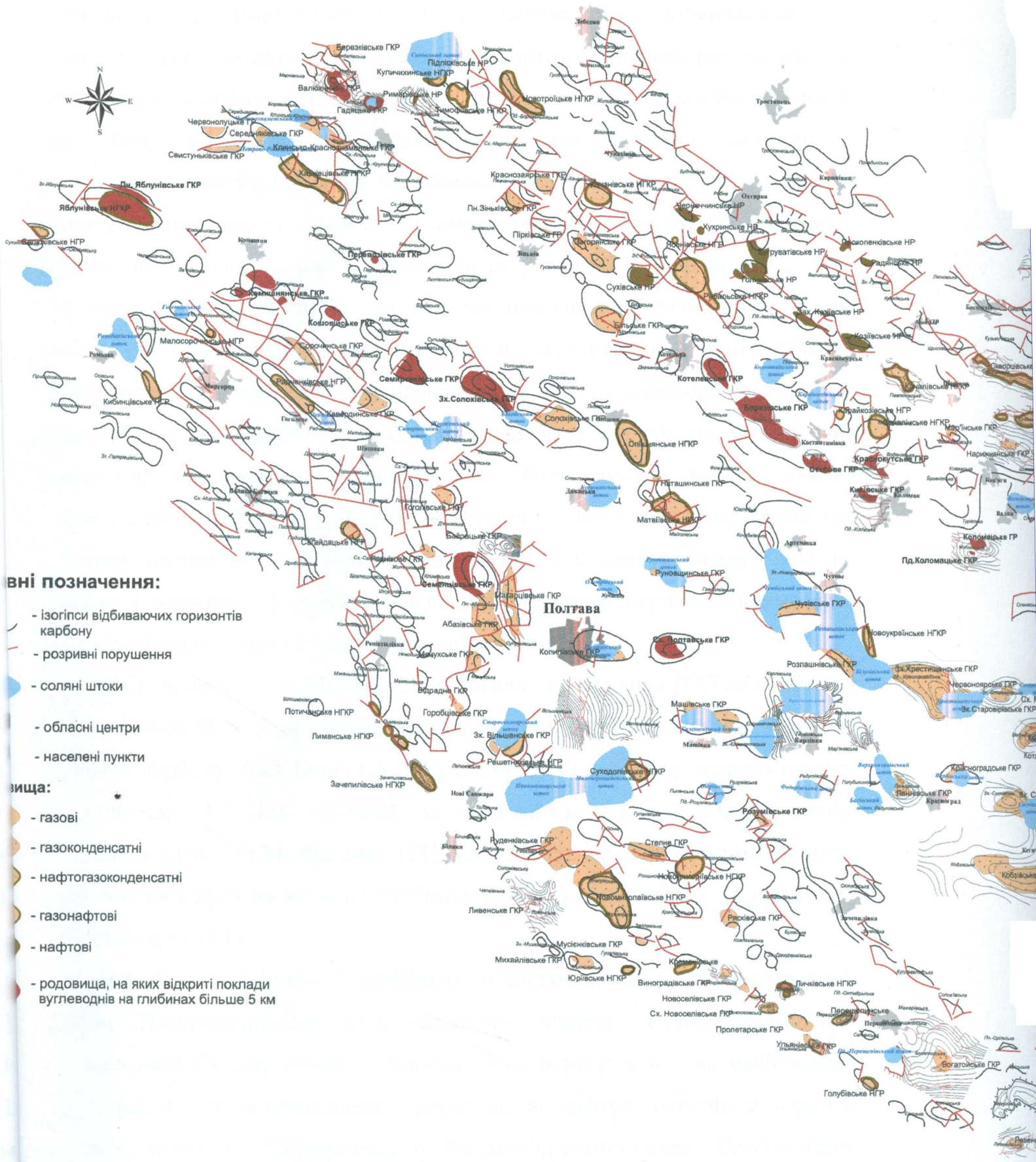
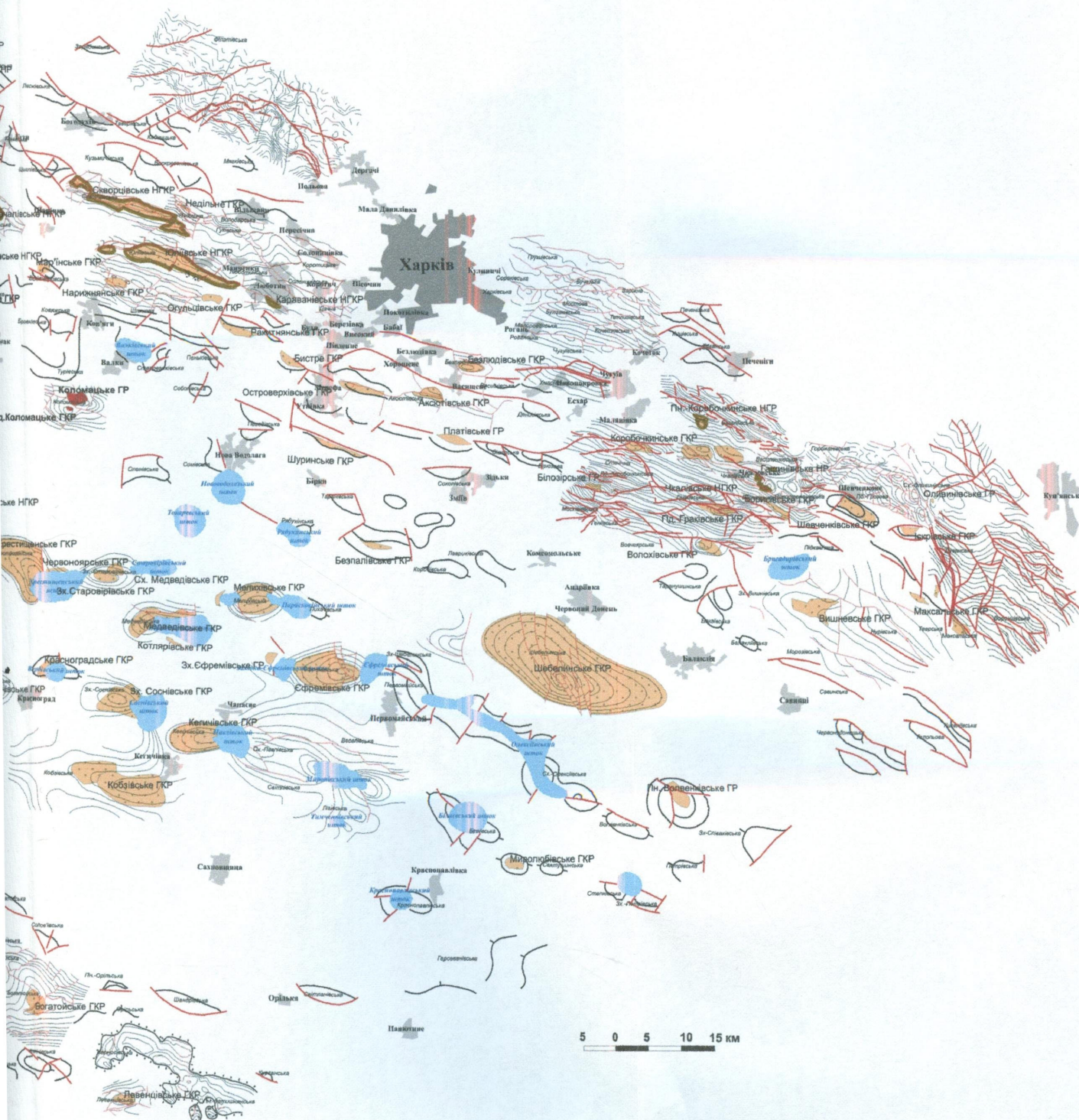


Рис. 1.1 – Оглядова карта центральної та південно
(Склав В.М. Бенько з використанням матеріалів А.С



та південно-східної частин ДНЗ
(матеріалів А.О. Ковшикова, 2009 р.)

Радченківського нафтогазового й Шебелинського газоконденсатного родовищ перетворювали ДДЗ у важливий нафтогазоносний регіон, який з 1962 р. давав основну частину видобутої в Україні нафти, а із 1964 р. – ще й газу. Вже з кінця 60-х років відчувався дефіцит великих і високоперспективних структур на невеликих і середніх глибинах, а також потреба оцінки перспективності глибокозалягаючих відкладів. У числі перших досліджень такого напрямку були роботи І.Г. Баранова [3, 4] і Н.Ф. Балуховського [5, 6, 7]. На той час освоєними бурінням вважалися глибини до 3000 м, тому перші прогнози робилися до глибин 4000 м. І.Г. Баранов із співавторами [4] позитивно оцінював можливу присутність продуктивних горизонтів на глибинах понад 5000 м і вважав за доцільне проведення надглибокого буріння. М.Ф. Балуховський вивчав зв'язок нафтогазоносності надр ДДЗ із зонами катагенезу, що було новим на той час і підтримувалося не всіма спеціалістами. В.М. Зав'ялов [8] вважав осадові басейни з наявністю у розрізі соленосних формацій першочерговими для пошуків родовищ нафти і газу на великих глибинах.

Ю.О. Арсірій та ін. [9] високо оцінювали перспективи ДДЗ на глибинах понад 4000-5000 м й орієнтували дослідження, перш за все, на відклади нижнього карбону. А.О. Білик і Л.А. Трухан [10] відносили до перспективних на глибинах 4-7 км середній та нижній карбон, а також девон. Є.І. Солдатенков і Н.М. Фесенко [11] обґрунтовували невелику ймовірність знаходження нафти на великих глибинах у межах центральної та південно-східної частин ДДЗ.

Н.Ф. Бринза й інші [12] прийшли до висновку, що в південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини пошуки глибокозалягаючих покладів нафти і газу доцільно проводити, в першу чергу, на найбільших структурах з вже встановленою промисловою нафтогазоносністю верхніх поверхів, таких як Єфремівська й Західно-Хрестищенська. Особливістю досліджень цього часу треба вважати спроби оцінювати перспективи глибокозалягаючих покладів з позиції неорганічного походження

вуглеводнів [13]. Активно в цей же час вивчалися неантиклінальні пастки (П.В. Анцупов, Н.Я. Барановський, Г.С. Брайловський, В.А. Вітенко, Г.І Вакарчук, Б.Д. Гончаренко, Б.П. Кабишев, О.Ю. Лукін, В.І Савченко та ін.).

З 1980-го року пошуки й розвідка покладів газу в глибоких (понад 4,5-5,0 км) горизонтах стали пріоритетним напрямком геологорозвідувальних робіт у ДДЗ. У 1990 р. був відкритий найглибший в регіоні поклад газу – на Перевозівському родовищі в верхньовізейських відкладах (6222-6300 м, горизонт В-25). Всього на кінець ХХ сторіччя в ДДЗ газоконденсатні поклади на глибинах більше 5000 м були встановлені на 34 родовищах, у тому числі на Комишнянському (5900 м, гор. В-22), Західно-Харківцівському (5700 м, гор. В-23 та ін., найглибший нафтовий поклад – на Карайкозівському (5087 м, гор. С-5) та Сухівському родовищах (5048 м, гор.Т-3). Майже всі глибокозанурені поклади приурочені до нижнього карбону, переважно верхньовізейських і частково турнейських відкладів. Нижня частина великого масивно-пластового покладу на Яблунівському родовищі знаходиться в девонських відкладах.

Крім позитивних результатів, на значній кількості площ глибокі горизонти не виправдали своїх очікувань; причини такого явища ставали предметом спеціальних досліджень.

У роботі В.Г. Деем'янчука та ін. [14] обґрунтовується необхідність раціонального комплексу геологорозвідувальних робіт й рекомендоване буріння на конкретних об'єктах у північно-західній частині ДДЗ. П.Ф. Шпак та ін. [15] підтвердили, що в питанні перспективності глибоких горизонтів ДДЗ головними об'єктами пошуків на далеку перспективу залишаться серпуховсько-верхньовізейський, нижньовізейсько-турнейський і девонський продуктивні нафтогазові комплекси. В.В. Колодій та ін. [16] розглянули питання про перспективи великих глибин у південно-східній і центральній частинах западини у зв'язку з проявами тут АВПТ. Б.Д. Гончаренко та ін. [17] вивчали питання термобаричних умов й прийшли до висновку, що

зростання глибин супроводжується суттєвим зростанням складності геологічних умов, що зменшує можливості поширення покладів вуглеводнів.

П.Ф. Шпак [18], який детально вивчав проблему перспективності глибоких горизонтів, прийшов до висновку, що нижній карбон слід розглядати як резерв переважно газових й газоконденсатних покладів. Разом з тим, зони підвищеного й високого катагенезу в південно-східній частині западини не можна вважати перспективними з погляду розвитку колекторів порового типу, але смісно-фільтраційні властивості яких можуть покращуватись за рахунок розвитку вторинних колекторів [19]. У колективній роботі [20] повідомляється, що на глибинах 5-7 км основна частина прогнозних ресурсів зосереджена в нижньому карбоні (70,5 %), який включає серпуховські (8 %), верхньовізейські (30,5 %) і турнейсько-нижньовізейські (32 %) продуктивні комплекси, а також у відкладах девону (24,4 %).

Головними напрямками вивчення літології та колекторських властивостей глибокозалягаючих горизонтів були такі: загальні питання стадій породоутворення й літогенезу, що вивчалися в процесі фундаментальних геологічних досліджень [21, 22, 23, 24]; детальне вивчення еволюції глинистих мінералів у зв'язку з вторинними змінами осадових порід південно-східної частини ДДЗ, що проводилось Г.В Карповою [25], О.Ю. Лукіним [26, 27], Р.Я. Поляк [28], В.М. Тесленко-Пономаренко [29, 30]. У процесі таких досліджень аналізувалися розповсюдження й зміни з глибиною порід-колекторів, їх вторинні перетворення, геохімічні й фізичні процеси, які впливали на зміну колекторських властивостей, прогнозування їх пористості та комплексне вивчення постседиментаційних змін й колекторських властивостей (Б.Прошляков та ін. [31], М.Долуда та ін. [32], М. Багдасарова та ін. [33]).

У числі науково-дослідних закладів, де питання змін колекторських властивостей з глибиною вивчалися систематизовано й найбільш активно, був Український науково-дослідний інститут природного газу (УкрНДГаз).

Вже з 1960 року тут існувала лабораторія літології й фізики пласта, яка в 1970-ті роки була перетворена на відділ досліджень гірських порід та підрахунку запасів газу. Фахівці М.Є. Долуда [34], И.А. Мухаринська [35, 36], С.В. Літвін [37, 38, 39], А.А. Лагутін [40, 41], В.І. Олексюк, А.В. Лизанець [42], А.А. Лагутін, О.Б. Горяйнова [43] внесли значний вклад у вивченні колекторських властивостей порід центральної та південно-східної частин ДДЗ.

Ще одним напрямком вивчення перспектив глибокозалягаючих товщ стало виділення й дослідження резервуарів у розущільнених відкладах на великих глибинах, яке почалося з 1989 р. (О.П. Заріцький, І.І. Зіненко). Останні вказують, що “..глибинні зони накопичення, ... контролюються температурним інтервалом 120-140°. Катагенетичний флюїдоупор визначається температурою 110-120°...” [44, 45]. Ця глибинна зона має вторинні порово-тріщинні колектори, які характеризуються літологічно та тектонічно екранованими пастками. Питання, близькі до цього, розглядалися в зв'язку з вивченням дилатансогенних колекторів вторинних нафтогазових резервуарів [46, 47, 48, 49].

Дослідженнями змін фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів займалися також О.Д. Білик, В.М. Бортницька [50], С.С. Восанчук [51], Д.В. Гуржій [52], Г.Н. Доленко [53], Б.П. Кабишев [54, 55, 56], В.А. Кривошея [29], В.І. Зільберман [57], Р.М. Новосілецький [58], Є.А. Скачедуб [59] Р.Ф. Сухорський [60], П.Ф. Шпак [61, 62] О.Ю. Лукін [63]. Основні наукові аспекти нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів, в тому числі ДДЗ, та їх глибинний нафтогазовий потенціал детально розглянуто в праці [64].

ДК “Укргазвидобування” НАК “Нафтогаз України” постійно веде розвідку глибокозалягаючих (глибше 5 км) відкладів з метою відкриття нових родовищ, покладів, розширення площі газоносності відомих покладів ВВ'. За участю та під керівництвом здобувача складені проекти дорозвідки Березівського, Котелевського, Машівського, Яблунівського, Східно-

Полтавського родовищ, розвідки Кобзівської, Шебелинської, Західно-Шебелинської та ін. площ. Результати буріння свердловин глибиною більше п'яти кілометрів, які пробурені за останні 15 років, а також сейсмотстратиграфічні дослідження, дозволили отримати нові дані щодо перспектив нафтогазоносності глибокозанурених відкладів [65, 66, 67, 68, 69, 70] та їх геологічної будови.

За останні роки проблема прогнозу перспективності великих глибин не тільки не втратила своєї актуальності, але й стала більш значимою. По-перше, змінився зміст цього поняття: якщо в 1960-ті роки це були глибини понад 4000 м, пізніше 4500 м, то тепер вони вважаються більшими за 5000 м. По-друге доля прогнозних ресурсів вуглеводнів на великих глибинах з часом зростає. Якщо в 2000 році частка перспективних ресурсів газу в відкладах залягаючих глибше 5000 м складала 22,3 % від загальної кількості ресурсів, то в 2006 році вона зросла до 29,9 % (табл. 1.1, рис. 1.2, 1.3).

Цим і визначається актуальність дисертаційного дослідження.

Таблиця 1.1 - Запаси категорії C₂ (попередньо розвідані) і ресурси категорії C₃ (перспективні) вуглеводнів в Східному регіоні

Рік	Запаси категорії C ₂					
	Умовного палива, тис. т.			Газу, млн. м ³		
	Всього	> 5 км		Всього	> 5 км	
1985	283600	46800	16,50%	238600	44200	18,50%
1990	283300	109500	39%	243200	105300	43,30%
1995	276474	115484	41,80%	241609	107497	44,50%
1998	279455	115204	41,20%	247386	107128	43,30%
2000	294133	121550	41,30%	259277	112888	43,60%
2001	290138	121315	41,80%	254537	112690	43,30%
2002	274370	105478	38,50%	240663	98289	40,80%
2003	285800	95770	33,50%	254004	91461	36,10%
2006	284043	84209	29,70%	252404	80180	31,80%

Рік	Ресурси категорії C ₃					
	Умовного палива, тис. т.			Газу, млн. м ³		
	Всього	> 5 км		Всього	> 5 км	
1985	460800	277800	60,30%	419400	271300	64,70%
1990	545300	310000	56,80%	513400	306100	59,60%
1995	316350	104552	33,10%	281983	101242	35,90%
1998	433817	117192	27%	399360	115642	29%
2000	538623	113625	21,10%	502995	112075	22,30%
2001	503027	109300	21,70%	464046	107750	23,20%
2002	532348	119854	22,50%	493047	118304	24%

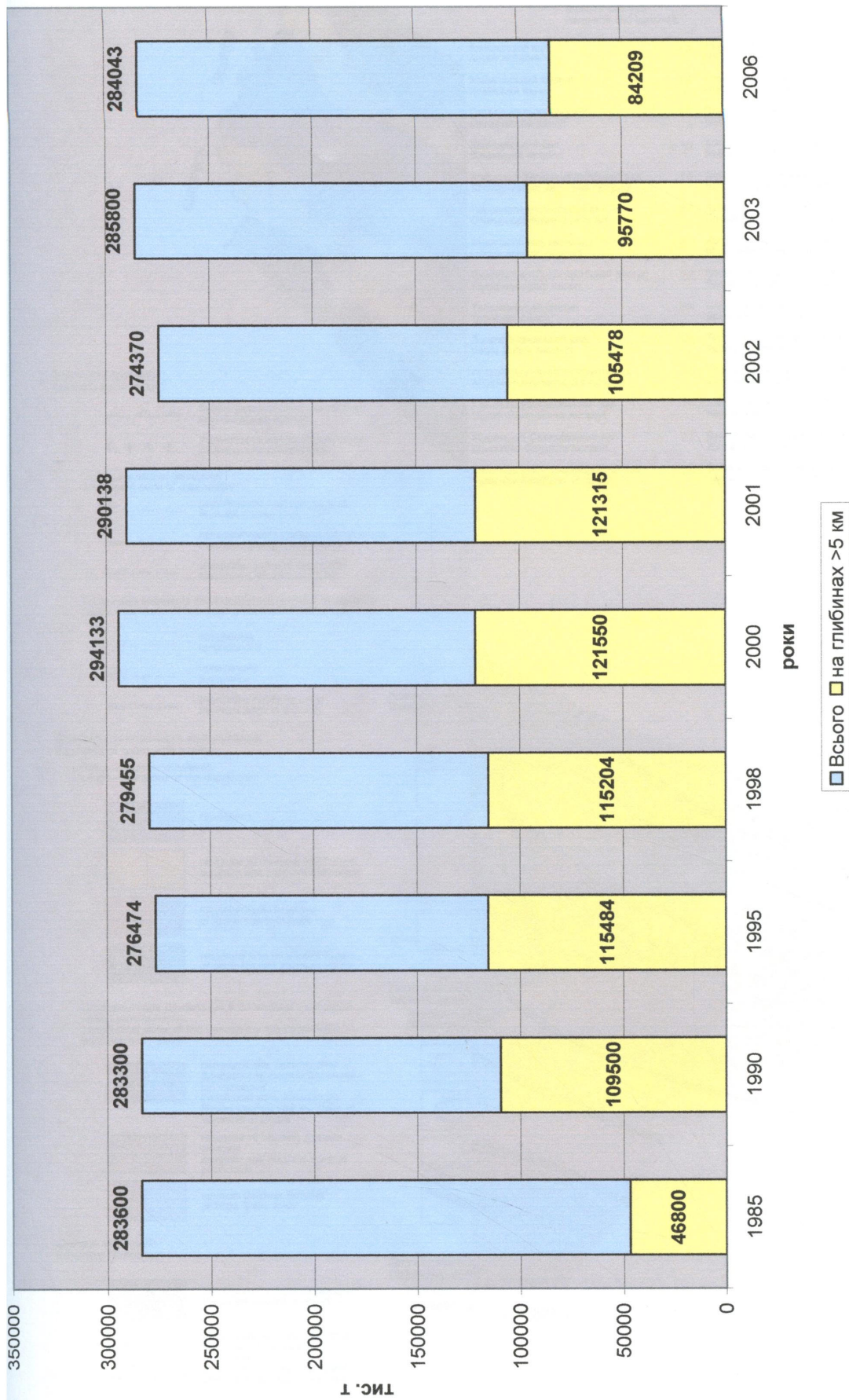


Рис. 1.2 – Розподіл попередньо розвіданих запасів умовного палива категорії С₂ у Східному регіоні по глибинах
 (Склав В.М. Бенько з використанням матеріалів О.Б. Горяйнової, 2008 р.)



Рис. 1.3 – Розподіл перспективних ресурсів умовного палива категорії С₃ у Східному регіоні по глибинах
(Склав В.М. Бенько з використанням матеріалів О.Б. Горайнової, 2008 р.)

РОЗДІЛ 2

ОСНОВНІ РИСИ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА ГЕОТЕКТОНІЧНОГО РОЗВИТКУ

За стратиграфією і літологічним складом нафтогазоносні відклади ДДЗ можна відносити до найбільш повно вивчених. Цей розріз характеризується високою повнотою (присутні всі системи й майже всі відділи від девону до антропогену), великою товщиною, літологічним різноманіттям, що робить його дуже перспективним для подальшого вивчення з точки зору перспектив нафтогазоносності на великих глибинах [71, 72]. Зробимо його короткий огляд, зосередивши увагу на палеозойських товщах, що можуть бути дуже цікавими щодо наявності в них як порід-колекторів, так і порід-покришок.

Девонські відклади виявлені в межах усіх тектонічних зон грабену, розкриті в інтервалі глибин від 0,5 до 5,5 км і залягають безпосередньо на докембрійському фундаменті. Це складнобудований поліфаціальний комплекс вулканогенних, соляних, карбонатних, теригенних сіро- та червоноколірних формацій загальною товщиною до 7,5-8,9 км.

Відклади *кам'яновугільної системи* поширені в усіх тектонічних зонах ДДЗ. На відміну від девонських, товщина кам'яновугільних порід закономірно зростає від бортів до приосьової частини западини і в північно-східному її напрямку, досягаючи за сейсмічними даними 10 км і більше. Утворення турнейського ярусу і нижньовізейського під'ярусу виявлені лише в межах грабену, молодші відклади осадового чохла поширюються і на борти ДДЗ.

Над кам'яновугільними відкладами залягають породи пермського, тріасового, юрського, крейдового, палеогенового, неогенового та четвертинного періодів. Однак, всі вони залягають на глибинах менше 5 км.

Розроблено більше 25 схем тектонічного районування ДДЗ та цілий ряд різноманітних уявлень про її східні та західні межі [73, 74, 75, 76]. У роботі наведені основні риси тектонічного районування за даними Ю.А. Арсірія [71].

Дніпровсько-Донецька западина входить до складу трансконтинентального Сарматсько-Туранського лінеамента, який перетинає Східно-Європейську платформу з південного сходу на північний захід і відділяє Український кристалічний щит від Руської плити.

У складній геологічній історії розвитку Дніпровсько-Донецького рифту можна виділити два основні періоди (цикли). Перший за результатами глибинних геофізичних досліджень припадає на рифей. Рифтова зона цього періоду збереглася донині у вигляді грабену, який простежується від Донбасу на північний захід до лінії Зіньків-Шишаки.

Рифейський цикл був початком прояву інтенсивних тектонічних рухів, що створили найглибший і найскладніший за своєю будовою елемент Східно-Європейської платформи.

У складі другого періоду розвитку виділяються передавлагогенна, авлакогенна, синеклізно-міogeосинклінальна та синеклізна стадії.

Передавлагогенна стадія ($D_2-D_3fr_1$) почалася в ейфельський вік середнього девону після довгої перерви в осадконагромадженні. В цей час на фоні решток рифейського грабена знову виникає смуга прогинання північно-західного напрямку. Одночасно із зануренням території і седиментацією в її межах формувалася система глибинних розломів. Розломи зумовили блокову будову ложа кембрійських утворень.

Авлакогенна стадія ($D_3fr_2-C_1t-v_1$) включає три етапи: девонський, девонсько-кам'яновугільний та кам'яновугільний. Це найактивніша тектонічна стадія, яка відобразилася в мозаїчному характері зміни потужностей окремих товщ, їх літофацій, а також бурхливій вулканічній діяльності на території всієї западини. З'явилися перші ознаки соляного тектогенезу. Наприкінці її остаточно сформувалися крайові розломи.

Синеклізно-міogeосинклінальна стадія (C_1v_2-P) розділяється на три етапи: верхньовізейсько-серпуховський, середньокам'яновугільний та верхньокам'яновугільно-пермський. Відкладам притаманна відносна латеральна літолого-фаціальна витриманість внаслідок їх накопичення в

єдиному Дніпровсько-Донецькому седиментаційному басейні. Максимальні товщини відкладів усіх трьох етапів тяжіють до приосьової зони регіону і в південно-східній його частині сягають за десятикілометрову межу, що вже не вкладається в поняття звичайної платформної структури. За товщиною, а подекуди і за формаційним складом відклади ДДЗ і Донбасу подібні до типових геосинклінальних утворень. В кінці стадії розпочалося розмежування ДДЗ і Донбасу. Саме під час цієї стадії відбулася найсуттєвіша дислокація осадової товщі ДДЗ – з'явилися структури північно-західного напрямку, котрі стали продовженням основних складок Донбасу. Інтенсивно проявлявся галокінез, який досяг максимальної активності в кінці стадії на межі палеозойського і мезозойського періодів.

Остання тріас-четвертинна синеклізна стадія (Т-Q) мала чотири етапи: індсько-норійський, юрський, сеномансько-маастрихтський та кайнозойський. Дислокації цього періоду переважно плікативного типу. Лише в межах активних солянокупольних структур формувалася розгалужена сітка тектонічних порушень.

Відклади кожної з трьох стадій розвитку западини мають характерну будову і власні структурні поверхи. Товщі кожної стадії мають власні межі поширення, тому визначення загальних границь регіону викликає певні труднощі. Між границями ДДЗ і крайовими розломами розташовані відповідно північний і південний борти, а посередині знаходиться головна частина регіону – Дніпровський грабен. Ці тектонічні елементи є структурами ДДЗ першого порядку.

Для бортів характерні невеликі товщини редукованих осадових товщ (максимальні сумарні товщини не перевищують 3-4 км). У тектонічному відношенні вони найменш активні елементи регіону.

У Дніпровському грабені зафіксовані максимальні товщини і найбільша стратиграфічна повнота розрізу всього фанерозою. Висока тектонічна активність зумовела формування структур різного порядку в основному південно-західного орієнтування. Значного поширення набули

складки, пов'язані з галокінезом. Будова осадового чохла грабена характеризується поздовжньою і поперечною зональністю.

Вздовж грабена виділяються північна та південна прибортові і між ними приосьова зони, які віднесені до структур другого порядку. Прибортові частини представлені монокліналями, що нахилені під кутом від 1 до 60°. Прибортові зони відзначаються максимальною тектонічною активністю на протязі всієї історії формування регіону. Їм властиві стрімке збільшення товщини відкладів у напрямку приосьової зони, суттєва порушеність докембрійського ложа диз'юнктивами різної амплітуди, активна блокова тектоніка. Приосьова зона - це найзануреніша частина грабена, де зафіксовані максимальні товщини всього розрізу фанерозою. Для неї характерні найбільші масиви соляних утворень, великі розміри структур низьких порядків. Загальна товщина відкладів на південному сході зони за даними сейсмічних досліджень перевищує 18 км.

За даними сесморозвідки поперек грабену виділяються:

- північно-західна центрикліналь з мозаїчним розташуванням комплексів порід різних стадій розвитку регіону і дрібноблоковою структурою докембрійського фундаменту;

- центр грабена з переважним поширенням домінант синеклізно-міogeосинклінальної стадії і жолобоподібною будовою кристалічного ложа, у межах якого відклади різного віку занурюються в напрямку приосьової зони та з північного заходу на південний схід; цей район розділяється на дві частини: північно-західну, де в прибортових зонах зустрічаються комплекси інших стадій, та південно-східну з переважним поширенням верхньовізейсько-серпуховського комплексу як в прибортових, так і в приосьових зонах;

- південно-східна центрикліналь, де в напрямку Донбасу на фоні домінуючого верхньовізейсько-серпуховського комплексу починають поступово з'являтися відклади синеклізної стадії.

Особливе місце в регіоні займає зона надрозломних структур, яка знаходиться на продовженні південної прибортової зони в межах південно-східної центрикліналі Дніпровського грабена.

У межах грабену встановлені структури третього порядку: вали, виступи, сідловини, структурні затоки, депресії, котловини, мульди.

Локальні підняття, або структури четвертого порядку, це брахіантикліналі, зрідка - куполи, а ще рідше – антикліналі. Багатостадійний розвиток западини, наявність трьох соленосних товщ, вулканічна діяльність, блокова тектоніка та значна дислокованість відкладів зумовили суттєву диференціацію будови локальних структур. Серед них є наскрізні і поховані, вторинні і залишкові, конседиментаційні та постседиментаційні. Багато структур четвертого порядку тією чи іншою мірою ускладнені соляним тектогенезом. Формування соляних піднять супроводжується утворенням специфічних систем диз'юнктивних порушень (грабенів просідання, радіальних скидів, просідання приштокових блоків по незгідних кільцевих або сегментних скидах і т.п.).

Таким чином, у даній роботі предметом вивчення є площа, до якої входить частина північно-західного центру грабена, південно-східна частина центру грабена та частина південно-східної центрикліналі (рис. 2.1). Сюди входять такі позитивні структури третього порядку - виступи та вали: Новотроїцький, Охтирський, Малосорочинсько-Радченківський, Солохівсько-Диканський, Чутівсько-Розпашнівський, Хрестищенсько-Єфремівський, Соснівсько-Біляєвський, Співаківсько-Червонооскольський, Волвенківсько-Дружківський і депресії – Жданівська, Миргородська, Шилівська, Грушенківська, Степківська, Гусарівська, Григорівська. Слід відмітити, що перспективними для прогнозу розвитку глибокозалягаючих зон нафтогазоносності визначені не тільки підняття, а й схили депресій – Гусарівської, Григорівської а також Кубашівського прогину.

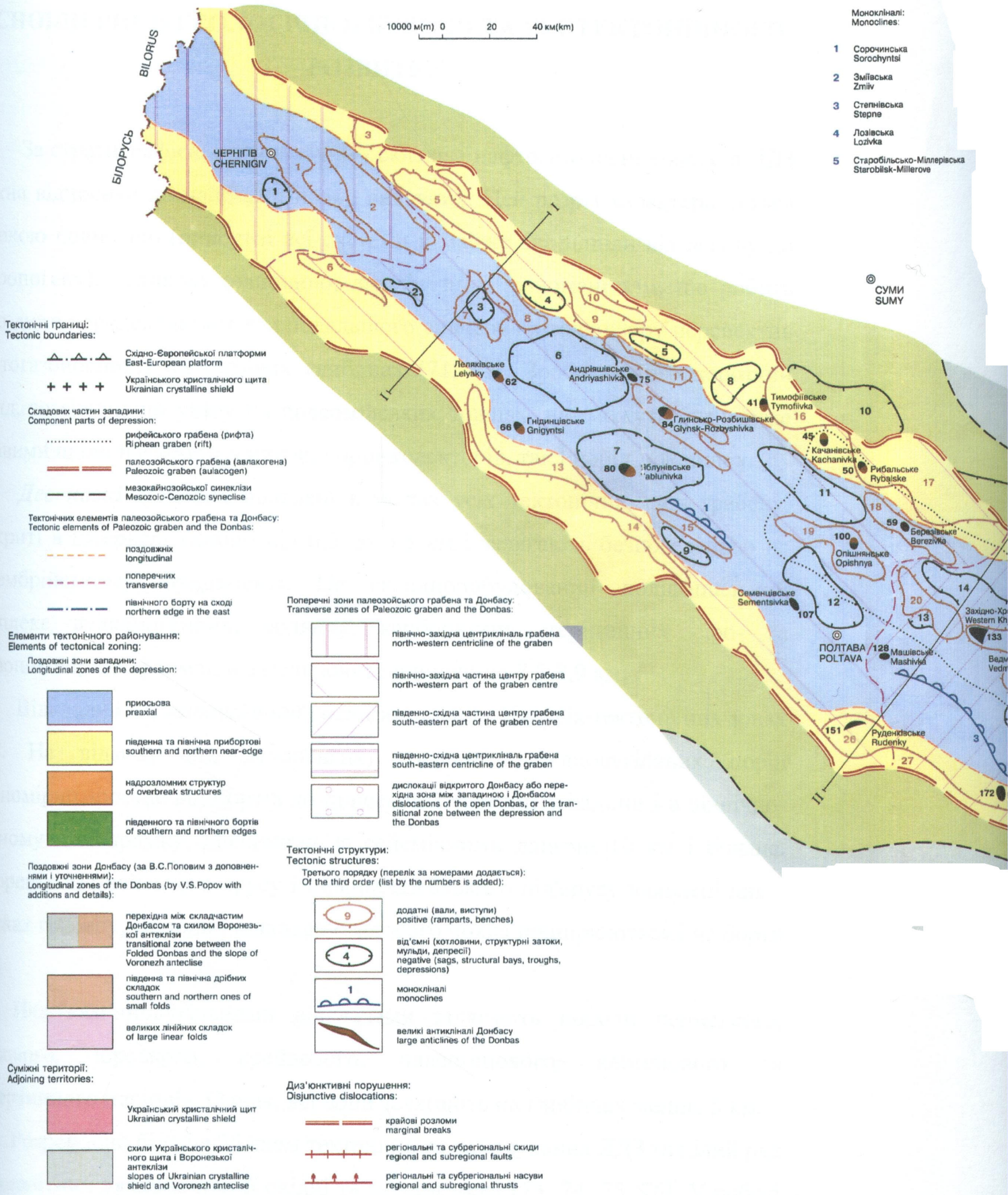


Рис. 2.1 – Карта тектонічного районування

лінії:
lines:

чинська
zhynitsi

ська

ніська

те

ська

ка

обільсько-Міллерівська
bisk-Millerove

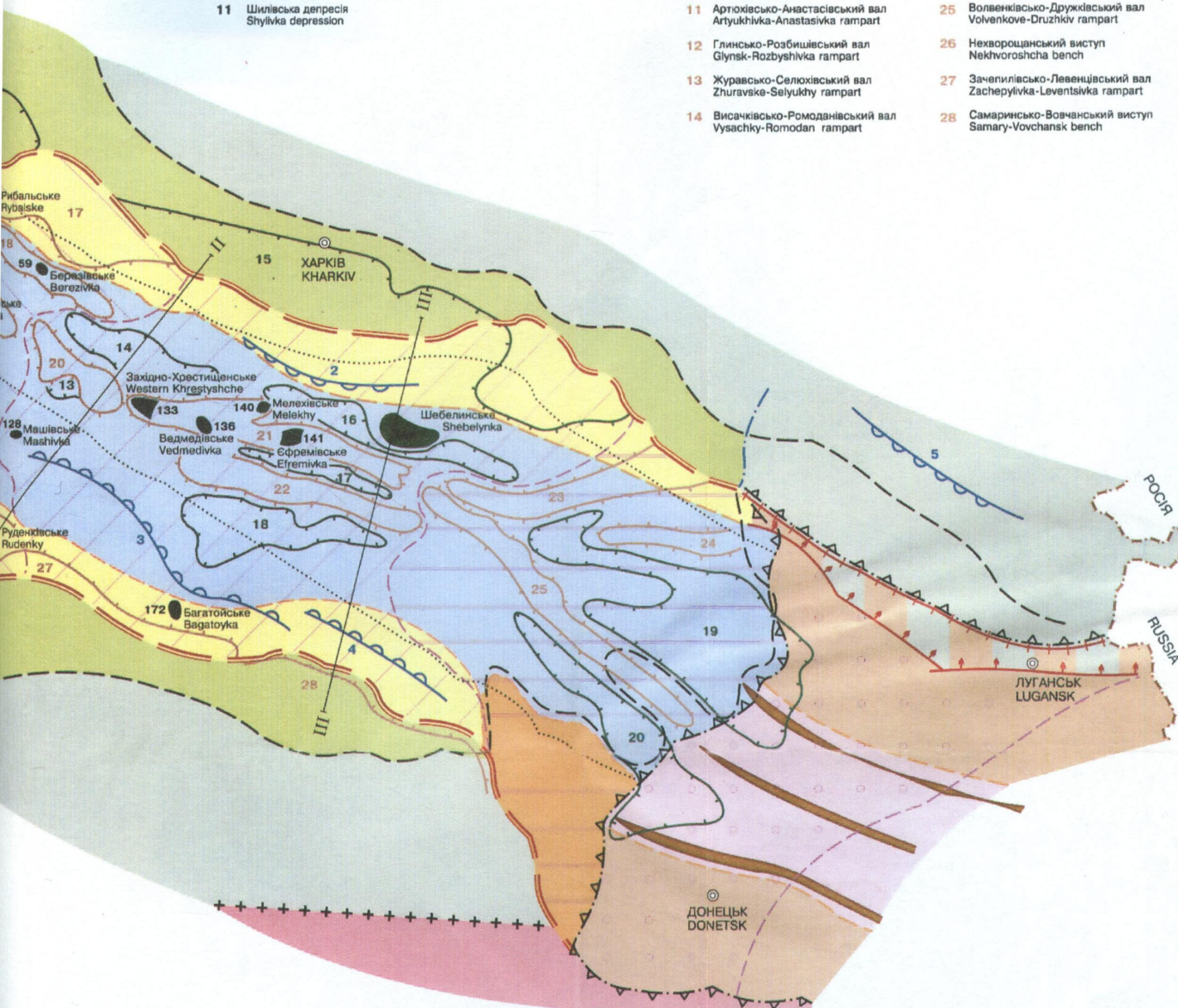
СУМИ
SUMY

Депресії, мульди, котловини, структурні затоки:
Depressions, troughs, sags, structural bays:

- | | |
|---|---|
| 1 Скоринівська депресія
Skorynats depression | 12 Кротенківська депресія
Krotenky depression |
| 2 Ніжинська мульда
Nizhyn trough | 13 Максимівська мульда
Maksymivka trough |
| 3 Гузівська мульда
Guzhivka trough | 14 Степнівська депресія
Stepne depression |
| 4 Дмитрівська мульда
Dmytrivka trough | 15 Харківська затока
Kharkiv structural bay |
| 5 Бобрицька мульда
Bobyryk trough | 16 Гусарівська депресія
Gusarivka depression |
| 6 Срібнянська депресія
Sribne depression | 17 Грушувська мульда
Grushyne trough |
| 7 Жданівська депресія
Zhdaniv depression | 18 Григорівська депресія
Grygorivka depression |
| 8 Синівська мульда
Synivka trough | 19 Бахмутська котловина
Bakhmut sag |
| 9 Миргородська депресія
Myrhorod depression | 20 Кальміус-Торецька котловина
Kalmiys-Toretsk sag |
| 10 Лебединська затока
Lebedyn structural bay | |
| 11 Шилівська депресія
Shyivka depression | |

Вали та виступи:
Ramparts and benches:

- | | |
|---|---|
| 1 Анисівський вал
Anysiv rampart | 15 Малосорочинсько-Радченківський вал
Mali Sorochyntsi-Radchenky rampart |
| 2 Кошелівський виступ
Koshelivka bench | 16 Новотроїцький виступ
Novotroitske bench |
| 3 Городищенський виступ
Gorodyshe bench | 17 Октирський виступ
Okhtyrka bench |
| 4 Кіншевський вал
Kinshhevsk rampart | 18 Котлівсько-Березівський вал
Kotivka-Berezivka rampart |
| 5 Холмсько-Великозагорівський вал
Kholmly-Velyka Zagorivka rampart | 19 Солохівсько-Диканський вал
Solokha-Dykanka rampart |
| 6 Червонопартизанський вал
Chervonopartyzansk rampart | 20 Чугівсько-Розпашнівський вал
Chutove-Rozpashne rampart |
| 7 Ічнянський кільцевий вал
Ichynya annular rampart | 21 Хрещищенсько-Ефреміївський вал
Khrystyshche-Efremivka rampart |
| 8 Плисківсько-Лисогорський виступ
Plysky-Lysogory bench | 22 Соснівсько-Білівський вал
Sosnivka-Bilyivka rampart |
| 9 Талалаївський виступ
Talalaivka bench | 23 Співківсько-Червонооскольський вал
Spivkivka-Chervony Oskol rampart |
| 10 Великобубнівський вал
Velyki Bubny rampart | 24 Торсько-Дробишівський вал
Torsk-Drobysheve rampart |
| 11 Артюхівсько-Анастасівський вал
Artyukhivka-Anastasivka rampart | 25 Волненківсько-Дружківський вал
Volnenkove-Druzhkiv rampart |
| 12 Глинсько-Розбишівський вал
Glynsk-Rozbyshivka rampart | 26 Нехворощанський виступ
Nekhvorooshcha bench |
| 13 Журавсько-Селюхівський вал
Zhuravsky-Selyukhy rampart | 27 Зачепилівсько-Левенцівський вал
Zachepylivka-Leventsivka rampart |
| 14 Висачківсько-Ромоданівський вал
Vysachky-Romodan rampart | 28 Самаринсько-Вовчанський виступ
Samary-Vovchansk bench |



Тектонічне районування за Ю.О. Арсірієм та О.К. Ципком

РОЗДІЛ 3

НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ОСАДОВИХ КОМПЛЕКСІВ

Згідно особливостей геологічної будови, продуктивності нафтогазоносних покладів, фазового стану вуглеводнів тощо, вся площа ДДЗ поділена на нафтогазоносні райони. Всього виділено 15 районів, з яких 8 розташовані на території досліджень, а саме – Талалаївсько-Рибальський, Антонівсько-Білоцерківський, Глинсько-Солохівський та Руденківсько-Пролетерській нафтогазоносні, Рябухінсько-Північно-Голубівський газонафтоносний, Машівсько-Шебелинський та Співаківський газонаосні і Жовтнево-Лозівський перспективний райони [71]. Це районування використане дисертантом як у процесі розгляду вже відкритих покладів, так і під час визначення перспективних зон.

Продуктивні комплекси ДДЗ є предметом детального вивчення багатьох дослідників, систематичний огляд яких зроблений в атласі [71] та інших джерелах [77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84]. Вони виділяються за нафтогазонасиченням та екрануючими товщинами розрізу. При цьому береться до уваги також особливість їх латерального поширення. На рівні глибин 5 км і глибше розповсюджені такі комплекси: девонський, турнейський, нижньовізейський, верхньовізейсько-серпуховський, середньо- та верхньокам'яновугільний.

Розглядаючи нафтогазоносні комплекси, в першу чергу наводяться приклади глибокозалягаючих продуктивних покладів (глибше 5 км). При відсутності таких розглядалися менш занурені поклади, під якими можуть бути відкриті продуктивні комплекси на великих глибинах.

Досліджуючи нафтогазоносні комплекси автором використані геологічні карти Дніпровсько-Донецької западини на зрізах -5000 м та -6000 м, що складені у 2007 р. Д.К. Цупко, Ю.О. Арсірієм та інш. (рис. 3.1, 3.2).

На зрізі -5000 м ДДЗ являє собою досить вузьку (70-100 км), орієнтовану в північно-західному напрямку занурену зону. Найбільш прогнута її частина приходить на район Краснограда і картується по виходах на рівень -5000 м верхньокам'яновугільних відкладів.

3.1 Девонський нафтогазоносний комплекс

На території досліджень поширений на північній та південній прибортових зонах, де він виходить на поверхню -5000 м у вигляді протяжних вузьких смуг та займає площу близько 4180 км².

На карті зрізу -6000 м площа його поширення в межах території досліджень складає близько 5700 км².

За літологічними особливостями розріз девону складається з п'яти товщ: підсольової, нижньої соленосної, міжсольової, верхньої соленосної і надсольової. З цими товщами пов'язана частина прогнозних запасів нафти і газу Дніпровсько-Донецької западини.

Підсольова товща розглядається в обсязі ейфельського і живетського ярусів середнього девону, франського ярусу верхнього девону. У літологічному відношенні вона представлена пісковиками, алевролітами, вапняками, мергелями, доломітами і широким набором ефузивних і пірокластичних порід.

Пісковики польовошпатово-кварцового або кварцового складу, нерідко різнозернисті до гравелітів, особливо в прибортових зонах западини і на її бортах. Відкрита пористість їх складає 2-12 % [77].

Відкрита пористість карбонатних і глинисто-карбонатних порід підсольової товщі зазвичай складає 5-6, рідко досягаючи 10%, проникність в матриці - $0,01 \cdot 10^{-15}$ м². Вапняки і доломіти в значній мірі тріщинуваті [77].

Ефузивні і пірокластичні породи переважно щільні і характеризуються низькими колекторськими властивостями.

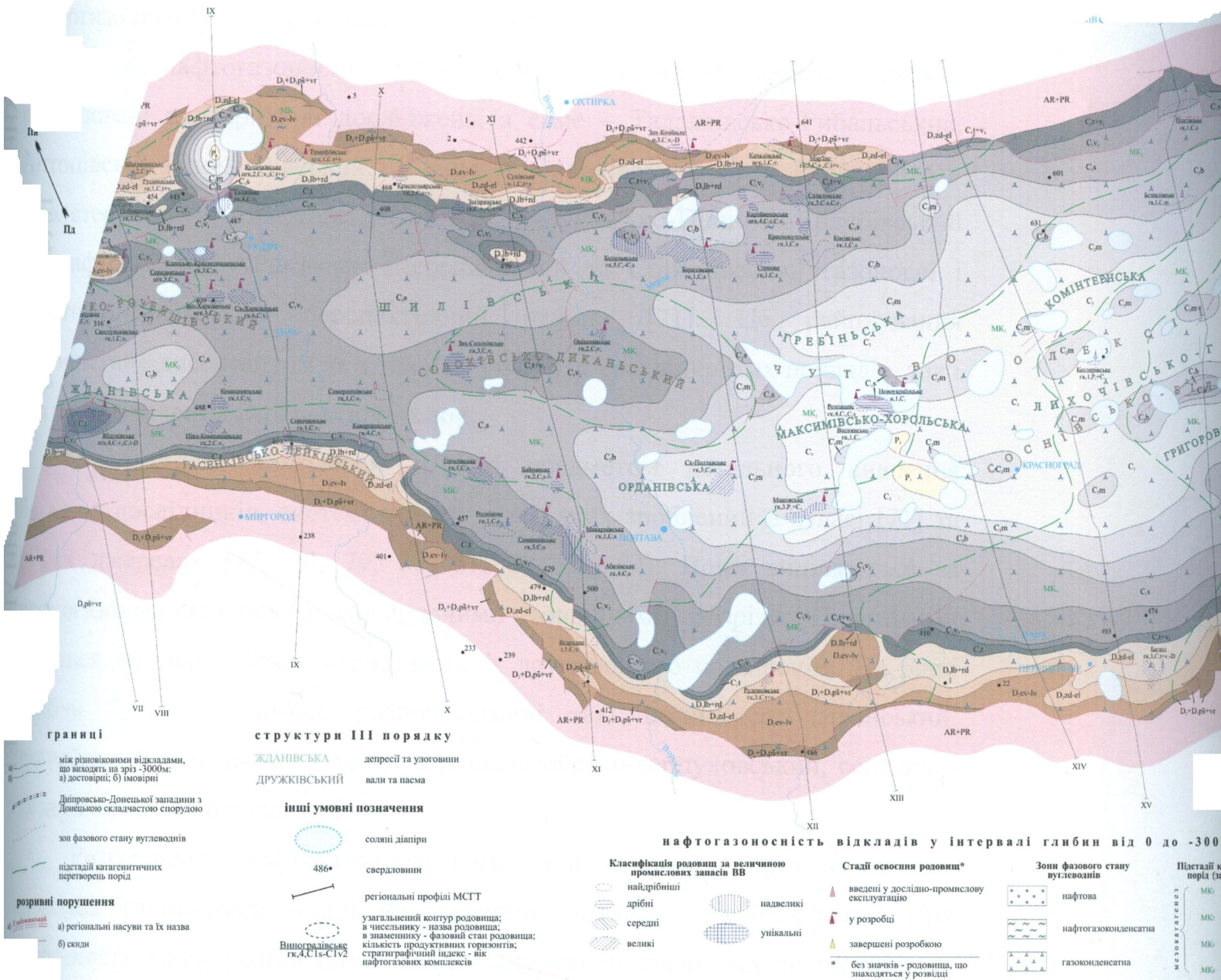
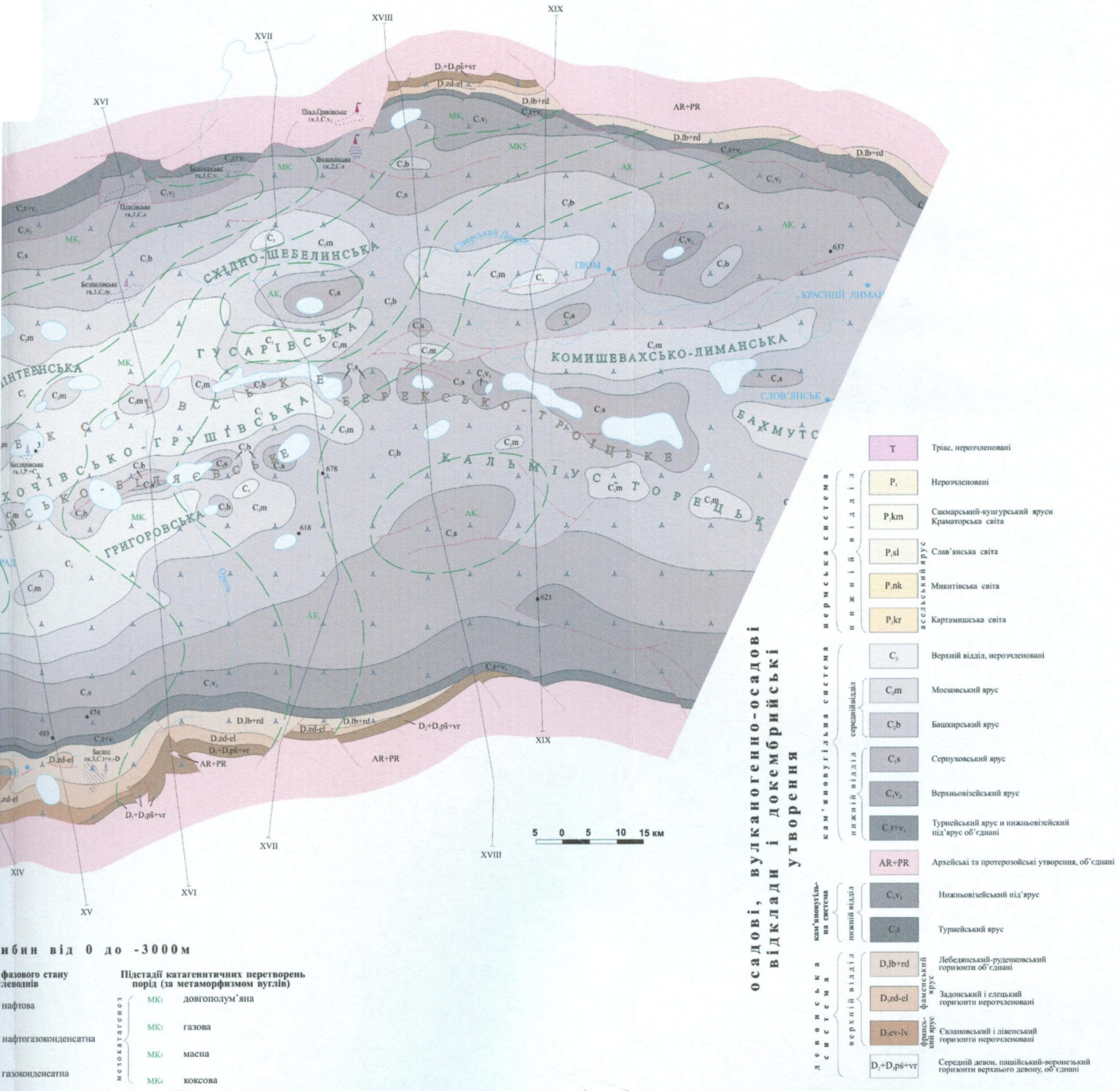


Рис. 3.1 – Геологічна карта центральної та південно-східної частини Дні (Склали: О.К. Ципко, Ю.О. Арсірій, А.Б. Холодних, В.М. М)



Глибини від 0 до -3000 м

фазового стану левовин	Підстаді катагенетичних перетворень порід (за метаморфізмом вуглів)
нафтова	МКі довгопопулярна
нафтогазоконденсатна	МКі газова
газоконденсатна	МКі масна
	МКі коксова

осадові, вулканогенно-осадові відклади і докембрійські утворення

T	Триаc, нерозчленовані
P ₁	Нерозчленовані
P _{km}	Саварський-кугурський яруси Кримогорська свита
P _{sl}	Слав'янська свита
P _{nk}	Микитинська свита
P _{kr}	Картагінська свита
C ₁	Верхній відділ, нерозчленовані
C _m	Московський ярус
C _h	Башкирський ярус
C _s	Серпуховський ярус
C _{v1}	Верхньонізейський ярус
C _{v2}	Турнейський ярус і нижньонізейський під'ярус об'єднані
AR+PR	Архейські та протерозойські утворення, об'єднані
C _{v3}	Нижньонізейський під'ярус
C _t	Турнейський ярус
D _{lb+rd}	Лебедянський-руденівський горизонти об'єднані
D _{zd-cl}	Задонський і слесийський горизонти нерозчленовані
D _{ev-lv}	Сіланівський і ліпівський горизонти нерозчленовані
D _{2+D_{ps}+vr}	Середній девон, пашійський-аргонський горизонти верхнього девону, об'єднані

...ї частини Дніпровсько-Донецької западини на зрізі -5000 м ... (Мішкова, К.К. Філюшкін, 2007 р.)

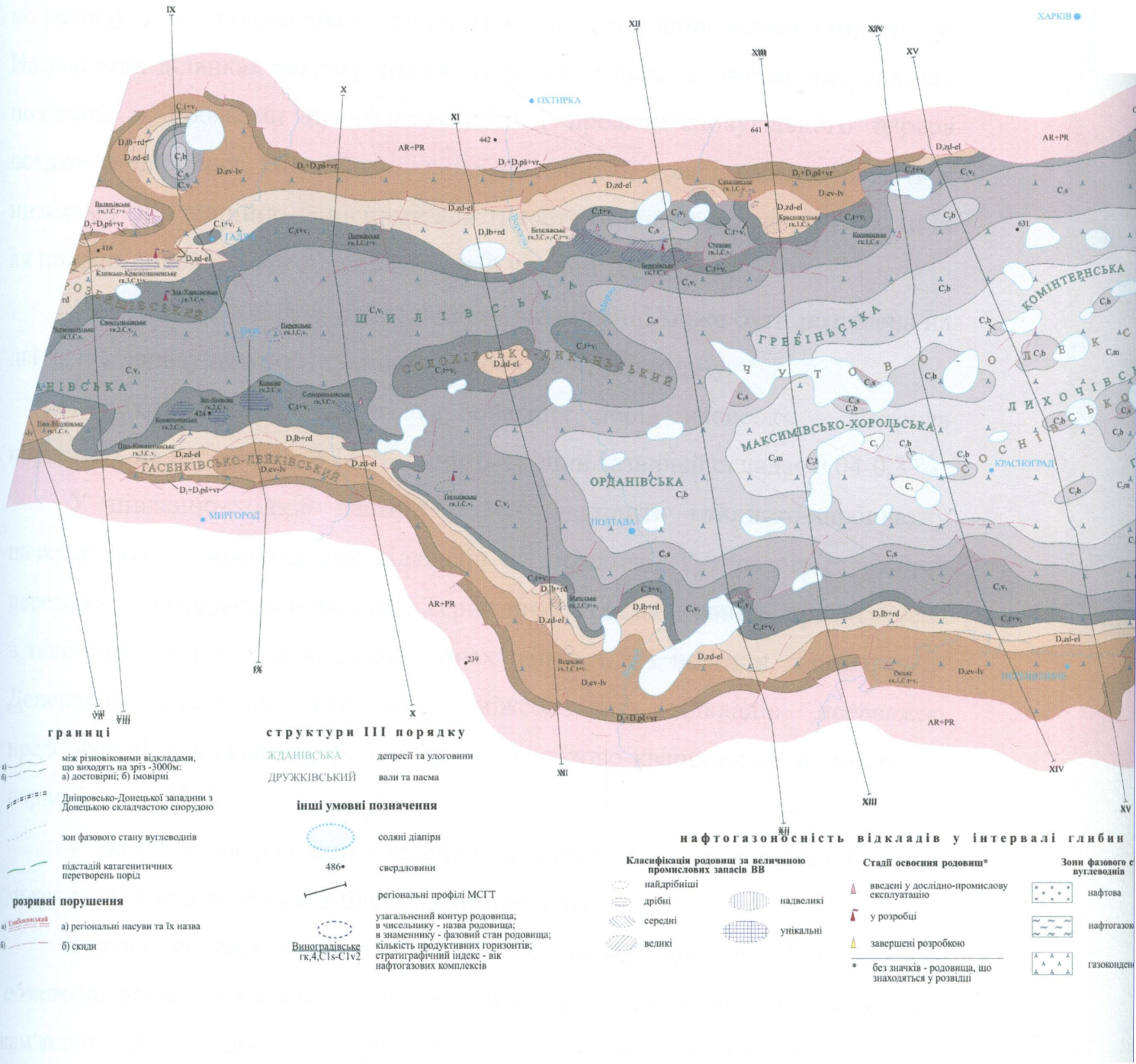


Рис. 3.2 – Геологічна карта центральної та південно-східної частини України
(Склали: О.К. Ципко, Ю.О. Арсірій, А.Б. Холодних, ...)

Наявність нафти і газу в розрізі підсольового девону в першу чергу пов'язується з різними типами карбонатних резервуарів.

Нижня соленосна товща в ДДЗ є різновіковою. В одних випадках вона об'єднує евлановський і лівенський горизонти, а в інших - опускається нижче по розрізу, захоплюючи значну за об'ємом частину воронежського горизонту. На окремих ділянках регіону нижня соленосна товща повністю відсутня, що пов'язано з проявами предфаменського і предкам'яновугільного перерв осадконакопичення. Відклади нижньої соленосної товщі характеризуються низькими фільтраційно-ємнісними властивостями, що дозволяє розглядати їх як породи-покришки, особливо в осьовій частині ДДЗ.

Міжсольова товща в літологічному відношенні може бути розділена на дві пачки (знизу догори): глинисто-карбонатну і теригенну.

Колекторські властивості карбонатних порід невисокі – відкрита пористість не перевищує 8-11 %, ємність тріщин зазвичай складає 0,04-0,3 %.

У південно-східній частині регіону виділити глинисто-карбонатну пачку в розрізі міжсольових відкладів не можливо. Тут розріз складений переважно уламковими породами. Теригенна пачка найповніше представлена в північній і південній крайових зонах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. Пісковики міжсольових відкладів переважно представлені аркозовими, рідше польовошпатово-кварцовими відмінами з пористістю 5-27 %.

У розрізах свердловин південної крайової зони в теригенній пачці міжсольових відкладень відмічені нафтопроявлення.

Верхня соленосна товща в Дніпровсько-Донецькій западині має обмежене розповсюдження. У літологічному відношенні вона представлена кам'яною сіллю або її сульфатно-теригенними аналогами. Останні характеризуються низькими фільтраційно-ємнісними властивостями: пористість 3-7 %, проникність не більше $3\cdot 5\cdot 10^{-15}$ м². Це дає підставу розглядати верхню соленосну товщу як покришку.

Надсольова товща представлена червоноколірними теригенними

утвореннями, які в окремих ділянках западини частково або повністю заміщуються ефузивними і пірокластичними породами.

Пісковики надсольової товщі поліміктові, дрібнозернисті, середньо- і різнозернисті, глинисті, мають пористість 10-18 % і низьку проникність - до $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Більша частина пісковиків надсольової товщі практично непроникна.

Прикладом глибокозалягаючих продуктивних горизонтів є озерсько-хованські відклади Яблунівського НГКР (рис. 3.3, 3.4). За промисловою індексацією вони віднесені до горизонту C_{1t+D} , але за думкою науковців УкрНДІгазу (Ілюхіна, Коломієць), ці відклади треба відносити не до турнейського ярусу, а до озерсько-хованських відкладів фаменського ярусу верхнього девону, так як турнейські відклади на родовищі – це відклади «турне А». В розрізі цього покладу виділяється декілька пачок - горизонти D-a, D-3b, D-3c, D-3d та D-7.

Горизонт D-3a розташований в покрівлі озерсько-хованських відкладів, розвинених майже на всій площі. Розкритий в інтервалі глибин 4594-5050 м, товщина змінюється від 24 до 86,4 м. Представлений різнозернистими кварц-польовошпатовими пісковиками. Колекторські властивості порід високі – відкрита пористість досягає 24,4%, проникність - до $1676 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, початкова газонасиченість – 78-95 %.

Горизонт D-3b представлений пісковиками і дрібногалечними конгломератами та гравелітами з уламками карбонатизованих туфів. Залягає повсюдно на глибинах від 4679 м до 5105 м, загальна його товщина складає 23-61 м. Має високі колекторські властивості – пористість 7-22 %, початкова газонасиченість – 61-98 %. Ефективна товщина складає від 1,8 до 27,6 м.

Горизонт D-3c має значно меншу площу газонасиченості. Залягає в середній частині озерсько-хованських відкладів. Представлений кварц-польовошпатовими пісковиками з хлоритово-серицитовим цементом. Має повсюдне розповсюдження на глибинах 4702-5106 м, загальна товщина складає 10-59 м, пористість – 6-23 %, газонасиченість – 60-93 %.

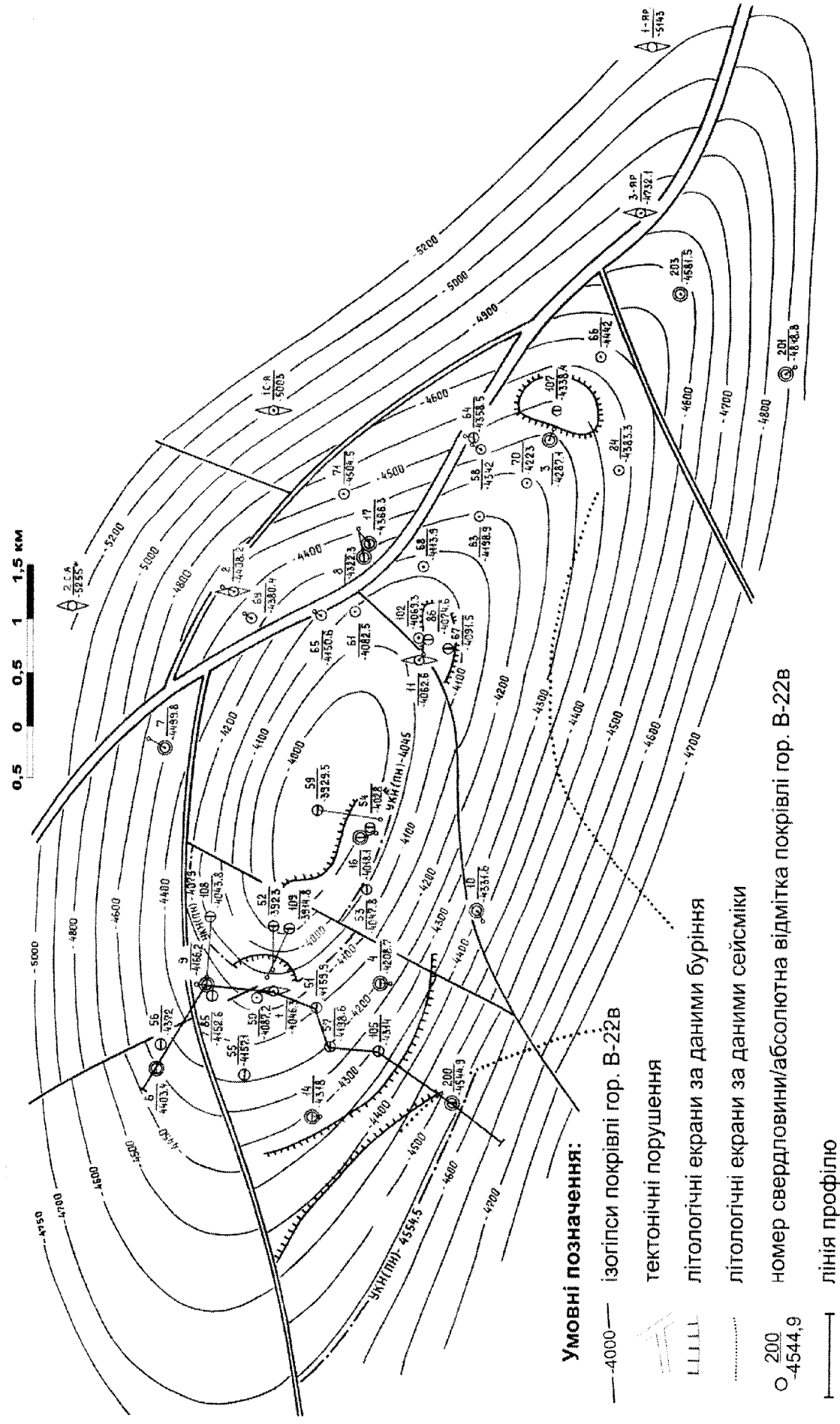


Рис.3.3 – Яблунівське НГКР. Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-22в (С_{1V1})

(Склали: В.М. Бенько, О.С. Тхоржевський, 2008 р.)

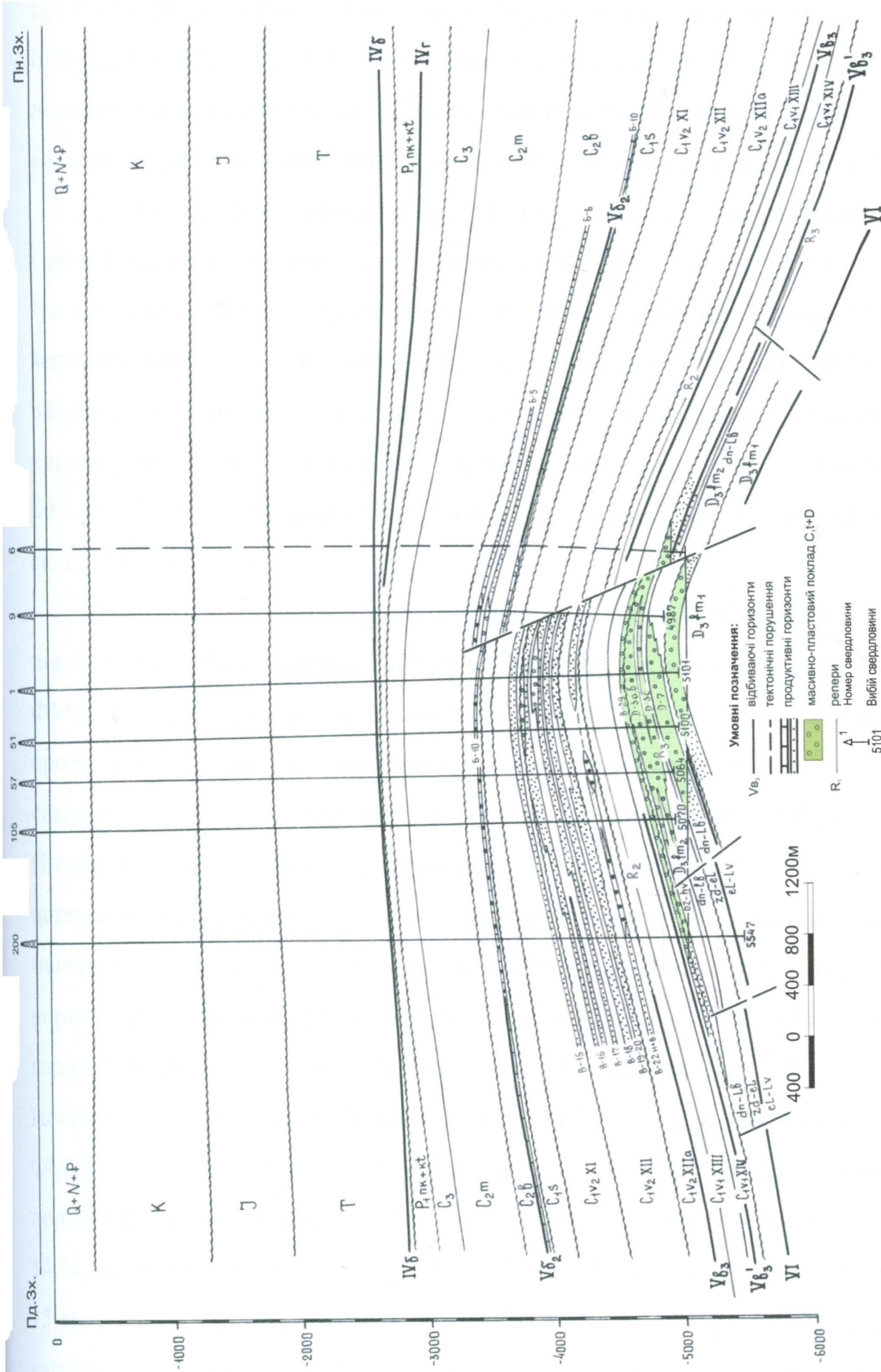


Рис.3.4 – Яблунівське НГКР. Геологічний розріз по лінії свердловин 200-105-57-51-1-9-6

(Склали: В.М. Бенко, О.С. Тхоржевський, 2008 р.)

Горизонт D-3d залягає в підшві озерсько-хованських відкладів, представлений кварцовими крупнозернистими пісковиками. Залягає в інтервалі глибин 4837-5213 м, загальна товщин складає 3-16 м. Горизонт літологічно невитриманий. Відкрита пористість визначена по одному зразку середньозернистого пісковика і складає 6,2 %, газопроникність $1,72 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Горизонт D-7 входить до складу данково-лебедянських відкладів. Представлений пісковиками різнозернистими до грубозернистих та гравелітових, часто з туфогеним матеріалом. Залягає в інтервалі 4810-5089 м, загальна товщина – 40-169 м. Пористість змінюється від 3-8 % (глинисті вапняки та туфогенні пісковики) до 9-19% (терригенні колектори). При випробуванні цих горизонтів отримані припливи газу дебітом близько 50 тис. м³/добу, а з горизонту D-3а в свердловині 55 абсолютно вільний дебіт склав 1000 тис. м³/добу.

Другим прикладом продуктивності девонських відкладів на глибинах понад 5 км є Валюхівське ГКР (рис. 3.5, 3.6), на якому горизонти ФМ-1 та ФМ-2 являють собою найпотужнішу піщану пачку з усіх терригенних тіл продуктивного розрізу родовища і простежуються по всіх пробурених свердловинах. Представлені пісковиками, алевролітами, туфоалевролітами. Пісковики дрібно- та середньозернисті, кварцові міцні, з поліміктовим цементом, малопотужні (2-7 м), морського генезису. За дослідженнями керну мають пористість - до 15,9 %, проникність – до 105,54 мкм². За даними ГДС пористість становить 23 %, нафтогазонасиченість – 97%. Загальна товщина горизонту змінюється від 9м до 67 м, ефективна - від 1,8 м до 16,4 м. Покрівля горизонту залягає на глибині 5317-5422 м. Колекторами горизонту ФМ-2 є пісковики середньозернисті, грубозернисті, кварцові з полімінеральним цементом. За даними ГДС пористість пісковиків сягає до 14 %, нафтогазонасиченість – 94 % . Загальна товщина горизонту ФМ-2 від 15 м до 42 м, ефективна від 1,2 м до 26,8 м . Покрівля горизонту залягає на глибині 5316-5462 м. Продуктивність горизонтів доведена результатами випробування практично у всіх свердловинах. Дебіти газу у свердловинах із

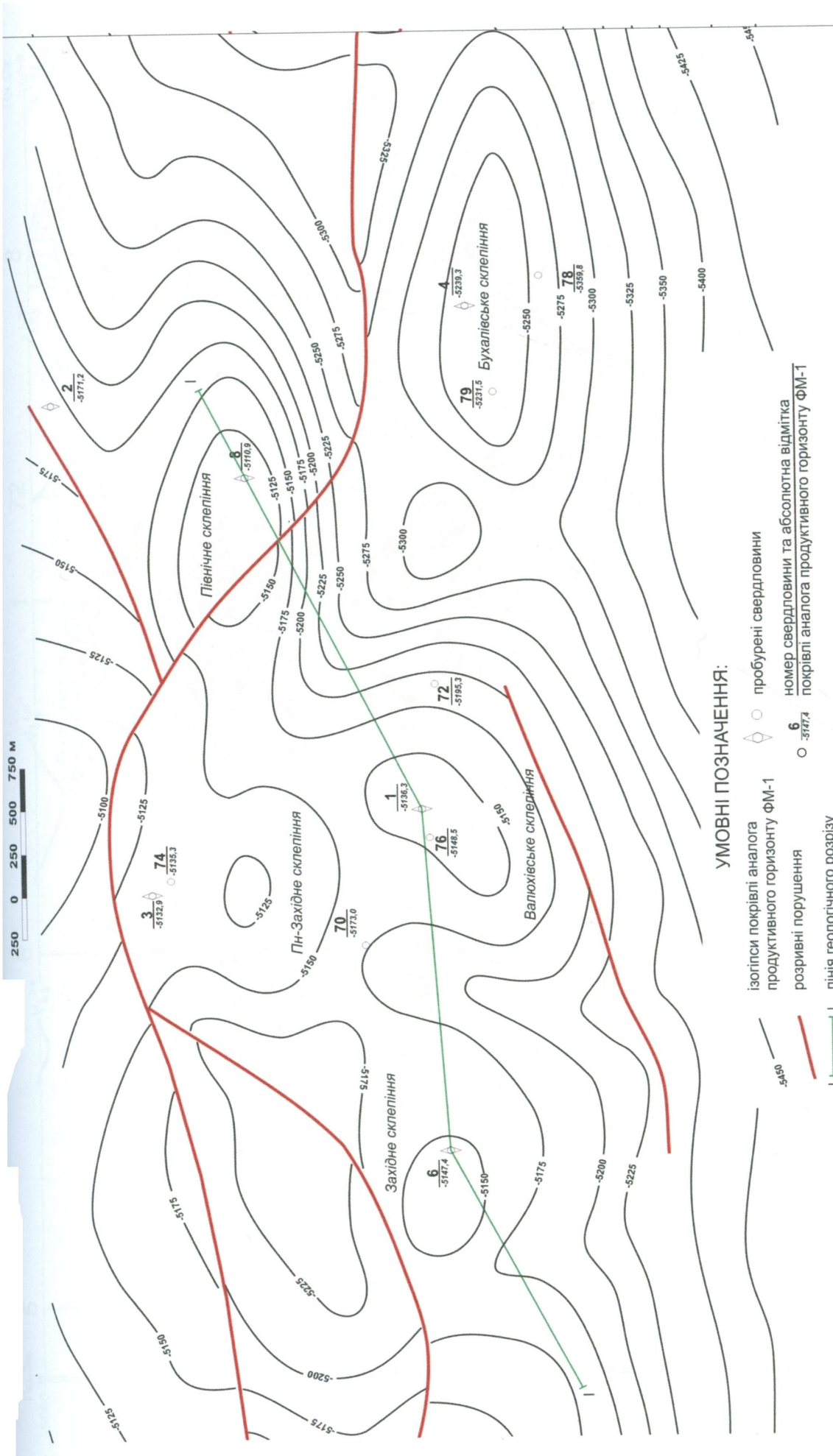


Рис. 3.5 – Валухівське ГКР. Структурна карта покривлі аналога продуктивного горизонту ФМ-1 (Склали: В.М. Бенько, О.С. Тхоржевський, 2007 р.)

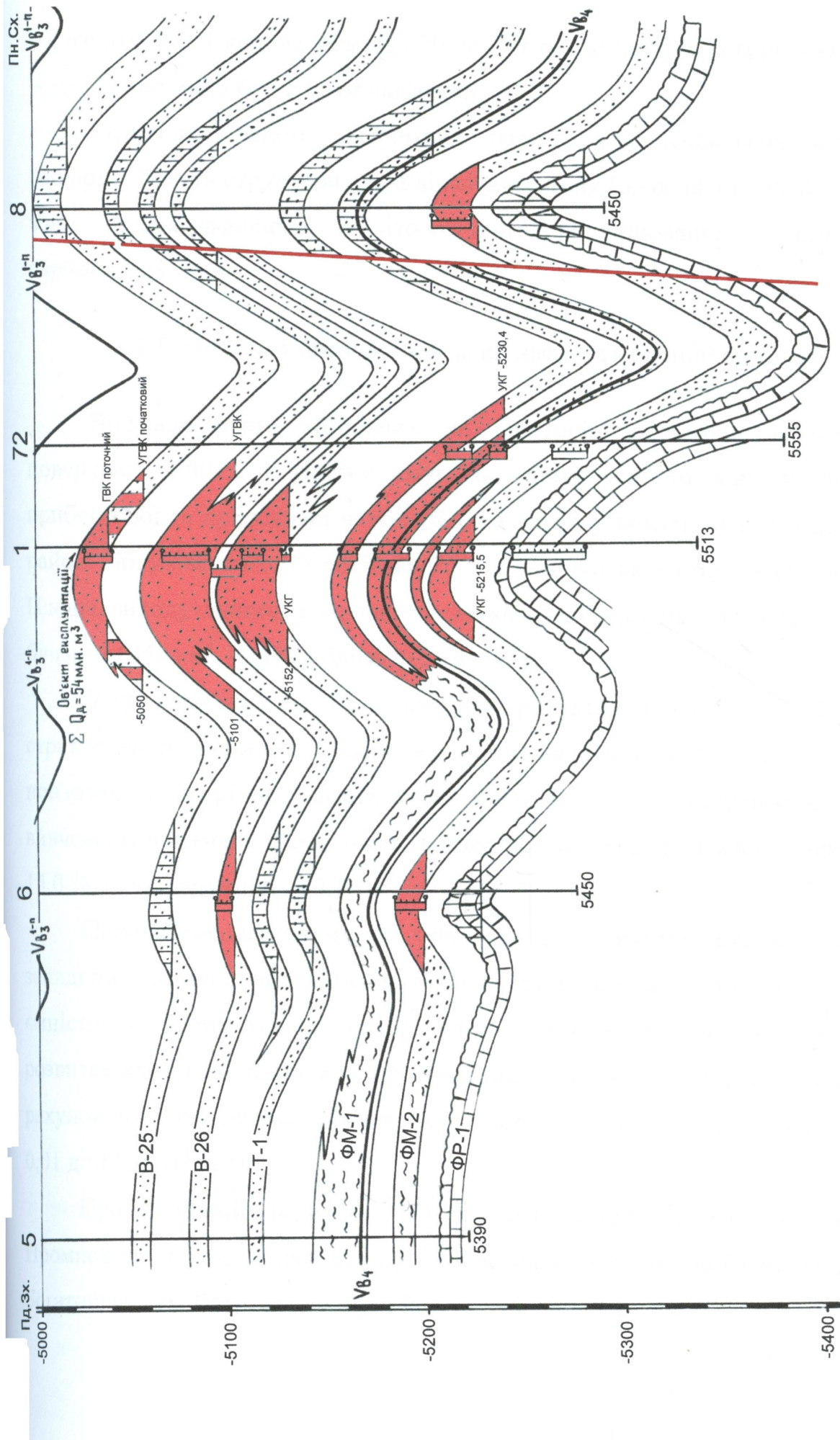


Рис. 3.6 – Валухівське ГКР. Схематичний геологічний розріз по лінії I-I
(Склали: В.М. Бенко, О.С. Тхоржевський, 2007 р.)

горизонту ФМ-1 коливались від 220 до 300 тис. м³/добу, а із горизонту ФМ-2 – до 127 тис. м³/добу на 6 мм діафрагмі.

Основним типом прогнозних пасток для девонських відкладів, імовірно, будуть структури антиклінального типу (брахіантикліналі), а також зони стратиграфічного і літологічного виклинювання теригенних і карбонатних порід.

3.2 Турнейсько-нижньовізейський нафтогазоносний комплекс

Відклади цього комплексу на території досліджень виходять на поверхню -5000 м у вигляді смуг, які приурочені до зони зчленування прибортової та приосьової частин ДДЗ, а також у вигляді невеликих плям в районі Яблунівського, Солохівського та Опішнянського родовищ (рис. 3.1). Площа виходу даного комплексу в межах території на поверхню -5000 м близько 1850 км², -6000 м близько 2180 км².

У турнейському ярусі виявлено два продуктивних горизонти - Т-1 і Т-2, стратиграфічна прив'язка яких не отримала однозначного рішення, що пов'язано з їх різкою фаціальною мінливістю і недостатнім ступенем вивченості в регіональному плані. Пісковики та алевроліти мають пористість 14,0 %, газопроникність $80,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ [77].

Породами-колекторами в турнейських відкладах східної частини западини є вапняки, доломітизовані вапняки і доломіти. Основною корисною ємністю в даному типі колектора служать вторинні пори вилуговування, розвиток яких відбувається як по первинних, так і у новоутворених порах за рахунок процесів тріщинуватості. Пористість від 2 до 11,6 %, проникність від 0,01 до $10,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ [77].

Продуктивний горизонт Т-1 містить значні запаси вуглеводнів. Промислові припливи нафти, газу і конденсату отримані на Солоховському, Богатойському, Валюхівському, Мачухському родовищах.

На Богатойському родовищі породи-колектори представлені зернистими пористими доломітами, для яких характерним є наявність хаверн. Під час випробування параметричної свердловини 403 з інтервалу 4450-4557 м отримано приплив газу 161,9 тис. м³/добу.

На Валюхівському родовищі (рис. 3.5, 3.6) продуктивний горизонт Т-1 мінливий за літофаціальною характеристикою. Простежується майже по всій площі. Складений пісковиками, аргілітами, алевролітами, туфами. Колекторами горизонту є пісковики кварцові з полімінеральним цементом, дрібно-середньозернисті з пористістю за керном 5,6-10,6 % та проникністю до $59,65 \cdot 10^{-15}$ м². Загальна товщина горизонту змінюється в діапазоні від 22 до 75 м, ефективна – 1,2-8,4 м (св. 4). Промисловий приплив газу отримано у св. 1 та 4 – відповідно 201 та 27 тис. м³/добу на 6 мм діафрагмі.

Нижньовізейські відклади (XIV і XIII мікрофауністичні горизонти) складені переважно біоморфно-детритусовими вапняками, товщина яких у північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини подекуди зменшується за рахунок появи в розрізі аргілітів, алевролітів і пісковиків.

Основними колекторами в нижньовізейських відкладах є дрібно- і середньозернисті пісковики, які переважно приурочені до прибортових зон грабену. У центральній його частині розвинені переважно різнозернисті і гравелітові пісковики, величина відкритої пористості яких коливається у межах 5-22 %.

У нижньовізейських відкладах виділяються горизонти В-24, В-25, В-26 та В-27. Горизонт В-24 знаходиться у верхній частині XIII МФГ, у ДДЗ має обмежене поширення. На південному сході представлений переважно карбонатами з прошарками теригенних порід.

Найбільш вивченим нижньовізейським горизонтом є продуктивний горизонт В-26, який є основним об'єктом пошуків покладів рідких і газоподібних вуглеводнів у цих відкладах. Цей найбільш потужний продуктивний горизонт нижнього візе знаходиться у нижній частині XIII та верхній частині XIV МФГ. Складений пісковиками, що ритмічно

перешаровуються з гравелітами, алевролітами та аргілітами. Пісковики польовошпатово-кварцові від дрібнозернистої до грубозернистої структури з домішкою гравійного матеріалу.

Для цього горизонту характерна неоднорідна будова, яка, в першу чергу, виявляється в кількості піщано-алевролітових пластів, що змінюється від 3 до 8 і більше. Потужність горизонту змінюється у межах від 0 до 80 м. У південній прибортовій зоні його товщина коливається від 5 до 21 м. Максимальні товщини колектора приурочені переважно до склепінних частин структур, зменшуючись на крилах і перикліналях.

Продуктивні пласти горизонту В-26 мають значні коливання за ФЄВ не тільки на всій площі свого розповсюдження, але навіть у межах однієї структури. Так, на Котелевсько-Березівській групі родовищ пористість коливається від 10-12 до 20-28%, газопроникність по керну - від 10,2 до $778,9 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Детальна характеристика цього горизонту приведена на прикладі Котелевського ГКР (рис. 3.7-3.9). В останні роки на родовищі були пробурені три експлуатаційні свердловини № 112, 114 та 115, які розкрили горизонт В-25-26 на глибинах відповідно 5797-5830 м, 5790-5915 м та 5700-5856 м і дали припливи газу до 380 тис. м³/добу. З метою вивчення ФЄВ порід горизонту В-25-26 у свердловинах був відібраний керн. Відкидаючи деякі явно другорядні відміни, представлені малопотужними прошарками, можна виділити для горизонту В-25-26 типовий різновид, який складає основну масу пісковиків горизонту у всіх трьох свердловинах – це є тонко- та дрібнозернисті пісковики з прошарками середньо- та крупнозернистих, кварцові, з регенераційно-кварцовим цементом. Суттєво кварцовий склад уламків при значно розвиненому, місцями кварцовому цементі разом складають кварцитовидну будову породи, що спричиняє дуже низьку швидкість проходки під час розбурювання горизонту, що відмічено в ході буріння цих трьох свердловин. Колекторські властивості порід переважно залежать від вмісту кварцового цементу і змінюються в обернено

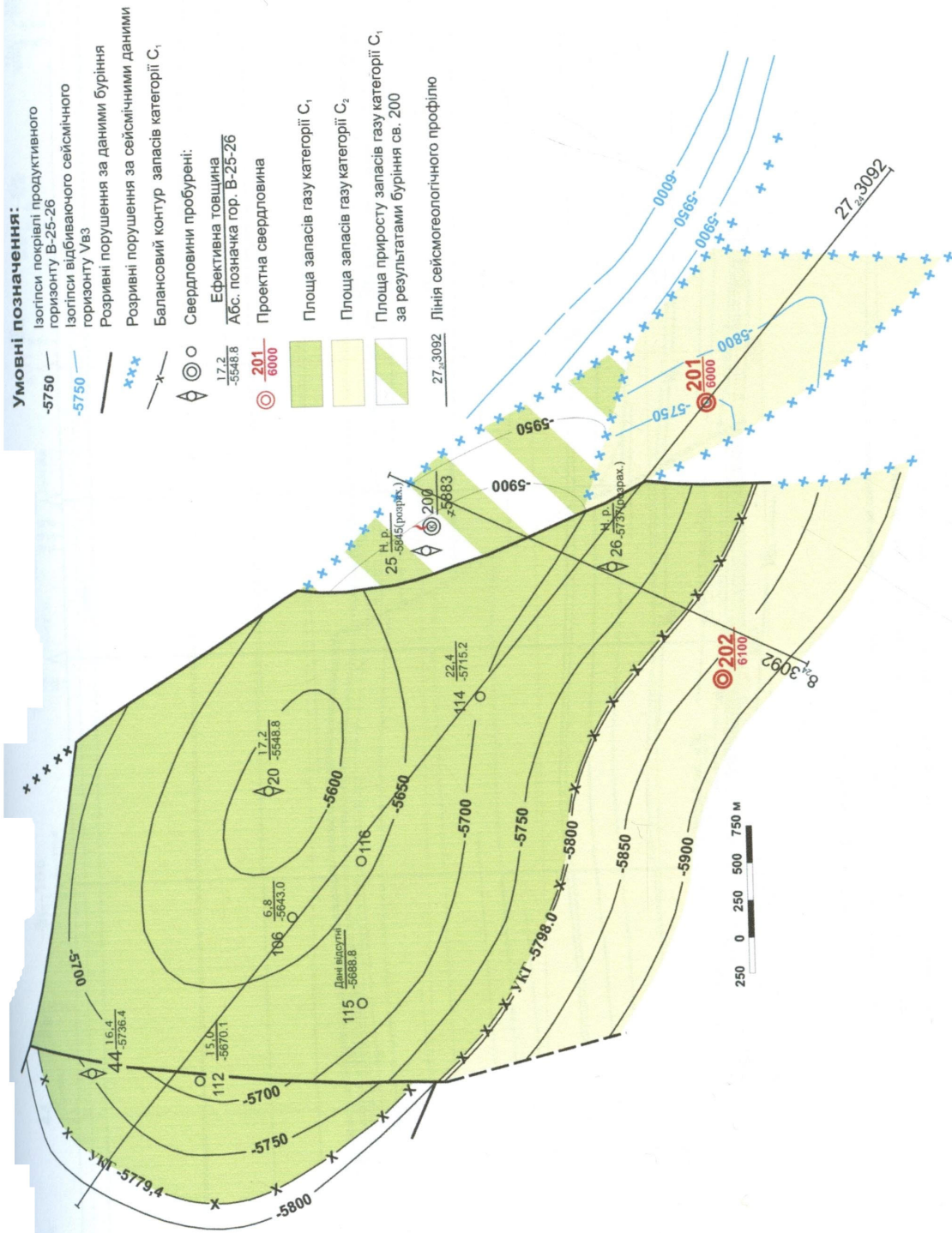


Рис. 3.7 – Котелевське ГКР. Структурна карта покритті продуктивного горизонту В-25-26 і відбиваючого сейсмічного горизонту VВ3 (східний блок)

(Склали: В.М. Бенько, О.С. Тхоржевський, А.С. Тихомиров, 2003-2009 рр.)

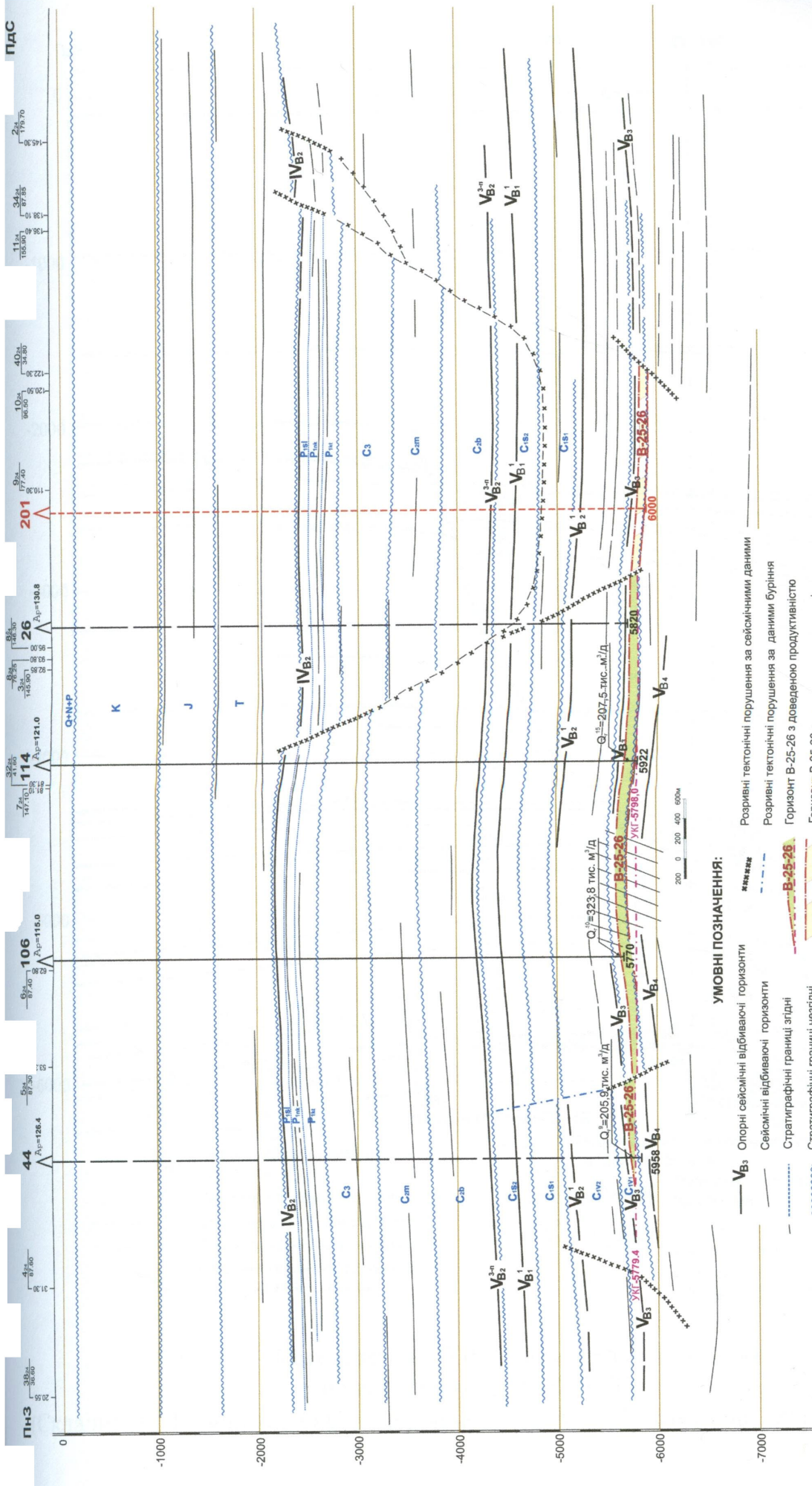


Рис. 3.8 – Котелевське ГКР. Сейсмогеологічний розріз по сейсмопрофілю 27₂₄₃₀₉₂
(Склали: В.М. Бенько, О.С. Тхоржевський, 2003 р.)

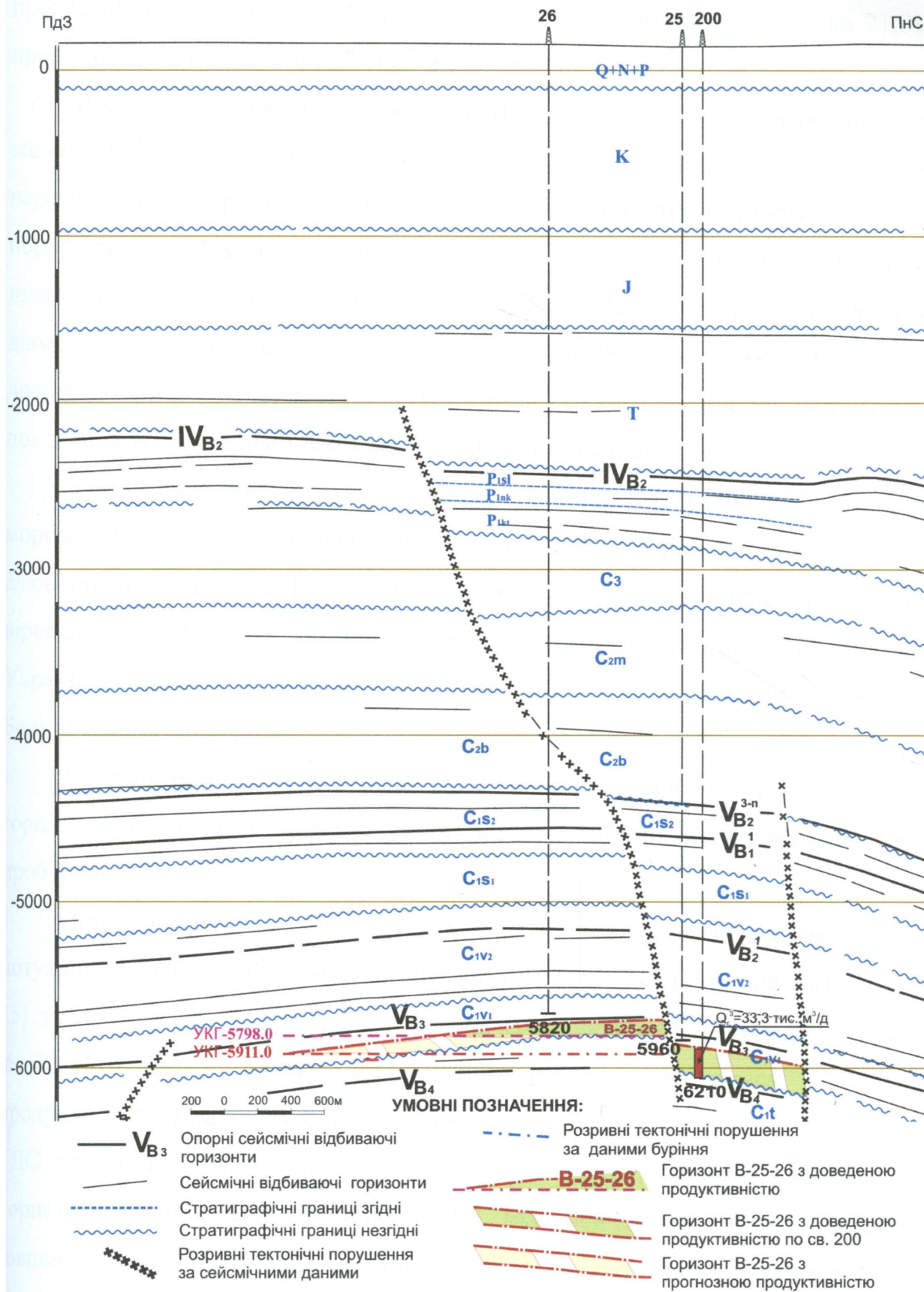


Рис. 3.9 – Котелевське ГКР. Сейсмогеологічний розріз по сейсмопрофілю 8₂₄3092

(Склали: В.М. Бенько, О.С. Тхоржевський, А.С. Тихомиров, 2003-2009 рр.)

пропорційній залежності. Відкрита пористість змінюється від 1,2 до 21,8%, проникність – від 0 до $192,23 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Вивчення колекторів горизонту В-25-26 дозволяє зробити наступні висновки. На великих глибинах, у зонах високих катагенетичних перетворень, зустрічаються теригенні породи-колектори порового типу з пористістю до 21,8 % та проникністю до $192 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Однак, навіть відносно низька пористість порід – 6,6-8,9 %, при наявності переважаючих пор діаметром 15-20 мкм, внаслідок відсортваності зерен, зумовлюють достатньо високу газопроникність – до $53 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і породи утримують поклади газу з високими дебітами – до 384 тис.м³/добу.

Умови формування таких порід звичайно пов'язані з мілководно-морськими фаціями – пляжними, піскових кос і барів, а також фаціями алювіальних утворень. Виявлені у розрізі Котелевського родовища, вони, вірогідно, розвинуті у межах усього Котелевсько-Березівського валу від Української площі до Степового родовища та, насамперед, на суміжному Березівському родовищі.

У 2008 році з метою розвідки газових покладів за категорією С₂ горизонту В-25-26, в окремому тектонічному блоці Котелевського ГКР пробурено розвідувальну свердловину №200.

При досягненні глибини 6210 м свердловина розкрила на повну потужність XIII фікрофауністичний горизонт (продуктивні горизонти В-24-25) та XIV мікрофауністичний горизонт (продуктивний горизонт В-26-27) візейського ярусу та верхню частину турнейського ярусу. Покрівля продуктивного горизонту В-26 визначена на глибині 6018 м. За результатами ГДС пласти пісковиків мають досить низькі колекторські властивості, їх пористість коливається у межах 6-7,2%, газонасиченість 64-76%, загальна товщина становить – 2,2-7,2 м. При випробуванні фільтром з інтервалу 5968-6200 м із св. 200 отримано приплив газу дебітом 33,3 тис. м³/добу на 3 мм діафрагмі.

На Березівському ГКР (рис. 3.10, 3,11) горизонт В-25-26 був випробуваний у св. 71, яка пробурена в 1992 році на Західному склепінні. З інтервалу 5955-6008 м був отриманий приплив газу дебітом 338 тис. м³/добу на 8 мм діафрагмі. Колектори представлені двома прошарками пісковиків з пористістю 9-15%, газонасиченістю 85-92%, загальною товщиною 16,4 м. В апікальній частині Західно-Березівського склепіння пробурена розвідувальна свердловина 200, яка підтвердила продуктивність горизонту В-25-26.

У 2009 році на західному крилі Західно-Березівського склепіння пробурена розвідувальна свердловина 201. Вибій свердловини знаходиться у турнейських відкладах на глибині 6101 м. За даними ГДС у розрізі горизонтів В-25-26 виділяються 5 газонасичених пластів пористість яких коливається від 5,5% до 10,5%, газонасиченість від 89% до 70%. Під час їх випробування фільтром (інтервал 5886-6101 м) отримано промисловий приплив газу дебітом 356,8 тис.м³/добу на 8 мм діафрагмі .

У більш занурених частинах на північному заході ДДЗ була виділена пачка В-27. Вона зіставляється з горизонтом В-26н південно-східної частини ДДЗ.

Основним регіональним флюїдоупором цього комплексу є глинисто-кременисто-карбонатна товща (90-180 м) нижнього візе, яка припадає на XIII МФГ.

3.3 Верхньовізейсько-серпуховський нафтогазоносний комплекс

Цей комплекс у межах території дослідження на карті зрізу -5000 м займає досить велику площу (13760 км²), яка простягається широкою смугою вздовж північної та південної приосьової зони в межах південно-східної частини центру грабену, а в південно-західній частині центру грабена, за

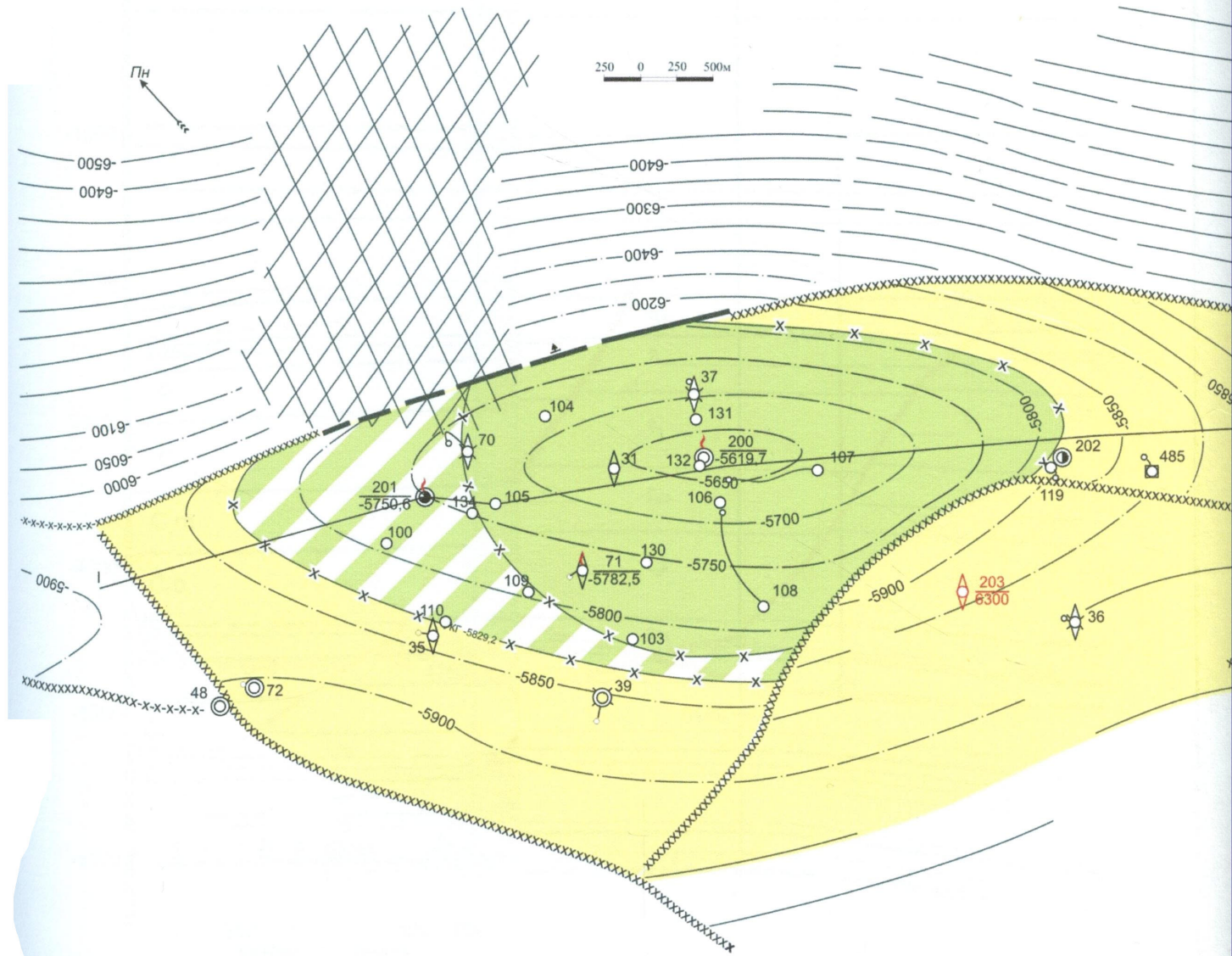
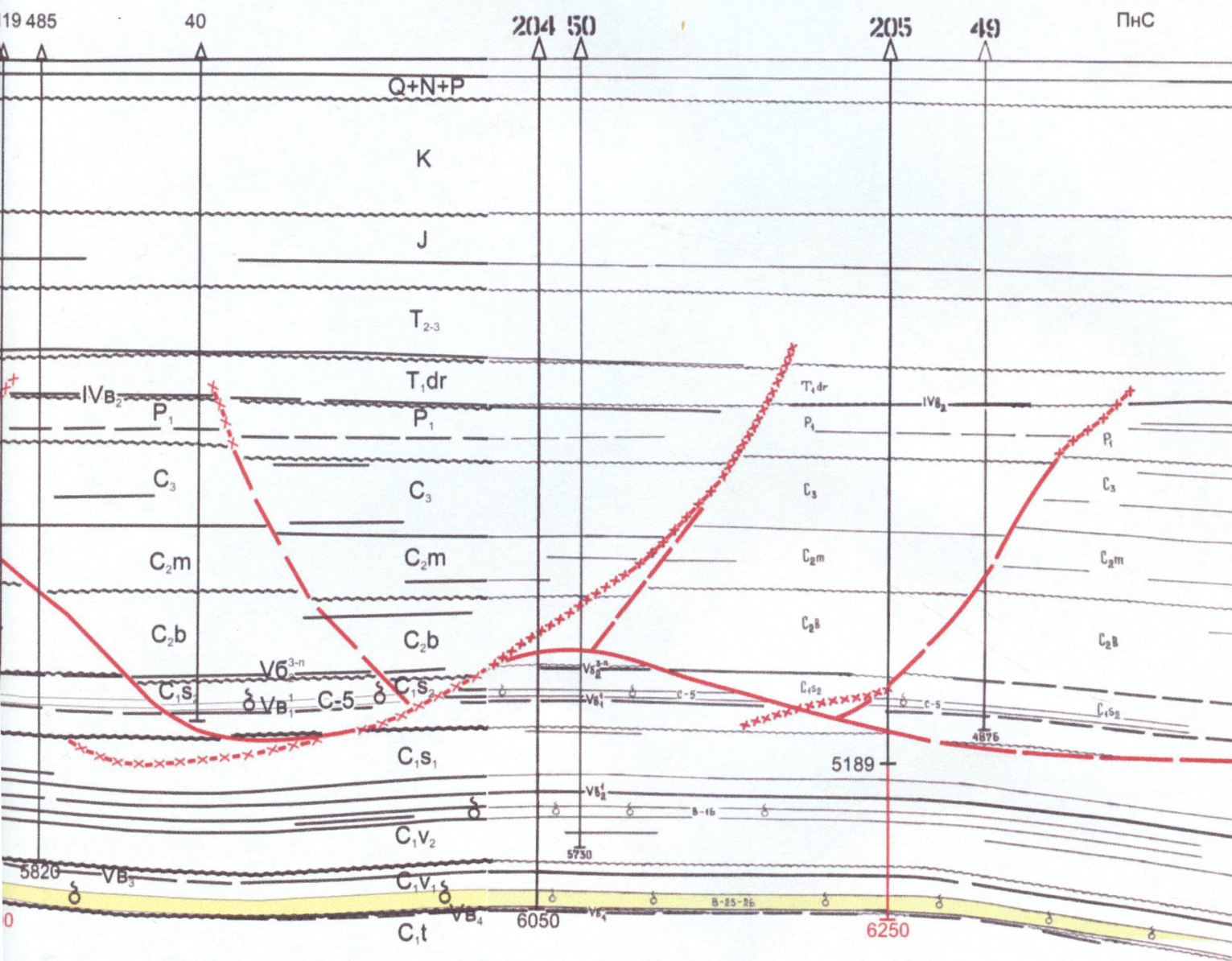


Рис. 3.10 – Березівське ГКР. Структурна карта покрівлі проникної частини горизонту В
 (Склали: В.М. Бенько, А.О. Некра)



зи газу гор. В-25-26 категорії С₁ (на балансі)

и газу категорії С₁ гор. В-25-26 за результатами буріння свердловини 201

звідані запаси категорії С₂

есурси категорії С₃

Р. Геолого-геофізичний розріз по лінії І-І
 .О. Некрасов, А.С. Тихомиров, 2009 р.)

вийнятком невеликих башкирських плям, займає всю територію. На зрізі -6000 м ця площа складає 13291 км².

Верхньовізейсько-серпуховський нафтогазоносний комплекс у даний час є основним об'єктом пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у ДДЗ. Верхньовізейський комплекс розглядається в обсязі XIIa, XII та XI МФГ.

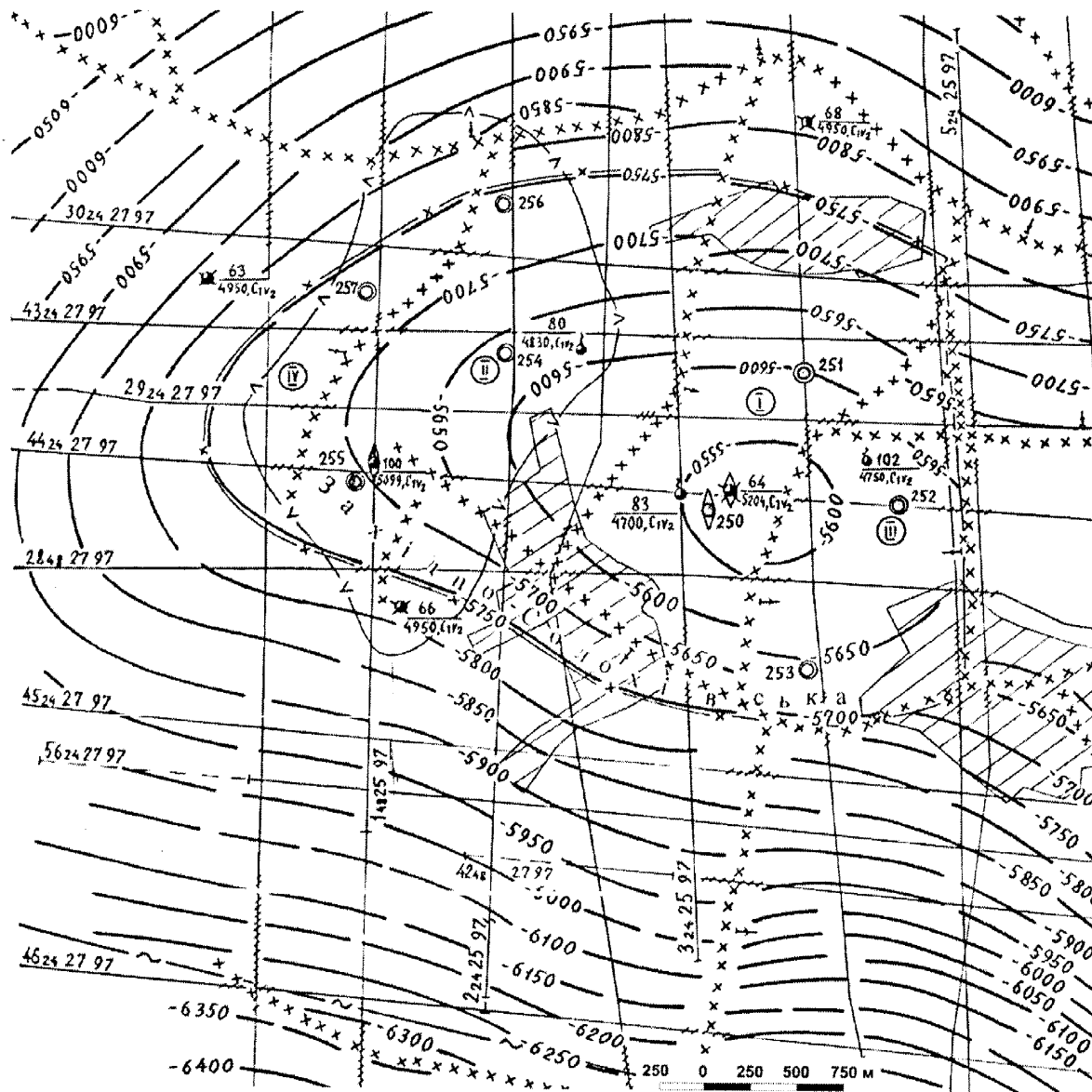
XIIa горизонт у центральній частині представлений теригенними породами з прошарками вапняків, на південному сході роль карбонатних порід зростає. Для XII горизонту характерне підвищення вапняковості розрізів на північному заході западини і широкий розвиток теригенних порід у центральній частині западини (О.Д. Білик та ін., 1976). Аналогічна закономірність у співвідношенні карбонатних і теригенних порід встановлена і для XI мікрофауністичного горизонту, тобто переважання теригенних фацій в центральній та південно-східній частинах ДДЗ і збільшення ролі карбонатних порід на північному заході регіону.

Пласти світлих «цукровидних» пісковиків згруповані в 10 продуктивних горизонтів, що мають індексацію (знизу догори) від В-23 до В-14.

Літологічні пачки В-23, В-22 і В-21 XIIa мікрофауністичного горизонту виділяються в областях накопичення великих товщин відкладів (Перевозівська площа). Найбільш влевнено піщані пачки XIIa горизонту корелюються у північній прибортовій зоні та в районі Котелевсько-Березівської групи родовищ, де вони представлені теригенно-карбонатними утвореннями.

На Західно-Солохівському ГКР (рис. 3.12, 3.13) частково розкриті горизонти В-21-22. В його межах пробурено 17 свердловин, з яких тільки 2 мають глибину більше 5000 м - №№ 64 (5204 м) та 100 (5099 м).

Свердловина № 64 пробурена в апікальній частині структури і її вибій перебуває в піщано-глинистій товщі XIIa МФГ. Свердловиною в обсязі зазначеного мікрофауністичного горизонту виявлено два піщано-алевритисті



Умовні позначення	
Ізогіпси відбиваючого горизонту $V_{b3-n} (C_1v_1-C_1t)$:	64 $5204, C_{1v_2}$ Місцеположення пробурених свердловин Глибина, відклади розкриті на вибої
—5600— впевнене положення	250 пошукові свердловини
-5900- невпевнене положення	252 розвідувальні свердловини
-x-6700-x Ізогіпси відбиваючого горизонту $V_{b3-n} (C_1v_1-C_1t)$ (с.п. 30/82)	Контур соляного штоку
Розривні порушення:	Контур аномалії сейсмічного запису типу „яскрава пляма” у верхньовізейських відкладах (гор. В-21-В-23 ?)
x x x x x впевнені	Контур підрахунку перспективної площі
x - x - x припущені	Населені пункти
✓ Напрямок падіння площини скидача	
42427 97 Сейсмічні профілі МСГТ	
----- Втрата кореляції	
① Умовний номер тектонічного блоку	

Рис. 3.12 – Західно-Солохівське ГКР. Структурна карта по відбиваючому горизонту $V_{b3-n} (C_1v_1-C_1t)$

(Склали: В. Бенько, О. Істомін, А. Костів, 2005 р.)

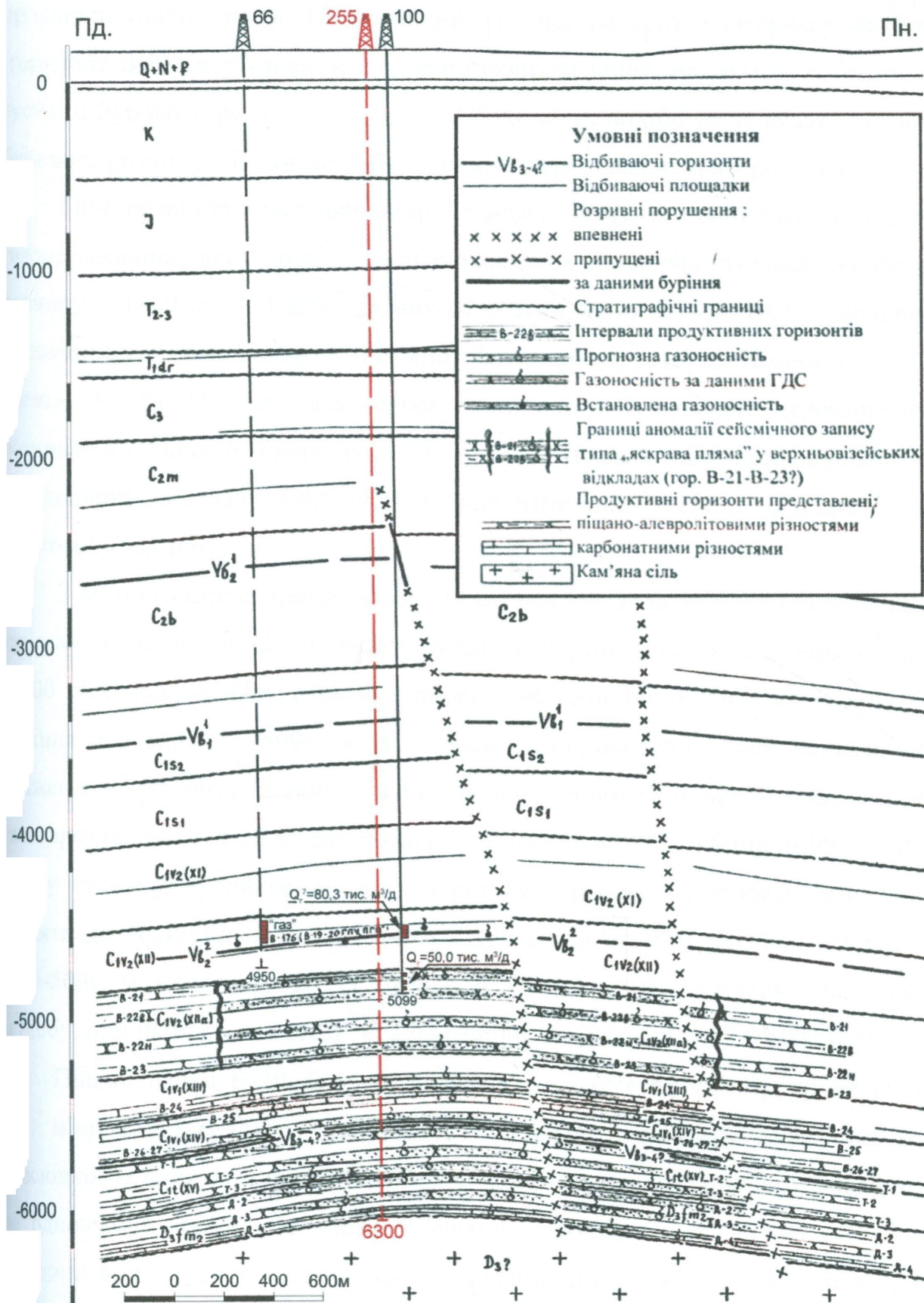


Рис. 3.13 – Західно-Солохівське ГПК. Сейсмогеологічний розріз по лінії с.п. 1₄₈2597

(Склали: В. Бенько, О. Істомін, А. Костів, 2005 р.)

прошарки товщиною до 10 м кожний. Під час розкриття інтервалу 4848 м (горизонт В-21) відбулося інтенсивне газопроявлення, що зумовило падіння густини бурового розчину з 1500 до 800 кг/м³ та виході розгазованих пачок бурового розчину. Проявлення було ліквідоване обважненням розчину.

При розкритті свердловиною інтервалу 4982 м трапилося наступне газопроявлення, яке знову ж таки виражалось падінням густини бурового розчину з 1600 до 900 кг/м³ та виході розгазованих пачок. Вміст горючих вуглеводнів у газоповітряній суміші (за даними газокаротажної станції) досягав 90 %. На усті відмічалось "кипіння" – самовільне переміщення розчину по системі після зупинки насоса. Нажаль при випробуванні в свердловині інтервалу 4985-4989 м було отримано слабкий приплив води дебітом 1,7 м³/добу.

З метою оцінки промислової газоносності відкладів $C_1v_1-C_1t$ в межах західної перикліналі підняття перебувала в бурінні пошукова свердловина №100 Устимівсько-Покровська з проектною глибиною 5900 м. В ході її буріння на глибині 5096 м відбулося газопроявлення, що виразилося зниженням густини бурового розчину та зростанням газопоказань за даними газокаротажної станції. Свердловина була добурена до глибини 5099 м, при цьому густину бурового розчину через безперервні газопрояви довелося підняти до величини 2000-2150 кг/м³. При випробуванні ВПТ з інтервалу 5046-5099 м (горизонт В-22) отримали приплив газу дебітом 50,5 тис. м³/добу, при цьому пластовий тиск на глибині 5048 м склав 97,7 МПа [85].

Піщані пачки В-20, В-19, В-18 і В-17, стратиграфічно приурочені до XII мікрофауністичного горизонту, упевнено простежуються майже повсюдно, за винятком південно-східної частини південної прибортової зони, де одновікові породи не містять піщаних прошарків. У приосьовій зоні западини вони представлені в розрізі пачками пісковиків і алевролітів, що часто розшаровуються на безліч пропластків. На окремих ділянках продуктивні горизонти переважно мають лінзовидну будову. Ці горизонти

продуктивні на глибинах близько 5 км на Яблунівському, Комишнянському, Семиренківському, Перевозівському родовищах.

Наведемо більш детальну їх характеристику на прикладі Семиренківського ГКР (рис. 3.14).

На Семиренківському ГКР покрівля горизонту В-17 (В-17а у балансі) залягає на глибинах 5155-5275 м. Горизонт представлено пісковиками, алевролітами та аргілітами. Пісковики ущільнені, місцями тріщинуваті, їх пористість коливається у межах 5-30%. Під час випробування у св. 2 отримано приплив газу з абсолютно вільним дебітом 35,4 тис. м³/добу. Покрівля горизонту В-18 (В-17б в балансі) залягає на глибині 5230-5350 м. За результатами ГДС та досліджень керну горизонт містить пласти дрібнозернистих пісковиків з пористістю 3-9,7%, проникністю 0,17-8,6·10⁻¹⁵ м², газонасиченістю 80 %. При випробуванні св. 2 отримано приплив газу 101,6 тис. м³/добу на 8 мм діафрагмі.

Покрівля горизонту В-19 (В-17в у балансі) залягає в св. 2 на глибині 5325 м. Складений пісковиками та алевролітами з пористістю 5,5-11,5%, проникністю 0,13-94,4·10⁻¹⁵ м², газонасиченістю 73-91 %. Був випробуваний разом з горизонтом В-20 у св. 2. Отримано приплив газу дебітом 166,1 тис. м³/добу на 7 мм діафрагмі. Покрівля горизонту В-20 (В-17г у балансі) у св. 2 залягає на глибині 5385 м. Під час випробування горизонту у св. 2 в інтервалі 5391-5413 м із пласта пісковика з пористістю 8 % припливу не отримано.

Колекторські властивості всіх продуктивних пластів на родовищі низькі. Відкрита пористість 8-10 %, проникність коливається по горизонту В-18 в межах 114-0,04·10⁻¹⁵ м², В-19 – 94,4-0,06·10⁻¹⁵ м², по горизонту В-21 складає 11,26·10⁻¹⁵ м². Середня проникність по горизонтах, вочевидь, знаходиться у межах 10-12·10⁻¹⁵ м². Про низьку проникність продуктивних горизонтів свідчить висока депресія на пласт, отримана під час випробування св. 2. Пористість порід має порово-тріщинний характер. Відмічається покращення колекторських властивостей продуктивних горизонтів в апікальній частині структури і значне їх погіршення в

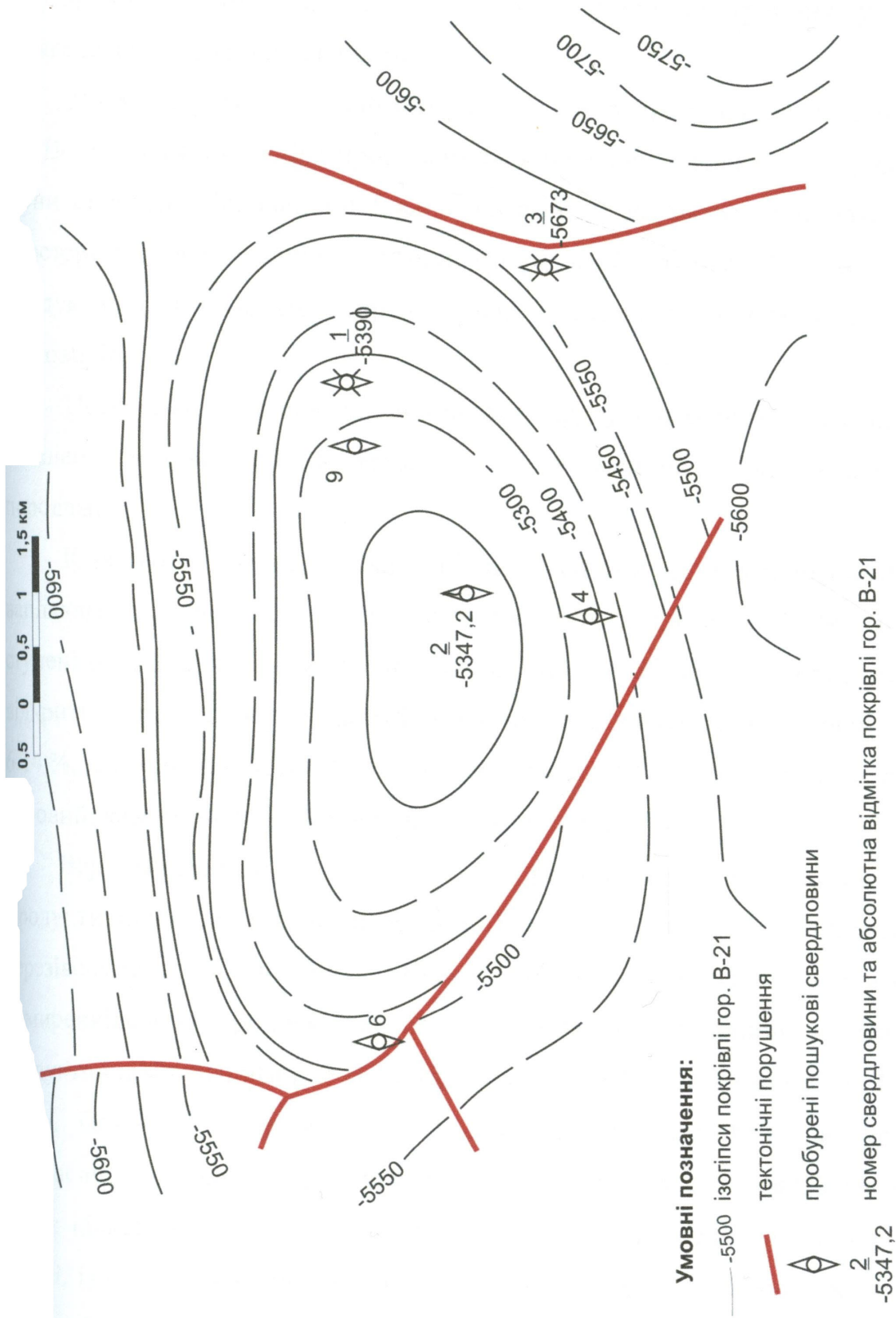


Рис. 3.14 – Семиренківське ГКР. Структурна карта по покрівлі горизонту В-21

(Склали: В.М. Бенько, О.Б. Горяйнова, 2008 р.)

межах переклінальних ділянок та крил. Це пов'язується з постседиментаційними змінами порід в умовах високих температур та тисків і є прикладом того, як ВВ консервують пори та тріщини у процесі катагенетичного ущільнення порід.

До XI мікрофауністичного горизонту відносяться продуктивні пачки В-16, В-15 і В-14, які добре простежуються в регіоні завдяки їх витриманості. Вони складені пісковиками і алевролітами. У напрямку прибортових зон спостерігається заміщення теригенних порід карбонатними. У цьому випадку продуктивні горизонти представлені перешаруванням вапняків і пісковиків.

Породи-колектори верхневізейського ярусу в літологічному відношенні складені пісковиками, алевролітами і, у меншій мірі, карбонатними породами.

Карбонатні колектори складені світло-сірими органогенно-уламковими вапняками, тріщинуватими, доломітизованими, мікрозернистими і в різній ступені окристалізованими. Основною ємністю є міжзернові пори, каверни і відкриті мікротріщини. Відкрита пористість карбонатних колекторів складає 6-14 %, газопроникність – десятки мілідарсі (10^{-15} м^2). Тип колектора – поровий, каверно-поровий і порово-тріщинуватий.

Верхньовізейські відклади є регіонально нафтогазоносними. Продуктивність на глибинах більше 5 км визначена на Котелевському, Березівському, Степовому, Краснокутському, Комишнянському та Семиренківському родовищах. Так, на Степовому родовищі промислово-продуктивними є горизонти В-14-15. Горизонт В-14 має товщину від 64 м до 70 м. Покрівля горизонту залягає на глибинах від 5530 до 5616 м. Газонасичена товщина горизонту змінюється від 5,8 м до 14 м. Колекторами газу є пісковики кварцові, від дрібно- до середньозернистих, дуже міцні, щільні, із стилітовими швами, які виповнені чорним бітумом. Коефіцієнт відкритої пористості порід змінюється від 0,078 до 0,141; газопроникність від 1,24 до $104,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Промисловий приплив газу з горизонту В-14 (сумісно з

В-15) отримано у св. 110 з інтервалу 5731-5549 м дебітом 138 тис. м³/добу. Продуктивний горизонт В-15 складений пісковиками з прошарками аргілітів. Пісковики від тонко- до дрібнозернистих, міцноцементовані, також містять численні стилітові шви, які заповнені чорним твердим бітумом і слюдиною речовиною, зі специфічним запахом конденсату. Коефіцієнт відкритої пористості порід змінюється від 0,004 до 0,066; газопроникність від 0,01 до $0,09 \cdot 10^{-15}$ м². Промисловий приплив газу з горизонту В-15 отримано у св. 110 з інтервалу 5731-5549 м дебітом 105 тис. м³/добу. Для горизонту В-14 покришками є аргіліти товщиною 20-30 м, які залягають у подошві нижньосерпуховських відкладів нижнього карбону. Між продуктивними горизонтами В-14 і В-15 залягають аргіліти товщиною 30-45 м, які служать для горизонту В-15 покришкою.

Тип покладів – пластові склепінні, літологічно і тектонічно екрановані.

Серпуховський ярус нижнього карбону включає утворення Х-ІХ (ніжньосерпуховський під'ярус) і VIII-V (верхньосерпуховський під'ярус) мікрофауністичних горизонтів. Вони представлені частим перешаруванням аргілітів, алевролітів і пісковиків. Роль вапняків незначна. Останні зустрічаються у вигляді окремих малопотужних прошарків.

До відкладів нижньосерпуховського ярусу приурочені продуктивні горизонти від С-23 до С-16. Зокрема горизонт С-22 продуктивний на Краснокутському родовищі на глибині 5190,0-5450,0 м. Його товщина коливається від 11 до 36 м. Горизонт являє собою піщано-алевролітову пачку, в якій прошарки пісковиків розділені прошарками алевролітів і аргілітів товщиною 2-10 м. Пісковики поліміктового складу, частіше дрібнозернисті і щільні. Значення коефіцієнта пористості коливається у межах від 8 до 16 %. Газопроникність – $1 \cdot 10^{-15}$ м². При його випробуванні отримані припливи газу дебітом до 650 тис. м³/добу на 15 мм штуцері.

Піщані пачки верхньосерпуховського під'ярусу об'єднані у 8 продуктивних горизонтів від С-9 до С-2.

В якості резервуарів нафти і газу у відкладах серпуховського ярусу розглядаються пісковики, алевроліти, гравеліти і рідше – вапняки.

Теригенні колектори серпуховських відкладів відносяться до III, III-IV класів згідно до класифікації А.А. Ханіна (1965). Вони залягають у вигляді окремих піщаних прошарків, які ритмічно перешаровуються з аргілітами. Їх максимальна кількість припадає на верхню частину серпуховського ярусу. Найбільш піщаний розріз (до 50%) відмічається на окремих виступах південної і північної прибортової зони, а також на декількох родовищах центральної частини западини.

Карбонатні колектори розповсюджені переважно на північних окраїнах Донбасу. Вони представлені вапняками дрібно- і середньозернистої структури. Часто зустрічаються органогенно-уламкові різновиди. Ємністю в карбонатних породах служать первинні седиментаційні пори, в незначній ступені - міжзернові пори, а також вторинні пори вилуговування. Значення міжзернової пористості знаходяться в межах від 0,4 до 12 %, проникність - менше $0,1 \cdot 10^{-15}$ м². У кавернозно-порових вапняках пористість різко підвищується, досягаючи в окремих зразках 14,5 %.

На Шебелинській площі (рис. 3.15-3.17) горизонт С-9 представлений товщею вапняків, яка розвинута в розрізах св. 700 та 800. При їх розкритті бурінням відмічалось розгазування розчину в свердловині 700, а у свердловині 800 поглинання бурового розчину та значне збільшення швидкості проходки – до 2 м/годину. За даними вивчення шламу в інтервалі 5870-5912 м в свердловині 800 розкрита 40 метрова пачка вапнякових порід. Оцінити колекторські властивості горизонту неможливо через обмеженість геофізичних досліджень. За даними аналізу шламу пористість вапняків складає 8 %. За петрографічними дослідженнями уламків шламу вапняку встановлено, що він пелітоморфний, мікрозернистий з невеликою домішкою кальцитизованого детриту остракод і коралів. Ділянками він перекристалізований в дрібно- середньокристалічну породу, частково доломітизований. Об'єкт розкрито в інтервалі 5912-5870 м та

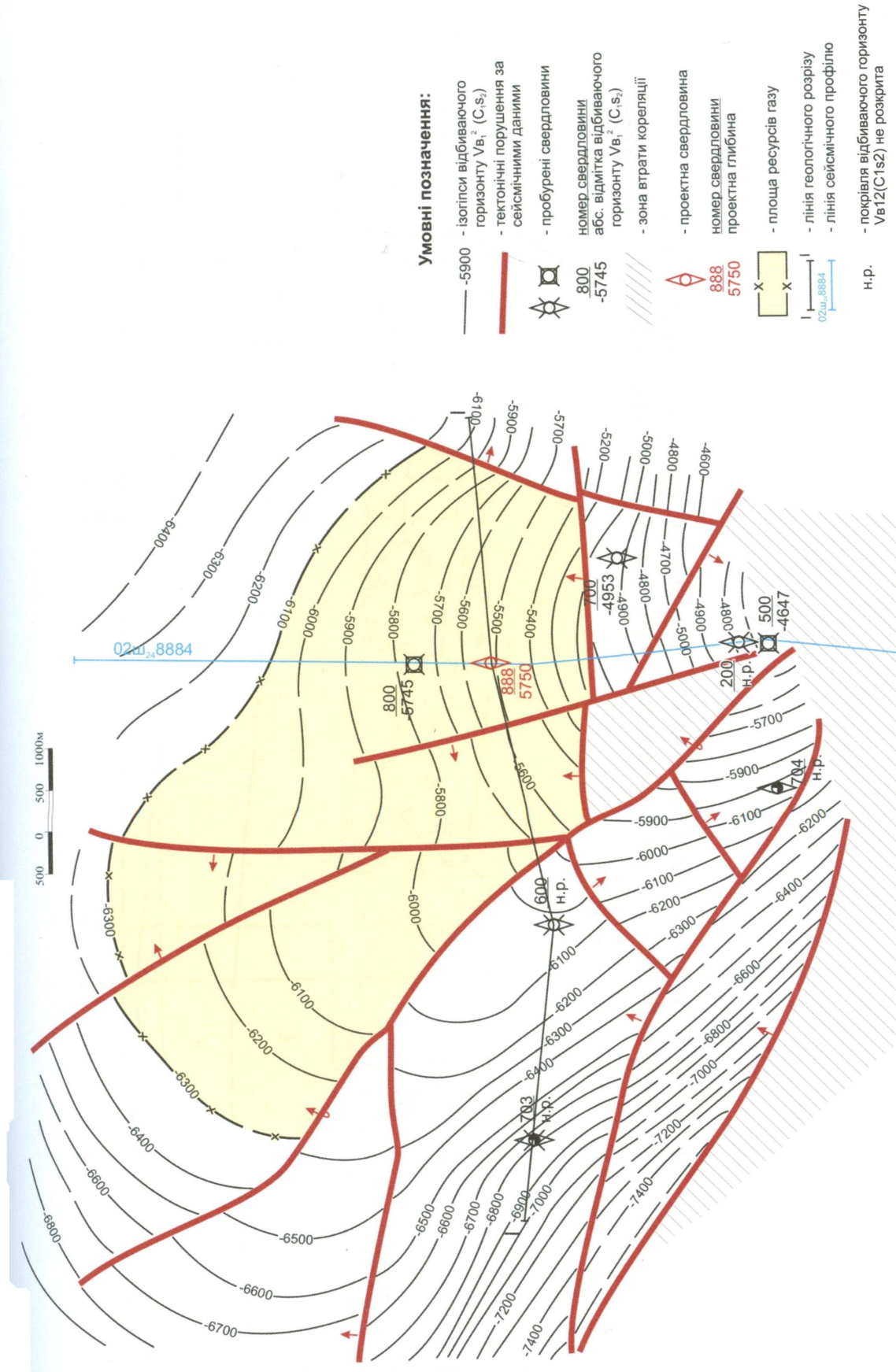
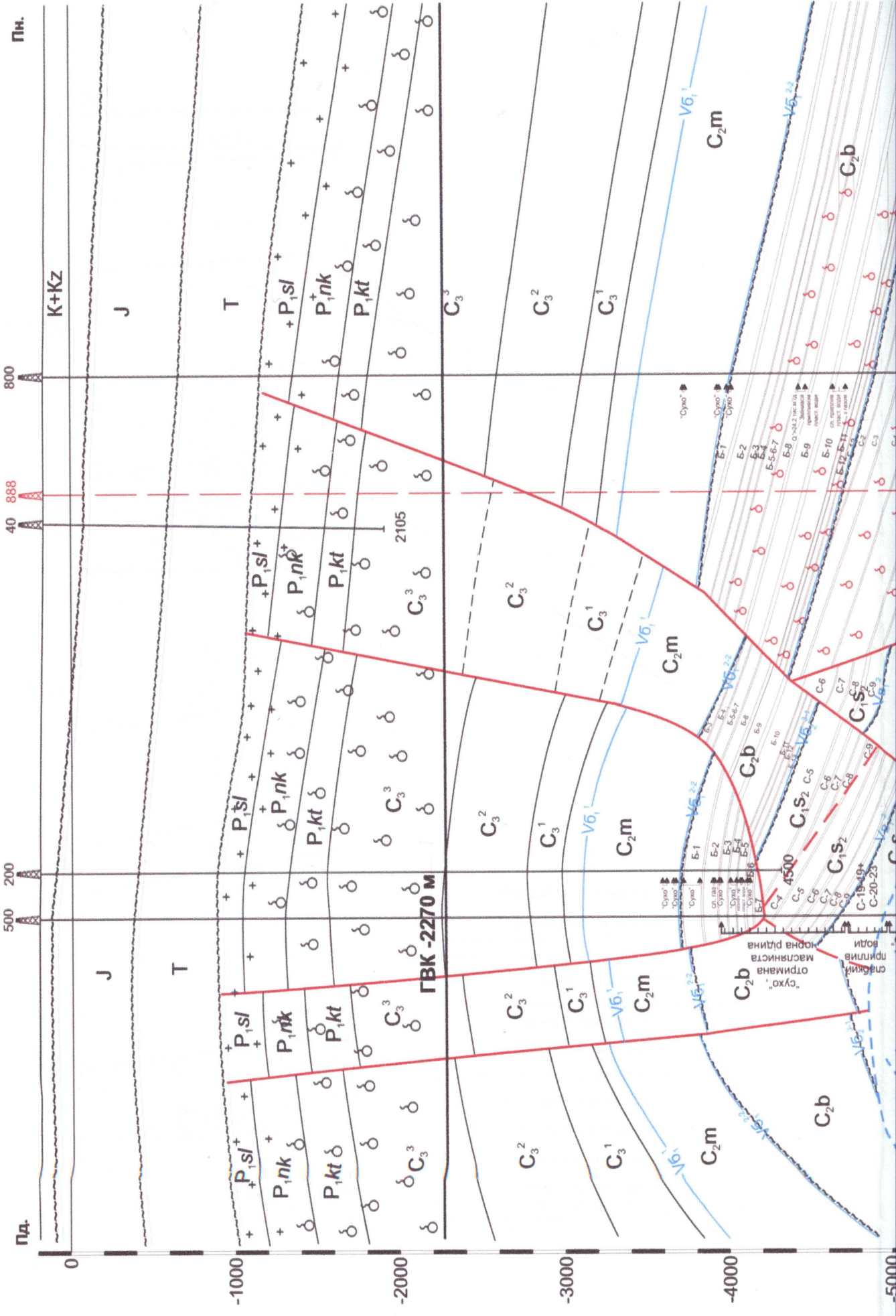


Рис. 3.15 – Шебелинське ГПК. Структурна карта по відбиваючому горизонту $V_{b_1}^2$ (C_{1s_2})

(Склали: В.М. Бенько, А.В. Лизанець, А.А. Лагутін, А.С. Тихомиров, 2009 р.)



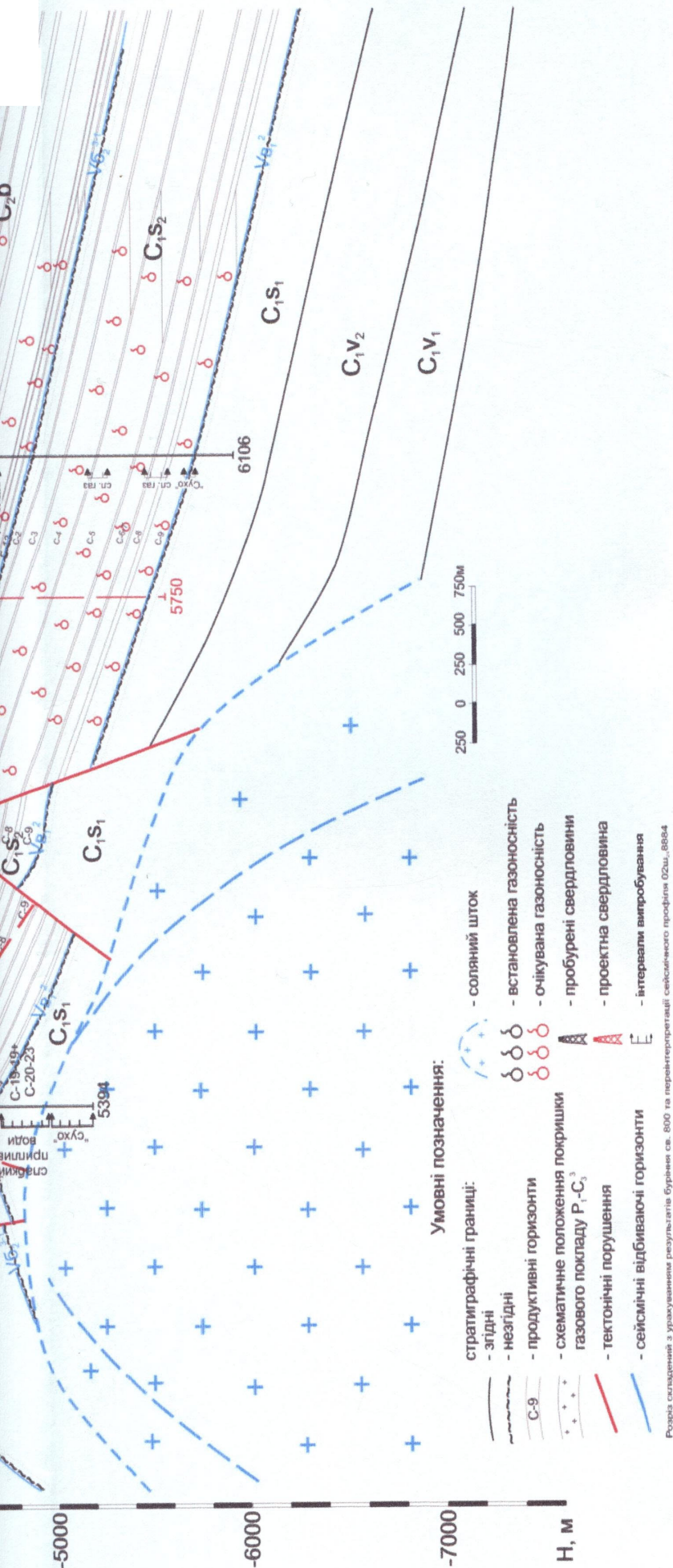


Рис. 3.16 – Шебелинське ГКР. Сейсмогеологічний розріз по лінії сейсмопрофілю 02ш₂₄ 8884 (Склали: В.М. Бенько, А.В. Лизанець, А.А. Лагутін, А.С. Тихомиров, 2009 р.)

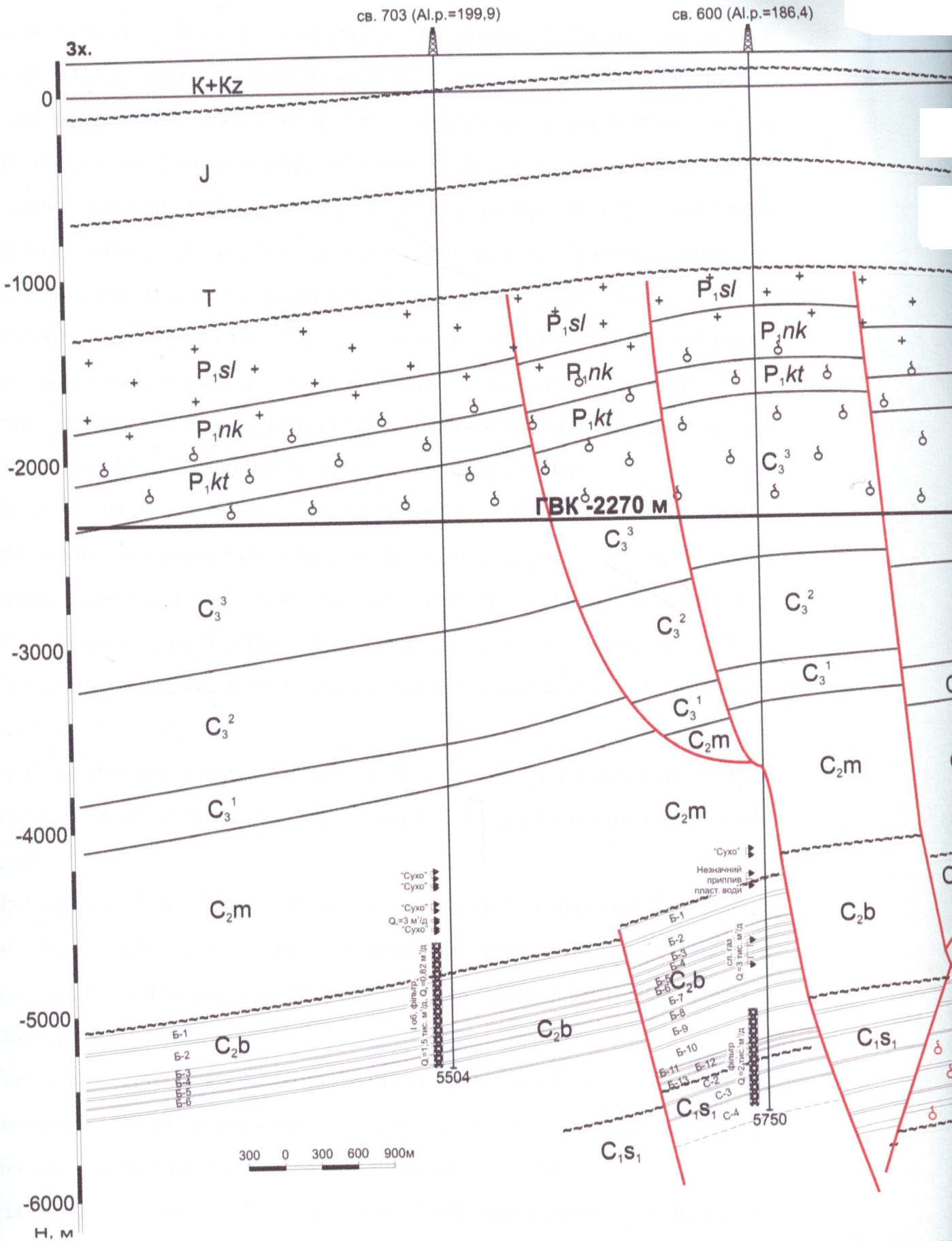
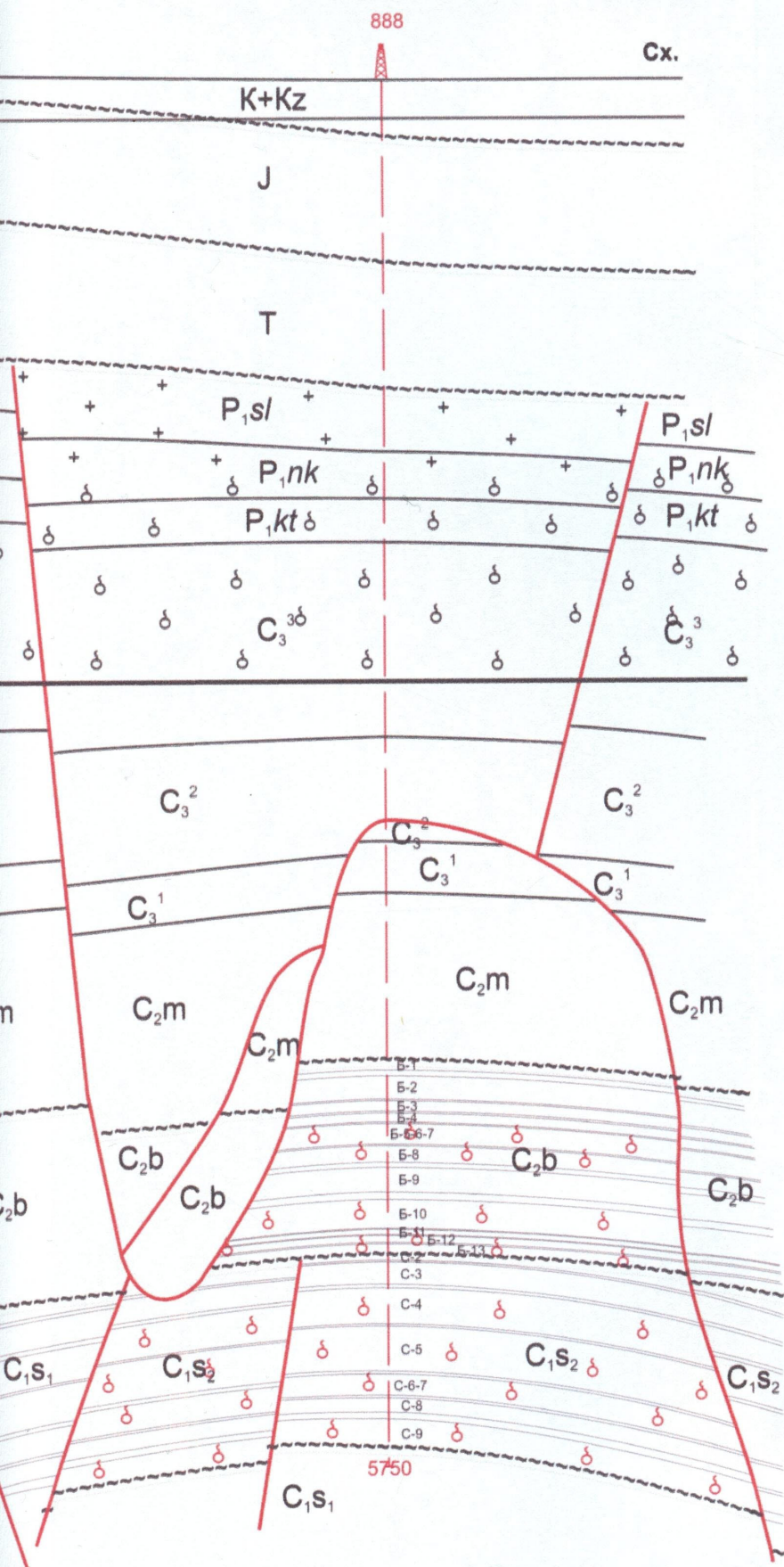


Рис. 3.17 – Шебелинське ГКР. П
(Склали: В.М. Бенько, А.В. Лизанець, А.



Умовні позначення:

- стратиграфічні границі:
 - згідні
 - незгідні
- С-9 - продуктивні горизонти
- + + + - схематичне положення покривки газового покладу P₁-C₃³
- тектонічні порушення
- ⊗ ⊗ ⊗ - встановлена газонасність
- ⊗ ⊗ ⊗ - очікувана газонасність
- ⊗ ⊗ ⊗ - пробурені свердловини
- ⊗ ⊗ ⊗ - проектна свердловина
- інтервали випробування

Розріз складений з урахуванням результатів буріння св. 800 та переінтерпретації сейсмічного профіля 02ш₂8884

ке ГКР. Геологічний розріз по лінії I-I

анець, А.А. Лагутін, А.С. Тихомиров, 2009 р.)

5865-5854 м, з якого припливу не отримано. У св. 800 досліджені пісковики горизонтів С-4-5-6-7. Пісковики міцно зцементовані. Уламкова частина їх складає 90 – 95 %, тобто вони майже не містять цементу. За типом цементації цемент контактний або плівковий. Як правило керн інтенсивно тріщинуватий – розбитий серією субвертикальних відкритих тріщин довжиною 10-12 см на тонкі уламки товщиною 1-1,5 см. Саме під час розкриття бурінням таких тріщинуватих порід спостерігались значні поглинання бурового розчину. Здебільшого пісковики, згідно досліджень керну, мають пористість 0,4-5 %.

Аргіліти, як правило, містять домішок карбонатного матеріалу, кількість якого змінюється у межах 0,4-48,8 %, їх густина складає 2500-2790 кг/м³. Високі значення густини аргілітів пояснюються присутністю в них або домішку Mg-Fe карбонатів, або включеннями піриту.

За результатами буріння та випробування найбільш перспективних відкладів серпуховського ярусу можна зробити висновок, що свердловина 800 розкрила перспективні горизонти, складені пісковиками та вапняками порово-тріщинного типу. Однак їх проходка бурінням, а для горизонтів С-9-8-7 і перфорація на значно збільшеній густині бурового розчину, призвела до їх глибокої кальматації.

Особливої уваги в серпуховських відкладах заслуговують продуктивні горизонти С-5 і С-6, з якими пов'язані основні запаси промислових категорій вуглеводнів.

Продуктивний горизонт С-6 складний сірими з жовтуватим відтінком пісковиками, конгломератовидними з галькою кварцу та інших порід, а також слюдяними алевролітами (Перещепинська площа). Потужність пачки змінюється від 4 до 20 м.

Горизонт С-5 продуктивний на глибинах понад 4 км на Сахалінському, Котелевському, Матвіївському, Семенцівському, Абазівському, Розпашнівському, Коломацькому та Волохівському родовищах.

На Коломацькому ГКР (рис. 3.18, 3.19) характерною особливістю будови горизонту С-4 є літологічна мінливість по площі.

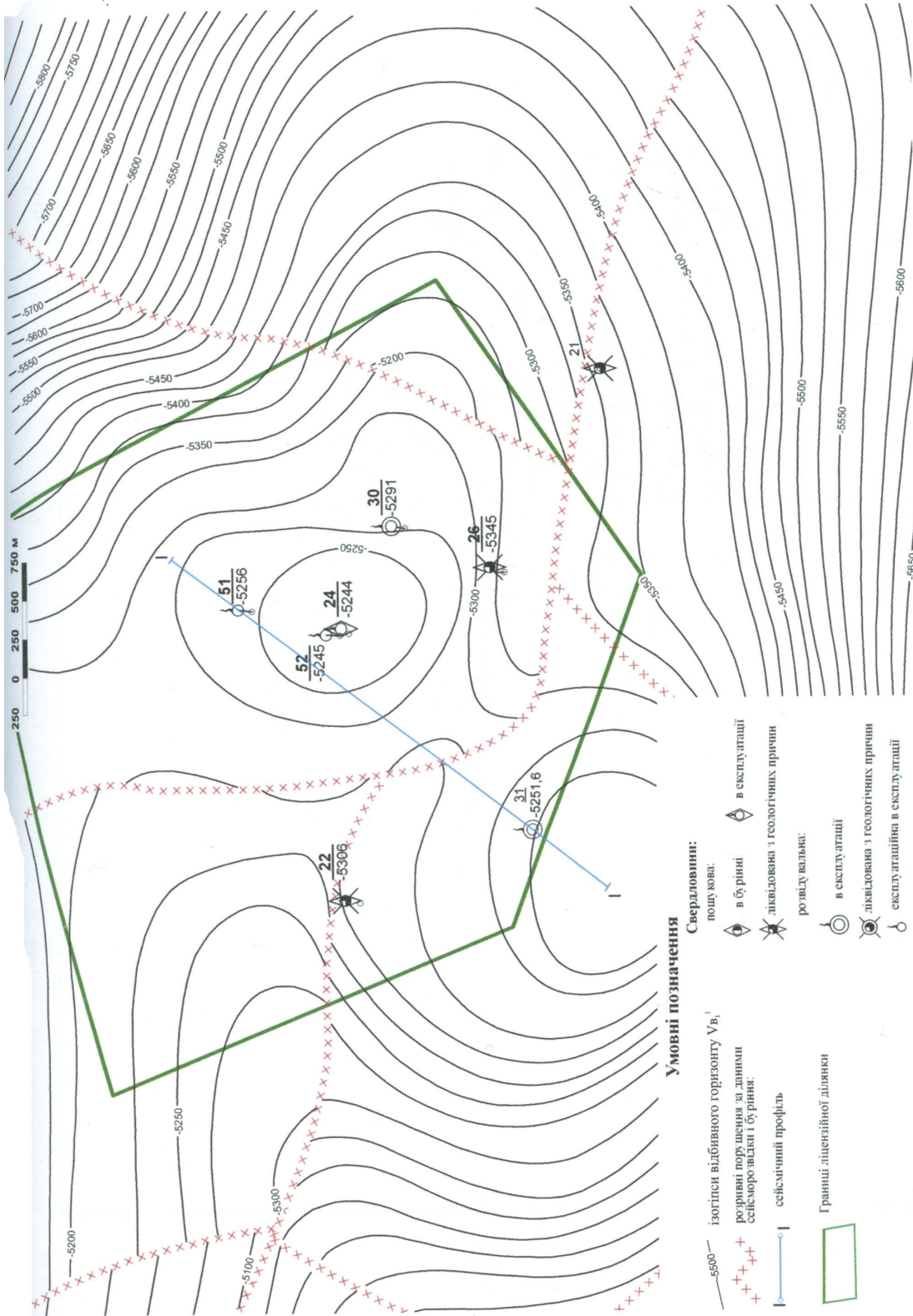


Рис. 3.18 – Коломацьке ГКР. Структурна карта по відбиваючому горизонту $V_{в1}^1$ (C_{1S2})

(Склали: В.М. Бенько, А.В. Лизанець, А.О. Ковшиков, 2008 р.)

Представлений він 120-метровою товщею перешарування пісковиків, алевролітів і аргілітів. Пісковики сірі дрібно- та середньозернисті, кварцові, слюдисті та слабослудисті, міцні, з домішкою алевритового матеріалу та включеннями аргіліту. Коефіцієнт пористості їх коливається в значних межах – від 2,3-3,8 % до 12,5 %. Проникність складає $0,06-24,37 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Продуктивний за ГДС пласт горизонту залягає в склепінні структури на глибині 5361 м, його товщина складає 2-6 м, однак продуктивність горизонту випробуванням не доведено.

Горизонт С-5 залягає в складі піщано-алевролітової товщі потужністю 110-120 м. Горизонт доволі витриманий, складається сіроколірними різнозернистими пісковиками та алевролітами з пропластками темносірих і чорних аргілітів. Пісковики кварцові, представлені дрібно-, середньо-, крупно- і, навіть, грубозернистими різновидами, рідше тонкозернистими та гравелітистими, часто слюдисті, вуглефіковані, міцні, слабокарбонатні. Коефіцієнт відкритої пористості їх за керном змінюється від 1,22-6,7 % (св. 26) до 3,4-12,5 % (св. 24), за ГДС – 2-9 % та 7-10,5 % відповідно. Проникність пісковиків коливається в межах $0,05-102,69 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Наведене дозволяє стверджувати про існування на Коломацькій площі поряд з латеральною, значної вертикальної анізотропії піщано-алевролітових порід горизонту – наявні як більш проникні і пористі пласти, так і з погіршеними фільтраційними властивостями. В товщі горизонту С-5 виділяється 4 пропластки пісковиків товщиною від 3 до 26 метрів. З горизонту С-5 при випробуванні св. 31 з інтервалу 5440-5475 м отримано припливи газу дебітом 281 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$ на діафрагмі 9 мм.

На Котелевському родовищі горизонт С-5 розкритий свердловинами 10, 15, 17, 18, 19, 21, 23 та ін. Він складний пісковиками, алевролітами, що перешаровуються з темно-сірими аргілітами. Ефективна товщина пластів горизонту змінюється від 1,0 м до 19,8 м. Коефіцієнт пористості за керном складає від 5,8 % до 15,6 %. Коефіцієнт газонасиченості перевищує 90 %. При випробуванні св. 14 з горизонту С-5 (інтервал глибин 4636-4603 м)

отримано приплив газу 1025,8 тис. м³/добу (діаметр штуцера 22 мм) і конденсату 545,4 м³/добу.

Гази верхньовізейсько-серпуховського нафтогазоносного комплексу містять більше 80 % метану.

Регіональною покришкою є малопроникна зона в верхній частині C₁³-C₁⁴. Її товщина змінюється від 30-80 м на південному заході до 500-550 м в центральних районах південної прибортової та приосьової зон. Переважно вона складена морськими глинистими відкладами з незначною домішкою карбонатів, кількість яких збільшується в напрямку Донбасу.

3.4 Середньокам'яновугільний нафтогазоносний комплекс

Відклади цього комплексу широко поширені на карті зрізу -5000 м та -6000 м, займають відповідно 10900 та 1000 км² і кільцем оконтурюють зону максимального прогину ДДЗ.

Середньокам'яновугільний нафтогазоносний комплекс включає відклади московського і башкирського ярусів, область розповсюдження і повнота яких у регіоні неоднозначні. Зміна режимів від морського до континентального на тлі загального занурення Дніпровсько-Донецької западини призвело до нагромадження значного комплексу теригенних відкладів циклічної будови, складеного алевропіщаними і глинистими утвореннями з рідкими прошарками карбонатних порід і вугілля, що об'єднуються (від низу до верху) в теригенну вугленосну континентально-лагунну і теригенну вугленосну строкатобарвну лагунно-континентальну субформації.

За співвідношенням літологічних різновидів башкирські відклади представлені двома основними типами розрізів. Перший характеризується рівним співвідношенням піщано-алевритових і глинистих утворень, а другий - переважанням глинистих порід над піщано-алевритовими. Останні переважно розвинені на північному заході.

Розрізи, в яких піщані і глинисті породи знаходяться у рівних співвідношеннях, поширені переважно вздовж південної прибортової зони на ділянці Зачепилівського та Юріївсько-Левенцівського підняття, а також фіксуються у вигляді смуги північно-західного простягання (Гадяцьке, Тимофіївське, Харківцівське родовища та ін.).

Московські відклади за співвідношенням літологічних різновидів порід можуть бути розділені на чотири типи розрізу: переважно піщані утворення, кількість піщаних і глинистих порід рівнозначна, переважання глинистих утворень і, нарешті, переважно глинисті утворення.

Розрізи з рівною кількістю глинистих і псамітових типів порід приурочені до центральної і північної частин западини, які із заходу, півдня і півночі облямовуються ділянками, для яких характерне переважання у розрізі глинистих відкладень. Вздовж південної межі розповсюдження московських відкладів розвинені переважно глинисті розрізи, що, ймовірно, пов'язано з розмивом верхніх, більш піщаних їх частин.

Промислові скупчення вуглеводнів у середньокам'яновугільних відкладах приурочені до пісковиків, вельми різноманітних у структурному відношенні: від дрібнозернистих до гравелітистих з переважанням середньо- і грубозернистих відмін. За складом серед них виділяють карбонатно-кварцові, польовошпатово-кварцові і слюдяно-польовошпатово-кварцові пісковики з поровим, контактово-поровим, іноді базальним типом цементу. Склад мінералів цементу різноманітний. Переважно це каолініт, гідрослюда, гідрогетит, гетит, пірит тощо.

Відкрита пористість і проникність піщаних порід середнього карбону змінюється у широких межах: пористість від 0 до 25-30 %, а проникність - від одиниць до $600-800 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Найкращі колекторські властивості пісковиків встановлені в південній прибортовій зоні і в північно-західній частині Дніпровсько-донецької западини, тобто в районах максимального розвитку лагунно-континентальних фацій і фацій прибережного мілководдя.

Покришками для продуктивних горизонтів середньокам'яновугільного комплексу служать малопроникні глинисті породи.

У розрізі середньокам'яновугільних відкладів ДДЗ у даний час встановлено 20 продуктивних горизонтів, зокрема: 7 (від М-1 до М-7) у відкладах московського ярусу і 13 (від Б-1 до Б-13) у піщаних товщах башкирського ярусу. Пластові склепінні літологічно і тектонічно екрановані поклади нафти і газу в цих відкладах приурочені до структур антиклінального типу.

За результатами буріння численних свердловин накопичений величезний фактичний матеріал з літологічного складу порід-колекторів і їх фаціальному заміщенню. Це дозволило Г.І. Вакарчуку і ін. [86], Р.С. Брайловському, А.Г. Вінніченко (1981), О.Д. Білику і ін. (1982) провести кореляцію продуктивних горизонтів, як у межах окремих родовищ, так і в цілому по ДДЗ. Найбільш витриманими в літологічному відношенні в даному нафтогазоносному комплексі є продуктивні горизонти Б-8, Б-7, Б-3 і Б-2 башкирського, М-7 і М-6 московського ярусів.

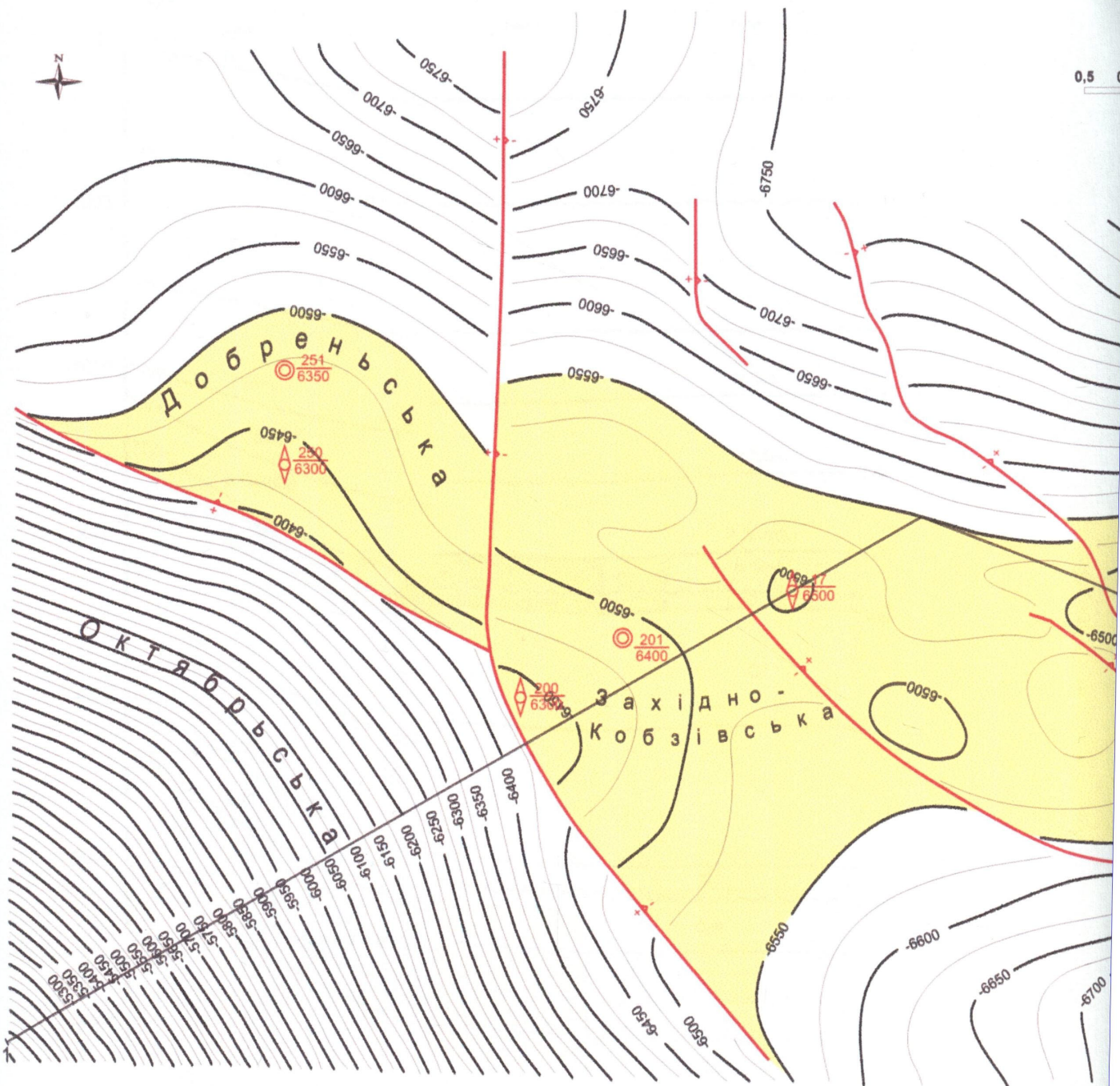
Прикладом глибокозалягаючих башкирських горизонтів є Веселівська площа, де пробурена св. 300біс [102]. В інтервалі 4043-4059 м (гор. Б-1) керн представлений перешарування пісковиків та аргілітів; пісковик грубо-крупнозернистий на глинистому цементі, косошаруватий з пористістю від 1,7 до 6 %, проникністю $0,1-1,39 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. В інтервалі 4503-4506 м (гор. Б-4) залягає пісковик дрібнозернистий, міцнозцементований з вапняково-глинистим цементом, інтенсивно тріщинуватий – частина тріщин залікована кальцитом, пористість – 2,6-3,3%, проникність $<0,01-0,06 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. В інтервалі 4574-4577 м горизонт Б-5 представлений пісковиком дрібно-тонкозернистим, міцно зцементованим вапняково-глинистим цементом, інтенсивно тріщинуватий, пористість 1,8-2,2 %, проникність менше $0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. В інтервалі 4770-4777 м горизонт Б-7 представлений пісковиком дрібно-тонкозернистим, алевритистим, міцнозцементованим вапняково-глинистим

цементом, інтенсивно-тріщинуватий з пористістю 0,9 %, проникністю $< 0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. В інтервалі 4801-4806 м горизонт Б-8 представлений пісковиком дрібнозернистим, інтенсивно тріщинуватим, більшість тріщин залікована кальцитом, пористість – 0,4 %, проникність менше $0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Як видно з наведеного – колекторські властивості низькі.

В останні роки проводилось вивчення глибокозалягаючих відкладів C_2b-C_2m на Шебелинській, Західно-Шебелинській та Кобзівській площах. На Шебелинському родовищі в глибоких свердловинах 500, 600, 700 та 800 башкирські відклади розкриті на глибинах 5 км та більше. У свердловині 800 під час розкриття горизонту Б-10 бурінням на глибині 4866 метрів відмічено короткочасове збільшення газопоказників зі зниженням густини бурового розчину і появою плівки нафти. При вибої 4874 метри газопоказники зросли до 25 %, а густина бурового розчину знизилась з 1450 кг/м^3 до 1250 кг/м^3 . Вміст нафти зріс від 0,3 % до 3 %. За даними ГДС нафтогазоносний пласт залягає на глибині 4871,2-4882,4 м і має пористість 7 %, нафтонасиченість 70 %, ефективну товщину 2 м. Однак у процесі його випробуванні в колоні (інтервал перфорації 4870-4883м) отримано слабкий приплив пластової води. При повторній перфорації приплив води збільшився до $3,7 \text{ м}^3/\text{добу}$. За даними термометрії пласт визначено як водовіддаючий.

Аналіз буріння св. 11 та 12 на Кобзівській площі, результати ГДС та дослідження керну дозволяють охарактеризувати глибокозалягаючі (понад 5 км) перспективні горизонти М-1-6 та Б-1-2 у склепінній частині Кобзівського підняття (рис. 3.20, 3.21). Свердловини 11 та 12 розташовані одна від іншої на відстані близько 2 км, тому розріз, розкритий обома свердловинами, досить подібний, однак, як видно зі схеми співставлення (рис. 3.22) спостерігаються деякі відмінності [66].

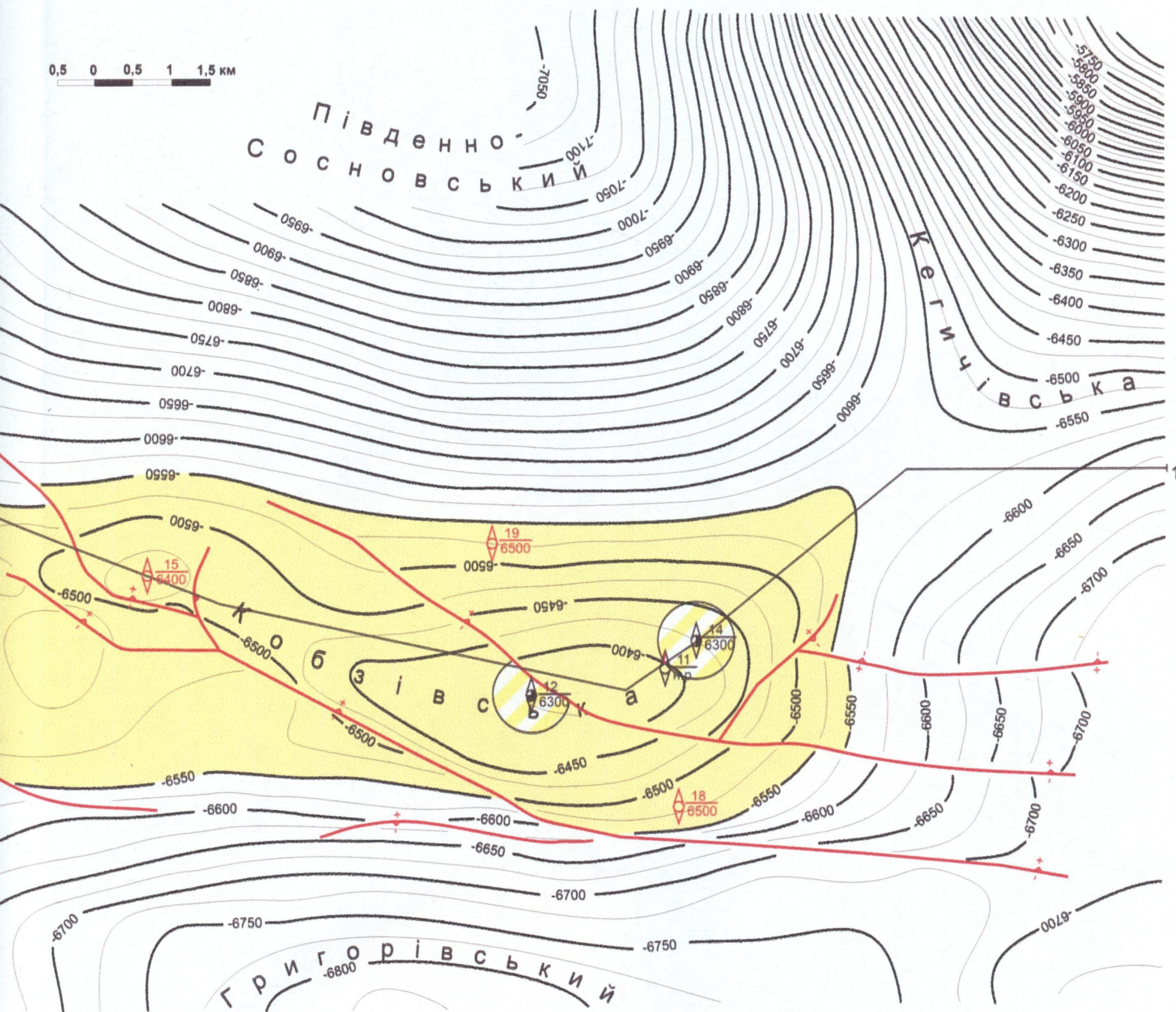
Горизонт Б-1 розкрито св. 12 в інтервалі 6150-6270 метрів. У розрізі горизонту за даними ГДС розкрито п'ять малопотужних (3-8 м) пластів пісковиків з пористістю від 7,4 до 9,2 %. Всі вони за винятком одного газонасиченого пласта з пористістю 9,2 % віднесені до ущільнених.



Умовні позначення:

- | | |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> -8000 Ізогіпси відбиваючого горизонту V6₂(C₂b)
(в верхній частині відкладів башкирського ярусу середнього карбону) Тектонічні порушення та напрямок падіння площини зміщувача Площа ресурсів газу категорії С₂ 1 Лінії сейсмогеологічних профілів | <ul style="list-style-type: none"> Свердловина у випробуванні, що Свердловина в бурінні з проєкції Проектні свердловини 200 <u>Номер свердловини</u>
6400 <u>Проектна глибина</u> |
|--|---|

Рис. 3.20 – Кобзівська, Західно-Кобзівська
Структурна карта відбиваючого горизонту V6₂ (C₂b)
(Склали: В.М. Бенько, А.В. Лизанець, А.А. Лизанець)



уванні, що розкрила на вибої відклади C_2b

з проектним вибоєм у C_2b

Західно-Кобзівська та Добренська площі.

C_2b в верхній частині башкирського ярусу середнього карбону

(Л.А. Лагутін, О.Б. Горяйнова, А.С. Тихомиров, 2008 р.)

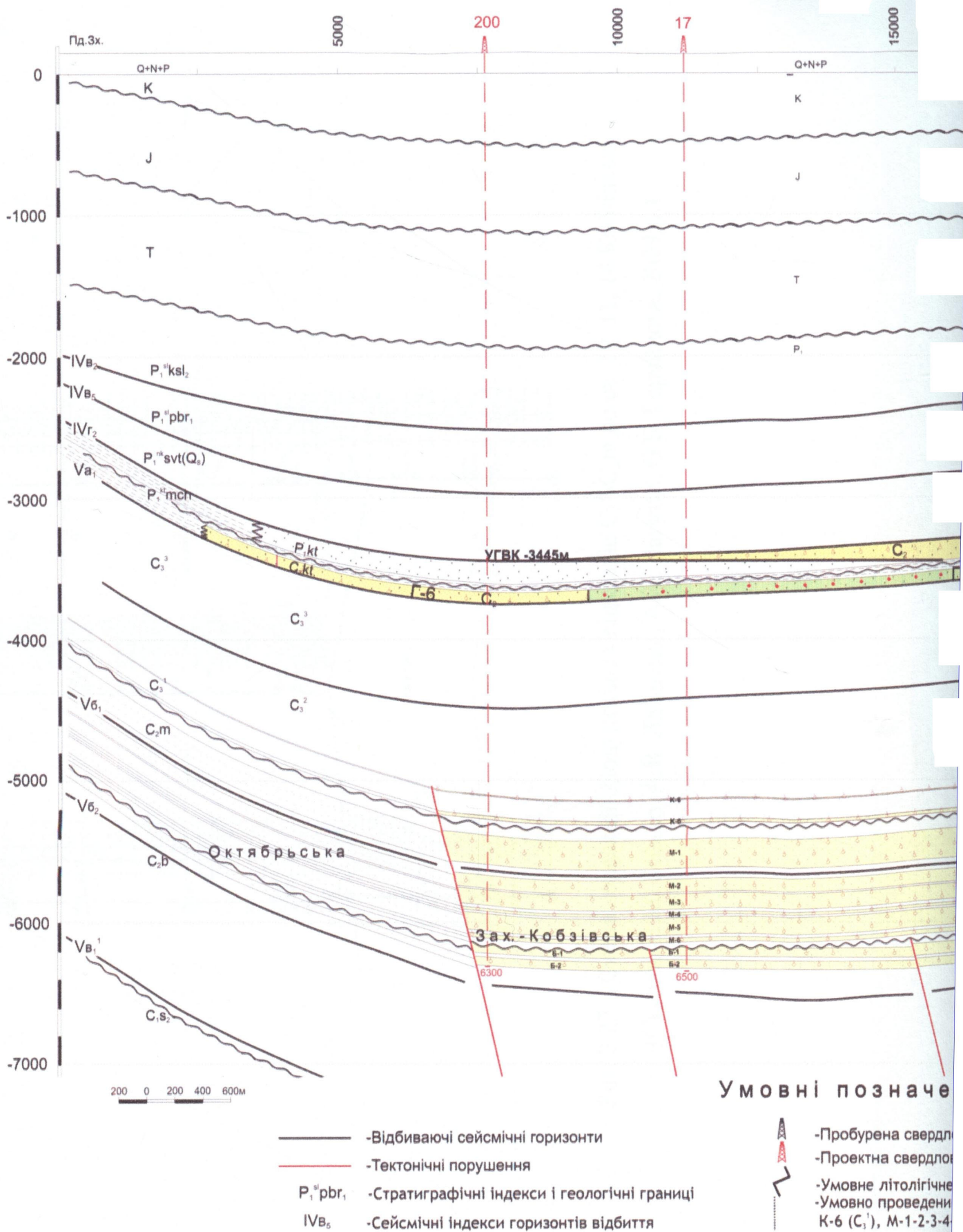
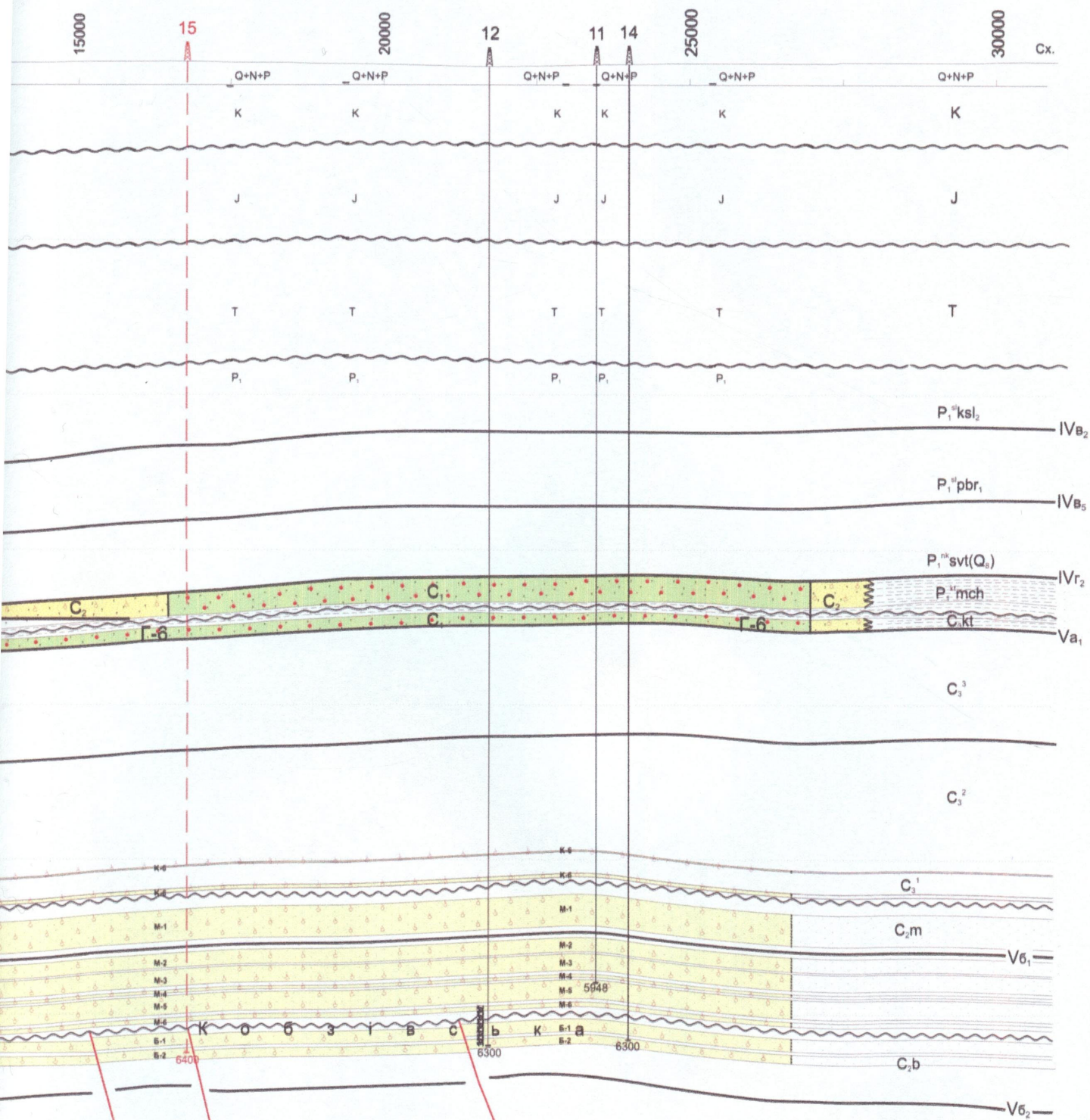





Рис. 3.21 – Кобзівська та Західно-Кобзівська площі
(Склали: В.М. Бенько, А.В. Лизанець, А.А. Лагутін, О.Б. П...)



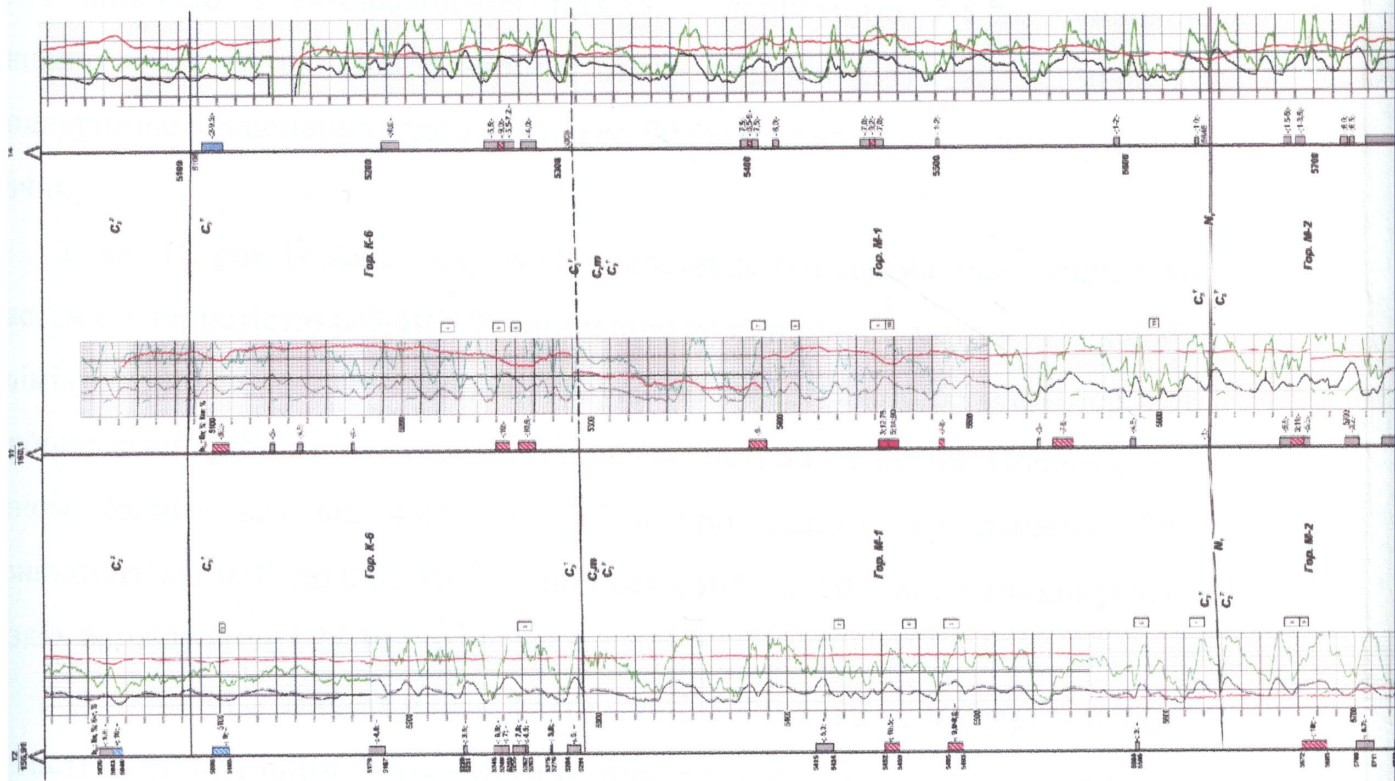
ПОЗНАЧЕННЯ:

- пробурена свердловина
 - проектна свердловина
 - імовірне літологічне заміщення
 - імовірно проведений контур газонасності у продуктивних горизонтах
 - 6 (C₁'), M-1-2-3-4-5-6 (C₂m), Б-1-2 (C₂b)

-  -Балансові запаси категорії C₁
-  -Прогнозна газонасність категорії C₂
-  -Ресурси газу категорії C₃

зівська площі. Сейсмогеологічний розріз по лінії 1-1

утін, О.Б. Горяйнова, В.В. Петлиця, А.С. Тихомиров, 2008 р.)



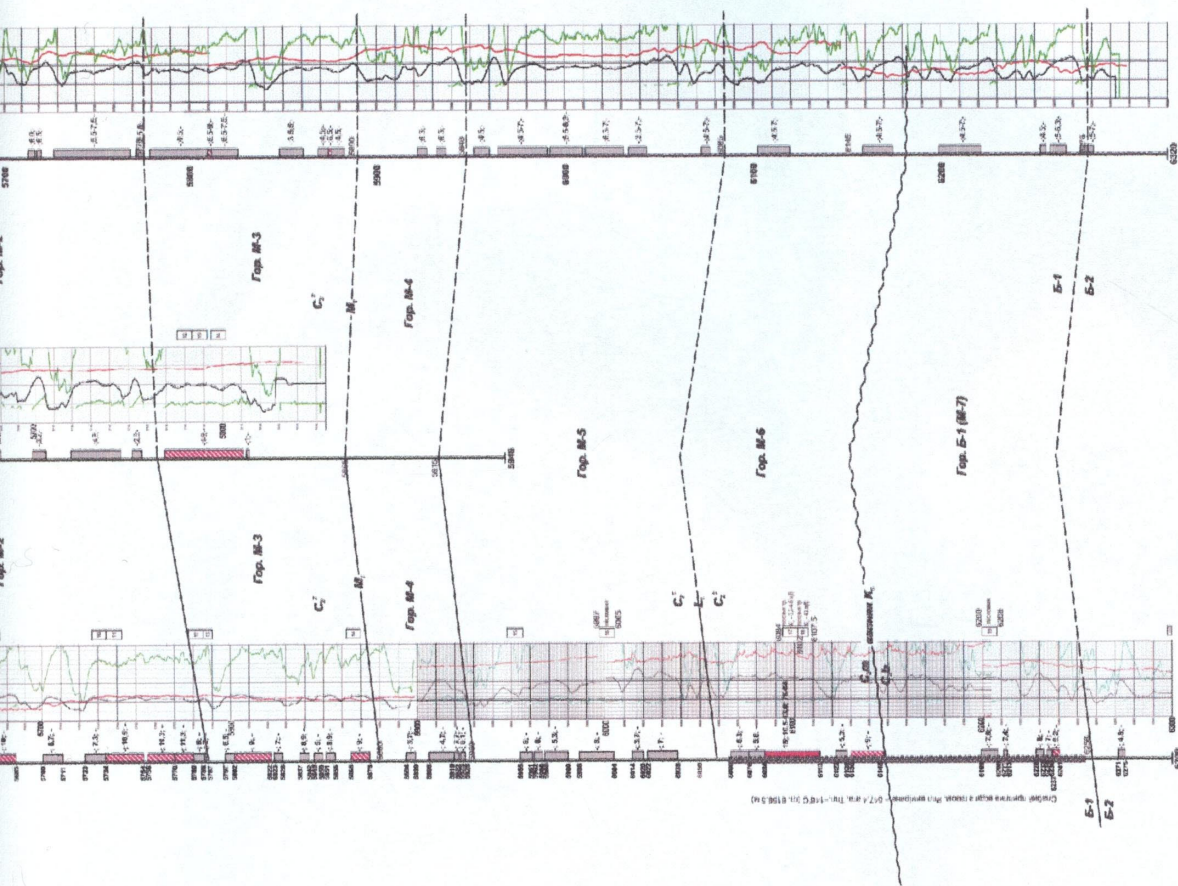


Рис. 3.22 – Схема кореляції продуктивних відкладів C_3^1 - C_2^m по св. 12, 11, 14 Кобзівські
(Склали: В.М. Бенько, А.В. Лизанець, А.А. Лагутін, О.Б. Горайнова, 2009 р.)

За даними керна пісковик аналогічний подібний пісковикам гор. М-6, однак має меншу пористість та проникність.

Горизонт Б-2 розкритий частково в інтервалі 6270 м до вибою свердловини 12 (6300 м). У розкритому розрізі за даними ГДС та результатів дослідження керна пластів-колекторів не виявлено.

Горизонт М-1 залягає в інтервалі глибин 5300-5630 м, має кращі властивості в розрізі св. 11. Він містить газоносний пласт з ефективною товщиною 5 метрів, в якому виділяються два прошарки з пористістю 12 % та 14 %, газонасиченістю відповідно 75-80 %. Окрім газоносного пласта, в св. 11 виділено 3 газонасичених пласта з пористістю 7-8 %, сумарною товщиною 23 метри. При розкритті цього горизонту також відмічалось неодноразове збільшення газопоказів (до 90 %) та падіння густини бурового розчину.

У св. 12 розріз горизонту М-1 представлений двома газонасиченими пластами з пористістю 8-9-10,5 % загальною товщиною 15 метрів. Пісковики поліміктові, польовошпат-кварцові, грауваккові переважно середньозернисті з прошарками дрібно-крупно-грубозернистих та гравелітистих. Пористість за керном коливається від 4,4 % до 7,5 % при середньому значенні 6 %, проникність від 0,03 до $0,35 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ при середній $0,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, в тріщинуватих зразках вона досягає $127 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Горизонт М-2 залягає в інтервалі глибин 5730-5780 м. У свердловині 11 він містить тільки один газонасичений пласт з пористістю 11 %, загальною товщиною 7 метрів, ефективною товщиною 3 м. Під час розкриття горизонту відмічались газопроявлення та поглинання бурового розчину.

Розріз горизонту М-2 в св. 12 має кращі фільтраційно-ємнісні властивості, ніж в св. 11. За даними ГДС у ньому виділяються 4 газонасичених пласти, з яких 3 відносяться до одного шару пісковика загальною товщиною 46 метрів. Пористість пластів коливається від 10 до 11,3 %. Сумарна товщина 4-х пластів складає 59 метрів.

За даними керну, відібраному в свердловині 12 прошарки газонасичених пісковиків мають дрібно-тонкозернистий та середньо-крупнозернистий склад. Останні містять домішки гравійного матеріалу. Текстура коса, косохвиляста. За даними керну пористість коливається від 1,3 до 6,0 % при середньому значенні 4 %, проникність $0,06-0,24 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ при середній – $0,09 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Відклади відносяться до алювіальних та прибережно-морських.

Горизонт М-3 залягає в свердловині 12 в інтервалі глибин 5790-5880 м. У свердловині 11 через технічні умови комплекс геофізичних досліджень проведено тільки до глибини 5830 м. У цій свердловині в закаратованому розрізі гор. М-3 виділено газонасичений пласт пористістю 4-9 %, загальною товщиною 42 м; у підошвенній незакаратованій частині горизонту по шламодіаграмі виділяється також потужний пласт пісковика (до 20-30 м).

За даними ГДС горизонт М-3 у свердловині 12 складається з двох пластів пісковиків з пористістю 9 % загальною товщиною 30 метрів. За даними керну, відібраному в св. 12, пісковики подібні пісковикам горизонту М-2. Їх пористість коливається в межах 2,3-7,5 % при середньому значенні 4,8 %, проникність від $0,07-0,47 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ при середній - $0,16 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Горизонт М-4 розкрито бурінням в обох свердловинах, однак через технічні умови, в св. 11 не проведені геофізичні дослідження і тому відсутні геофізичні дані щодо перспективності розрізу. В свердловині 12 горизонт залягає в інтервалі 5580-5930 м. В його розрізі за даними ГДС виділено декілька пластів пісковиків та алевролітів з пористістю 3,7-8,1 %, які інтерпретуються як ущільнені.

Горизонт М-5 розкрито св. 11 тільки частково, а в розрізі св. 12 він залягає в інтервалі 5930-6060 м. За даними ГДС горизонт містить 5 пластів пісковиків пористістю 7-8 %, загальною товщиною 57 м, однак всі вони інтерпретуються як ущільнені. Їх пористість коливається від 2-2,8 %, при середньому значенні 4 %. Проникність складає менше $0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, при середньому значенні близько $0,08 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Горизонт М-6 розкрито св. 12 в інтервалі 6060-6150 м. За даними ГДС у розрізі присутні 2 потужних пласта пісковиків загальною товщиною 48 м з пористістю 9 та 10,5-13 %. Кращий з них визначений як газоносний з газонасиченістю 76-84 %, ефективною товщиною 15 м. За даними вивчення керну пісковик різнозернистий, частіше крупно- грубозернистий до гравелітового. Ступінь цементації коливається від слабкої до міцної. Місцями відмічаються зони значної тріщинуватості. Поблизу поверхонь тріщин ступінь цементації породи падає. Кількість тріщин на 1 м пісковика складає від 10 до 100 од. На свіжих сколах керна пісковик має запах ВВ. Пористість за даними керну коливається від 4 до 8,2 % при середньому значенні 6,4 %, проникність від 0,02 до $1,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ при середньому значенні $0,18 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, у тріщинуватих зразках вона сягає $43 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Результати досліджень свідчать, що в розрізі верхнього (C_3^1) та середнього карбону Кобзівської структури на глибинах від 5000 до 6300 м присутні пласти пісковиків товщиною від 5 до 48 м, переважно з пористістю 6-9 % в деяких інтервалах до 10-14 % з газонасиченістю до 86 % і розвиненою тріщинуватістю. Останні є найбільш перспективними об'єктами пошуку.

У свердловині 12 Кобзівська на даний час ведеться сумісне випробування фільтром гор. М-6 та Б-1. Освоєння свердловини розпочали переведенням бурового розчину з 2030 кг/м^3 (на такому буровому розчині велось буріння свердловини з глибини 5900 м) до 1450 г/см^3 , потім перевели свердловину на технічну воду. Припливу газу не отримали. У свердловині тривалий час проводиться інтенсифікація припливу методом змінних тисків. Відмічається збільшення швидкості набору тиску, а при "розрядці" свердловини виділяється факел газу (до 40 хвилин), який змінюється розгазованою водою. Очистка свердловини триває.

Промислова газоносність московських відкладів, які залягають на глибинах понад 5 км поки що не встановлена. Однак, прикладом продуктивності цих відкладів на великих глибинах є Східно-Полтавське ГКР (рис. 3.23).

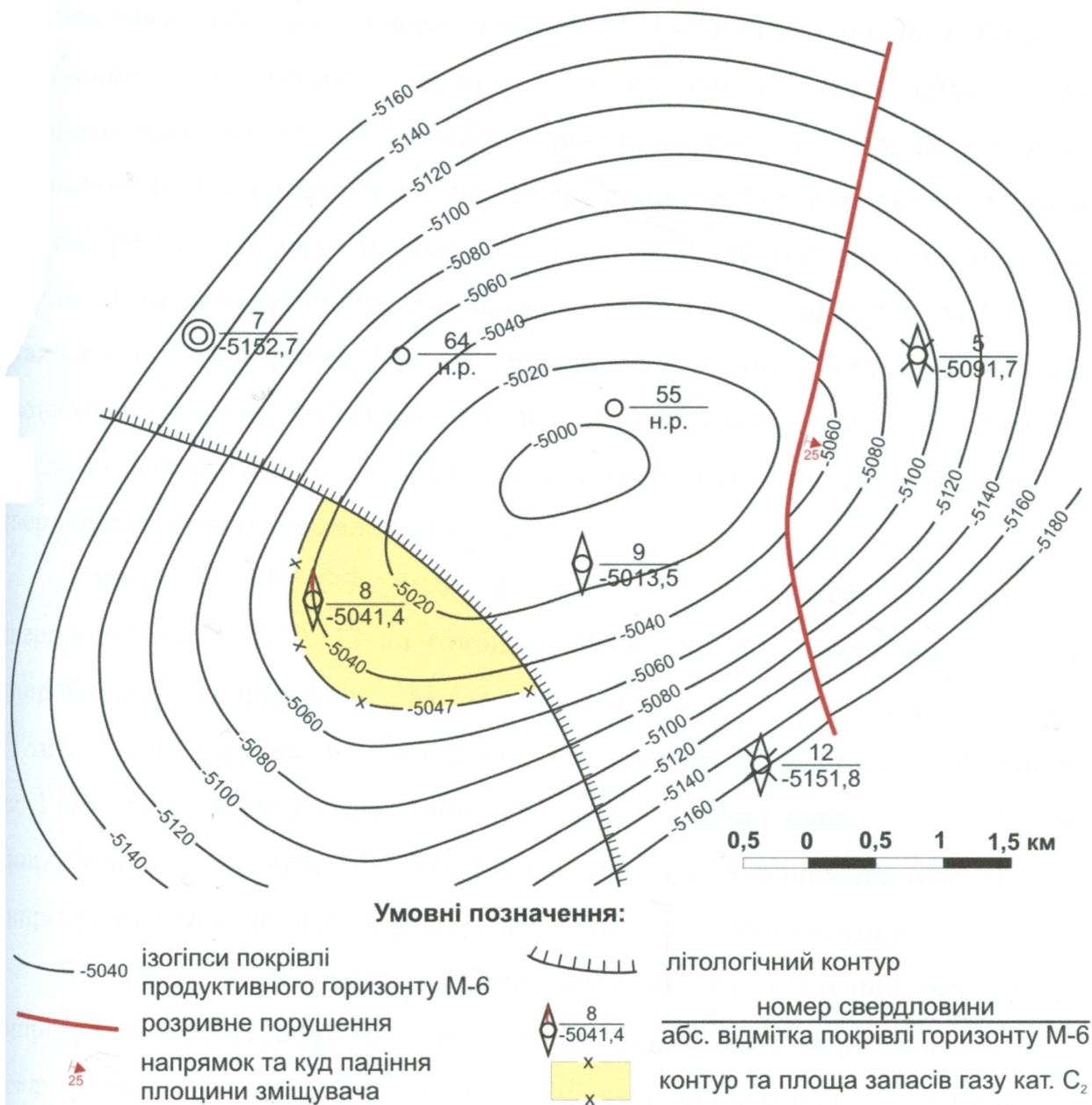


Рис. 3.23 – Східно-Полтавське ГКР. Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту М-6 (С₂м)

(Склали: В.М. Бенько, О.Б. Горяйнова, 2008 р.)

За даними розвідувального і оціночно-експлуатаційного буріння, які в останні роки успішно ведуться при участі і керівництві дисертанта, на родовищі отримані промислові припливи газу з горизонтів М-1-2-3м. Колекторами є пісковики з пористістю до 9,5- 14 %, газонасиченістю 60-70%. Пісковики поліміктові, кварцові, різнозернисті від дрібно- до середньозернистих. Цемент неповно-поровий, контактово-поровий глинисто-карбонатний. Слід відзначити, що експлуатаційне буріння, яке ведеться в останні роки, дозволило не тільки збільшити видобуток на родовищі, а й уточнити та значно збільшити площу газоносності горизонтів М-1-3. Це сталося в значній мірі через те, що з'явилися нові технології буріння, частіше застосовуються потужні гідророзриви пластів та соляно-кислотні обробки, які дозволяють отримати промислові припливи газу там, де розвідувальні свердловини раніше не дали припливів.

Горизонти М-5-6-7 були розкриті у 70-ті роки пошуковими свердловинами 7, 8, 9, 12 на глибинах 5033-5190 м. У свердловині 8 при випробуванні горизонтів М-5-7 отримано приплив газу дебітом 21 тис. м³/добу на 4 мм штуцері. Такий приплив газу із свердловини 8 станом на 1975 рік був визнаний непромисловим. У свердловинах 7 та 9 при випробуванні горизонтів М-5-7 було отримано слабе виділення газу. При їх випробуванні методи інтенсифікації застосовувались недостатньо.

З огляду на це можна зробити висновок, що негативні результати випробування пошукових та розвідувальних свердловин на родовищі у 70-х роках, при сучасному перегляді не можуть однозначно вказувати на безперспективність більш глибокозалягаючих продуктивних горизонтів.

Потенціал газоносності Східно-Полтавського родовища до кінця не розкритий, воно є недорозвіданим та потребує подальшого вивчення пошуково-розвідувальним бурінням. Це дає підставу переглянути перспективність московських відкладів на великих глибинах в бік їх збільшення.

3.5 Верхньокам'яновугільно-нижньопермський нафтогазоносний комплекс

Верхньокам'яновугільно-нижньопермський нафтогазоносний комплекс на карті зрізу -5000 м представлено, за винятком поодиноких плям нижньої пермі; тільки верхньокам'яновугільними відкладами. Ці відклади виходять на поверхню – 5 км на території південно-східної частини центру грабену і займають там осьову та приосьові частини. Площа їх виходу на поверхню -5000 м складає близько 3600 км². На карті зрізу -6000 м ці відклади виходять на поверхню у вигляді поодиноких плям з загальною площею близько 60 км².

У складі верхньокам'яновугільних відкладів основна роль належить глинистим і піщаним породам. На північному заході регіону розріз верхнього карбону на 60-80 % складається з пісковиків, а на південному сході їх кількість змінюється у межах від 40 до 20 % від сумарної товщини теригенних утворень.

У відкладах верхнього карбону в даний час встановлено 16 продуктивних горизонтів, з яких 3 горизонти (Г-4-6), що залягають між вапняками Q₁-Q₅, приурочені до тої частини картамишської світи, яка відноситься до верхнього карбону, 7 стратиграфічно приурочені до араукаритової (Г-7-13), 5 - до авилівської (К-1-5) і 1 – до ісаївської світи (К-6) [77].

Скупчення вуглеводнів у верхньокам'яновугільних відкладах пов'язані з пісковиками, структура яких змінюється від дрібнозернистої до крупнозернистої, гравелітистої. За мінералогічним складом це кварцові, польвошпатово-кварцові, слюдяно-польвошпатово-кварцові, аркозові і граувакові відміни. Кластичний матеріал складений зернами кварцу (40-95 %), польових шпатів (0-25 %), слюди (0-35 %) і уламками крем'янистих і кварцитових порід (0-25 %). Цемент в пісковиках складається переважно з карбонатного матеріалу, що знаходиться у різних процентних співвідношеннях з глинистим і гідрослюдистим. Пористість пісковиків

змінюється від 1,1 до 28,5 %, проникність досягає $2433 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Тип колектора – гранулярний, I-VII класів.

Горизонти касимівського ярусу продуктивні на Східно-Полтавському (К-6), Миролобівському (К-2), Західно-Хрестищенському (К-2, К-1), Ланнівському (К-1) та інших родовищах. На Східно-Полтавському родовищі горизонт К-6 залягає на глибинах 4400-4600 м, з нього отримані припливи газу дебітом близько 40 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$. Він розділений на 2 пласта (К-11 та К-12 за індексацією ГПУ «Полтавагазвидобування»). Колектором являються пісковики крупно-різнозернисті з прошарками дрібнозернистих. Пісковики поліміктові за складом, цемент – глинистий, карбонатно-глинистий. Їх пористість 11-14 %, газонасиченість 70-78 %.

Зараз тривають пошуки газу у відкладах касимівського ярусу на Кобзівській площі. В св. 11-Кобзівська газonosні за ГДС пласти з пористістю 9,5-10,5 %, горизонту К-6 розкрито на глибині 5100-5300 м. За даними дослідження керну пісковики польовошпат-кварцові, дрібно-середньозернисті. Відмічаються прошарки різнозернистого, крупнозернистого пісковіку. В деяких зразках є відкрита тріщинуватість, що розвинута як по нашаруванню так і під кутами до нього [87]. Пористість пісковиків за даними досліджень керну коливається у межах 1,2-6,7 %, в середньому складає близько 5 %, проникність від 0,08 до $0,21 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, в середньому – $0,14 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Пласти не випробувані в експлуатаційній колоні, але під час їх розкриття бурінням вміст метану за даними газового каротажу зростав до 30-80 %, падала густина бурового розчину. Опошукування цього горизонту на Кобзівській структурі триває.

На Машівському ГКР (рис. 3.24, 3.25) у розвідувальній свердловині № 100 біс виділено горизонти К-6 і К-4.

Горизонт К-6 (М-1 за індексацією Полтавського ВБР) в інтервалі 5218-5279,2 м (4 пласти) за даними ГДС з пористістю від 7 до 9 %, газонасиченістю 77 %, сумарне значення ефективної товщини 28 м.

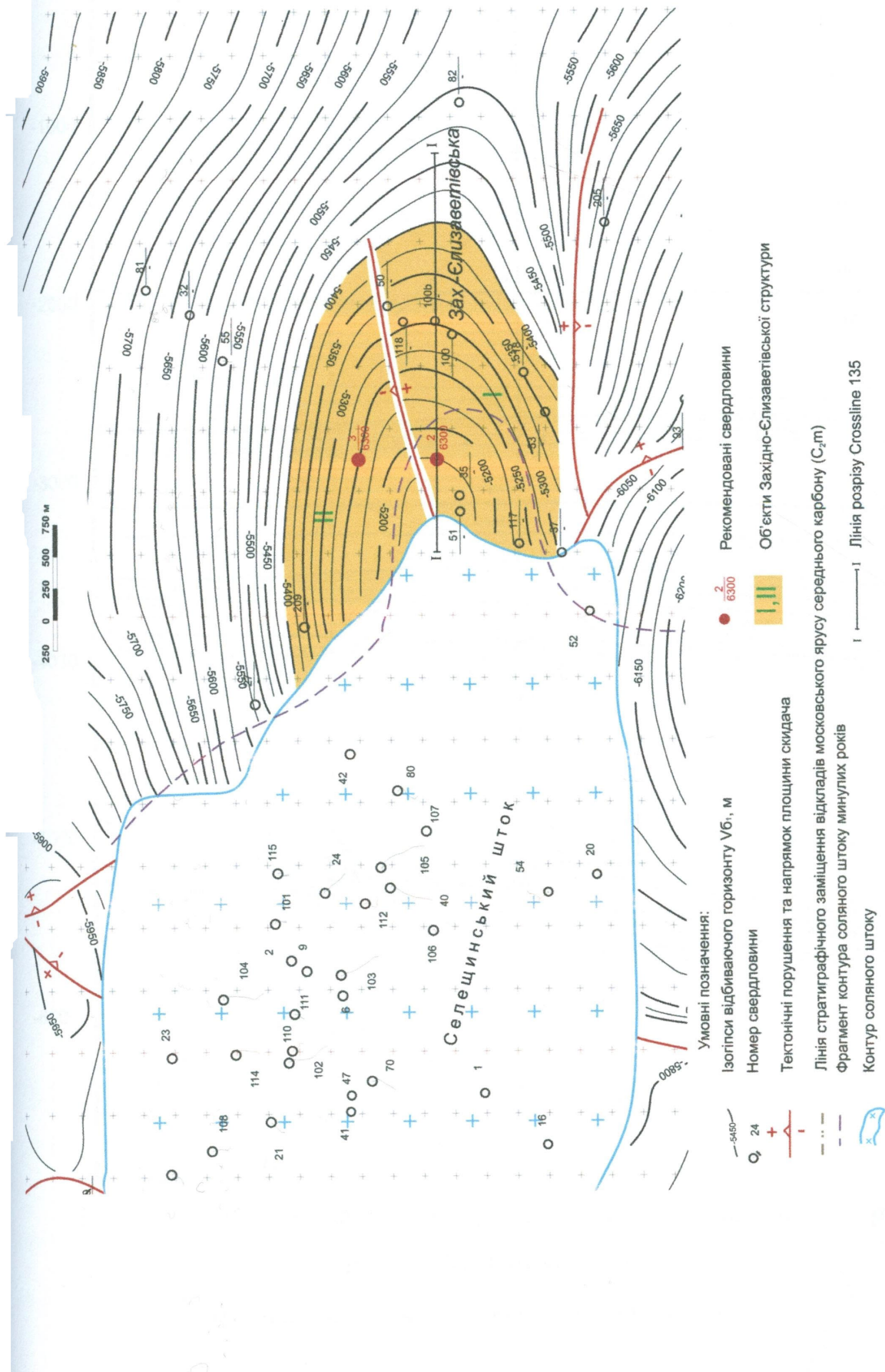


Рис. 3.24 — Мавівська площа. Структурна карта відбиваючого горизонту Vб₁ (C₂m)

(Склали: В.Крижановський, С.Буртовий, 2008 р.)

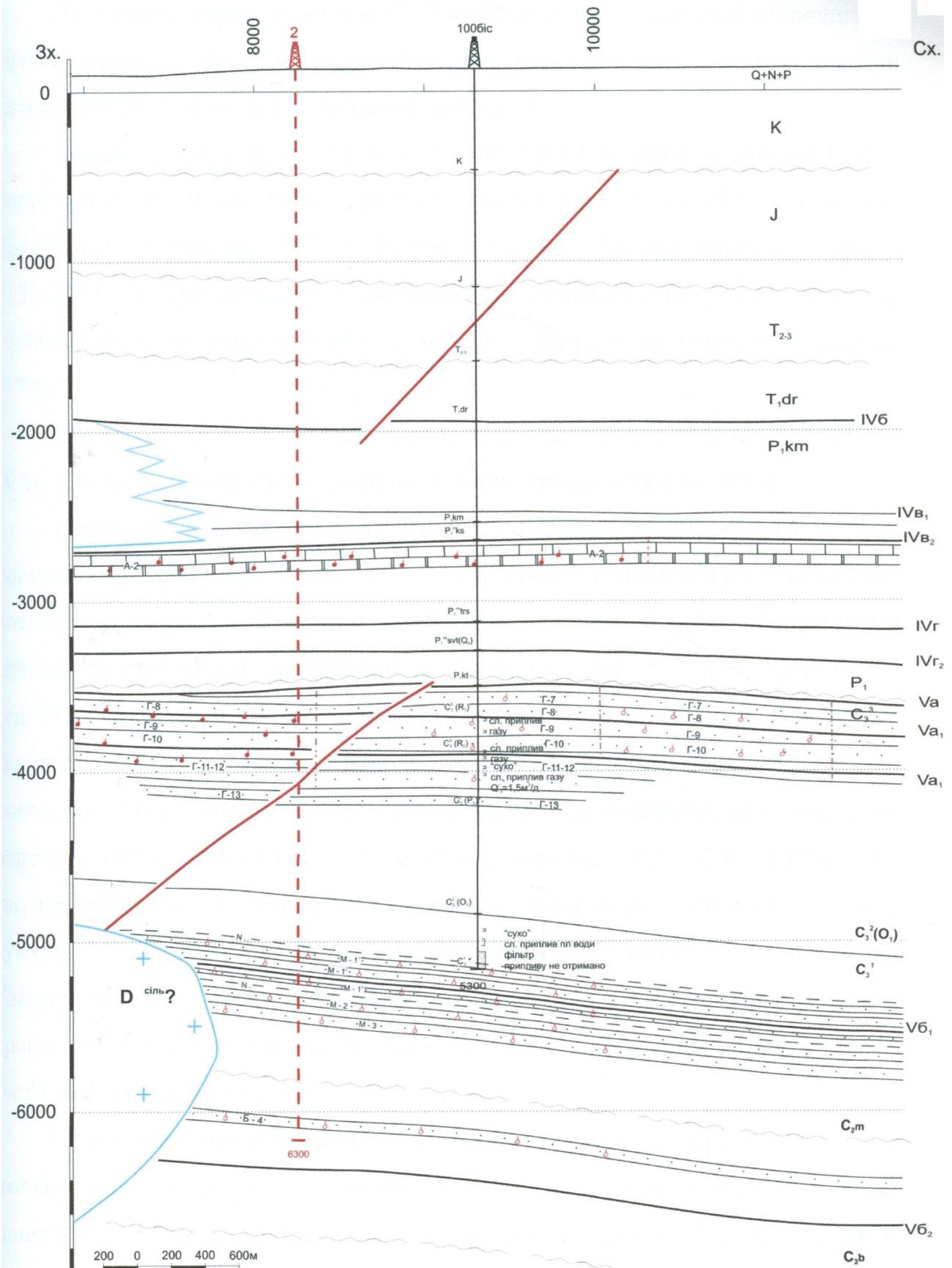


Рис. 3.25 – Машівська площа. Фрагмент сейсмогеологічного розрізу по лінії I-I (Crossline 135)

(Склали: В.Крижановський, С.Буртовий, 2008 р.)

За даними керну в інтервалі 5240-5260 м він складений пісковиками сірими, дрібно- і середньозернистими, середньої міцності, зцементованими кварцовим цементом; пористість складає 3,7 %.

Горизонт К-6 в інтервалі 5133,2-5169,2 м (4 пласти) за даними ГДС з пористістю від 9 до 10 %, газонасиченістю від 77 до 87 %, сумарною ефективною товщиною 28,2 м. За результатами обробки керна в інтервалі 5133-5151 м представлений пісковиками поліміктовими, світло-сірими, тонкозернистими, косошаруватими, цемент – кварцовий; пористість складає 4-7 %.

В інтервалі 5067,2-5085,2 м горизонт К-6 за даними ГДС має пористість 10 %, газонасиченість 73 %, сумарною газонасичену товщину 9,6 м.

Горизонт К-4 за даними ГДС в інтервалі 4837,2-4846,8 м має пористість 10 %, газонасиченість 73 %, ефективну товщину 9,6 м. За даними досліджень керна в інтервалі 4840-4850 м представлений пісковиками сірими, світло-сірими, поліміктового та мезоміктового складу, дрібно- та середньозернистими, з полімінеральним цементом: глинистим, гідрослюдистим плівково-порового типу, хлоритовим та каолінітовим порового типу, карбонатним (доломітовим) дрібнозернистим неповнопоровим. Пористість складає 4-8 % при проникності $0,26-32,8 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Під час випробування цих горизонтів припливу не отримано. Доцільно, на нашу думку, пробурити в більш сприятливих геологічних умовах на Єлізаветівській площі свердловини глибиною до 6300 м, які розкриють прогнозно газонасні горизонти касимівського, московського та верхньої частини башкирського ярусів.

Прикладом продуктивності гжельського ярусу є горизонт Г-13 на Веснянському родовищі. Він розкритий в інтервалі глибин 5409-5438 м і за даними ГДС містить 8 пластів із загальною товщиною 24,6 м, з яких 6 нафтонасичених, один слабонафтонасичений та один ущільнений слабонафтонасичений. Пласти мають пористість 9-16,5 %, нафтогазонасиченість – 53-70 %, загальну ефективну товщину – 14,6 м. За

даними керну горизонт Г-13 складений неоднорідними пісковиками світло-сірими, сірими з коричневатим відтінком, мезоміктовими та поліміктовими, від різнозернистих (дрібно-, середньо-, крупнозернистих) до грубозернистих, гравелітових, слабо- та середньозцементованими. Під час випробування горизонту Г-13 фільтром в інтервалі 5399-5440 м отримано слабкий приплив газу, після інтенсифікації дебіти нафти та газу склали відповідно – 4,7 м³/добу та 0,692 тис. м³/добу на 2 мм штуцері.

Покришками для покладів нафти і газу, приурочених до відкладів верхнього карбону і нижньої пермі, служать соленосні відклади краматорської світи і малопроникна глиниста товща нижньодронівської підсвіти нижнього тріасу, які утворюють єдиний пермський регіональний флюїдоупор (П.Ф. Шпак, 1981). Роль локальних флюїдоупорів належить невеликим за товщиною глинистим і соленосним пачкам, що мають місце в розрізах верхнього карбону і нижньої пермі.

Таким чином, наведений вище матеріал з дослідження центральної та південно-східної частин ДДЗ вказує на наявність на окремих площах промислових покладів ВВ у девонських, турнейських, візейських, серпуховських, башкирських, московських та верхньокам'яновугільних відкладах, що залягають на глибинах понад 5 км.

Проте, залишається ще багато нез'ясованого з їх глибинної геологічної будови та перспектив нафтогазоносності, що обумовлює необхідність подальших досліджень.

РОЗДІЛ 4

КРИТЕРІЇ ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ

Як відомо, основними критеріями оцінки нафтогазоносності надр є структурно-тектонічні, що визначають величину потенційних ресурсів нафти і газу, закономірності їх просторового розміщення та літолого-фаціальні, які дають змогу оцінювати перспективи нафтогазоносності надр з погляду на літологічний склад і фаціальну належність порід розрізу та наявності порід-колекторів і порід-покришок, їх формування, збереження, перетворення та поширення. При визначенні перспектив нафтогазоносності, тим більше на великих глибинах, необхідно також враховувати гідрогеологічні та термобаричні критерії, і визначитись щодо особливостей розміщення покладів ВВ у залежності від їх фазового складу.

Особливістю нафтогазоносності відкладів на великих глибинах (5-7 км) є наявність суттєвого впливу на породи, органічну речовину та вуглеводні великих тисків, температур та високомінералізованих глибинних флюїдів, що у сукупності призводять до тенденції ущільнення порід-колекторів та зниження екрануючих властивостей глинистих покришок з глибиною. У деяких випадках катагенетичні перетворення можуть призвести до зворотнього процесу – формування вторинного колектора за рахунок утворення порожнин вилуговування або розвинення тріщинуватості. В умовах великих глибин і значних катагенетичних перетворень звичайний розподіл ролей між літотипами може змінитися: глинисті породи можуть стати колекторами, а ущільнені пісковики можуть виконувати функції катагенетичних покришок.

4.1. Структурно-тектонічні критерії

Дніпровсько-Донецька западина є нафтогазоносною областю з великими глибинами залягання фундаменту до 15-20 км, значними товщинами нафтогазоносних відкладів, розвитком соляних штоків та

виступів фундаменту, що обумовлюють формування локальних піднять, структурних виступів та схилів западин з великою кількістю різноманітних тектонічних порушень, стратиграфічних та літологічних виклинювань і пасток.

Насамперед нас цікавлять відклади московського, башкирського, серпуховського та візейського ярусів, що розвинені на території досліджень, і які є об'єктами пошуково-розвідувальних робіт на глибинах 5-7 км [88].

Московські відклади на глибинах 5-7 км поширені переважно в південно-східній частині центру грабену. Маючи форму плями, вони займають майже всю територію Машівсько-Шебелинського газоносного району, у вигляді язика поширюються в східну частину Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району, невеликими смугами проявляються на півночі Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного та Жовтнево-Лозівського перспективного районів та на півдні Рябухинсько-Північно-Голубівського газонафтоносного району. Між Павловським та Миронівським штоками, а також межами плями московські відклади залягають гіпсометрично вище -5000 м. У найбільш зануреній частині, в компенсаційних прогинах між штоками, вони залягають глибше 7000 м. Загальна товщина московських відкладів на глибинах 5-7 км за співставленнями по свердловинах приблизно однакова і дорівнює 800-900 м.

На складеній карті розвитку московських відкладів (рис. 4.1) на основі структурно-тектонічного аналізу здобувачем виділені перспективні ділянки - підняття та блоки, які є потенційними пастками, в яких можуть бути виявлені поклади вуглеводнів (жовтий колір). Простежено загальне розповсюдження московських відкладів (рожевий колір), де за результатами проведених досліджень не виявлено структурних форм для формування пасток.

У приосьовій частині западини можна виділити дві смуги штоків: північний (від Чутівського до Олексіївського) та південний (від Селещинського до Біляївського). До них приурочена більшість

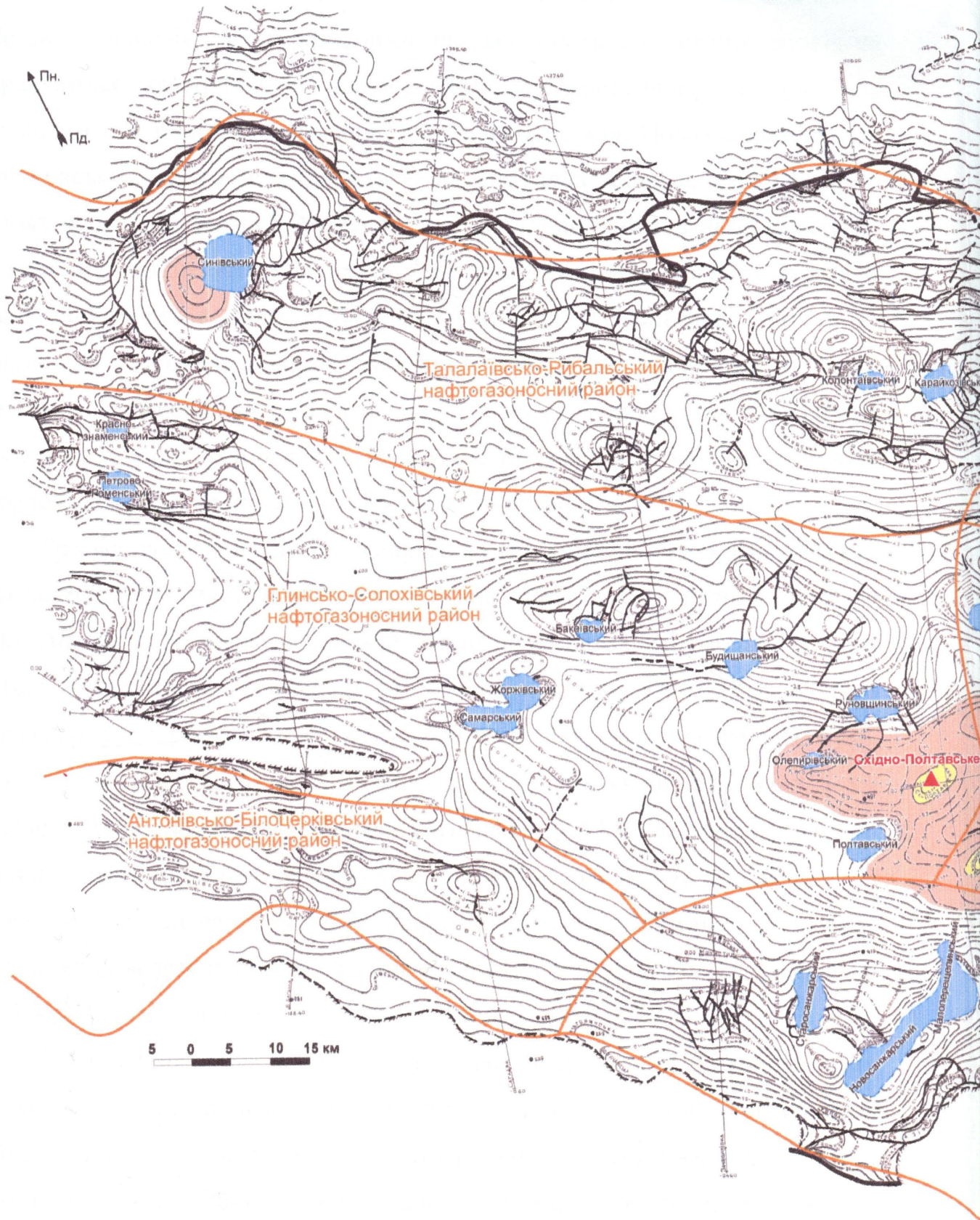
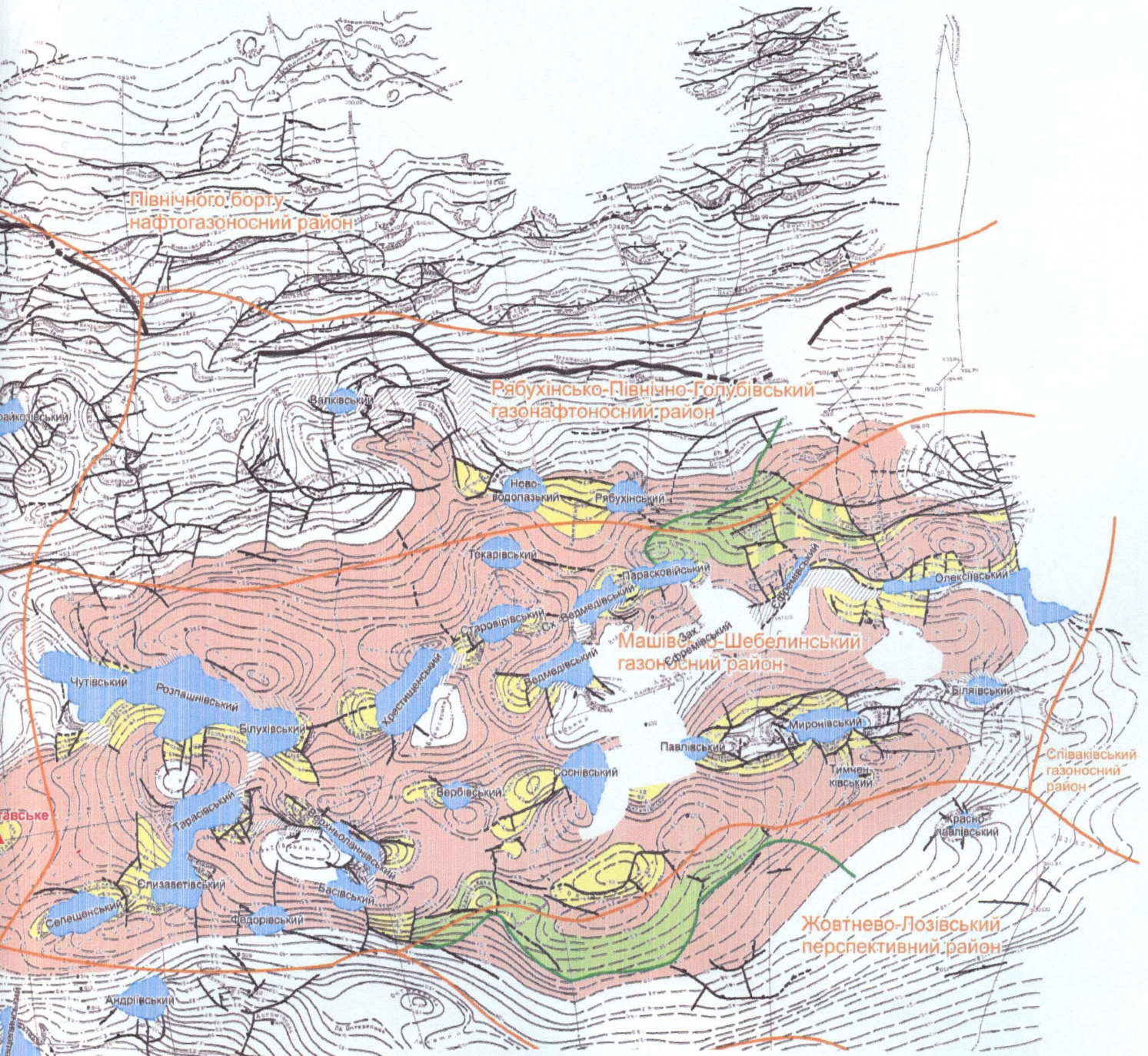


Рис. 4.1 – Карта розвитку московських відкладів та перспективних ді
 (Склав В.М. Бенько з використанням ма



Умовні позначення:

- Ізогіпси відбиваючого горизонту V6_{1n} (C₂m):**
- упевнене положення
 - невпевнене положення
 - умовне положення
 - допоміжні
- Тектонічні порушення:**
- упевнені
 - припущені
 - крайове
 - скид
 - незгідний скид
 - напрямок падіння площини скидача
 - зона втрати кореляції
 - контури соляних штоків

- Границя припинення простеження горизонту V6_{1n} (C₂m), пов'язана з розмивом московських відкладів
- 424 — Параметричні свердловини глибокого буріння
- Родовища, на яких отримані промислові припливи вуглеводнів з відкладів C₂m з глибин понад 5 км
- границі нафтогазоносних районів
- Зона розвитку відкладів C₂m в інтервалі глибин 5-7 км
- Перспективні ділянки, виділені на основі структурно-тектонічного аналізу в інтервалі глибин 5-7 км
- Границя розвитку катагенетичного флюїдоупору (КФУ)
- Зона перспективності відкладів C₂m під КФУ

...х ділянок на глибинах 5-7 км у центральній та південно-східній частинах ДДЗ

...і матеріалів ДГП «Укргеофізика» СУГРЕ, 2009 р.)

ділянок московських відкладів, які являють собою підняті приштокові блоки або антиклінальні структурні форми, що замикаються на стінки штоків чи екрануються тектонічними порушеннями за простяганням та (або) за підняттям. На північ від північної смуги штоків, між Нововодолазьким та Рябухинським штоками виділяється перспективна ділянка, екранована за підняттям тектонічними порушеннями. Тектонічно екрановані за підняттям та простяганням пастки виділяються на захід від Нововодолазького штоку, на північ від Єфремівського штоку, на північ від Олексіївського штоку на північному схилі Гусарівського прогину. На південь від південної смуги штоків як перспективна ділянка по московських відкладах виділяється Кобзівське підняття, Добренська та Західно-Кобзівська площі та тектонічно-екранована пастка на південь від Басівського штоку.

Родовища та поклади вуглеводнів на глибинах 5-7 км у московських відкладах Машівсько-Шебелинського газоносного району до цього часу не виявлені. На Західно-Шебелинській площі спостерігалися газопрояви у св. 701біс, 704 та газовий викид у св. 701 з дебітом близько 100 тис.м³/добу. При подальшому випробуванні промислового припливу газу отримано не було. Поклади вуглеводнів у московських відкладах на глибинах понад 5 км виявлені лише на одному Східно-Полтавському ГКР, яке знаходиться в східній частині Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району в приосьовій частині западини та не приурочене до соляних штоків. У цей час на родовищі ведеться експлуатаційне буріння, але перспективи газоносності глибоких горизонтів ще не вичерпані.

Таким чином, основними перспективними ділянками по московських відкладах є підняття та тектонічно екрановані блоки на території соляних штоків. Можна виділити три перспективні зони розвитку таких пасток, дві з яких пов'язані з північною та південною смугами соляних штоків. Окремо виділяються тектонічно екрановані за підняттям та простяганням пастки, які безпосередньо не пов'язані з соляними штоками, а також Кобзівське та Східно-Полтавське антиклінальні підняття.

Башкирські відклади в порівнянні з московськими на глибинах 5-7 км мають більше розповсюдження по площі. Вони смугою облямовують зону розповсюдження московських відкладів та відсутні у глибоких міжштокових прогинах в центральній частині ДДЗ. Змінилось співвідношення розповсюдження башкирських відкладів у нафтогазоносних районах (рис. 4.2).

На повну товщину башкирські відклади на глибинах 5-7 км розкриті на Східно-Полтавському родовищі, де їх товщина складає 890 м та Шебелинському родовищі – 940-1090 м.

У межах Машівсько-Шебелинського газоносного району башкирські відклади розвинені переважно в крайових частинах та приштокових підняттях. Перспективні ділянки приурочені до приштокових та міжштокових підняттях, тектонічно-екранованих блоків на схилах западини, Шебелинської та Кобзівської структур. Більша частина приштокових та міжштокових перспективних ділянок пов'язана з південною смугою штоків. У цій зоні особливо слід відмітити згідно наших досліджень перспективні ділянки біля Селецинського штоку та по лінії Соснівський-Павлівський-Миронівський-Біляївський штоків. До північної смуги штоків приурочені переважно перспективні ділянки між Білухівським та Хрещищенським, Західно-Єфремівським та Єфремівським штоками.

У Глинсько-Солохівському нафтогазоносному районі башкирські відклади розповсюджені в глибоких прогинах, а також на західному замиканні приосьової зони в східній частині району. Перспективні ділянки приурочені до тектонічних блоків біля Рунівщинського штоку, Копилівської та Східно-Полтавської структур.

У Талалаївсько-Рибальському нафтогазоносному районі башкирські відклади розповсюджені в глибоких прогинах та за даними наших досліджень не містять перспективних ділянок для пошуків покладів вуглеводнів.



вних ділянок на глибинах 5-7 км у центральній та південно-східній частинах ДДЗ
станням матеріалів ДГП «Укргеофізика», 2009 р.)

У Рябухінсько-Північно-Голубівському газонафтоносному районі башкирські відклади мають широке поширення по площі. За даними структурно-тектонічних досліджень виділяються три значні по площі перспективні зони в південно-західній, центральній та південно-східній його частинах. Найбільша перспективна зона, де виділяються тектонічно-екрановані пастки, знаходиться в південно-західній частині району від Південно-Кисівської та Східно-Кисівської площ на схід до Валківського та Нововодолазького штоків. У центральній частині району перспективні ділянки приурочені до тектонічних блоків Північно-Єфремівської, Козачківської, Коробівської площ та глибоких горизонтів Безпалівського родовища. На південному сході району перспективні ділянки приурочені до тектонічно екранованих піднять Червонодонецької площі.

На території Руденківсько-Пролетарського нафтогазонасного району башкирські відклади розповсюджені на півночі в західній його частині у вигляді вузької смуги. На північ від Малоперещепинського штоку виділяється перспективна ділянка, пов'язана з тектонічно-екранованою пасткою Ватажківської структури.

Через територію Жовтнево-Лозівського перспективного району башкирські відклади на глибинах 5-7 км простягаються по моноклінальному схилу з заходу на північний схід у вигляді смуги, яка у цьому напрямку поступово розширюється. Перспективні ділянки пов'язані з тектонічно-екранованими на моноклінальному схилі пастками та підняттями біля Краснопавлівського штоку.

У Співаківському газонафтоносному районі башкирські відклади на глибинах 5-7 км мають широке поширення по площі. Перспективні ділянки пов'язані з антиклінальними Північно-Волвенківською, Миролубівською, Святушинською та тектонічно-екранованими Східно-Степківською та Західно-Співаківською структурами.

Родовищ та покладів вуглеводнів на глибинах 5-7 км у башкирських відкладах на цей час не виявлено. Незважаючи на це, башкирські відклади

мають значні перспективи щодо пошуків покладів вуглеводнів на глибинах 5-7 км.

Серпуховські відклади на глибинах 5-7 км повторюючи контури башкирських відкладів, розширюються на схили западини та скорочуються в її приосьовій частині через занурення на глибини більше 7 км (рис. 4.3). Вздовж північної та південної смуг штоків, за винятком найбільш припіднятих частин території на їх закінченнях, серпуховські відклади залягають на глибинах більше 7 км. Через це, кількість перспективних приштокових блоків по серпуховських відкладах значно менша, а їх роль становиться другорядною. Головними перспективними структурно-тектонічними елементами є тектонічно-екрановані за підняттям та простяганням пастки, а також антиклінальні та напівантиклінальні структури, ускладнені порушеннями.

Максимальна товщина серпуховських відкладів на глибинах 5-7 км за даними свердловин, що пробурені на Степовому та Краснокутському родовищах та розкрили його на повну товщину, складає 880-915 м.

На території Машівсько-Шебелинського газоносного району серпуховські відклади мають обмежене поширення. Розвинені на північному заході в глибоких прогинах та в припіднятих блоках вздовж Чутівського штоку. На півночі району відклади розвинені на схилах Кисівської та Коломацької структур, в південній частині – вузькою смугою між Розумівською структурою та Федорівським штоком. На сході району серпуховські відклади на глибинах 5-7 км приурочені до піднять між Павлівським, Миронівським та Біляївським штоками, до припіднятого тектонічного блоку на північному сході від Олексіївського штоку. За результатами структурно-тектонічного аналізу ці ділянки виділяються як перспективні для пошуків покладів вуглеводнів. Також в інтервалі 5-7 км вони залягають на Шебелинській структурі, де очікується відкриття серпуховського покладу за результатами буріння свердловини №888.

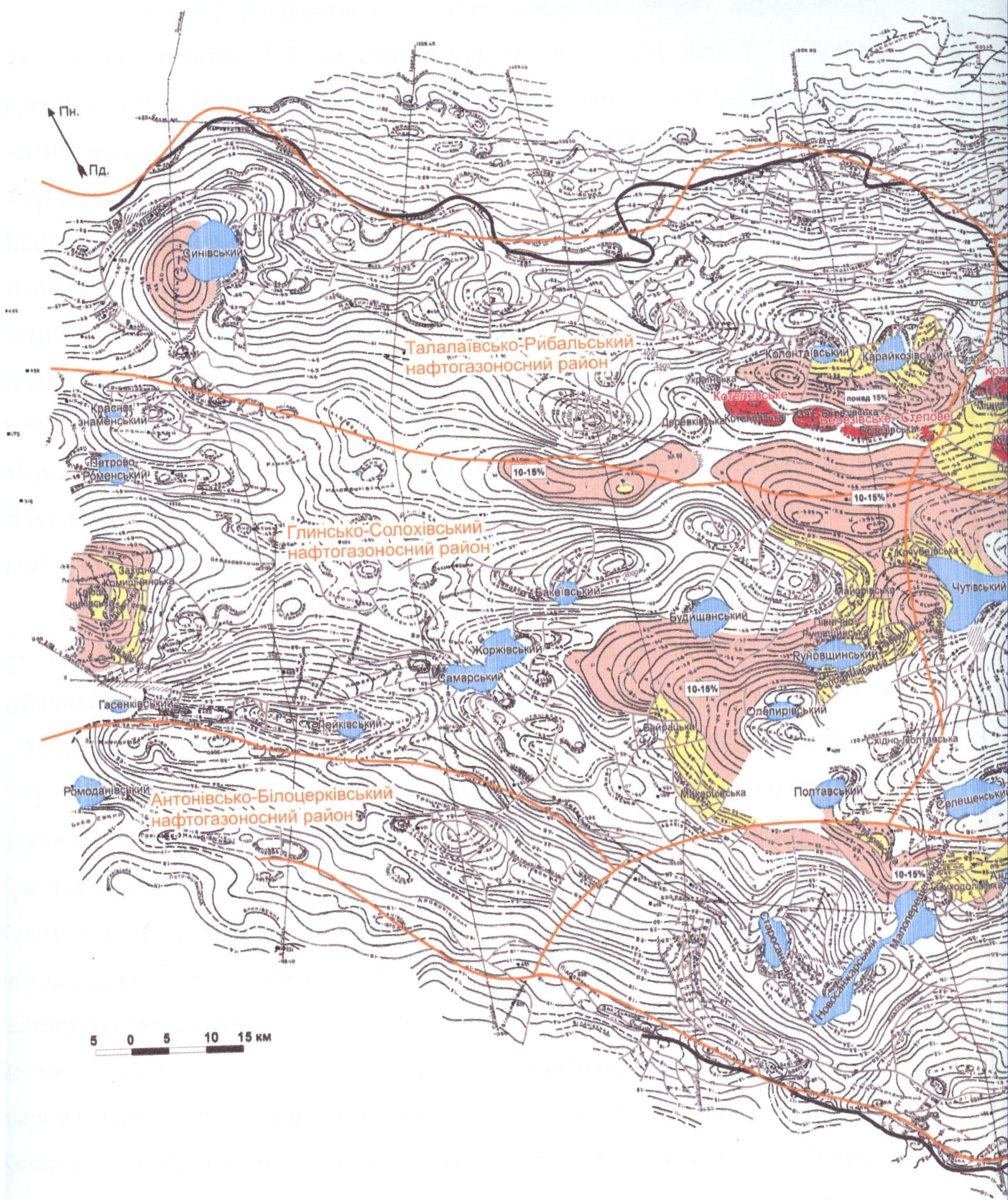
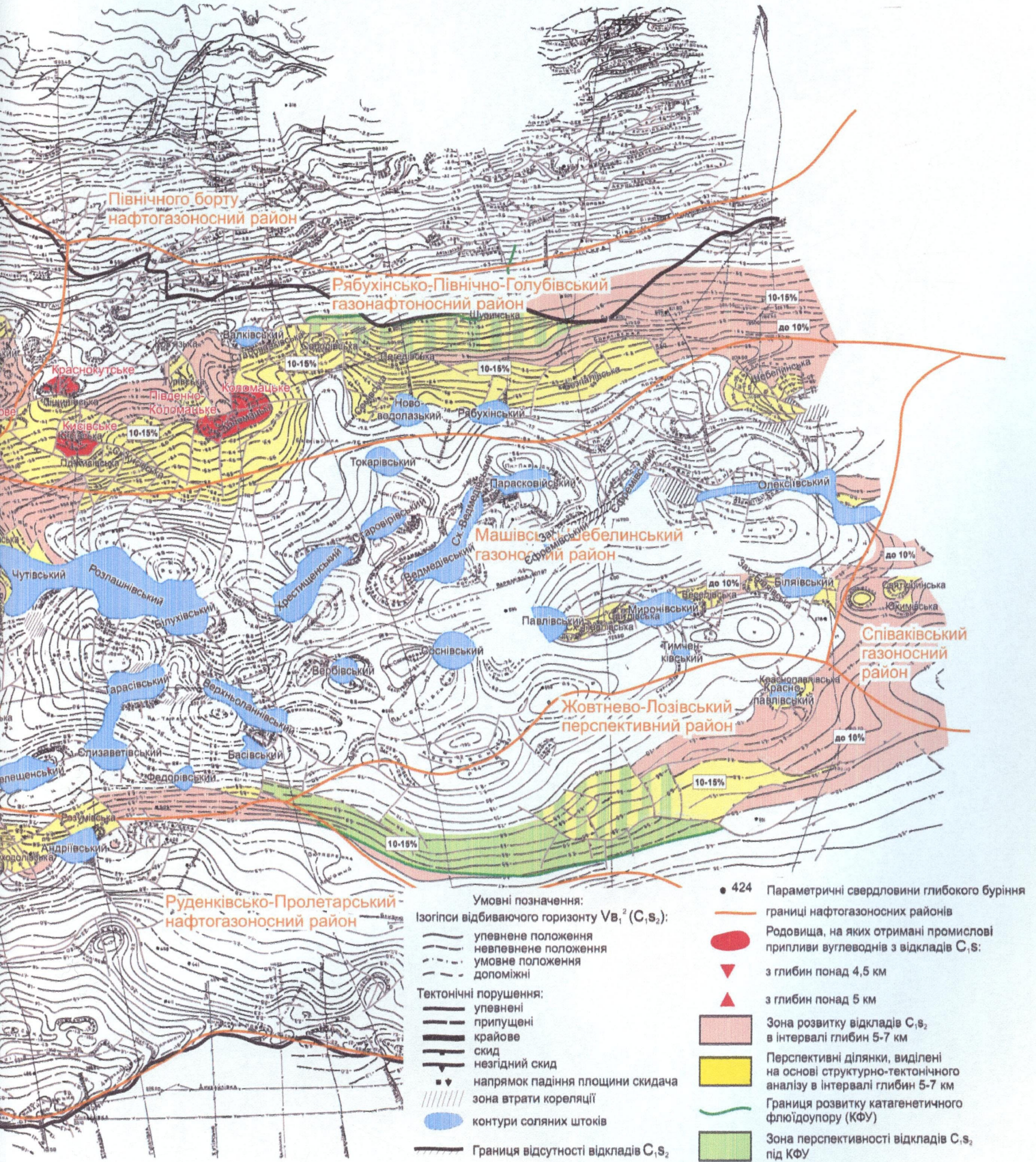


Рис. 4.3 – Карта розвитку серпуховських відкладів та перспективні (Склав В.М. Бенько з використанням



ивних ділянок на глибинах 5-7 км у центральній та південно-східній частинах ДДЗ
 ням матеріалів ДГП «Укргеофізика» СУГРЕ, 2009 р.)

У Глинсько-Солохівському нафтогазоносному районі серпуховські відклади на глибинах 5-7 км розповсюджені в східній частині у межах Орданівського та Шилівського прогинів. На південному схилі Орданівського прогину виділяються перспективні тектонічно-екрановані блоки Байрацької, Макарцівської, Абазівської структур. У центральній зануреній частині Шилівського прогину по серпуховських відкладах виділяється локальне антиклінальне підняття. На південному схилі східної частини Шилівського прогину виділяється перспективний тектонічно-екранований блок. Також перспективні ділянки приурочені до тектонічних блоків між Рунівщинським та Чутівським штоками, а також Майорівська структура. В західній частині району серпуховські відклади на глибинах 5-7 км розповсюджені на схід від Яблунівського родовища, де виділяється ряд перспективних тектонічних блоків, з якими пов'язані Ключинківська, Їжаківська, Зв'язівська площі.

Обширна зона розповсюдження серпуховських відкладів на глибинах 5-7 км, що простягається широкою смугою від західного закінчення Кубашівського прогину на схід через всю територію досліджень, знаходиться в Талалаївсько-Рибальському нафтогазоносному та Рябухінсько-Північно-Голубівському газонафтоносному районах. У цій зоні в серпуховських відкладах на глибинах понад 5 км виявлені поклади вуглеводнів на Краснокутському, Степовому, Кисівському, Коломацькому, Південно-Коломацькому родовищах. Численні тектонічно-екрановані блоки, антиклінальні та напівантиклінальні тектонічно-екрановані структури, тектонічно-екрановані за підняттям та простяганням пастки на моноклінальному схилі північного підйому западини, представляють собою широку перспективну зону для пошуків родовищ та покладів вуглеводнів. Компенсаційний прогин Синівського штоку та північні схили Шилівського прогину, де також розповсюджені серпуховські відклади на глибинах 5-7 км, за результатами проведених досліджень не містять перспективних ділянок для пошуків покладів вуглеводнів.

У Руденківсько-Пролетарському нафтогазоносному районі серпуховські відклади на глибинах 5-7 км мають порівняно невелике розповсюдження в західній частині на схід від Малоперещепинського та Андріївського штоків. Тут виділяється ряд перспективних ділянок на Ватажківській, Суходолівській, Розумівській площах.

У Жовтнево-Лозівському перспективному районі серпуховські відклади повторюють форму та контури башкирських відкладів, мають ширше розповсюдження на південь та південний схід, скорочені з боку підйому з центральної частини западини. Простягаються на моноклінальному схилі з заходу на північний схід у вигляді смуги, яка у цьому напрямку поступово розширюється. Перспективні ділянки серпуховських відкладів у цьому районі пов'язані з тектонічно-екранованими на моноклінальному схилі пастками та підняттями біля Краснопавлівського штоку.

У межах Співаківського газоносного району серпуховські відклади на глибинах 5-7 км поширені в західній частині. Перспективні ділянки пов'язані з Миролюбівською, Святушинською та Юхимівською антиклінальними структурами.

Таким чином, за даними структурно-тектонічних досліджень, серпуховські відклади на глибинах 5-7 км мають значну кількість перспективних ділянок щодо пошуків нових родовищ та покладів.

Площа поширення *візейських відкладів* на глибинах 5-7 км на візейському структурному плані суттєво відрізняється від серпуховських, башкирських та московських. Вони різко займають всю західну приосьову частину території, скорочуються та зміщуються від приосьових до прибортових частин у центрі та на сході. (рис. 4.4).

Товщини візейських відкладів, що розкриті повністю в інтервалі залягання 5-7 км, складають 1000-1100 м на Яблунівському родовищі, 830 м на Валюхівському родовищі, 1650-1800 м на Комишнянському родовищі, близько 1200 м розкритої товщини на Західно-Солохівському родовищі, 790 м на Котелевському родовищі, 800 м на

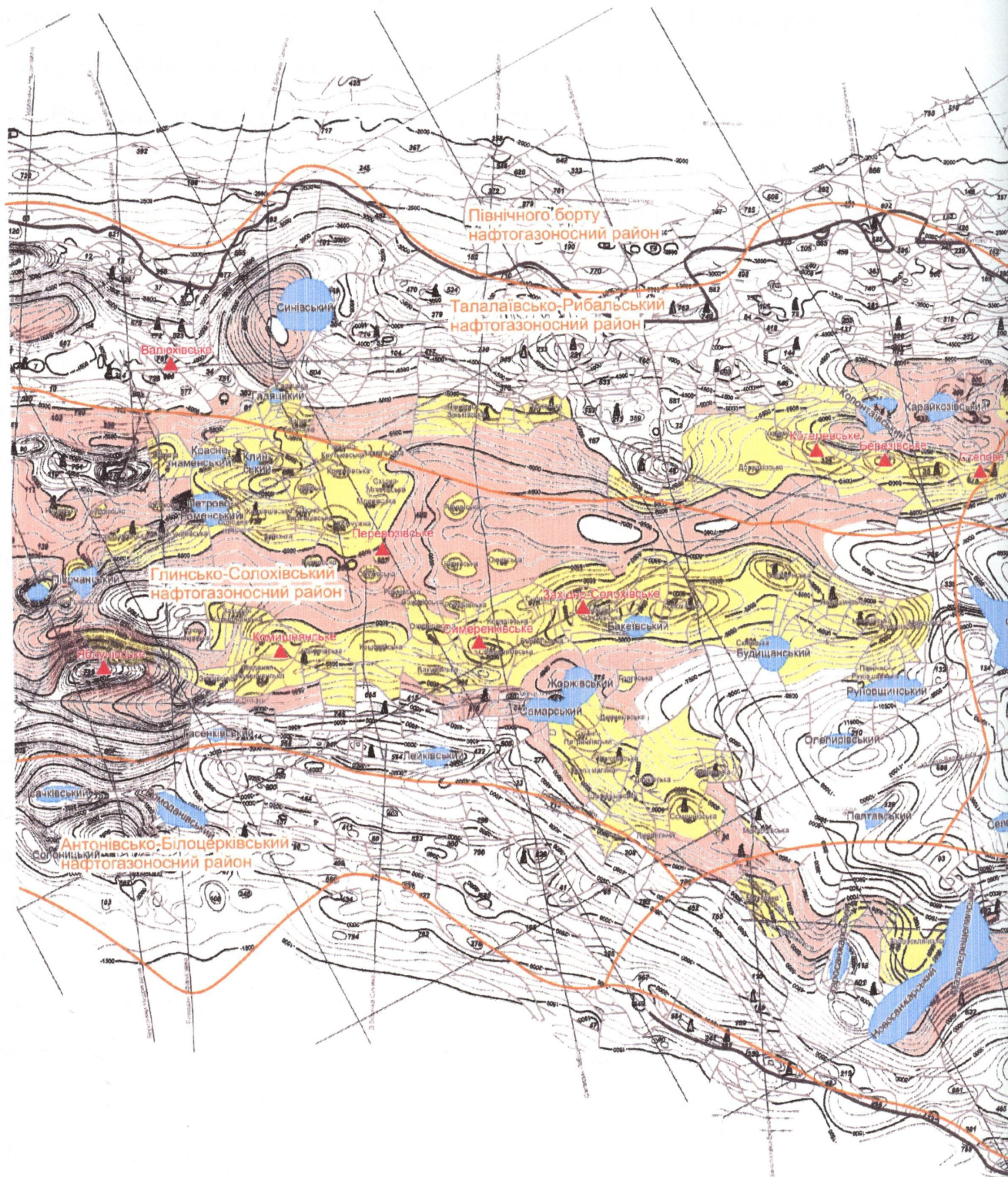
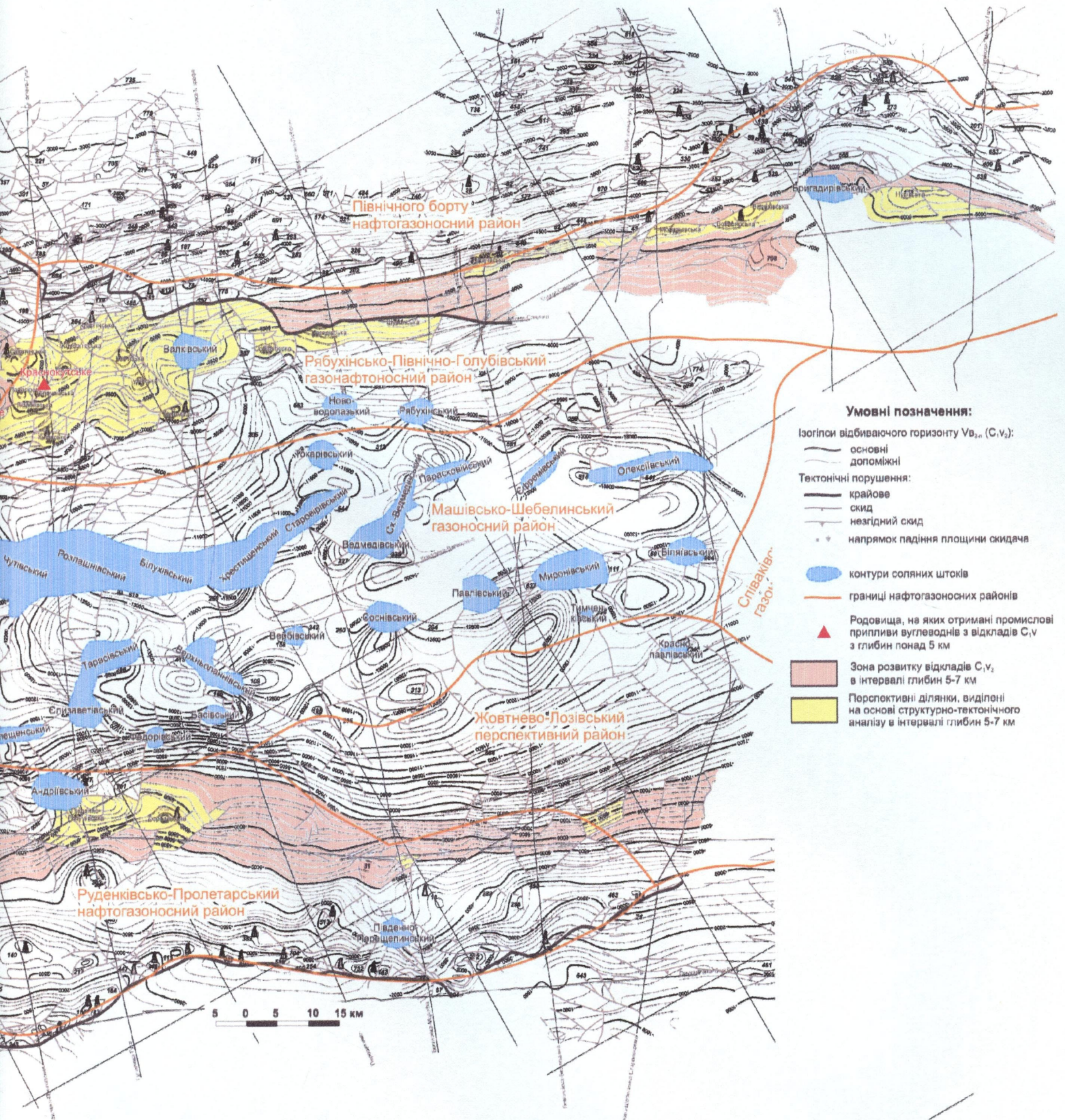


Рис. 4.4 – Карта розвитку візейських відкладів та перспектив
(Склав В.М. Бенько з використ



них ділянок на глибинах 5-7 км у центральній та південно-східній частинах ДДЗ
 танням матеріалів ДГП «Укргеофізика», 2009 р.)

Березівському родовищі. Таким чином, у центральній частині западини візейські відклади досягають максимальної товщини до 1800 м, у приосьовій частині западини їх товщини скорочуються до 800 м. Можна прогнозувати, що в прибортових частинах їх товщини будуть ще менші.

Візейські відклади на глибинах 5-7 км займають майже всю територію Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району, в той час як у Машівсько-Шебелинському газоносному районі в зоні розвитку смуг штоків вони занурюються на глибини від 8 до 14 км, тобто взагалі не містять перспективних ділянок на глибинах 5-7 км для пошуків покладів вуглеводнів. За результатами структурно-тектонічного аналізу можна виділити 3 зони розвитку та перспективності візейських відкладів на глибинах 5-7 км – центральна, північна та південна.

Глинсько-Солохівський нафтогазоносний район є одним з найперспективніших для пошуків покладів вуглеводнів у візейських відкладах. Це підтверджується наявністю вже відкритих візейських покладів на глибинах понад 5 км на Яблунівському, Комишнянському, Симеренківському, Західно-Солохівському родовищах та понад 6 км на Перевозівському родовищі. Центральна перспективна зона виділена на структурному валі, що простягається від північного крила Яблунівської структури до Матвіївської структури. В цій зоні до перспективних об'єктів віднесені антиклінальні структури, структурні носи та тектонічно-екрановані блоки на схилах антиклінального валу. На північ від західної частини цієї зони в зануреній частині виділяється низка невеликих антиклінальних піднять, на одному з яких відкрите Перевозівське родовище.

У північно-західній частині Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району виділяється обширна перспективна зона, ускладнена Петрово-Роменським, Краснознаменським, Клиньським соляними штоками та розривними порушеннями. До перспективних об'єктів за результатами досліджень нами віднесені антиклінальні підняття, тектонічно-екрановані пастки та приштокові блоки. У південно-східній частині району виділяється

перспективна зона з антиклінальними та тектонічно-екранованими пастками на Східно-Петренківській, Гоголівській, Байрацькій, Семенцівській, Макарцівській структурах.

У Талалаївсько-Рибальському нафтогазоносному та Рябухінсько-Північно-Голубівському газонафтоносному районах, виділяється північна зона розвитку візейських відкладів на глибинах 5-7 км, що простягається від Гадяцького штоку на заході до Бригадирівського штоку на сході. У західній частині Талалаївсько-Рибальського району вона тяжіє до приосьової частини западини, поступово зміщуючись на сході до прибортової частини. В Рябухінсько-Північно-Голубівському районі зона розвитку візейських відкладів зміщується в західній частині до крайового порушення і далі на схід простежується в північній прибортовій зоні.

У центральній частині Талалаївсько-Рибальського району виділяються перспективні ділянки в тектонічно-екранованих блоках біля Гадяцького штоку, на Північно-Зінківській та Пірківській площах. Далі на схід виділяється обширна перспективна зона, яка простягається з заходу від Деревківської структури до Вербівського штоку на сході. Тут на глибинах 5-6 км відкриті газові поклади на Котелевському, Березівському, Степовому, Краснокутському родовищах, дорозвідка яких триває. Особливу увагу щодо пошуків покладів вуглеводнів заслуговують схили Кубашівського прогину, Українська, Деревківська, Піонерсько-Колонтаївська структури. Між Краснокутським родовищем та Валківським штоком виділяється велика перспективна зона (Водянівська, Клубанівська, Мар'їнська, Ков'язька, Турівська, Коломацька структури), яка потребує подальшого вивчення. На схід від Валківського штоку виділяється ряд перспективних піднять, тектонічно-екранованих крайовим порушенням (Соболівська, Пегедівська, Шуринська структури).

У центральній та східній частині Рябухінсько-Північно-Голубівського газонафтоносного району в північній прибортовій частині западини

виділяються перспективні тектонічно-екрановані ділянки на Платівській, Моспанівській, Вовчєярській, Волохівській, Нурівській структурах.

У Руденківсько-Пролетарському нафтогазоносному районі візейські відклади на глибинах 5-7 км розвинені у вигляді смуги, що простягається з заходу на схід. На крайньому сході вона звужується та простежується далі в Жовтнево-Лозівському перспективному районі. Ця смуга утворює південну зону розвитку та перспективності візейських відкладів на глибинах 5-7 км. У цій зоні покладів вуглеводнів у візейських відкладах до цього часу не виявлено. За результатами наших досліджень перспективні ділянки виділені на Мачуській структурі, в тектонічно-екранованих підняттях, що прилягають до Старосанжарського, Новосанжарського та Малоперещепинського штоків, Південно-Розумівської та Дорошівської структур. На північ від Богатійської структури та на межі Руденківсько-Пролетарського та Жовтнево-Лозівського районів виділяються перспективні тектонічно-екрановані блоки на моноклінальному схилі западини.

Таким чином, згідно проведеного структурно-тектонічного аналізу, візейські відклади на глибинах 5-7 км, завдяки широкому розповсюдженню, мають найбільші перспективи щодо пошуків покладів вуглеводнів. Більшість перспективних об'єктів – великі антиклінальні структури або підняті зони. Переважно вони ускладнені розривними порушеннями, що утворюють численні тектонічно-екрановані блоки.

За підсумками наведених досліджень, можна виявити деякі закономірності розповсюдження для різновікових відкладів, що залягають на глибинах 5-7 км [88].

Московські відклади поширені переважно у приосьовій найбільш зануреній частині западини в зоні розвитку соляних штоків. За межами цієї зони московські відклади залягають на глибинах до 5 км. Головним елементом, що контролює наявність пасток у московських відкладах, є дві протяжні зони розвитку соляних штоків – північна та південна, де виділяються перспективні приштокові підняття та тектонічні блоки. Чим

старші відклади, тим глибше вони занурюються в зоні розвитку соляних штоків, тим менше їх поширення в цій зоні на глибинах 5-7 км, тим меншу роль відіграють пастки, пов'язані з соляним діапїризмом. Одночасно розширюються зони їх розвитку в напрямках від зануреної частини западини. Башкирські та серпуховські відклади на глибинах 5-7 км мають форму широких смуг, що облямовують у приосьових зонах глибокозанурену частину западини та «язиками» вклинюються в західну приосьову менш прогнуту її частину. Головним елементом, що контролює наявність пасток у цих відкладах, є тектонічне екранування пластів за підняттям та по простяганню на схилах западини. Візейські відклади на глибинах 5-7 км суттєво відрізняються від всіх інших. Основна зона їх поширення зміщується на захід. Тут приосьова частина западини менш занурена порівняно із зоною розвитку соляних штоків, де візейські відклади залягають на глибинах 8-14 км. З півночі та півдня зона їх поширення зміщується до прибортових частин западини. Головним елементом, що контролює наявність пасток у цих відкладах, є антиклінальні підніття, антиклінальні вали, їх схили та, в меншій мірі, зони тектонічного екранування пластів за підняттям та по простяганню на моноклінальних схилах западини.

4.2. Літолого-фаціальні критерії

Однією з найважливіших умов оцінки перспектив нафтогазоносності є інформація про наявність порід-колекторів і порід-покришок. Знання таких даних треба вважати головною умовою успіху пошукових робіт з нарощування запасів.

Відомо, що колектори нафти та газу представлені двома основними літологічними типами – це теригенні та карбонатні породи. У межах об'єкту досліджень даної роботи карбонатні колектори зустрічаються рідко, значної ролі поки що не відіграють, досліджені слабо, внаслідок чого їх поведінку в умовах великих глибин прогнозувати важко. Дослідження карбонатних

колекторів ДДЗ є справою майбутнього і у даній роботі вони практично не розглядаються.

4.2.1 Особливості порожнинного простору порід-колекторів.

Теригенні колектори представлені пластами і прошарками пісковиків і алевролітів, які переважно мають у просторі лінзовидну форму різної товщини і протяжності. Якість колекторів визначається багатьма параметрами, але найбільш важливими є відкрита пористість і абсолютна газопроникність.

У залежності від структури порожнинного простору серед теригенних колекторів виділяються порові, порово-тріщинні та тріщинні колектори. Під поровими колекторами розуміють колектори, ємність і фільтраційні властивості яких забезпечується міжзерновими порами. У порово-тріщинному основна ємність пов'язана з міжзерновими порами, але у забезпеченні газопроникності значна роль належить мікротріщинуватості. У тріщинному колекторі ФЄВ забезпечуються макро- та мікротріщинуватістю, міжгранулярні пори мають підлеглий характер. Зрозуміло, що чистих типів порід-колекторів у природі практично нема і розподіл колекторів ґрунтується на переважанні того чи іншого типу. Відрізнити різні типи колекторів можна за співвідношенням ємності і проникності. Характерні кількісні параметри різних класів колекторів залежно від типу, наведено в таблиці 4.1.

На співвідношення пористості і газопроникності, окрім наявності тріщин, впливають і інші властивості породи (наприклад, розмір пор, геометрія порового простору, мінеральний склад цементу, кількість глинистого цементу, яка значною мірою обумовлює кількість нефільтруючих пор тощо), але у більшості випадків цей критерій може бути використаний для визначення типу колектора. Піщані колектори порово-тріщинного типу відрізняються від порових меншими значеннями пористості при однакових значеннях проникності, приблизно на 4-7 % (табл. 4.1). Це обумовлено тим,

що в колекторах тріщинно-порового типу фільтрація флюїдів йде не лише по порових каналах, але і по мікротріщинах.

Таблиця 4.1 Граничні значення фільтраційно-ємнісних властивостей різних класів гранулярних колекторів залежно від типу

Клас колектора*	Газопроникність, $a \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (від-до)	Відкрита пористість, % залежно від типу колектора		
		поровий	порово-тріщинний	Тріщинний
I	> 1000	> 25	19-21	
II	500-1000	21-25	17-19	
III	100-500	19-21	14-17	
IV	10-100	15-19	11-14	
V	1-10	14-15	7-11	5-7
VI	0,5-1	11-14	5-7	2-4
VII	< 0,5	< 11	< 5	< 2

*За А.А.Ханиным та И.А. Мухаринской, 1961 р. [89, 90].

Розподіл різних типів колекторів залежить від фаціальних умов утворення, ступеню катагенетичних перетворень, структурно-тектонічних умов та від глибини залягання. На глибинах до 4,5 км у центральній частині ДДЗ мають місце як порові, так і тріщинно-порові типи теригенних порід-колекторів. Глибше розповсюджений переважно порово-тріщинний колектор III-VI класів (Березівське, Котелевське, Яблунівське, Східно-Полтавське родовища). У південно-східній частині западини, перехідній зоні до складчатих споруд Донбасу, переважають порово-тріщинні колектори V і VI класів (зазвичай, з глибин 3-4 км). На глибинах, що перевищують 5000 м, порово-тріщинний колектор очікується переважно у центральній частині западини, де достатньо детально він вивчений на глибинах понад 5000 м на Березівському, Котелевському і Краснокутському родовищах.

Добрим прикладом порового-тріщинного колектора може бути розкритий в інтервалі глибин 5700-5915 м свердловинами 112, 114 і 115

горизонт В-25-26 Котелевського родовища. Під час випробування у цих свердловинах отримано припливи газу від 207,5 до 384 тис.м³/добу. Відібраний керн представлений пісковиками (66,5 %), алевролітами (27,8 %), аргілітами (5,7 %). Колектор представлений пісковиками тонко- і дрібнозернистими, з прошарками середньо- і крупнозернистих; кварцовими, з регенераційно-кварцовим цементом. Кластична частина породи утворена переважно кварцом, у невеликій кількості, але практично постійно присутні уламки кварцитів і кременів, в одиничних зернах – плагіоклаз і мусковіт. Укладка щільна, по конформних і інкорпораційних контактах. Головну роль грає регенераційно-кварцовий цемент при підлеглий кількості каолінового і дрібноплямистого доломітового. Гранулометрія пісковиків та наявність прошарків вугілля в аргілітах вказує на загальне мілководдя відкладів даного горизонту. Найбільш вірогідні добре відмиті прибережно-морські піски типу пляжних. Зважаючи на фізичні властивості, структуру породи і масовий розвиток регенераційно-кварцового цементу, породи відповідають градаціям МК₃-МК₄ катагенетичних перетворень.

Будова піщаних верств неоднорідна; щільні, практично непроникні породи перешаровуються з пористими, добре проникними. Пористі піщані верстви мають практично безцементне зчленування зерен або дрібноплямистий регенераційно-кварцовий цемент, щільні – суцільний регенераційно-кварцовий цемент, інші компоненти порід розвинені практично однаково. Відкрита пористість пісковиків змінюється від 3,8 до 21,9 %, абсолютна газопроникність – від 0,15 до $192,2 \cdot 10^{-15}$ м², середні значення пористості у свердловинах змінюються від 7,6 до 13,9 %, проникності – від $22,44 \cdot 10^{-15}$ м² до $42,97 \cdot 10^{-15}$ м². Визначені у зразках з кращими колекторськими властивостями значення залишкової водонасиченості змінюються від 6,2 до 12,8 %, складаючи у середньому 8,4 % по 6 зразках. Медіанні діаметри пор породи по цих зразках складають 9,2-23,0 мкм, у середньому 14,4 мкм по 5 зразках.

Залежність K_p від K_{pr} для цих пісковиків нами показана на графіку (рис 4.5), де наведено різні класи колекторів (таблиця 4.1). На графік нанесені фактичні виміри відкритої пористості та абсолютної газопроникності зразків керну свердловин 112, 114 і 115. За цими фактичними даними побудована залежність K_p від K_{pr} . Різнозabarвлені прямокутники відібражають фільтраційно-ємнісні властивості, характерні для різних класів порід-колекторів. Верхній ряд прямокутників відповідає колекторам порового типу, нижній – порово-тріщинним. Як лінія графіка, так і масив окремих значень явно наближається до нижнього ряду. Розподіл фактичних даних дозволяє віднести колектор горизонту В-25-26 до порово-тріщинного типу. Підтвердженням цього висновку є присутність великої кількості макротріщин і стилолітів, що також можуть мати свою роль у фільтрації. Точки деяких зразків розташовані навіть нижче полів порово-тріщинних колекторів і можуть відповідати тріщинним колекторам, але деякі точки розміщені в полі порових колекторів і вказують на наявність реліктового порового колектора.

З метою порівняння на графіку (рис 4.6) нами наведено залежність K_p від K_{pr} для верхньосерпуховських відкладів Котелевського родовища, що знаходяться вище катагенетичного флюїдоупора. Видно, що лінія графіку проходить вище, але не виключно по полях порового колектора, що свідчить про те, що і у верхньосерпуховських відкладах колектор представлений порово-тріщинним типом, але з більшим внеском порової складової. Слід зауважити, що порово-тріщинний колектор має елемент вторинності. Таким чином, порово-тріщинний колектор з'являється у розрізі значно вище катагенетичного флюїдоупора, відносно якого далі буде йти мова і залягає місцями на відносно невеликих глибинах. Наприклад, пісковики горизонту Г-6 Кобзівського родовища часто мають ознаки порово-тріщинного колектора (св. 28, інтервал 3830-3838 м.), хоча катагенетичний флюїдоупор

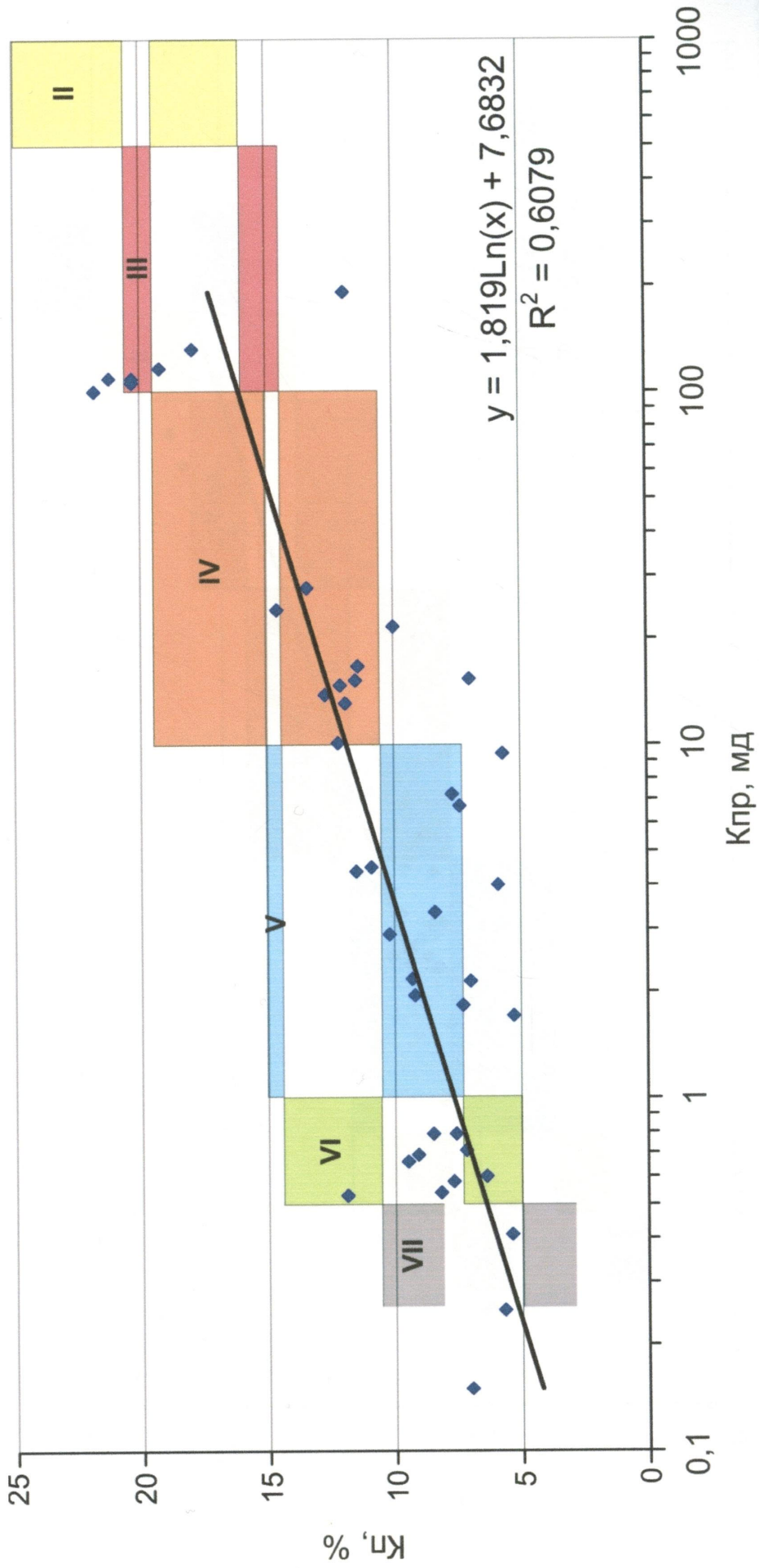


Рис. 4.5 – Залежність Кп від Кпр зразків керну горизонту В-25-26 Котелевського ГКР
(Склав В.М. Бенюк за матеріалами УкрНДІгазу, 2009 р.)

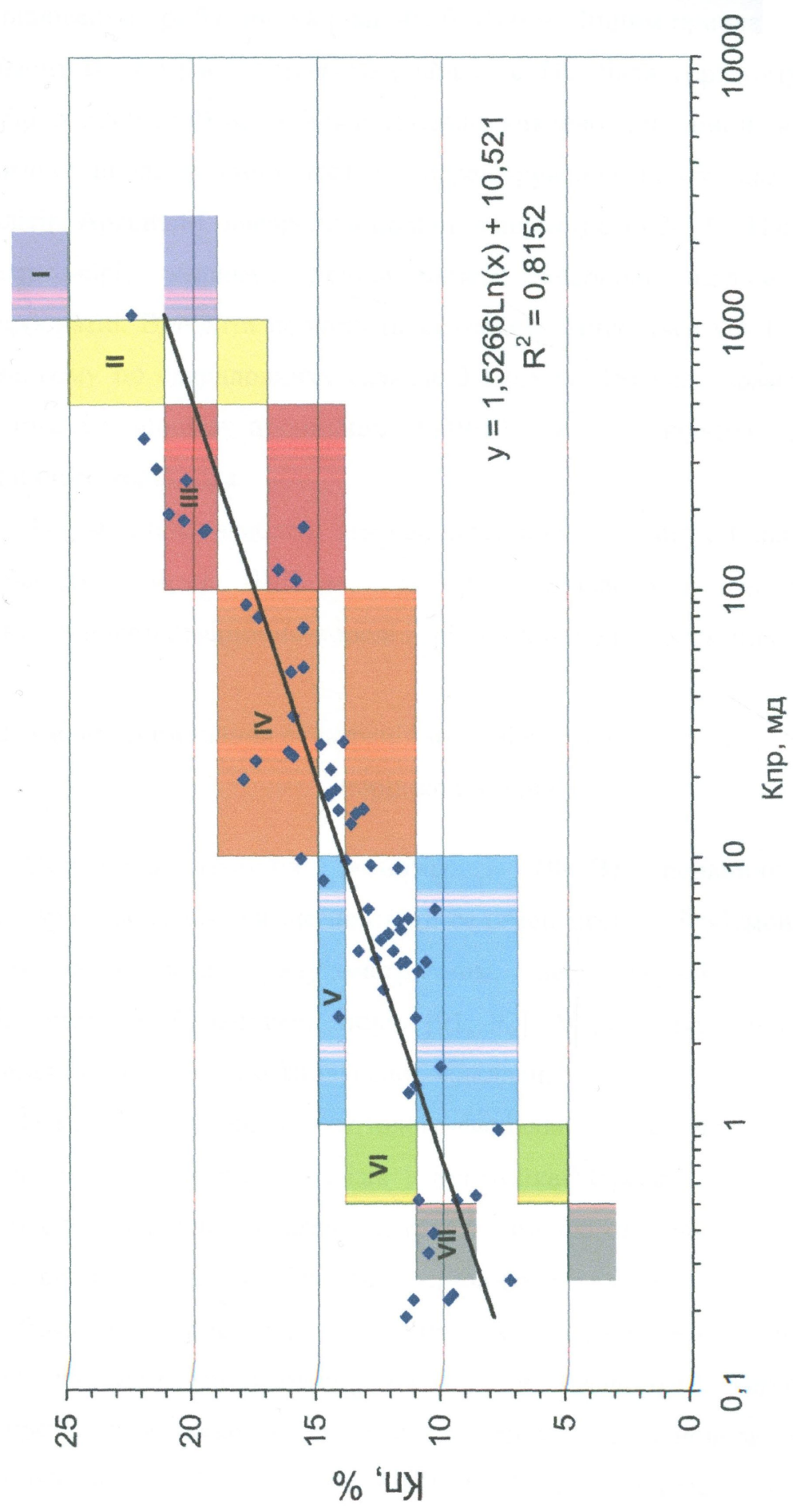


Рис. 4.6 – Залежність Кп від Кпр пісковиків серпуховських відкладів Котелевського ГКР (3695-4276м)
(Склав В.М. Бенюко за матеріалами УкрНДгазу, 2009 р.)

розташований приблизно на рівні 4680-5180 м. Іншим прикладом може бути горизонт В-14 Краснокутського родовища. Покрівля горизонту залягає на глибинах 5300-5540 м, де більш детально вивчено тріщинний тип колектора. Горизонт представлений товщею перешарування пісковиків, алевролітів, аргілітів. Аргіліти і алевроліти щільні, з пористістю 2-3 %. Пісковики сірі і буровато-сірі, зазвичай дрібнозернисті, кварцові, щільні, практично некарбонатні. Відкрита пористість за керном змінюється від 1 до 11,8 %, у середньому по свердловинах складає 3,1-6,5 %. По ряду зразків невеликій пористості відповідає проникність $6-19 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, що свідчить про наявність тріщинного колектора.

Таким чином, наведені дані свідчать, що на глибинах, більше 5000 м на родовищах у межах ДДЗ можуть бути одночасно зустрінуті теригенні реліктово-порові, тріщинно-порові і тріщинні породи-колектори.

4.2.2. Умови формування фільтраційно-ємнісних властивостей, та поширення порід-колекторів

Ємнісно-фільтраційні властивості (ФЄВ) первинних порових колекторів закладаються ще на стадії седиментогенезу і обумовлені (на цій стадії) початковим гранулометричним, петрографічним складом та фаціальними особливостями порід [91, 92]. У ДДЗ, на глибинах 5-7 км розвинені переважно кам'яновугільні відклади.

Нами побудовані літолого-фаціальні профілі по лініях сейсмостратиграфічних розрізів Богатойка-Мерефа та Михайлівка-Прокопенки, на яких показано літологічний склад порід та їх фаціальне походження на площі досліджень на глибинах 5-7 км (рис. 4.7, 4.8).

Розподіл пористості та поширення порід-колекторів наведено на картах, що нами побудовані окремо для візейського, серпуховського, башкирського та московського ярусів на структурній основі за даними ДГП «Укргеофізика», 2007 р. (рис. 4.9-4.12) [93]. На карти винесені зони розвитку

колекторів із різними значеннями максимальної пористості, що виділені на основі фактичних даних ГДС і кернових досліджень. На ділянках, де відклади охарактеризовані керовим матеріалом, умовними позначеннями вказані фаціальні умови походження пісковиків. На карти винесені границі зон катагенетичних перетворень, проведені на рівні зрізу -5000 м, згідно даних, наведених на карті-зрізу -5000 м, що побудована колективом авторів ЧВ УкрНДГРІ у 2007 році. На карти пористості винесені зони розвинення різних класів покришок, розподіл яких розглянуто в підрозділі 4.3.

Протягом кам'яновугільного періоду на території досліджень відбувалося чергування фаціальних умов осадконакопичення при загальному переважанні басейнової седиментації. Палеогеографія району обумовила різноманітний набір і строкатобарвне перешарування різнофаціальних відкладів у розрізах глибоких свердловин. Піщані колектори належать до трьох основних груп фацій: 1) фації відносно глибокого моря, глибше мулової лінії, 2) фації мілкого моря, зона хвилювань, літоралі та субліторалі до підосви зони дії прибою), 3) перехідні фації - відклади прибережної дельтово-озерно-болотяної рівнини, що часом заливається морем [91].

Присутні на картах фаціальні зони виділені на основі сукупності структурно- текстурних ознак: гранулометричного складу, сортування, типу шаруватості, наявності або відсутності тих або інших органічних решток.

Серед відкладів відносно глибокого моря піщані фації представлені переважно фаціями зони морських течій і муттєвих потоків. Перші представлені відносно добре відсортованими, тонко-, дрібно-, та середньозернистими пісковиками, олігоміктовими, з невеликою кількістю глинистого і карбонатного цементу, косою шаруватістю або невиразною масивною будовою. Рослинних решток практично не містять. Другі представлені пісковиками різнозернистими, від дрібно- до крупнозернистих, переважно олігоміктовими, різної відсортованості. Характерні текстури з порушеною шаруватістю, конволютні, зі слідами змулення, зламу, сповзання

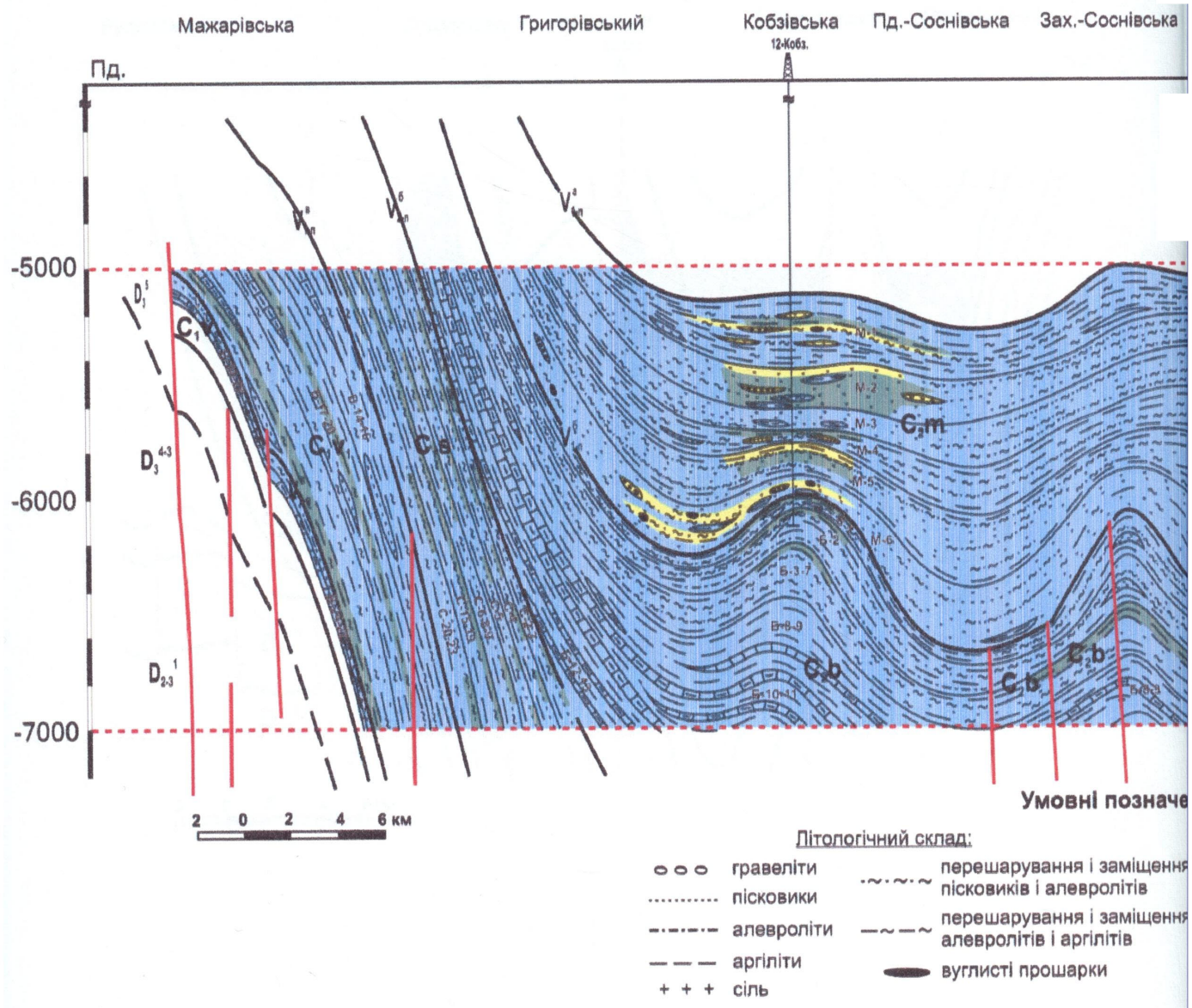
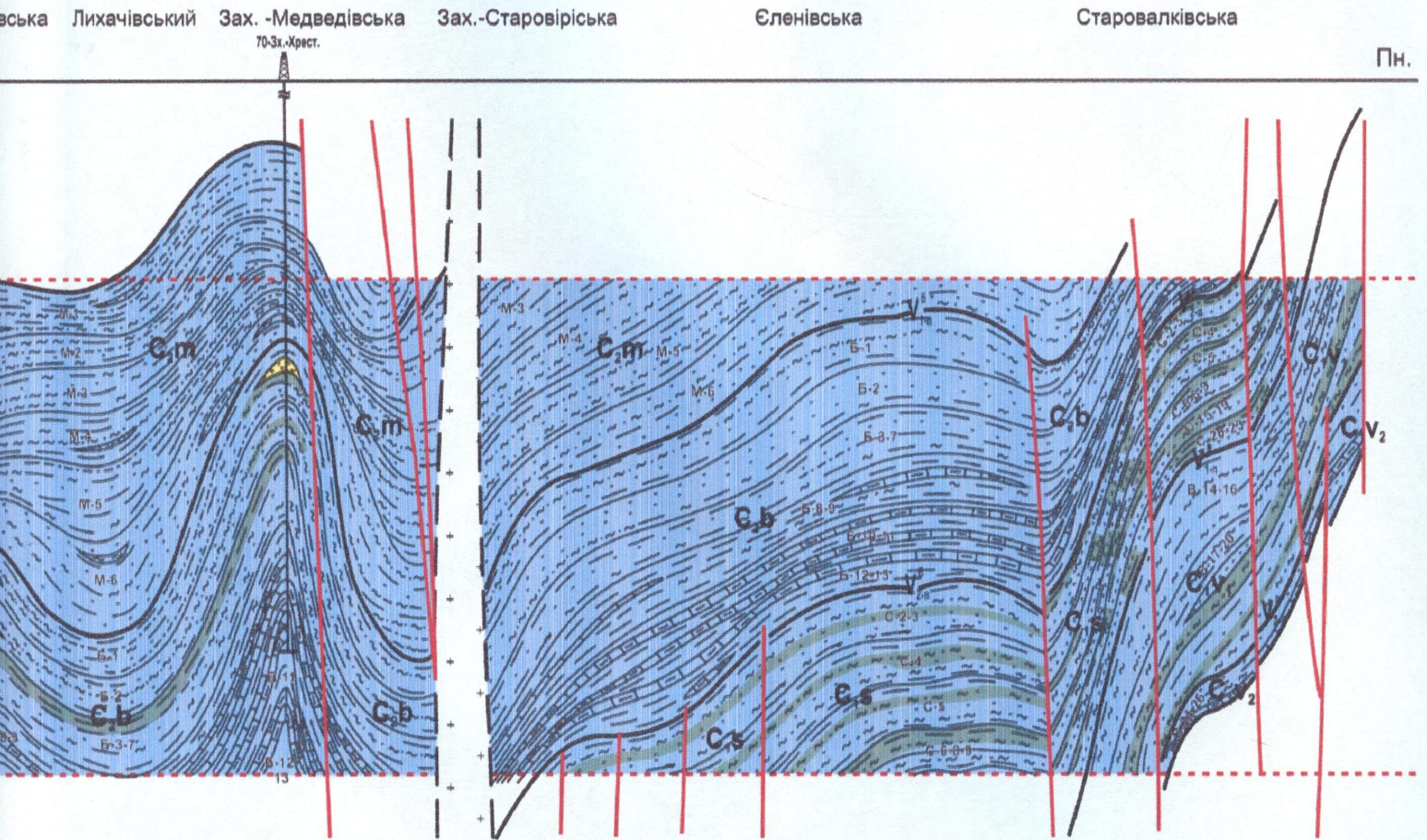


Рис. 4.7 – Літолого-фаціальний профіль по
(Скла



начення:

Фаціальне походження:

- група морських фацій
- група перехідних фацій
(прибережно-морські, затоково-лагунні відклади)
- група континентальних фацій
(алювіально-делювіальні відклади)

по лінії сейсмостратиграфічного розрізу Богатойка-Мерефа
(авт. В.М. Бенько, 2010 р.)

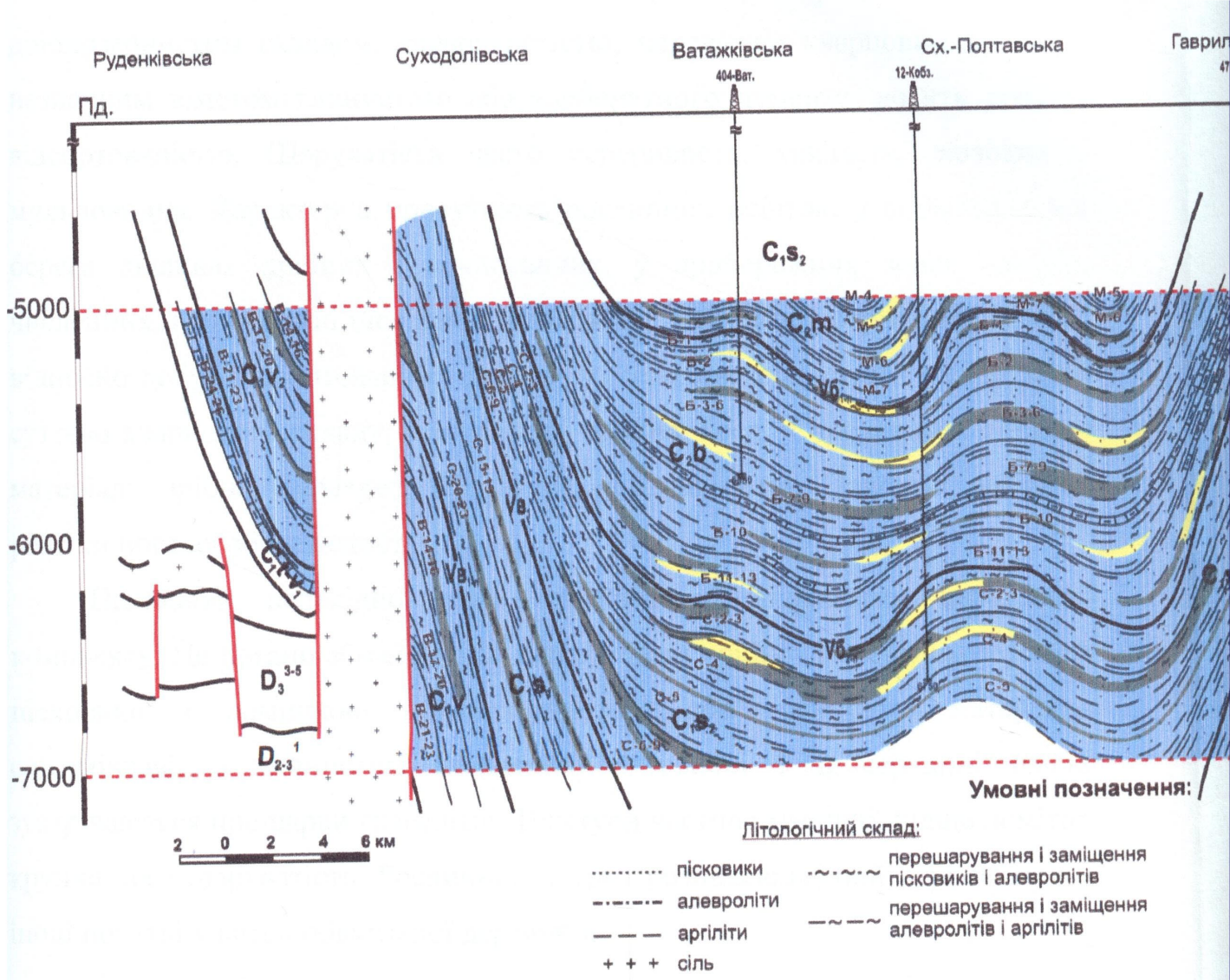
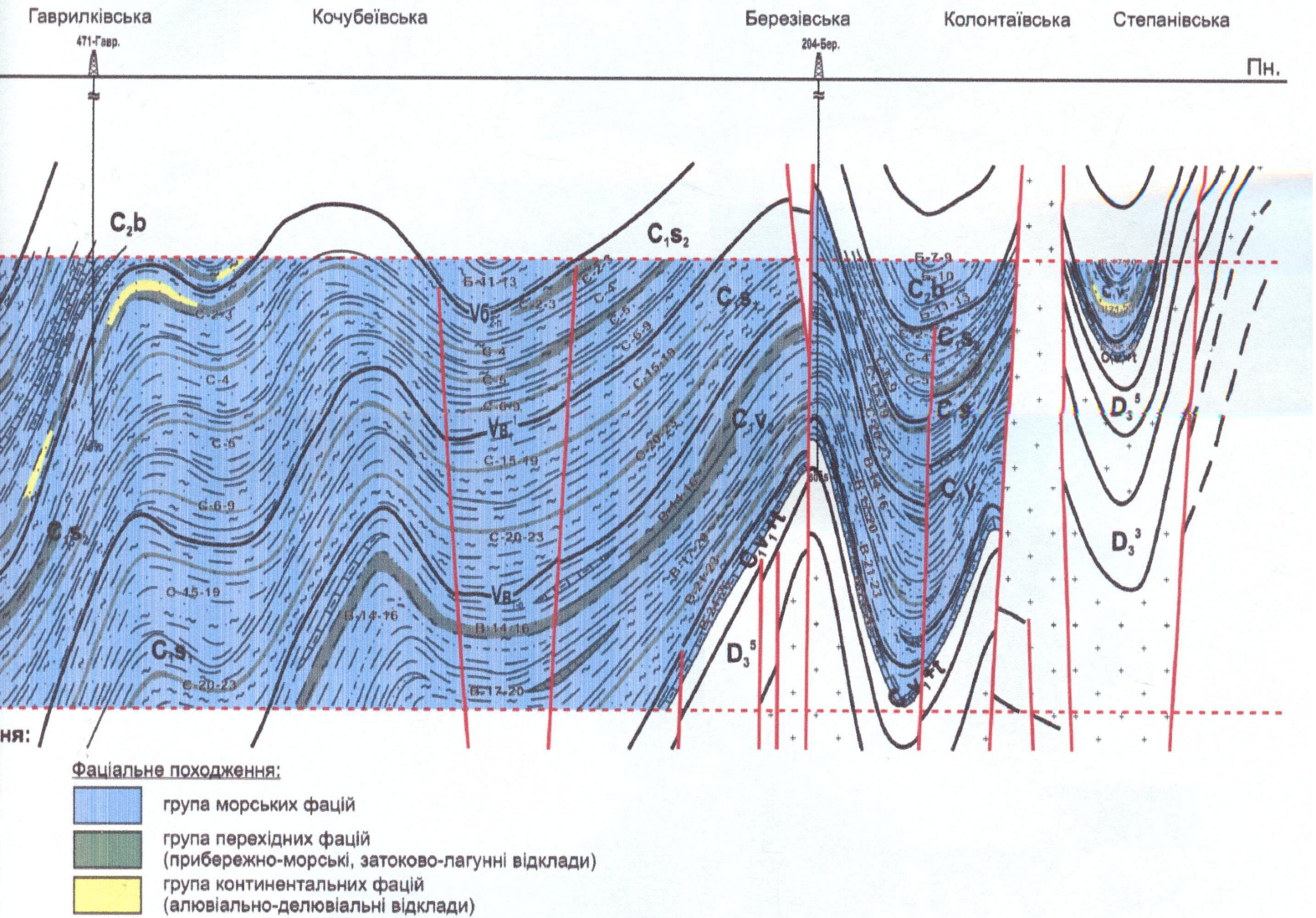


Рис. 4.8 – Літолого-фаціальний профіль по лінії
(Склав В.М.)



лінії сейсмостратиграфічного розрізу Михайлівка-Прокопенки

(з В.М. Бенько, 2010 р.)

осаду. Зустрічається хаотичне розміщення уламків глинистих порід у піщаній основній масі, які перешаровуються з аргілітами та алевролітами.

Пісковики зони хвилювань мілкого моря характеризуються тонко- і дрібнозернистим складом, алевритистістю, переважно кварцовим складом, незначним вмістом глинистого або карбонатного цементу, досить доброю відсортованістю. Шаруватість часто переривиста, хвиляста, лінзовидна, мульдovidна. Характерна присутність рослинних решток, у віддалених від берега ділянках дрібних і нечисленних, у прибережних зонах – досить численних. Прибережні пісковики пляжів, кіс, пересипів, барів представлені відносно добре відсортованими дрібно- та середньозернистими пісковиками суттєво кварцового складу, шаруватість крупна, коса, у прошарках тонкого матеріалу дрібна, перехресно-хвиляста, косо-хвиляста. Присутні рослинні рештки поганої збереженості.

Пісковики перехідної зони представлені відкладами дельтового комплексу. Це погано або середньо відсортовані дрібно- та середньозернисті пісковики з домішкою крупнозернистого або гравійного матеріалу, олігомиктові, з глинистим цементом. В основі і в середині шарів зустрічаються прошарки гравелітів. Текстури частіше масивні, рідше помітна крупна коса шаруватість. Рослинний детрит розповсюджений нерівномірно, іноді помітні уламки обвугленої деревини.

Схематичні карти розподілу пористості і поширення порід-колекторів нами побудовані на підставі вивчення геофізичного і кернавого матеріалів більш ніж 60 глибоких свердловин. На картах штриховкою виділені зони поширення колекторів з різною пористістю.

Так, на карті поширення колекторів візейського ярусу нами виділено 5 зон, що відповідають інтервалам значень пористості «до 8%», «до 10%», «8-14%», «10-13%» та «15-24»% (рис. 4.9).

У межах Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району поширені дві зони колекторів з пористістю 8-14 та 15-24%. Максимальні їх значення пов'язані з Котелевсько-Березівською і Гадяч-Валюхівською

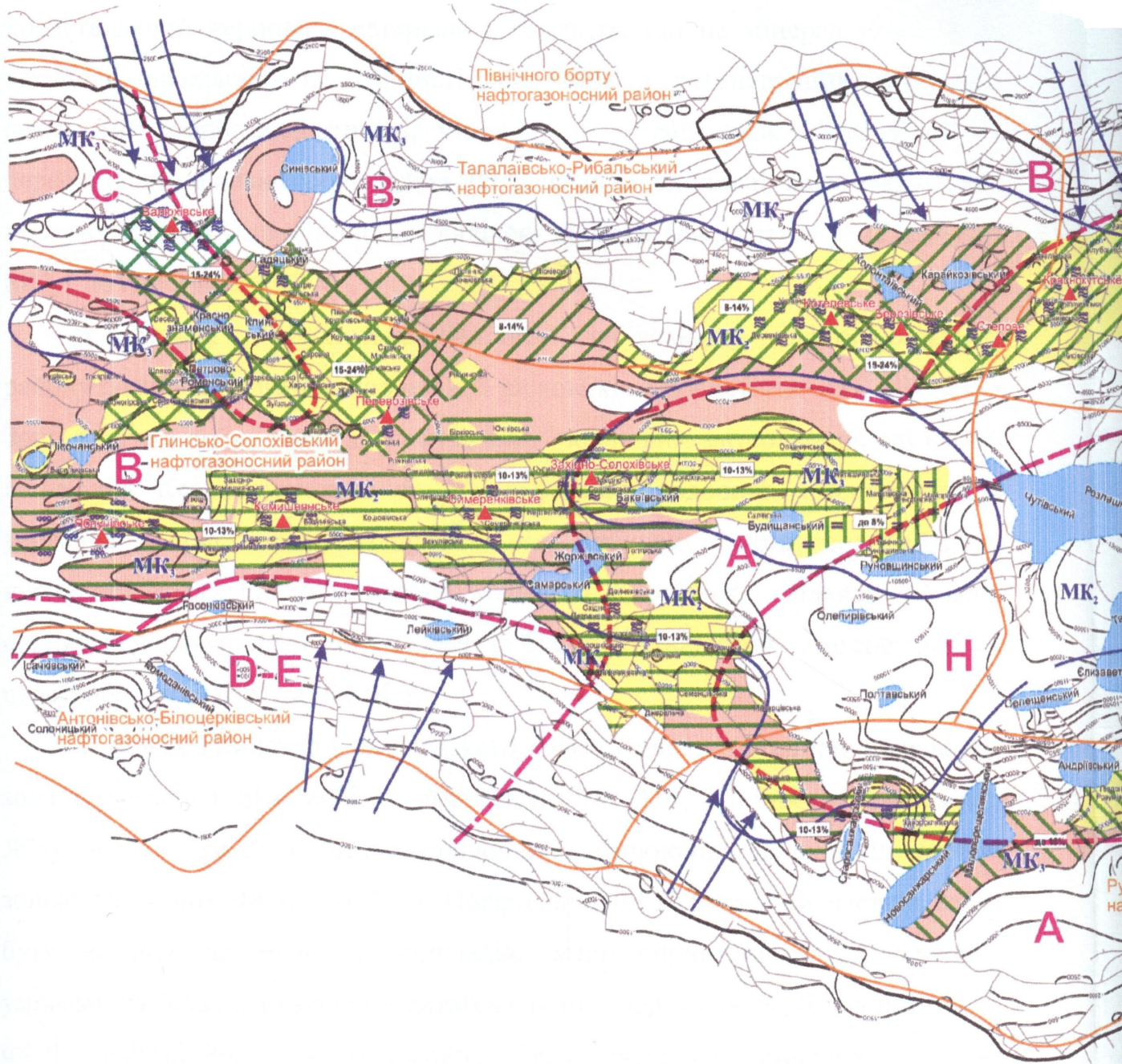
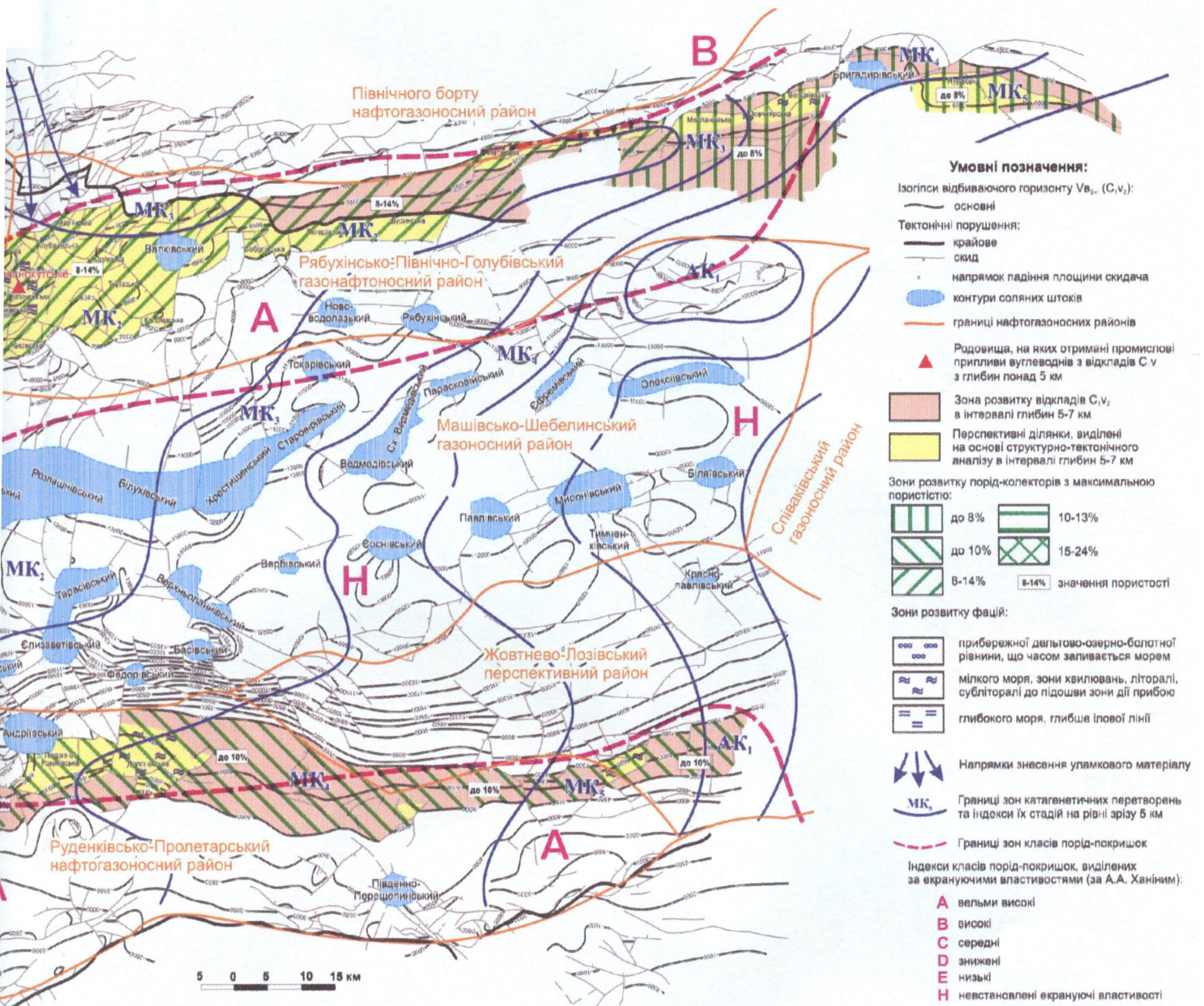


Рис. 4.9 – Схематична карта розподілу пористості та поширення порід-колекторів
(Склав В.М. Бенько з використанням матеріалів



Структурна основа Vb_{2-II} (C_1V_2), ДГП "Укргеофізика", 2007 р.
 Границі зон катагенезу - відповідно карті зрізу на рівні 5 км,
 ЧВ УкрНДГРі, 2007 р.
 Границі зон класів покришок - за О.Ю. Лукіним

екторів візейських відкладів на глибинах 5-7 км центральної та південно-східної частин ДДЗ
 іалів УкрНДГгазу та результатів інтерпретації ГДС, 2009 р.)

ділянками, де пористість пісковиків сягає 24% при газопроникності у перші сотні мілідарсі. Приклад Котелевського родовища, де колектор добре представлений керновим матеріалом, свідчить, що це мінералогічно зрілі, кварцові, практично не глинисті пісковики з регенераційно-кварцовим цементом, добре відсортовані, утворені в умовах пляжів, кіс, барів та пересипів. Фаціально обумовлені ФЄВ слабко охоплені катагенетичними перетвореннями - практично усі виділені ділянки знаходяться у межах зони МК₂ (до глибини 5 км.).

У межах Рябухінсько-Північно-Голубівського нафтогазоносного району розвинені дві зони поширення пісковиків з пористістю до 8% і 8-14%. Зони не дуже добре вивчені геофізичним і керновим матеріалами, які наявні лише для Краснокутського та Волохівського родовищ. Спостерігається зниження пористості у напрямку від Краснокутського родовища на південний схід, що обумовлено більшою пористістю відкладів, менш сприятливими фаціальними умовами та більш розвиненими катагенетичними перетвореннями (до стадії МК₅).

У межах Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району переважає зона розвинення пісковиків з пористістю 10-13 %, що простежується від Яблунівського до Солохівського родовища, змінюючись на схід від Опішні зоною знижених ФЄВ (до 8 %). Погіршення ФЄВ у східній частині може бути пояснено заглибленням відкладів, менш сприятливими фаціальними умовами та більшим ступенем катагенетичних перетворень. Дещо погіршені ФЄВ у районі Яблунівки теж можуть бути пояснені підвищенням ступеню катагенезу відносно Комишнянсько-Симереньківської ділянки. У цьому районі присутня також і зона з пористістю 15-24 %, віділена на основі даних по Перевозівському родовищу та суміжнім територіям Талалаївсько-Рибальського району (Валюхівське та Гадяцьке родовища). Кращі ФЄВ колекторів цієї зони обумовлені поширенням більш сприятливих, менш глинистих піщаних фацій, з відносно більш крупнозернистим, краще відсортованим кластичним матеріалом.

У межах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району та Жовтнево-Лозівського перспективного району відклади візейського ярусу дуже погано представлені керном та геофізичним матеріалами і зони пористості виділені тільки за аналогією з близько розташованими відкладами Глинсько-Солохівського району (Байрак) і Перещепинського родовища. Пористість потенційних колекторів оцінюється значеннями до 10 %. Можна очікувати зниження пористості у напрямку від Старосанжарського штоку на схід у зв'язку з менш сприятливими фаціальними умовами і підвищенням ступеню катагенетичних перетворень (до АК₁).

Протягом серпуховського віку палеогеографічні умови на території досліджень були у цілому подібними до тих, що існували наприкінці візейського. На схематичній карті розподілу пористості і поширення порід-колекторів для серпуховського ярусу виділено три зони, що відповідають інтервалам значень пористості «понад 15 %», «10-15 %» та «менше 10 %» (рис.4.10).

У межах Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району на перспективних ділянках поширені відклади зони колекторів з пористістю більше 15 %. Ця зона містить поклади Степового родовища. Продуктивний колектор на цій ділянці має бути подібним до візейських пісковиків Котелевсько-Березівської зони: кварцові, добре відсортовані пісковики з регенераційно-кварцовим цементом, утворені у прибережних умовах. Зона розвитку колекторів з пористістю 10-15 % у межах даного району поширена лише на малоперспективні відклади, що розташовані на південний схід від Котелевсько-Березівського валу.

У межах Рябухінсько-Північно-Голубівського району виділено три зони: з пористістю більше 15 %, з пористістю 10-15 та з пористістю до 10 %. Перша є продовженням аналогічної зони попереднього району. Максимальні значення пористості сягають 16 % (св. Краснокутська № 7). Керновий матеріал по цьому родовищу представлений тільки пісковиками з невисокими колекторськими властивостями, пористість яких сягає до 9,5 %,

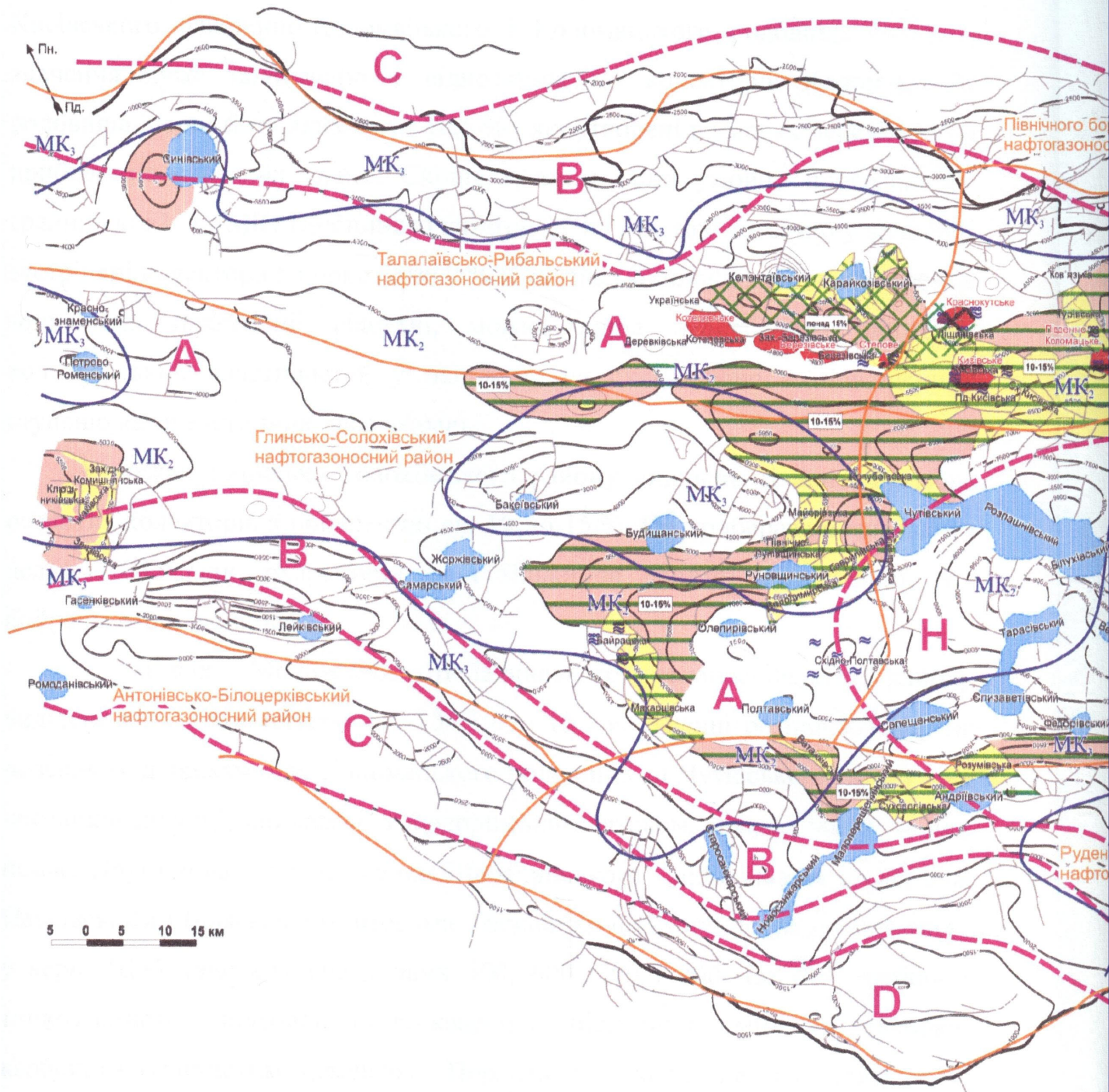
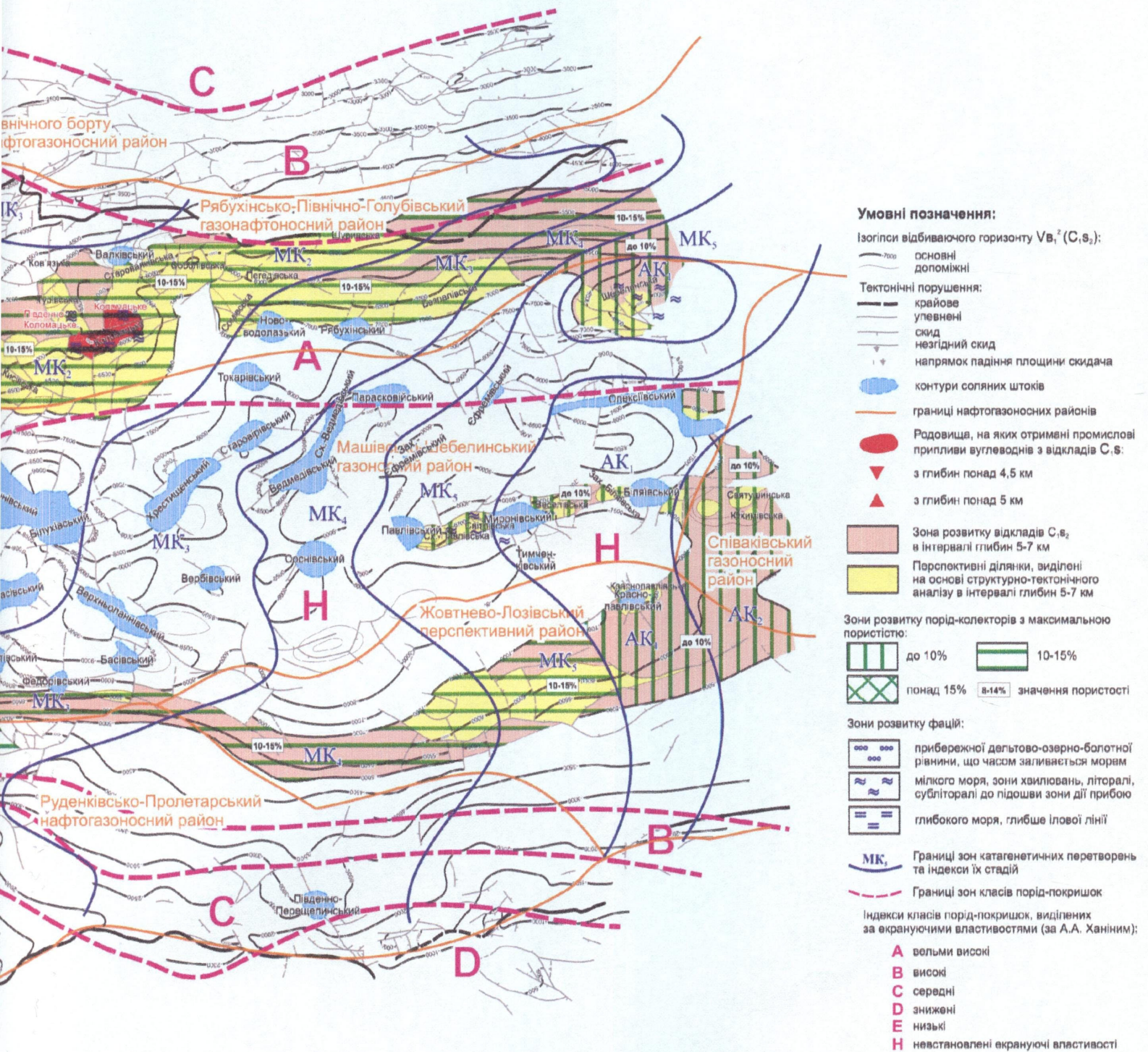


Рис. 4.10 – Схематична карта розподілу пористості та поширення порід-колекторів серії

(Склав В.М. Бенько з використанням матеріалів Ук



Структурна основа $V_{B_2}^1 (C_1S_2)$, ДГП "Укргеофізика", 2007 р.
 Границі зон катагенезу - відповідно карті зрізу на рівні 5 км,
 ЧВ УкрНДГРі, 2007 р.
 Границі зон класів покришок - за О.Ю. Лукіним

орів серпуховських відкладів на глибинах 5-7 км центральної та південно-східної частин ДДЗ
 іалів УкрНДГазу та результатів інтерпретації ГДС, 2009 р.)

проникність – до 0,51 мД. Друга зона більш поширена, містить відклади Кисівського, Південно-Коломацького і Коломацького родовищ. Фактичні значення дуже нечисленні і відносяться до колекторів Коломацького родовища, пористість яких сягає 10,5 % і які утворені в умовах перехідних та прибережно-морських фацій. Східна границя зони умовно проведена по границі зон МК₄-МК₅ глибинного катагенезу на підставі того, що у зоні МК₅ зустрінені колектори з пористістю 7 % (Світлівська площа). Відносно третьої зони дані практично відсутні, можна лише передбачити зниження колекторських властивостей у напрямку на схід, згідно з підвищенням ступеню катагенетичних перетворень.

У межах Глинсько-Солохівського району виділена тільки одна зона розвитку колекторів з пористістю від 10 до 15 %. Це прибережно-морські та дельтові відклади, охарактеризовані тільки за даними свердловини №1 Байрацького родовища.

У межах Машівського-Шебелинського газоносного району виділені зони з пористістю «10-15» і «до 10 %». Перші розповсюджені на невеликих ділянках біля Коломацького родовища та Чутівського штоку і на невеликій ділянці, що межує з Федорівським штоком, ніяких даних по них немає. Друга зона – це пісковики Шебелинського родовища та площі між Павлівським і Біляєвським штоками. Пісковики цієї зони добре представлені у керні Шебелинських свердловин 500, 600, 700 і 800. Це сірі, дрібно- і тонкозернисті, польвошпатово-кварцові пісковики, міцнозцементовані карбонатно-глинистим цементом. Пористість у керні не перевищує 5 %, проникність – 0,26 мД. Фаціально – це відклади зони хвилювань мілкого моря. Відклади цієї зони спостерігаються також у західній частині Співаківського газоносного району.

У межах Жовтнево-Лозівського перспективного району виділено зони з пористістю «10-15 %» та з пористістю «до 10 %» Перша розповсюджена від західної межі району до умовної границі, що проведена по границі зон МК₅-АК₁. Обґрунтуванням такого проведення границі є присутність на Північній

Орільці пісковиків з пористістю до 12,5 % та мала вірогідність розповсюдження колекторів з пористістю більше 10 % у зоні АК₁.

У межах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району виділена одна зона з пористістю «10-15 %». Геолого-геофізичні дані по відкладах цієї зони практично відсутні.

На карті розвитку колекторів башкирського ярусу виділено дві зони: з пористістю «6-8 %» та з пористістю «8-10 %» (рис. 4.11). У межах Рябухінсько-Північно-Голубівського нафтогазоносного району розповсюджені колектори з пористістю 6-8 %. Фактичні дані є тільки за колекторами Коломацького родовища, де зустрінуті пісковики з пористістю 6%, утворені в умовах перехідних та прибережно-морських фацій.

У межах Глинсько-Солохівського району виділена зона розповсюдження колекторів з пористістю «8-10 %». Зона обґрунтована фактичними значеннями по Східно-Полтавському родовищу, де пористість пісковиків сягає 10 %. Фаціально це прибережно-морські відклади та відклади дельтового комплексу.

У межах Машівського-Шебелинського газоносного району виділено дві зони. Перша, з пористістю «8-10 %», розташована ближче до південного борту, від західної границі району до Кобзівського родовища. Фактичні значення є по Кобзівському родовищу, де пористість сягає 9,2 %. Фаціальне походження пісковиків подібне до вищеописаних. Друга, з пористістю «6-8 %», розповсюджена у північній та східній частині району. Фактичні дані є по Західно-Хрестищенському, Світлівському, Веселівському та Шебелинському родовищах, де пористість змінюється від 7 до 8%. Фаціально породи першої зони належать переважно до прибережно-морських і перехідних відкладів, другої- до відкладів зони хвилювання мілкого моря.

У межах Глинсько-Солохівського району виділено зону колекторів з пористістю від 8 до 10 %. Фактичним обґрунтуванням є наявність на Східно-Полтавському родовищі колекторів з пористістю до 10 %. Фаціально вони подібні до відкладів відповідної зони попереднього району.

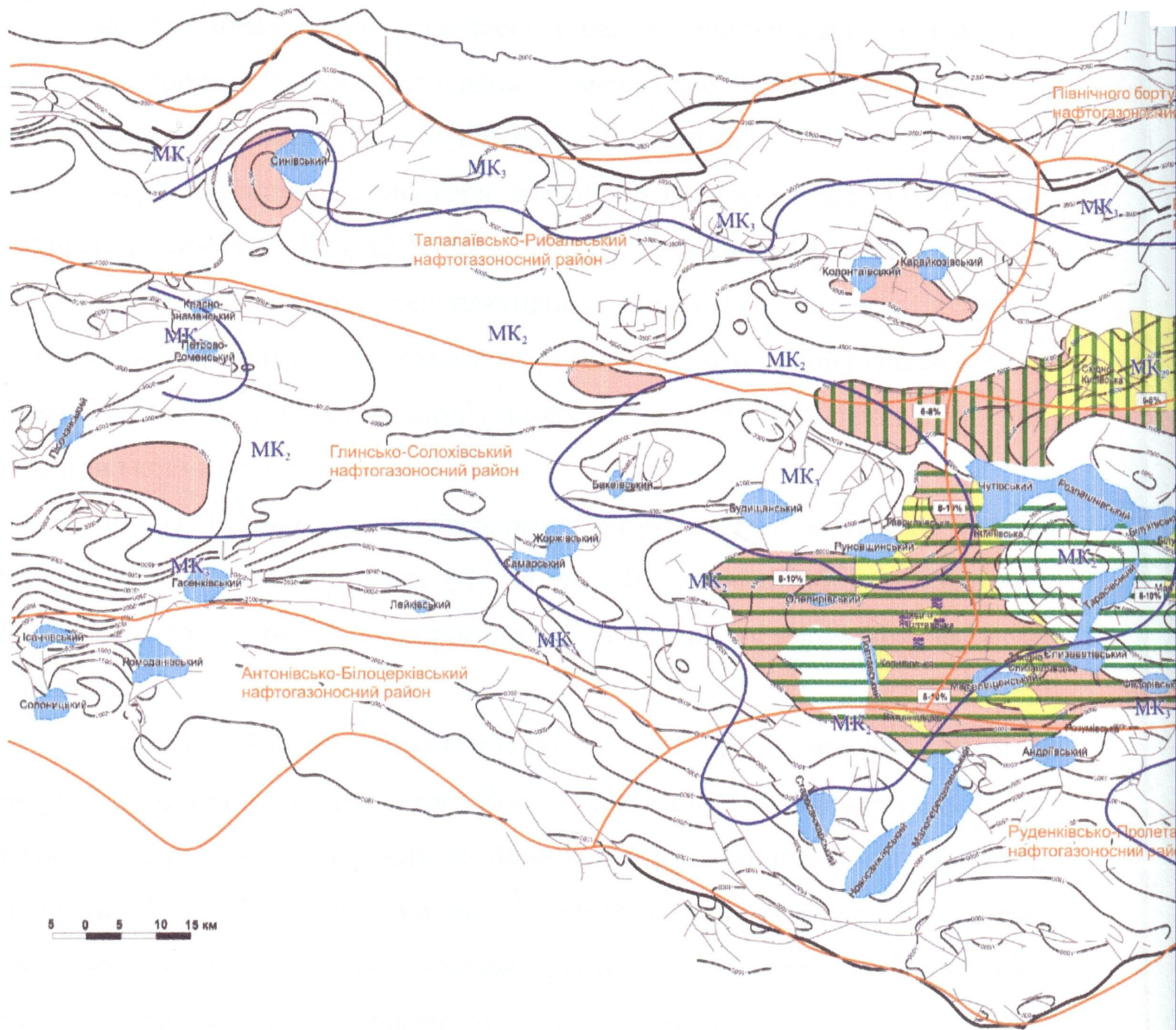
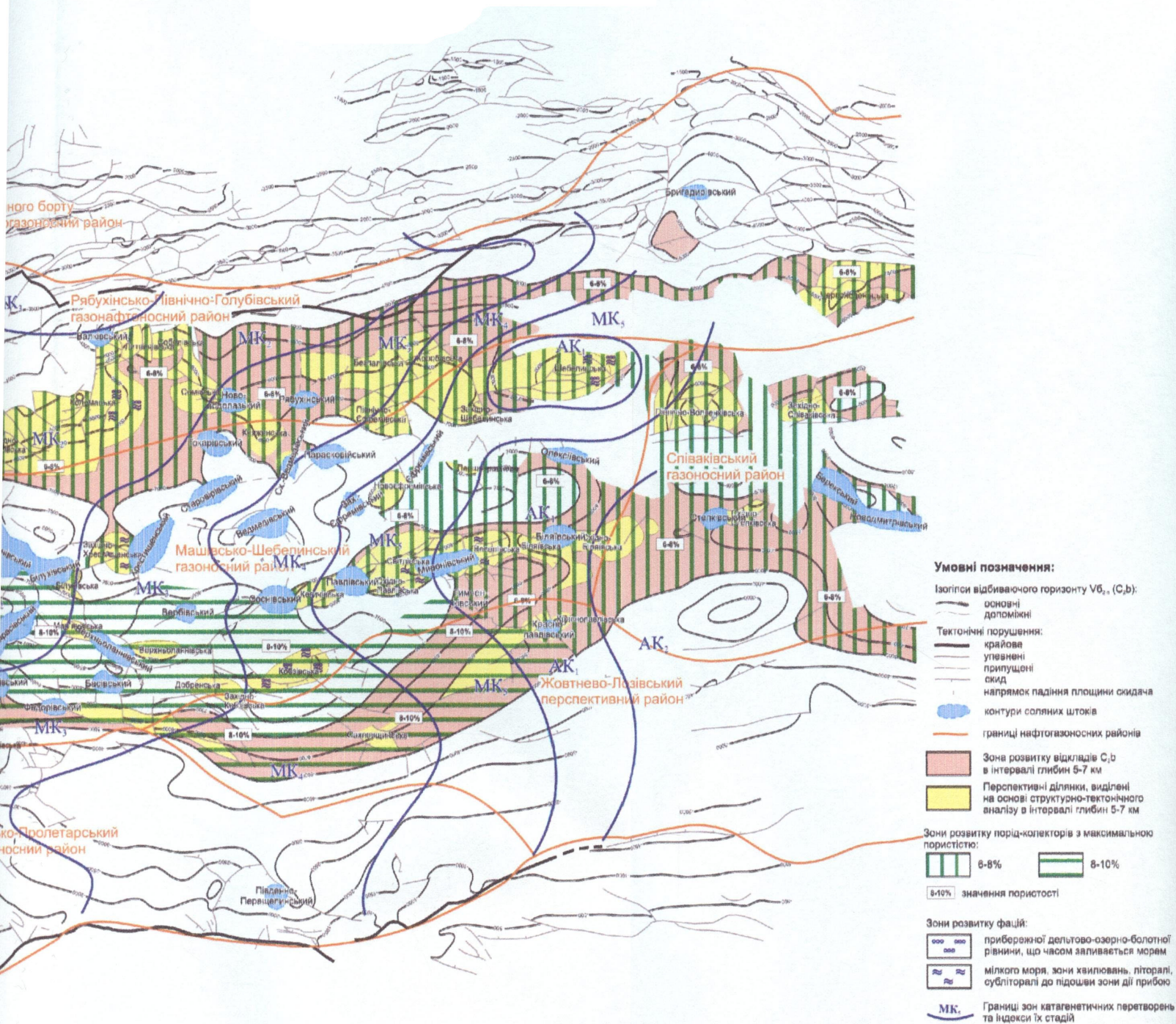


Рис. 4.11 – Схематична карта розподілу пористості та поширення порід-колекторів (Склав В.М. Бенко з використанням матеріалів



Структурна основа Vб_{2-п} (С₂b), ДГП "Укргеофізика", 2007 р.
 Границі зон катагенезу - відповідно карті зрізу на рівні 5 км,
 ЧВ УкрНДГРі, 2007 р.
 Границі зон класів покришок - за О.Ю. Лукінім

порівняно з результатами інтерпретації ГДС, 2009 р.)

У межах Жовтнево-Лозівського перспективного району також виділена зона розвитку колекторів з пористістю «8-10 %». Лише невелика ділянка біля Краснопавлівського штоку віднесена до зони з пористістю «6-8 %».

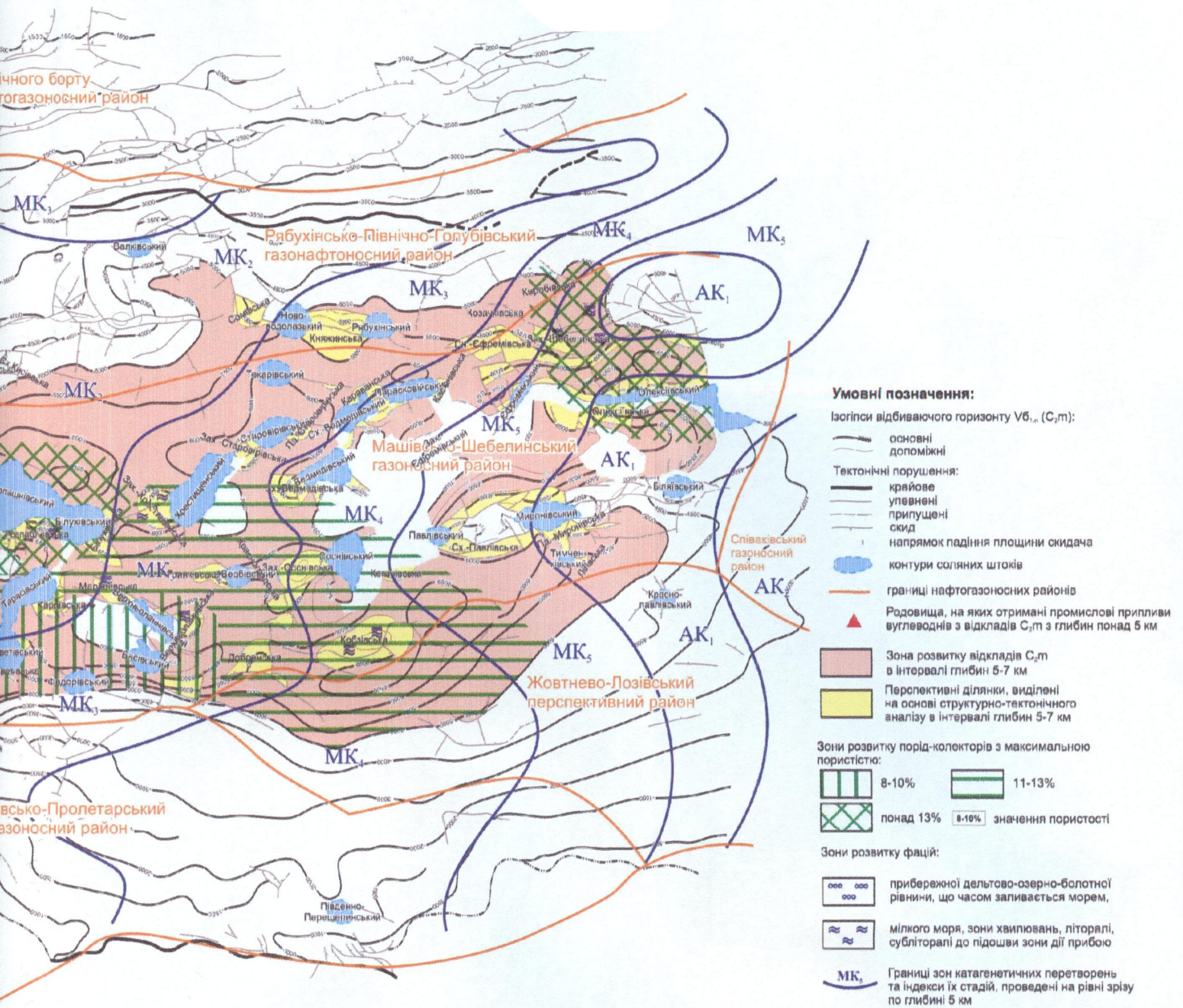
У межах Співаківського газоносного району виділена зона з розвитком колекторів, пористість яких знаходиться у межах 6-8 %. Фактичних даних по району немає і зона виділена за аналогією з суміжними .

На карті поширення колекторів московського ярусу виділено три зони: з пористістю «8-10 %», «11-13 %» та з пористістю «понад 13 %» (рис. 4.12).

Відносно колекторів перспективних ділянок, виділених у межах Рябухінсько-Північно-Голубівського нафтогазоносного району фактичні дані відсутні. Невелика ділянка на сході району оцінена за аналогією з суміжною Шебелинською площею.

У межах Глинсько-Солохівського району нафтогазоносного району присутні тільки відклади зони «11-13 %». Фактичним обґрунтуванням є присутність колекторів з пористістю 11 % на Східно-Полтавському родовищі.

У межах Машівського-Шебелинського газоносного району присутні відклади усіх трьох зон. Зона колекторів з пористістю «8-10 %» розповсюджена між Машівським та Ланнівським родовищами, де пористість становить 8 та 10 % відповідно. Колектори представлені відкладами прибережної дельтово-озерно-болотяної рівнини та зони хвилювань мілкого моря. Зона колекторів з пористістю «11-13 %» найбільш розповсюджена і простягається від західних границь району до Ведмедівського та Павлівського штоків на сході. Фактичні дані є по Східній Полтаві, Західно-Хрестищенському, Мар'янівському, Ланнівському та Кобзівському родовищам. Фаціально колектори не відрізняються від колекторів попередньої зони. Зона поширення колекторів з пористістю «більше 13 %» виділена на заході району біля Чутівського, Распашнівського та Белухівського штоків на основі фактичних даних про колектори



Структурна основа $V_{B_{1-n}}$ (C_{2m}), ДПІ "Укргеофізика" СУГРЕ, 2005-2007 р.
 Границі зон катагенезу - відповідно карті зрізу на рівні 5 км,
 ЧВ УкрНДГРі, 2007 р.
 Границі зон класів покришок - за О.Ю. Лукіним

торів московських відкладів на глибинах 5-7 км центральної та південно-східної частин ДДЗ
 ріалів УкрНДІгазу та результатів інтерпритації ГДС, 2009 р.)

Розпашнівського родовища, пористість яких сягає 15 %. На сході району виділена друга зона розвитку колекторів з пористістю «більше 13 %» на основі фактичних даних по Шебелинському родовищу, де пористість сягає 14 %.

У межах Жовтнево-Лозівського перспективного району очікується присутність колекторів з пористістю 11-13 %. Фактичні дані по цьому району відсутні і зона виділена за аналогією з суміжними територіями.

На картах башкирського та московського ярусів, на відміну від карт візейського та серпуховського ярусів, розподіл пористості помітно менше пов'язаний з розподілом зон катагенетичних перетворень. Особливо добре це помітно на карті московських відкладів, де максимальні значення пов'язані з пісковиками Розпашнівського родовища, що знаходяться в зоні МК₂ та з пісковиками Шебелинського родовища, що знаходяться в зоні АК₁. Подібний розподіл можна пояснити тільки розвитком на Шебелинці порід-колекторів з вторинною пористістю. Зважаючи на співвідношення пористості та проникності піднятих у керні порід – це порово-тріщинний колектор, але пористість підвищена, вірогідно, за рахунок вилуговування .

Із збільшенням глибини залягання і посилення катагенетичних процесів ФЄВ осадових порід назагал погіршуються, пористість, проникність і розмір пор зменшуються, а щільність зростає [96, 97]. Зниження колекторських властивостей з глибиною обумовлено рядом причин, зокрема таких, як механічне ущільнення, виділення мінеральних новоутворень у порах і тріщинах, перерозподіл складових частин осадових утворень.

Погіршення ФЄВ колекторів з глибиною підтверджується значним фактичним матеріалом по глибоких горизонтах багатьох родовищ і площ ДДЗ. Найбільш наочно це спостерігається на зниженні з глибиною значень відкритої пористості. Темпи зниження пористості для різних родовищ і площ помітно відрізняються. Найбільш інтенсивно зменшення пористості з глибиною відбувається у тектонічній зоні, перехідній від ДДЗ до Донецької складчастої споруди (ДСС).

На Волвенківській площі максимальні значення відкритої пористості складають: на глибинах 2-2,5 км 19 %; на глибинах 3-5 км – 11 %; на глибинах 5-5,5 км – 3-4 %. На Шебелинському родовищі (св. 800) максимальна відкрита пористість на глибинах 5-6 км становить до 8 %. На Кобзівському родовищі колектори на глибинах 3-3,5 км мають за даними ГДС пористість до 18 %, а на глибинах 5,5-6,5 км – до 14 %.

У центральній частині ДДЗ зниження відкритої пористості пісковиків з глибиною відбувається менш активно. На Західно-Хрестищенському родовищі максимальна відкрита пористість 20-25 % встановлена у пісковиках на глибинах до 4 км, 10-15 % – на глибинах 4-5 км, до 10 % – на глибинах більших ніж 6 км. На інших родовищах центральної частини ДДЗ, що розташовані далі на північний захід, максимальна відкрита пористість пісковиків на глибинах 5-5,5 км сягає 18-20 % (Яблунівське, Валюхівське, Котелевське, Березівське родовища), а на глибинах близько 6 км – 9-11 % (Камишнянське, Перевозівське родовища). Мінімальні значення відкритої пористості пісковиків коливаються від 5-7 до 1-2 %. На всіх гіпсометричних рівнях простежується широкий діапазон коливань значень відкритої пористості, що обумовлений відмінностями гранулометричного складу, складу і структури цементу і іншими факторами, як первинними, так і вторинними. Відповідно значення пористості коливається і газопроникність порід. Значення абсолютної газопроникності змінюються від долей до десятків мілідарсі. На глибинах понад 5 км газопроникність рідко перевищує $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, але у окремих газоносних пластах перевищує $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (Котелевське, Березівське родовища).

Зниження колекторських властивостей порід залежить від ступеню катагенетичних перетворень порід [94, 26]. Вивченням проблеми катагенезу займалися різні науковці та наукові організації із різними вихідними теоретичними поглядами та можливостями, що обумовлює дещо різні результати цих досліджень, зокрема відносно виділення зон катагенезу [94, 98, 99, 100, 101, 26]. Ступінь катагенетичних перетворень на одному

Таблиця 4.2 – Інтенсивність процесів регіонального катагенезу у різних районах Дніпровсько-Донецької западини
(Склав В.М. Бенько з використанням матеріалів С.В. Літвін (1993 р.), 2009 р.)

Площа, родовище, зона.	Геотемпературні показники на глибинах, °С.						Гіпсометричне положення підшви градацій катагенезу, м						Примітки
	3000	4000	5000	6000	7000	МК ₁	МК ₂	МК ₃	МК ₄	МК ₅	АК ₁		
						Д	Г	Ж	К	ОС	Т		
Краснооскольська	120	160	200	230	270	1300	1800	2400	3500				Північно-західна околиця Донбасу
Північно-Волвенківська	82	130	160	190	225	1900	2600	3350	4300	4950	5700		Перехідна зона від північно- західних околиць Донбасу до платформної частини ДДЗ
Миролубівська	98	130	160	190	220	1800	2500	3300	4500				
Шебелинське	95	125	155	185	215	2800	3350	3900	4600	5150	5700		
Солохово-Диканський	80	110	135	160	185	3030	3800	4600	5600	6400	7300		Платформна частина ДДЗ
Більське	80	120	135	160	186	3650	4600	5600	6950	>7000			
Яблунівське	80	110	130	155	180	2950	4050	5100	6700	7800			
Суходолівське	80	100	115	130	150	2450	3500	4500	5850	6850			
Сфремівське	75	95	115	135	150	2680	3700	4800	5950	6800	7400		
Коломацьке	72	92	115	135	150	3300	4250	5200	6500	7600			
Валюхівсько-Гадяцьке	72	93	120	140	168	3400	4500	5540	6900	>7000			
Східно-Полтавське	70	90	125	145	170	4040	4920	5950	6950	>7000			
Березівсько-Котелевська	70	90	118	140	160	3200	4450	5600	7200				
Хрестищенське	65	85	106	125	145	4050	5150	6300	>7000				

і тому ж рівні у різних районах ДДЗ різна (табл. 4.2). Можна виділити три основних райони.

Перший, де ступінь катагенетичних перетворень найбільш інтенсивний, відноситься до північно-західної окраїни Донбасу, належить структурам, що знаходяться на продовженні складчастих утворень (Краснооскольська, наприклад). Для цього району характерні найбільш високі пластові температури (геотермічний градієнт 1,9-3,3) і найменші товщини градацій катагенезу (градієнт відбивної спроможності вітриніту 0,9-1,0). На глибинах 5-7 км ступінь катагенетичних перетворень відповідає апокатагенезу (АК₁-АК₃).

Другий район, розташований в області, що є перехідною від окраїн складчастого Донбасу до платформної частини ДДЗ (Шебелинське, Миролюбівське родовища). У цьому районі спостерігається менш висока температура (геотермічний градієнт 2,6-2,7), більш низьке гіпсометричне положення градацій катагенезу. На глибинах 5-7 км катагенетичні перетворення відповідають градації АК₁.

Графік (рис 4.13) відображає зміни з глибиною відкритої пористості, пластової температури та відбивної спроможності вітриніту для умов Шебелинського родовища. Умовні позначення наведені на рис. 4.14. На графіку наведені фактичні виміри пористості за даними ГДС і дослідження керну, фактичні виміри пластових температур і відбивної спроможності вітриніту, за якими побудовані лінії залежності двох останніх параметрів з глибиною. Забарвленням виділені зони катагенезу, що закономірно змінюють одна одну з глибиною. Також на графіку відмічені орієнтовні інтервали залягання катагенетичного флюїдоупору. Добре помітна загальна закономірність: з глибиною зростає пластова температура, ступінь катагенезу і зменшується пористість.

Третій район відповідає платформній частині ДДЗ. Характерні найбільш низькі пластові температури, найбільші товщини градацій катагенезу. У межах цього району спостерігаються коливання у

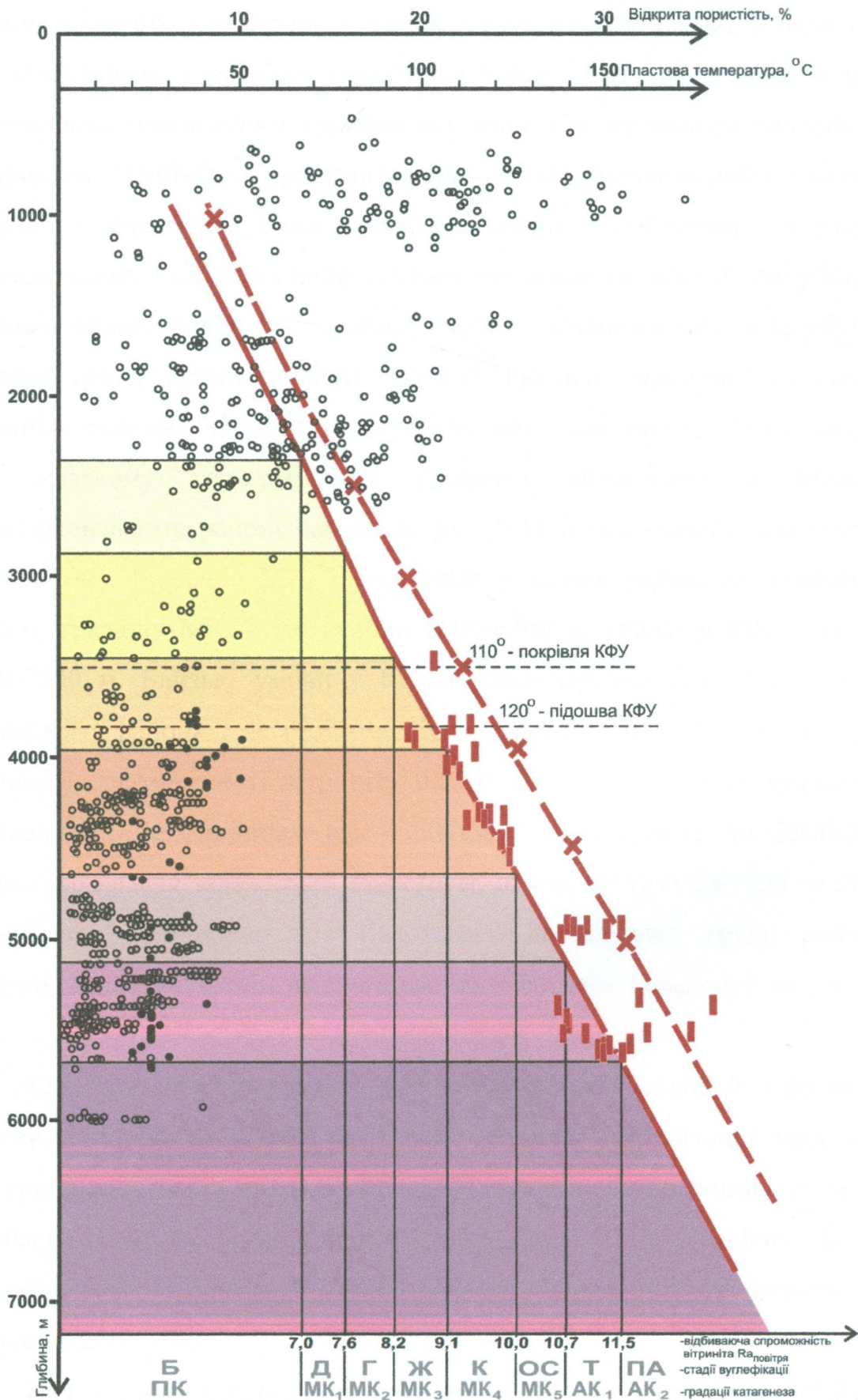


Рис. 4.13 – Шебелинське ГКР. Зміни пористості, пластової температури і градацій катагенезу з глибиною

(Склав В.М. Бенько з використанням матеріалів С.В.Літвін (1993 р.), 2009 р.)

гіпсометричному положенні градацій катагенезу, пов'язані з наявністю або відсутністю у розрізах галогенних товщ і соляних штоків, а також з тектонічним положенням (прибортові зони або приосьова частина ДДЗ). Наприклад, Машівсько-Хрестищенський район, розташований у Полтавській депресії, характеризується максимальними глибинами знаходження палеозойських відкладів і найбільшими товщинами кам'яної солі у відкладах нижньої пермі. Наявність останніх разом з соляними штоками обумовило низький геотермічний градієнт (1,5-1,7). Градієнт відбивної спроможності вітриніту складає 0,50-0,55. Відсутність помітних тангенційних напружень при низькому геотермічному градієнті обумовило в Машівсько-Хрестищенському районі найнижчу для ДДЗ інтенсивність катагенетичних перетворень. Градація МК₂ опускається у цьому районі до глибин 4800-5000 м, градація МК₃ – до глибин 5000-6300 м, градація МК₄ – до глибин 6900-7300 м. Близькі умови у Котелевсько-Березівському і Валюхівсько-Гадяцькому районах, де геотермічний градієнт складає 1,8-2,0, а градієнт відбивної спроможності вітриніту 0,55-0,60. У цих районах градація МК₃ розташована на глибинах від 4250-4600 м (покрівля) до 5500-5600 м (підосва). Графік залежності пористості, пластової температури та ступеню катагенезу з глибиною для Котелевсько-Березівської групи родовищ і Яблунівського родовища, що розташовані у цій зоні, наведений на рис.4.14 і 4.15.

Глинсько-Розбишевський, Солохівсько-Диканьський і Єфремівський райони тектонічно приурочені до великих валів у приосьовій частині ДДЗ, що простежуються в вигляді перервистої смуги від головного антиклінала Донбасу. Геотермічний градієнт складає 2,4-2,5; градієнт відбивної спроможності вітриніту 0,70-0,80. На глибинах 5-7 км розповсюджені градації МК₄ – МК₅.

Для градацій протокатагенезу і початкового мезокатагенезу (ПК₃, МК₁, МК₂) в теригенних відкладах характерне розповсюдження переважно колекторів різних класів з первинною пористістю. Незалежно від глибини залягання якість колектору обумовлена, переважно, фаціальними умовами

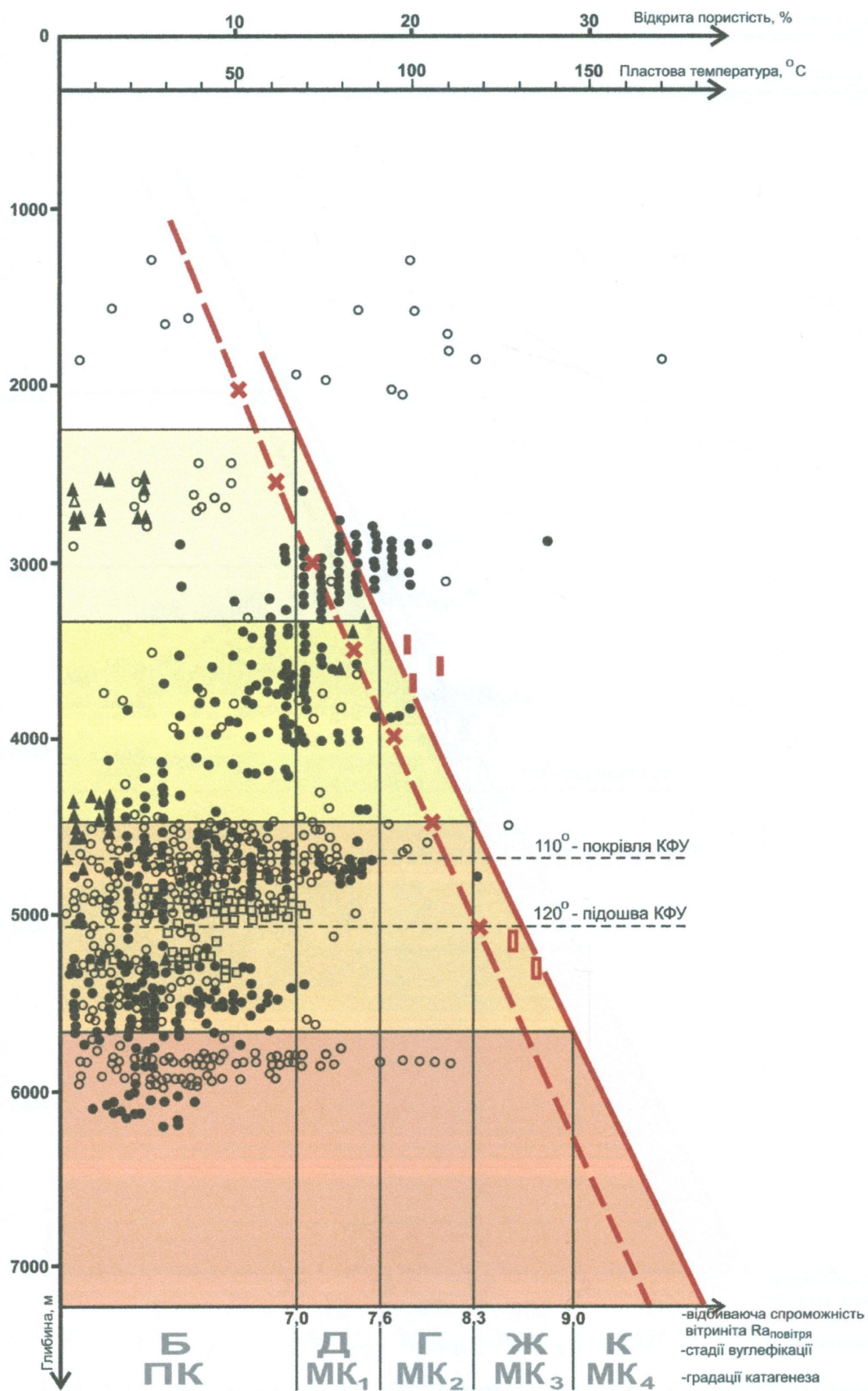


Рис. 4.14 – Котелевсько-Березівська зона. Зміни пористості, пластової температури і градацій катагенезу з глибиною

(Склав В.М. Бенько з використанням матеріалів С.В.Літвін (1993 р.), 2009 р.)

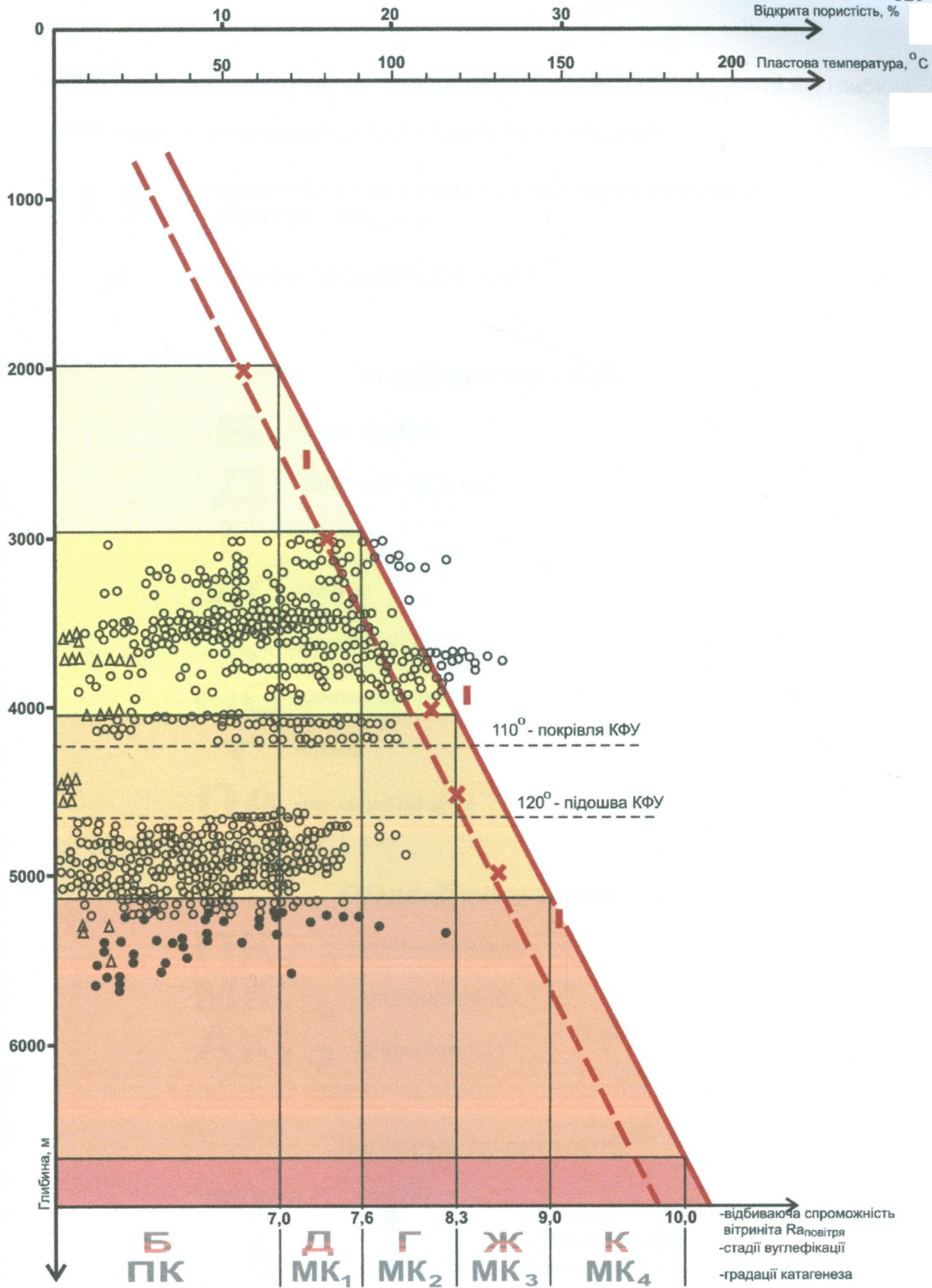






Рис. 4.15 – Яблунівське НГКР. Зміни пористості, пластової температури і градацій катагенезу з глибиною

(Склав: В.М. Бенько з використанням матеріалів С.В.Літвін (1993 р.), 2009 р.)

-  -лінія залежності відбиваючої спроможності вітриніта від глибини
-  -лінія залежності температури від глибини
-  -інтенсивність катагенезу по вітриніту та за іншими джерелами $R_{a\text{повітря}}$
-  -значення температури пласта, °С

Стадії вуглефікації:

- Б** -буре вугілля
- Д** -довгополуменеве
- Г** -газове
- Ж** -жирне
- К** -коксівне
- ОС** -спіснено-спікне
- Т** -пісне
- ПА** -напівантрацити

Градації катагенеза:

- ПК₁₋₃** -протокатагенез
- МК₁₋₅** -мезокатагенез
- АК₁₋₃** -апокатагенез

Значення пористості:

- | по керну | по ГДС | |
|----------|--------|------------------|
| ○ | ● | -пісковик |
| △ | ▲ | -вапняк, доломіт |
| □ | ■ | -конгломерат |

Рис. 4.16 – Умовні позначення до рис. 4.11, 4.12, 4.13

осадконагромадження. На градації МК₃ кількість колекторів з первинною пористістю зменшується. Зустрічаються вони переважно у великих піщаних пачках алювіального генезису у випадках розвитку процесів древнього гіпергенезу, що приводить до вилуговування цементів та розуцільнення порід, та у випадку раннього надходження бітумів у пласт, коли утворюються умови, що затримують розвиток вторинного мінералоутворення в порах. У відкладах, перетворених до градації МК₃, у продуктивній частині розрізу часто спостерігається пористість і проникність, що відповідає III-V класу колектора, а у законтурній частині – ущільнення породи. Ущільнення і формування жорсткого каркасу сприяє виникненню і зберіганню мікротріщинуватості. Відповідно, на градації МК₃ з'являються колектори тріщинно-порового типу. Із зростанням ступеню катагенезу до градацій МК₄-МК₅ первинні порові колектори повністю змінюються порово-тріщинними.

Таким чином, проведені дослідження дозволяють по кожному стратиграфічному ярусу визначити зони поширення порід-колекторів з найкращими колекторськими властивостями [93]. Для відкладів візейського ярусу найкращі колектори (з пористістю 15-24 %) знаходяться у районі Валюхівсько-Гадяцької та Котелевсько-Березівської зон. Для відкладів серпуховського ярусу найкращі колектори (більше 15 %) пов'язані з районом, суміжним з Котелевсько-Березівською зоною. Серед відкладів башкирського ярусу найкращі колектори утворюють зону з пористістю 8-10%, що простягається від м.Полтави до Краснопавлівського штоку. Серед відкладів московського ярусу найкращі колектори (з пористістю більше 13 %) зустрінуті у районі Розпашнівського штоку та у районі Шебелинського родовища.

4.2.3. Утворення вторинного пустотного простору порід-колекторів

З глибиною залягання ступінь катагенетичних перетворень зростає і, відповідно, погіршуються колекторські властивості порід-колекторів. Відхилення від загального правила пояснюються збереженням первинного або виникненням вторинного порового простору.

Збереженню первинного порового простору і високої проникності породи-колектора сприяють: 1) наявність у порах чистих (без домішок води і хімічно активних газів) вуглеводнів; 2) великі товщини піщано-алевритових порід; 3) великий і однорідний розмір піщаних зерен; 4) мономінерально-кварцовий склад кластичної частини; 5) невелика кількість або відсутність глинистого цементу; 6) аномально високі пластові тиски; 7) екранізація колектора потужними соляними товщами [102-106].

Наявність чистих вуглеводнів заважає протіканню хімічних реакцій, виділенню в порах і тріщинах мінеральних новоутворень, а при високих тисках – і змиканню тріщин. Вплив вуглеводнів на колекторські властивості порід відмічається досить великою кількістю авторів. Так, наприклад І.М. Куровець та Г.Й. Притулка [107] наводять наступні дані: “Коефіцієнти пористості нафтогазонасичених колекторів палеозою центральної частини западини на 2-4 % вищі від водонасичених. Середньостатистичне значення коефіцієнта пористості продуктивних колекторів нижньокам’яновугільних відкладів Тимофіївської площі 16,6 %, а водоносних – 13,3 %. На Гадяцькій площі середнє значення Кп продуктивних колекторів у візейських відкладах становить 11,5 %, а у водоносних – 9,9 %”.

При хімічній взаємодії рідини та газів, які поступають із сусідніх потужних пластів, з флюїдами, що знаходяться у колекторі, можуть виділятися мінеральні новоутворення, що знижують ФЄВ колекторів. Якщо товщина пласта мала, ФЄВ будуть знижені по всій товщині, якщо пласт потужний – погіршення буде помітним лише у покрівлі і підшві пласта.

У дрібнозернистих і різнозернистих (несортованих) породах – дрібні пори, у разі розвитку мінеральних новоутворень швидко стають непроникними. У крупнозернистих породах цей процес іде більш повільно.

Кварцові пісковики за рахунок високої хімічної інертності кварцу найбільше здатні чинити опір катагенетичним перетворенням порід-колекторів.

Велика кількість глинистого матеріалу призводить до того, що при ущільненні породи з глибиною пластичний глинистий матеріал деформується, затискається у порах, і в більшій, або в меншій мірі погіршує як пористість, так і проникність.

Аномально високі пластові тиски протидіють механічному ущільненню порід і, відповідно, зниженню ФЄВ.

Виникнення вторинного порового простору і підвищення ФЄВ порід може бути обумовлене рядом процесів. Основними є: 1) міграція речовини за рахунок розчинення та видалення хімічних сполук, нестійких у даних конкретних геохімічних і термобаричних умовах, 2) розтріскування порід.

Розтріскування порід є однією з основних причин виникнення вторинних колекторів нафти і газу. Тріщинними колекторами принципово може бути більшість осадових утворень (ущільнені пісковики, алевроліти, аргіліти, карбонати, ангідрити) і метаморфізовані та магматичні породи фундаменту. Розтріскування обумовлене, переважно, тектонічними напругами і природним гідророзривом у зонах АВПТ. Основна частина тріщин виникає на стадії катагенезу. Заглиблення порід супроводжується їх ущільненням і зростанням крихкості, яка сприяє розтріскуванню [108].

Вторинна пористість може виникнути за рахунок розчинення і виносу цементу (звичайно карбонатного) і нестійких кластичних зерен, а також каолінізації цементу і нестійких зерен під дією рухомих кислих пластових вод [103]. У карбонатних породах на стадії катагенезу за рахунок розчинення утворюються каверни, сутуро-стилолітові шви, може збільшуватись розкритість тріщин. Під час гіпергенезу в карбонатах можуть виникати

каверни і великі карстові порожнини, що зберігаються при подальшому заглибленні порід.

Більшість колекторів, що залягають на глибинах 5-6 км не є чисто первинними або чисто вторинними, вони представлені змішаним типом колектора. Наприклад, частково ФЄВ породи-колектора можуть бути обумовлені збереженою первинною пористістю, а частково – накладеною вторинною мікротріщинуватістю і макротріщинуватістю або процесами розцементування чи розчинення породоутворюючих мінералів.

Окрім факторів регіонального характеру на колекторські властивості впливають локальні процеси, пов'язані з геотермічними, гідродинамічними і гідрохімічними аномаліями. За даними багатьох дослідників спостерігається покращення ФЄВ порід-колекторів на ділянках, що прилягають до активних тектонічних порушень, які є найбільш проникливими зонами для агресивних (вилуговуючих) розчинів. Такі ділянки виділялись на Рибальській, Гадячській структурах, у межах Солоховско-Опошнянської зони. На Березівському родовищі на глибинах понад 5,0 км найбільш високі припливи газу з візейських відкладів (близько 2 млн м³/добу) були отримані у св. 50, розташованій поблизу великого тектонічного порушення.

Фактор міграції речовини має важливу роль у гіпотезі утворення глибинних зон газонакопичення в ДДЗ, розробленої І.І. Зіненко і О.П. Заріцьким [109-111]. Згідно даної гіпотези зони утворення вторинних колекторів знаходяться нижче рівня розміщення первинних колекторів, ущільнених до критично низького рівня пористості, який ще дозволяє одержувати промислові припливи вуглеводнів. Утворення вторинного колектора з вторинною пористістю з деяким наближенням ставиться у зв'язок з сучасними температурними умовами надр, які є основним фактором зональності в розподілі колекторів, розсіяної органічної речовини підземних вод і вуглеводневих скупчень. Особлива роль температурного фактору відмічалась також у роботах В.М. Бортницької (В.М. Бортницька та інші, 1980, 1985), присвячених ДДЗ [112]. При заглибленні осадові породи

потрапляють у зону катагенетичних перетворень. Найбільш значними перетвореннями (з погляду даної гіпотези) є: 1) перехід глин в аргіліти за рахунок переважно механічного ущільнення глин на стадіях ПК₁-МК₂ в температурному інтервалі від 40-60 до 110-120 °С; 2) перехід основного породоутворюючого мінерала монтморилоніта в гідрослюду на стадіях МК₃-АК₂, в температурному інтервалі від 110-120 до 200-220 °С; 3) перехід гідрослюди у серицит на стадії метагенезу при температурах, більших 200-220 °С.

Породи, катагенетичні перетворення яких відповідають зонам ПК₁-МК₂, знаходяться в умовах седиментаційної та елізійної гідрогеологічних систем; породи, перетворені глибше МК₂, знаходяться в умовах термодегідратаційної системи, що має суттєві особливості. Елізійна дегідратація порід змінюється термодегідратацією мінералів, перш за все монтморилоніту при переході в гідрослюду. Поява відроджених, слабкомінералізованих вод інтенсифікує усі геохімічні процеси, реакції розчинення, гідролізу, кристалізації і перекристалізації, що здійснюються із звільненням різних катагенетичних продуктів. Сумісна дія геохімічних процесів приводить до формування локалізованих резервуарів із вторинними порово-тріщинними і тріщинними колекторами. Утворенню вторинного колектора сприяє також утворення зони АВПТ, що співпадає з зоною розвинення згаданих геохімічних процесів.

У вторинних резервуарах цієї зони розущільнення за даними здобувача відкрито близько 150 газових покладів, серед яких є поклади із значними запасами газу, зокрема у верхньовізейських горизонтах Котелевсько-Березівського валу, у верхньосерпуховських горизонтах Семенцівсько-Абазівського валу, у турнейсько-девонських горизонтах Яблунівського родовища.

Деякі положення цієї гіпотези у багатьох дослідників викликають сумніви. Наприклад, є сумніви щодо визначної ролі монтморилоніту у даному процесі і наявності у глибокозанурених відкладах значних товщ

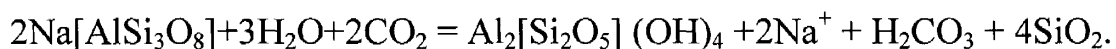
перетвореного монтморилоніту. Багато авторів вважає, що основна маса монтморилоніту перетворена в гідрослюду ще на стадії МК₂ і, що у відкладах девону, нижнього і середнього карбону, які навіть знаходяться на стадії раннього катагенезу, монтморилоніт зустрічається рідко і, переважно, у складі змішано-шаруватих мінералів. Суттєвий вміст його відмічається лише у відносно нечисленних утвореннях девонської кори вивітрювання і верствах перетвореного вулканічного попелу (1).

Відносно першого можна навести дані окремих авторів про те, що хоча монтморилоніт цементів пісковиків при появі ознак глибинного катагенезу (МК₃ і вище) переходить в діоктаедричну гідрослюду і ненабухаючу хлоритову фазу, у асоціюючих з такими пісковиками суттєво монтморилонітових глинах монтморилоніт і набухаючі змішано-шаруваті мінерали зберігаються на глибинах понад 4000-4500 м при температурі вище 100-120 °С у нижньому карбоні (Солохівське родовище) і верхньому девоні (Леляківське, Тимофіївське та інш.). Причиною цього, вірогідно, є низька дифузійна проникність для іонів K⁺, що є необхідними для гідрослюдізації монтморилоніту [26, 113]. Відмічається також збереження на великих глибинах (при температурах більше 100-120 °С) набухаючих змішано-шаруватих фаз типу хлорит-монтморилоніт (О.Ю. Лукін, Р.Я. Поляк, 1976 р.).

Відносно другого, дуже вірогідно, що більш детальне, прискіпливе вивчення фаціальних умов утворення глинистих відкладів девону і нижнього і середнього карбону дозволить виявити ділянки, де мало місце відносно масштабне накопичення суттєво монтморилонітових глин, що спроможні трансформуватися у гідрослюду з виділенням термодегідратаційної води. Однак, навіть коли такі ділянки не будуть знайдені, джерелом термодегідратаційних вод можуть бути й інші глинисті мінерали.

Води глибоких горизонтів суттєво збагачені СО₂, частина якого надходить з глибин мантиї, що дегазується, частина продукується процесами регіонального метаморфізму, частина, можливо, виникає за рахунок термогідролізу розсіяної у глинах карбонатної речовини згідно схеми:

$\text{CaCO}_3 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Ca}(\text{OH})_2 + \text{CO}_2 \uparrow$ температурний інтервал протікання якої, правда, оцінюється звичайно у 70-120 °С [98, 99]. Триваюче ущільнення глинистих порід обумовлює “витискання” відродженої води з газовою фазою в поровий простір ущільнених пісковиків. При взаємодії вуглекислотних розчинів з породою відбувається по-перше розчинення карбонатів, які переходять у розчин і виносяться по латералі у зони розвантаження, або з вертикальним рухом флюїдів піднімаються угору і ущільнюють розташований вище катагенетичний флюїдоупор. По-друге відбувається розклад польових шпатів (в першу чергу плагіоклазів) з утворенням каолініту згідно схеми:



Луги, що утворюються при цьому, переходять у розчин і у безпосередній близькості до ділянок з каолінітовим цементом обумовлюють інтенсивне розчинення і корозію кварцу, який разом з щойно утвореним кремнеземом може бути винесеним за межі вторинного резервуару [98, 99, 102]. Таким чином каолінізація польових шпатів з частковим виносом матеріалу може призвести до утворення вторинного порового простору.

Тріщинний колектор є одним з основних різновидів вторинного колектора. Протягом останнього часу багато уваги приділялося дилатансогенній тріщинуватості. Найбільш активним прихильником цього напрямку досліджень в ДДЗ був О.М. Істомін (1992, 2002, 2006 та ін).

Процес дилатансії – це збільшення об’єму пустотності у гірській породі при нерівнокомпонентному тривісному стисненні. За даних умов завжди є деяка різниця між мінімальною і максимальною напругою по осях. Доти, доки ця різниця не перевищує межу пружності даної породи у даних термобаричних умовах, вона деформується пружно, у випадку зняття навантажень повертається у початковий стан, залишкова деформація відсутня. Коли різниця між мінімальними і максимальними напругами перевищує межу пружності, настає час дилатансного предруйнування, тобто утворення густої сітки мікротріщин, що орієнтовані паралельно осі

найбільшого стиснення, розкриваються в напрямку найменшого стиснення і змикаються при знятті навантаження.

Принципово, процеси дилатансії можуть в певних термобаричних умовах охопити будь-які гірські породи, але експерименти свідчать, що в першу чергу вони виникають у неоднорідних і крихких різновидах, причому крихкість і неоднорідність можуть бути як вихідними, так і набутими.

Важливим моментом є те, що утворена дилатансна мікротріщинуватість є нестійкою, вона може різко зменшитися або зникнути цілком при зміні поля напруг, тобто при знятті або збільшенні навантаження. Щоб виник стабільний колектор з вторинною пористістю, потрібне закріплення результатів дилатансного передруйнування шляхом заповнення тріщин флюїдом з АВПТ, або заповнення частини тріщин новими мінеральними утвореннями, що випадають із мінералізованих термальних вод.

Так, згідно тектонодинамічних побудов у розрізі Західно-Шебелинської площі було виділено три зони: зону розтягнення (приблизно 1700-4400 м; P_1-C_3), перехідну зону (4400-4900; м $C_3^1-C_2^7$) і зону стиснення у складі підзони “квazăкатагенного” флюїдоупору з підзоною дилатансогенних колекторів (4900-5770 м; $C_2^m-C_2^b$). Згідно уявлень авторів, уся зона стиснення представляє собою “квazăкатагенний” флюїдоупор (щільні непроникні породи), в якому розвинені горизонти, лінзи, неправильні тіла проникних, тріщинуватих порід (дилатансний колектор). На зону дилатансії було пробурено 5 свердловин (№№ 701, 701бис, 702, 703 і 704). У двох з них (701 і 703) були отримані значні припливи газу, що досить швидко змінювались пластовою водою, в інших трьох - були отримані слабкі, непромислові припливи газу або взагалі об’єкти випробування визначалися як “сухі”.

Проблема дилатансогенних колекторів потребує подальшого вивчення як з погляду утворення колектору, заповнення його поровим флюїдом, так і з погляду розкриття, засвоєння та отримання припливу.

Причиною дилатансного предруйнування можуть бути також локально орієнтовані тектонічні сили у сейсмічно напружених зонах. Сейсмічно напружені зони приурочені до місць випинання породних товщ, а також до ділянок зародження і розвитку безамплітудних і малоамплітудних розривних порушень, тобто до зон концентрації напруг, з якими звичайно пов'язані вогнища землетрусів. Під час розрядки напруг відбувається зсув гірських порід, що породжує ударні хвилі (солітони). Особливості поширення солітонів призводять до утворення субвертикальних зон деструкції. Подібні тріщинуваті субвертикальні зони, що виповнені проникливими тектонічними брекчіями різних порід, згадує О.Ю. Лукін у складі скрізьформаційних флюїдопровідних систем [114]. Характерною особливістю геодинаміки цих зон він вважає різко виражену нерівномірність стиснення, а часто і поєднання напруг стиснення і розтягнення. Це приводить до широкого розвитку різних явищ дилатансного розуцільнення. Такі зони, на думку О.Ю.Лукіна, досить добре вивчені на Яблунівському, Скоробагатьковському, Харківцівському та Юліївському родовищах. Найбільш характерним різновидом поширених тектонічних брекчій, що складають ці зони, він вважає какірити – породи, що розбиті сіткою різноспрямованих дрібних тріщин з розмірністю фрагментів від декількох сантиметрів до 1-2 мм.

Утворення локально тріщинуватих, вторинно-порових або кавернозних порід можливо також уздовж лінійно орієнтованих зон глибинних розломів, з якими пов'язана посилена фільтрація глибинних пластових вод, які у відповідних умовах обумовлюють розвиток процесів вилуговування, розчинення, метасоматичного перетворення порід [26, 104, 115].

Таким чином, можна стверджувати, що є чинники, які на великих глибинах ДДЗ можуть забезпечити розвиток порід-колекторів з досить задовільними ємнісно-фільтраційними властивостями. Первинні ФЄВ зберігають у першу чергу крупнозернисті, добре відсортовані, не глинисті, мінералогічно зрілі, кварцові пісковики, звичайно пов'язані з прибережно-морськими відкладами пляжів, кіс, барів, пересипів. Вторинні ФЄВ можна

очікувати: 1) у пісковиках з вапняним цементом, де є передумови як для розвитку вторинної пористості вилуговування, так і вторинної пористості розтріскування; 2) у структурно і фаціально різних породах, що зазнали інтенсивні катагенетичні перетворення і схильні до розтріскування.

4.3 Породи-покришки та їх екранувальні властивості

Утворення покладу неможливо уявити без якісної покришки, яка у значній мірі обумовлює усі його основні характеристики. У межах ДДЗ виділяються регіональні, зональні та локальні покришки. За речовинним складом це переважно глинисті та хомогенні відклади, рідше карбонатні та вулканогенні породи. На великих глибинах потрібно прийняти до уваги те, що поняття колекторів і покришок для одних і тих же порід можуть змінюватися у залежності від глибин їх залягання, термобаричних та інших умов.

4.3.1 Основні регіональні та зональні покришки

У нафтогазоносному розрізі ДДЗ виділено ряд флюїдоупорних товщ, різних за площею розповсюдження і літологічним складом [77]. Тріасова глиниста та нижньопермська соленосні покришки для глибокозалягаючих горизонтів значення не мають, тому розгляд покришок можна починати з глинистої товщі московського ярусу, що приблизно відповідає зоні C_2^m (підосва ісаївської свити касимівського ярусу середнього карбону (C_3^1), верхи московського ярусу (C_2^7)). Ця товща відділяє середньокам'яновугільний поверх нафтогазоносності від верхньокам'яновугільно-нижньопермського. Товщина її змінюється у межах регіону від 20-40 до 120-140 м. На 80-90% ця товща складається з сіроколірних вапнистих глинистих порід морського походження; у північно-західній частині западини спостерігається зміна сіроколірних відкладів строкатобарвними та червоноколірними. У середньому, з глибини 2500-

2800 м глини переходять в ущільнені та аргілітоподібні різновиди, а місцями й у аргіліти. Розміри пор глинистих порід змінюються від 0,3-0,5 до 0,03-0,05 мкм, а проникність в умовах, наближених до пластових, змінюється у межах $0,24 \cdot 10^{-19}$ - $3,1 \cdot 10^{-20}$ м². За екрануючими властивостями вони відносяться до класів С і В. Червоноколірні глини С₂^mе товщиною до 35-45 м є основним флюїдоупором на Качанівському, Рибальському та Голубівському родовищах. Глинисті відклади цієї товщі утримують газові поклади Ланівського та Машівського родовищ і перекривають перспективні ділянки району досліджень, що пов'язані з московськими відкладами.

Глиниста товща верхньої частини башкирського ярусу (світи С₂⁴) містить до 70-80 % глинистих порід і вапняних прошарків, у зв'язку з чим на ряді площ вона є слабопроникною. Товщина її змінюється від 30-50 м на крайньому північному заході западини та її моноклинальних схилах до 150-180 м і більше у південно-східній частині регіону. Товща представлена переважно морськими сіроколірними і рідше строкатоколірними лагунними відкладами, ступінь літифікації яких змінюється від ущільнених глин до аргілітів. Останні розвинені на глибинах понад 3200-3300 м. Зміна ступеню літифікації обумовлюють коливання коефіцієнта пластичності – від нескінченності до 1,56. Розміри порових каналів змінюються від 0,03 до 2 мкм, газопроникність складає від $0,8 \cdot 10^{-18}$ до $2,1 \cdot 10^{-20}$ м², що відповідає породам-покришкам класів Д, С і В. Відкладами світи С₂⁴ у південній прибортовій зоні екрануються поклади на Новоселівському, Кременівському, Новогригоріївському, Пролетарському і Перещепинському родовищах; у північній прибортовій зоні – на Качанівському, Рибальському, Краснопоповському, Боровському та Вергунському родовищах; у приосьовій зоні – на Глинсько-Розбишівському та Опішнянському родовищах. Відклади цієї товщі перекривають перспективні у башкирських відкладах ділянки району досліджень. Інша частина розрізу московського та верхньобашкирського ярусів не містить регіональних покришок, але зональні

і локальні глинисті пачки товщиною від 10-20 до 70-80 м екранують поклади нафти та газу на деяких родовищах.

Нижня частина башкирського ярусу (світа C_1^5 , C_2^1 і низи C_2^2) характеризується переважанням морських карбонатних і глинистих порід. Їх товщини змінюються від 30-100 до 300-400 і більше метрів. Глинисті породи цієї товщі представлені зеленувато-сірими, різного ступеню вапнистими морськими відкладами. Для них є характерною добра відмуленість, висока дисперсність глинистої речовини, підвищений вміст набухаючих монтморилонітових різновидів, широкий розвиток аутигенної глауконітоподібної гідрослюди. Пластичність глин висока, розміри пор не перевищують 0,1 мкм, газопроникність низька ($2 \cdot 10^{-20}$ до $0,1 \cdot 10^{-20}$ м²) і за екрануючими властивостями відносяться до класу В. Ця глиниста товща є покришкою для перспективних ділянок серпуховських відкладів району досліджень. Товща нижньої частини башкирського ярусу представляє собою з одного боку регіональну покришку, з другого боку – вона має самостійні перспективи нафтогазоносності завдяки наявності покладів вуглеводнів у тріщинно-кавернозних карбонатних колекторах, як наприклад, Волоховське родовище. На ряді площ з “башкирської плити” отримані припливи високомінералізованих вод з розчиненими вуглеводневими газами.

Верхньосерпуховська екрануюча товща розглядається в обсязі верхньої частини світи C_1^3 і світи C_1^4 . Товщина її змінюється від 30-80 м на північному заході до 500-550 м у центральних районах південної прибортової та приосьової зони (Руденківське, Солохівське, Опішнянське родовища). До 70-85% розрізу складають морські глинисті відклади, і менше 1% карбонати. Розміри пор глинистих різновидів не перевищують 0,05 мкм, в аргілітах розміри пор знижуються до 0,01 мкм; газопроникність складає від $0,8 \cdot 10^{-20}$ м² (для лагунних глин) до $0,9 \cdot 10^{-21}$ м² (для морських аргілітів). За винятком ділянок підвищеної тріщинуватості (деякі локальні структури) верхньосерпуховські глинисті породи мають високі і дуже високі екрануючі властивості, що відповідають класам В і А. Покришки цієї товщі екранують

значні за запасами поклади Семенцівського, Абазівського, Котелевського та Березівського родовищ, а також досить численні інші поклади, переважно у піщаних прошарках самої малопроникної товщі.

Нижньосерпуховська алеврито-глиниста малопроникна товща розповсюджена на меншій території, ніж верхньосерпуховська. У крайовій частині північної прибортової зони, на північному моноклінальному схилі та на крайньому північному заході вона виклинюється.

Максимальні товщини (до 800-1200 м) спостерігаються на південному сході південної прибортової зони. Товща складена переважно сірими, різного ступеню алевритистими, невапнистими, каолінит - гідрослюдистими аргілітами. У складі глинистої речовини разом з діоктаедричною гідрослюдою відмічені значні (до 20-40 %) концентрації каолініта. Дисперсність глинистих часток значно нижча, ніж у верхньосерпуховських глинах (10-15 мкм). Переважають пори розміром 0,25-0,30 мкм; газопроникність від $2,5 \cdot 10^{-19}$ до $0,84 \cdot 10^{-19}$ м². Екрануюча здатність середня (клас С), у більш занурених частинах – висока (клас В). Ця товща є основним нафтогазоупором для нижчезалягаючих верхньовізейських продуктивних горизонтів і має значні перспективи нафтогазоносності. Нафтові та газові поклади встановлені на Кибінцевському, Пролетарському, Радченківському, Перещепинському та інших родовищах.

Розповсюдження серпуховських глинистих товщ нами показано на схематичній карті розподілу пористості і поширення порід-колекторів серпуховських відкладів (див. рис. 4.8). На більшій частині площі перспективних по серпуховських відкладах ділянок розвинені високоякісні покрити класу А. Перспективними є відклади з пористістю «від 10 до 15 %» і «до 10 %» біля південного борту, від Андріївського штоку до східної границі району досліджень, знаходяться згідно схеми О.Ю. Лукіна у зоні невстановлених екрануючих властивостей [77]. Фактичного матеріалу по цій зоні не має, зважаючи на загальну тенденцію покращення екрануючих властивостей у напрямку від бортів до вісі западини і з північного заходу до

південного східу, на даній ділянці повинні бути розповсюджені високоякісні покришки класів А або В.

Верхньовізейські глинисті відклади представлені перешаруванням глинистих (50-80 %) і піщаних порід з прошарками вапняків. Характерною є добра відмуленість, висока дисперсність, відносно висока пластичність. Розміри пор аргілітів не перевищують 0,1-0,15 мкм, на глибинах понад 3500 м – не більше 0,05 мкм; проникність змінюється від $0,84 \cdot 10^{-20}$ до $0,21 \cdot 10^{-21}$ м². За екрануючими властивостями вони відносяться до класів В і А. При зростанні кількості алевритової фракції і відсутності сапропелевої речовини можуть втрачати екрануючі властивості і тоді мають бути віднесені до класів С і навіть Д. Мають значні перспективи нафтогазоносності. Завдяки наявності зональних і локальних нафтогазоупорів (товщиною від 15-20 до 80-100 м) на різних стратиграфічних рівнях верхньовізейського розрізу поширені багатопластові родовища (Пролетарське, Кременівське, Глинсько-Розбишевське, Солохівське та інші).

Розповсюдження глинистих покришок верхньовізейського ярусу нами показано на схематичній карті розподілу колекторів візейських відкладів (рис. 4.7). Як видно, на цій карті практично уся територія досліджень вкрита високоякісними покришками класів А і В, за винятком невеликої ділянки у районі Валюхівського родовища, де екрануючі властивості трохи знижуються, вірогідно, за рахунок зниження товщини та більшої піщанистості. Частина перспективних відкладів з пористістю «від 10 до 13» і «до 10%» від Байрацького родовища до меридіану Південно-Перещепинського штоку, знаходиться у зоні невстановлених екрануючих властивостей згідно схеми О.Ю.Лукіна. Фактичного матеріалу по цій зоні не має, але на базі тих же міркувань, що і у попередньому випадку, можна передбачити наявність покришок класу А і В.

Турнейські та нижньовізейські флюїдоупори починаються з малевської глинистої товщі (товщина від 30 до 220 м, клас В, С), що зонально перекриває глинисто-карбонатні та карбонатні відклади нижньої частини

турнейського ярусу (поклади Руденківсько-Перещепинської ділянки). Регіонально поширені вапняково-глинисті пачки морських утворень (козелівський горизонт), що екранують скупчення вуглеводнів у черепецьких та більш старших відкладах турнейського ярусу у межах Рудівсько-Червонозаводського, Валюхівського та Свиридівського родовищ. Товщина цієї покришки змінюється від 30 до 210 м, клас В, С.

У розрізі є ще дві слабопроникні товщі: зонально поширена пачка сухарних глин верхнього турне і нижнього візе товщиною до 130 м, яка відноситься до класу Д, місцями В, С, та нижньовізейська глинисто-карбонатна. Там, де остання не тріщинувата і не кавернозна, вона є надійним екраном класів В і С, її товщина змінюється від 5-20 до 150-200 м.

Як помітно з наведених карт екрануючих властивостей покришок серпуховського ярусу та верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, якість покришок цих горизонтів назагал зростає у напрямку з північного заходу до південного сходу та від бортів до приосьової частини западини. Покращення властивостей обумовлене підвищенням товщини та меншою пористістю глин, яка забезпечує більш сприятливий гранулометричний, мінеральний склад та структурно-текстурні особливості.

При розгляданні екрануючих властивостей глинистих покришок на великих глибинах не можна не враховувати катагенетичних перетворень порід, вплив яких назагал зростає також у напрямку з північного заходу до південного сходу. Глинисті покришки мають дуже великий діапазон екрануючих властивостей (класи А-Е, за А. Ханіним), що обумовлене варіаціями їх речового складу, текстурно-структурних і фізико-хімічних особливостей, які, у свою чергу, обумовлені умовами седиментації та постседиментаційними перетвореннями. Послідовне зростання ступеню катагенезу пов'язано з ущільненням глинистих відкладів та їх літифікацією. Глинисті мули послідовно переходять у глини, потім в ущільнені, аргілітоподібні глини і аргіліти. Ущільнення знижує загальну пористість і зменшує розміри порових каналів, чим підвищує екранувальні властивості

глинистих порід. З іншої сторони, перехід розбухаючих мінеральних фаз у нерозбухаючі (діоктаедричних монтморилонітів в гідрослюду, тріоктаедричних – у хлорит), пов'язаний із зниженням пластичності, гідрофільності і підвищенням здатності до розтріскування при нерівномірних навантаженнях. Цей процес спрямований на погіршення екрануючих властивостей, до повної їх втрати.

Існує досить поширена думка, що втрата глинами їх екрануючих властивостей внаслідок катагенетичного ущільнення і аргілізації є процесом незворотнім. Проте (О.Ю. Лукін, 2007) вказує на те, що прогресивне зниження якості покришок з глибиною спостерігається не завжди. По-перше, як і у випадку з колекторами, швидкість втрати екрануючих властивостей різними видами глин різна. Потужні товщі морських тонкопелітових глин з великим вмістом набухаючих компонентів, можуть зберігати високі екрануючі властивості на глибинах більше 5-7 км, а континентальні, алювіально-дельтові, болотяні та лагунні глини з підвищеним вихідним вмістом каолініту, хлориту та алевритової домішки втрачають їх на глибинах 3-4 км [113]. По-друге, дуже вірогідним є існування описаного в літературі явища вторинної монтморилонізації, і обумовленої цим пластифікації глинистих товщ і прошарків, при якій зникає, “зачинається” тріщинуватість і аргіліти перетворюються у надійні флюїдоупори, що за своїми властивостями відносяться до класів А і В. Явище пов'язано з перетворенням глинистої речовини глибинними флюїдами, під час якого розчинюються мікроплівки кремнезему, що скріплюють глинисті частки і появою вторинних змішаношаруватих фаз “слюда-монтморилоніт” [26, 113]. Сприятливим фактором, безумовно, є і катагенетичне ущільнення присутніх у складі суттєво глинистих товщ шарів алевролітів і пісковиків, екрануючі властивості яких наближуються до властивостей аргілітів.

Таким чином, глинисті товщі на великих глибинах не втрачають значення високоякісних покриток і спроможні бути екранами великих покладів вуглеводнів з аномально високими пластовими тисками.

4.3.2 Формування катагенетичних покриток

Проблема формування покриток на великих (більше 5 км) глибинах є не менш важливою, ніж проблема формування колекторів. О.Ю. Лукін (2007) вважає, що тут домінують глинисті покритки, представлені аргілітами [113]. Однак, можливо, що найбільше значення у якості покритки на великих глибинах буде мати літологічно різнорідний катагенетичний флюїдоупор [26, 109, 110, 111]. Весь хід прогресивного катагенезу веде до ущільнення порід, зменшення їх пористості, проникності і розміру пор. Цей процес впливає як на глини, так і на алевроліти та пісковики. Поступово формується потужна, літологічно неоднорідна товща щільних, практично непроникних порід, серед яких місцями залягають шари і лінзи породи-колектора. При ступені катагенетичних перетворень, що відповідає градації МК₃, це може бути як реліктовий первинний, так і вторинний колектор; при ступені, що відповідає градації МК₄ і вище, найбільш вірогідним є колектор з вторинними ФЄВ. Механізм утворення катагенетичного флюїдоупору у багатьох деталях ще не досліджений, але основні риси процесу [109-111, 116, 117] наведені нижче.

На глибинах, де ступінь катагенезу відповідає приблизно верхній частині зони МК₃ глибинного катагенезу, а температура сягає 110-120⁰С, у пластових водах спостерігається низка специфічних змін, найбільш важливими з яких є зниження мінералізації і підвищення вмісту СО₂. Підвищується вміст СО₂ і у вільних газах (до 8 % і вище). Зниження мінералізації вод пов'язано з інтенсифікацією перетворення глинистих порід, виділенням при цьому відносно слабомінералізованих катагенних вод та відтисненням їх у проникні прошарки. Відносно типу води остаточного рішення ще не знайдено, у якості найбільш вірогідних розглядаються залишки фізично зв'язаної води, кристалізаційна вода глинистих мінералів (у т.ч. міжпакетна вода

монтморилоніту) і конституційна вода [116]. Підвищення вмісту CO_2 є наслідком надходження вуглекислоти з глибин (“вуглекислотне дихання” кори, у тому числі і можливе надходження із карбонатних товщ нижнього карбону і девону, де може утворюватися кавернозний карбонатний колектор) і вуглекислоти, що утворюється при перетворенні органічної речовини і гідролізі розсіяних у глинистих породах карбонатів.

Надходження збагачених CO_2 вод викликає перерозподіл карбонатної речовини пісковиків. У місцях насичення CO_2 карбонатна складова розчиняється, переходить у мобільний стан з утворенням вторинної пористості. По мірі зниження парціального тиску CO_2 у процесі підйому розчинів, карбонат починає випадати, відкладаючись у порах, тріщинах і цементує породу. Багато авторів вважають, що карбонати є найбільш мобільним елементом глибинної літосфери. Тому велика роль карбонатів у формуванні катагенетичного флюїдоупору є дуже вірогідною. Найбільш інтенсивним можна очікувати випадіння карбонатів у породах, що містять багато польових шпатів та інших алюмосилікатів. Внаслідок вуглекислотного розкладу останніх утворюються глинисті мінерали, кремнезем і гідрокарбонат-іон. Останній зв'язується в карбонат кальцієм та іншими лужноземельними елементами хлоркальцієвих вод. Новоутворений кремнезем також спроможний до міграції і може викликати окременіння порід з підвищенням екранувальних властивостей до ступеню, при якому ці породи, у якості покришок, можуть утримувати поклади вуглеводнів з вираженими надгідростатичними тисками. З досвіду відомо, що над покладами з АВПТ часто відмічаються вапняні, глинисті і кременисті новоутворення, що виконують роль покришок. Інтенсивним проявам перерозподілу речовини повинна сприяти і хімічна несумісність контактуючих відроджених (катагенних) низькомінералізованих вод і седиментогенних хлоркальцієвих розсолів. Результатом усіх цих вищезгаданих процесів є утворення у перехідній зоні між гідрогеологічними ярусами другого гідрогеологічного поверху, на стадії катагенезу, що

відповідає приблизно перехідній зоні між градаціями МК₂ і МК₃, товщі щільних, зцементованих порід, що грають роль регіонального катагенетичного флюїдоупору. Характерними рисами цього флюїдоупору є те, що він контролюється переважно значеннями палеотемператур 110-120⁰С (на ділянках, де не спостерігається значна інверсія тектонічного режиму – це практично значення сучасних температур) і має досить широкий стратиграфічний і гіпсометричний діапазон. Так, у зв'язку з заглибленням відкладів і зростанням геотермічної напруженості надр у напрямку з північного заходу на південний схід він стратиграфічно підіймається з нижнього у середній карбон, а гіпсометрично – від 5-6 км до 2,5 км [6]. Деякі ділянки його розташовані у верхньому карбоні (Східна Полтава), деякі – у верхньому девоні.

Наявність вторинного катагенетичного флюїдоупору, що має регіональне розповсюдження, вторинного колектора і генеруючих товщ, зумовлює можливість виділення у надрах ДДЗ глибинної зони газонакопичення, що розвинена на ділянках розрізу з пластовими температурами 110-140⁰С. До цієї зони відносяться промислові скупчення вуглеводнів на багатьох площах, наприклад поклади вуглеводнів серпуховських відкладів на Абазівському і Семенцівському родовищах, візейських – на Гадячському, Котелевському, Березівському, Степовому та Краснокутському родовищах, турнейських – на Яблунівському і Руденківському родовищах, девонських – на Іскрівському та Личківському родовищах [109].

4.3.3 Вплив тектонічних порушень на екрануючі властивості порід-покришок

Розривні тектонічні порушення з супроводжуючою їх тріщинуватістю при формуванні покладів нафти та газу можуть грати роль як шляхів міграції, так і екранів. Виявити належність тектонічного порушення до тієї чи іншої групи досить складно, до того ж історично функції порушення можуть змінюватися [115].

Для визначення можливої ролі розривів у збереженні покладів першочергове значення мають наступні фактори: 1) розташування розриву у сучасній геодинамічній зоні – стиснення, розтягнення, неотектонічної активності; 2) нахил площини скидача; 3) згідне чи незгідне перекриття, залягання під тим чи іншим стратиграфічним комплексом; 4) літологія перекриваючої товщі у разі розвинення під нею зони тріщинуватості, обумовленої розривом.

Розривні порушення, що утворюються в геодинамічних зонах стиснення, зазвичай мають досить високі власні екрануючі властивості і практично не знижують екрануючих властивостей покришок. Розриви, сформовані в умовах розтягнення, скоріш від усього являють собою шляхи міграції. Значну роль грає нахил площини скидача. Консидиментаційні розриви (за класифікацією І.В. Височанського, 1990 р.), що формуються під час осадонагромадження, переважно у морському басейні, мають велику вірогідність заліковування розривної порожнини. Досить широко розповсюджені розриви з вертикальним або майже вертикальним розташуванням площини скидача, що формуються в умовах розтягнення і скоріше за все являють собою шляхи міграції. Екрануючі властивості вони можуть придбати лише у періоди горизонтальних стискаючих зусиль. При похилому спрямуванні площини скидача вірогідність екранування підвищується. При періодичному відродженні, випробовуючи на собі численні посування, такі розриви у період постсидиментаційного розвитку придбають властивості шляхів міграції, які знов змінюються домінантою екрануючих властивостей при зміні розподілу напруг.

Має значення характер перекриття розриву. Так, у разі незгідного перекриття звичайно існує латеральна тріщинуватість, обумовлена палеоерозією, а формування покладу можливе лише за умови наявності антиклінального перегину. Важливе значення має літологія перекриваючої товщі, у багатьох випадках утворення покладів можливо лише завдяки наявності потужної глинистої товщі, що перекриває порушення.

Вплив тектонічних порушень на властивості покришок у значній мірі пояснюється розвитком народженої порушенням інтенсивної тріщинуватості. Питання впливу розривних порушень на формування тріщинуватості є важливим, але мало вивченим. Відмічена підвищена щільність тріщин в прирозломних зонах. Великі тектонічні розриви ніколи не представляють собою єдину тріщину, вони виражені цілою розривною зоною, ширина якої змінюється у дуже широких межах від часток метра до сотень метрів. Ця зона складається з великої кількості паралельних іноді січних тріщин, утворюючих вузли і перехрещення під гострими кутами. Окремі тріщини, що утворюють цю зону, не протягуються на усю її довжину, вони гаснуть за простяганням і падінням, змінюються іншими, що розташовуються зазвичай кулісоподібно до перших. Така будова зони найбільш виразна у розривів, по яких багатократно відновлювались тектонічні рухи. Тріщини цих зон можуть бути як відкритими, так і закритими. У багатьох випадках спостерігається наступна закономірність (Л.А. Демидович, 1979): на значній частині території зони поблизу порушень на відстані від декількох до 200-300 метрів, переважають мінеральні тріщини, виповнені кальцитом, породи мають дуже низькі колекторські властивості (пористість 2-5 %, проникність 10^{-16} - 10^{-17} м), а на відстані від 200-300 до 2000-3500 м від основного порушення породи характеризуються підвищенням загальної пористості, проникності і тріщинуватості. Мінеральні речовини, що заліковують тріщини прирозломної зони, частково є продуктами подрібнення і перетирання порід, частково принесені у розчиненому стані глибинними водами, що фільтруються по тріщинах. Слід відмітити, що заліковування у великій кількості випадків не є стабільним, воно порушується при кожному новому тектонічному посуві. На користь цього свідчать системи тріщин, залічених мінеральною речовиною різних вікових генерацій. Найбільш сприятливі умови для заліковування розривів і відновлення екрануючих властивостей покришок існують на давніх похованих розривах. Молоді седиментаційні та

відроджені розриви, тим більше в неотектонічно активних зонах, скоріш від усього є провідними, порушуючими екрануючі властивості покришок.

Підвищена тріщинуватість характерна також для складчастих, плікативних порушень. Підвищена кількість і висока розкритість тріщин спостерігаються у породах, що приурочені до склепінь складок або утворюють куполовидні підняття. У процесі формування структур у склепінні утворюються умови розтягнення, породи розуцільнюються внаслідок інтенсивної тріщинуватості з утворенням додаткової ємності. При цьому породи досить часто потрапляють в умови менших глибин, тобто зниженого гірського тиску, що є додатковим фактором утворення тріщинуватості (тріщини розвантаження).

У склепіннях піднять, соляних куполів, що є зонами розтягнень, часто формуються складчасті структурні та діапірогенні розриви. При крутому заляганні площини скидача такі розриви можуть залишатися флюїдопровідними, порушуючи екрануючі властивості покришок. Ситуація змінюється за умови поєднання двох крутих скидів, що перетинаються з утворенням грабену, оскільки при опусканні блоку виникає ущільнення контактів по скидах. Таке ущільнення можливе і на поодиноких скидах з більш похилими площинами скидачів. Для підкидів навпаки, умови для збереження екрануючих властивостей утворюються в місцях менш похилого залягання площини скидача. Порушують екрануючі властивості покришок діапірогенні приштокові розриви радіального розташування, сформовані за рахунок розтягання товщі, що протикається соляним штоком. Винятком є випадок, коли подібні порушення виявляються заповненими сіллю – тоді вони можуть набути властивостей екранів.

Маючи справу з прирозломною тріщинуватістю та вторинними колекторами і покришками, корисно мати на увазі, що тріщини надзвичайно чутливі до змін тиску; у залежності від ефективного тиску вони то змикаються та розмикаються. Найбільш різко проникність тріщин

змінюється на перших етапах його підвищення (10-20 МПа). При зниженні ефективного тиску проникність майже відновлюється.

У разі розкриття покладу, пов'язаного з тріщинуватим колектором, після отримання припливу і недовгої роботи свердловини газом (до відповідного зниження пластового тиску) можливе змикання тріщин і заміна газу в продукції свердловини на пластову воду, що заповнює пори матриці. Щось подібне, можливо, спостерігалось, наприклад, під час випробування свердловини 701-Західно-Шебелинська. Під час розкриття інтенсивно катагенезованих порід московського ярусу, з їх підшвенної частини (гор. М-5, М-7), був отриманий високодебітний фонтан газу (факел до 40 м) з аномальним пластовим тиском більше 100 МПа. Через деякий час газ поступово змінився пластовою водою. Подібний механізм у відповідних умовах може привести до прориву тріщинуватої покришки при зниженні ефективного тиску до певних значень. З іншої сторони, під час підвищення ефективного тиску, наприклад у процесі заглиблення покладу без утворення АВПТ, колектор може перетворитися у покришку, яка буде існувати до утворення відповідних надгідростатичних тисків.

Таким чином, тектонічні порушення та пов'язана з ними тріщинуватість можуть значно погіршити екрануючі властивості покришок, але за умовами тектонічного стиснення, похилої поверхні скидача та згідного перекриття потужною глинистою товщею екрануючі властивості покришок будуть збережені.

4.4 Гідрогеологічні та термобаричні критерії

Підґрунтям визначення гідро- та термобаричних критеріїв прийнята модель вертикальної геологічної зональності, розробленої В. Терещенко, І. Зіненко, А. Заріцьким [44, 45, 118-122]. Розроблена модель вертикальної геологічної зональності ґрунтується на тому, що чотири основні елементи осадової товщі – гірські породи (ГП), підземні води (ПВ), розсіяна органічна речовина (РОР) і вуглеводні (ВВ) взаємодіють під впливом єдиного

літогенетичного процесу, визначальним фактором якого є пластова температура, розподіл якої в земній корі контролюється кондуктивним і конвективним теплопереносом.

Новий методичний підхід дозволив провести чітку кореляцію гідрогеологічних матеріалів різних районів ДДЗ, що було б важко тільки при їх гіпсометричній або стратиграфічній прив'язці. Метод відкриває широкі перспективи для порівняння багатьох геологічних факторів (не тільки гідрогеологічних) у нафтогазоносних басейнах, які відрізняються геодинамічним режимом, а отже і геотермічними умовами.

У результаті виконаного аналізу на усіх графіках залежності багатьох гідрогеологічних параметрів (водозбагаченості відкладів, пластових тисків, мінералізації підземних вод, вмісту в них основних компонентів та мікрокомпонентів, CO_2 у вільних і водорозчинених газах тощо) від температури, побудованих для окремих структурно-тектонічних зон ДДЗ і в цілому для регіону, встановлено синхронну їх зміну. На наведеному графіку (рис. 4.17) [118] на фоні зміни температури надр та стадійності катагенезу порід приведена крива зміни максимальної водозбагаченості горизонтів, виражена через дебіти свердловин, що їх розкрили. Цей приклад тісно пов'язаний з пористістю, проникністю, щільністю порід і відтворює ступінь їх механічного ущільнення і катагенетичних перетворень. На даному графіку, як і на графіках інших параметрів нижче регіонального верхньоюрського глинистого флюїдоупора чітко відокремлюються три області, які розташовані в діапазонах температур менше 110°C , $110\text{-}120^\circ\text{C}$ і більше 120°C . Коротко характеризуючи запропоновану вертикальну зональність, відзначимо, що в ній виділяється 6 інтервалів розподілу пластових температур.

I. Інтервалу температур до $40\text{-}60^\circ\text{C}$ відповідає зона протокатагенезу порід і інфільтрогенний тип водонапірної системи.

II. Інтервалу температур від $40\text{-}60^\circ\text{C}$ до 110°C – зона мезокатагенезу порід $\text{MK}_1\text{-MK}_{2,3}$ і елізійний тип водонапірної системи.

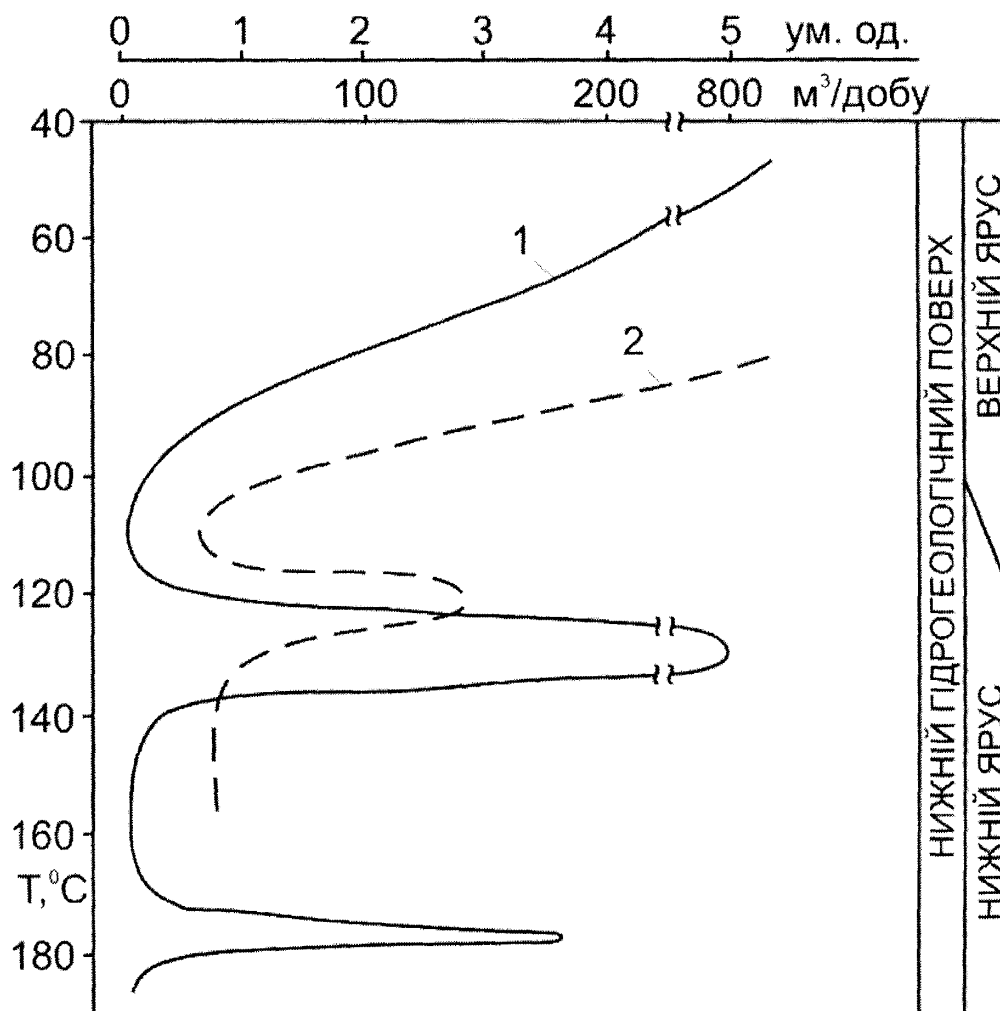


Рис. 4.17 – Зміна максимальної водозбагаченості порід (1) та величини запасів газу у покладах (2) у геотемпературному розрізі нижнього гідрогеологічного поверху ДДЗ (за даними О.П. Зарицького, І.І. Зіненко)

III. У межах інтервалу температур 110-120⁰С знаходиться перехідна зона, яка отримала назву: катагенетичний флюїдоупор (КФУ).

IV. Інтервалу температур до 120-140⁰С відповідає зона мезокатагенезу порід МК₃₋₄ і термодегідратаційна водонапірна система.

V. Інтервал приурочений до частини розрізу з температурами 140-180⁰С. Він складений ще більш літифікованими відкладами, перетвореними до градацій катагенезу МК₄₋₅-АК₁₋₂. Йому притаманна також термогідратаційна водонапірна система.

VI. Інтервалу температур вище 180⁰С характерна наявність апокатагенетичних перетворень порід стадії АК₃₋₄.

Розглянемо гідрогеологічні та термобаричні умови згідно наведеної вище зональності.

У межах верхнього гідрогеологічного поверху (40-60⁰С), співпадаючого з зоною гіпергенезу, циркулюють переважно прісні або слобомінералізовані інфільтрогенні води різного складу з розчиненими кисневоазотними, азотними або вуглекисло-азотними газами атмосферного походження, які утворилися в окислювальних умовах.

Верхній гідрогеологічний поверх (інфільтрогенний) охоплює водоносні комплекси і горизонти кайнозойських, крейдяних і частково – юрських відкладів. Води верхнього гідрогеологічного поверху напірні, їх мінералізація складає 1,5-2,5 г/л. За класифікацією В.О. Суліна води належать до сульфатно-натрієвого і гідрокарбонатно-натрієвого типу.

Другий інтервал (40-60⁰С до 110⁰С). В ньому під бат-байоською глинистою товщею, яка є регіональним флюїдоупором на переважній частині Дніпровсько-Донецької западини, набуває розвитку елізійний ярус нижнього гідрогеологічного поверху. Він характеризується розповсюдженням седиментогенних (таласогенних) вод хлор-кальцієвого типу (за класифікацією В.О. Суліна). Мінералізація підземних вод зростає від 50-70г/л в середньоюрському водоносному комплексі до 200-250 г/л у водоносних горизонтах нижнього карбону.

За ступенем інтенсивності елізійного водообміну тут виділяються дві зони – верхня відкрита зона активного дренажу і слабого елізійного живлення. Вона співпадає з зоною початкового катагенезу і охоплює в центральній частині басейну середньо-юрський, тріасовий і нижньо-пермсько-верхньокам'яновугільний водоносні комплекси, а на північному сході і в прибортових частинах також середньо- та нижньокам'яновугільний.

В цій частині розрізу є достатня кількість витриманих по площі піщано-алевритових горизонтів з хорошими колекторськими властивостями, гідродинамічно пов'язаних між собою і з верхнім поверхом по зонах тектонічних порушень. Це створює ефективну дренажну систему, яка

забезпечує швидкий відтік надлишкового флюїду до периферії і у верхні частини розрізу. Інтенсивність елізійного живлення в даній зоні незначна, оскільки глинисті породи вже достатньо ущільнені, а процеси термічної дегідратації глинистих мінералів ще не почались. Тут виникають незначні переміщення води під дією тектонічних напружень та інших факторів; в цілому встановлюється поле пластових тисків, близьких до гідростатичного. Такі тиски можна назвати квазігідростатичними, а геогідродинамічні системи, в яких вони розвинуті – постелізійними, або виродженими елізійними. В гідродинаміці даної зони суттєва роль (особливо в минулому) процесів природної концентраційної конвекції, яка пов'язана з переміщенням седиментогенних розсолів різної щільності. Розчинені гази представлені вуглеводнями і біогенним азотом у різних співвідношеннях, що свідчить про відновні геохімічні умови.

Дана гідродинамічна зона співпадає з зоною ускладненого водообміну (застійного режиму), за Н.К. Ігнатовичем. Дійсно, умови в ній у сучасну епоху близькі до застійних. Градієнти пластових тисків незначні. Про відсутність значних швидкостей руху води свідчить і горизонтальне положення газоводяних і водонафтових контактів у вуглеводневих покладах. Наявність окремих виключень, коли АВПТ спостерігаються вище зони температур 110-120⁰ відмічені на ділянках з високою неотектонічною активністю (південна прибортова зона – Руденківське та Перещепинське родовища), і пояснюється розвантаженням АВПТ із глибинної зони у вищезалягаючі горизонти.

Цьому температурному інтервалу відповідають порові колектори та флюїдоупори, які перетворені до стадії МК₁₋₂, та головна фаза нафтоутворення. Слід відзначити, що на цій стадії відбувається відносно висока ступінь механічного ущільнення порід за рахунок літостатичного тиску, що призводить до майже повної втрати їх флюїдовміщуючих властивостей.

Третій інтервал (110-120 °С) відповідає температурному розвитку регіонального катагенетичного флюїдоупору (КФУ), що після хомогенного нижньопермського є другим за значенням екраном для вертикальної міграції усієї гама ВВ у западині. В цьому температурному інтервалі починається масова дегідратація гідрослюд, що вивільнює значні обсяги води. Ці відроджені води мають високу гідрохімічну активність, зумовлену їхньою низькою мінералізацією, високою температурою і високим (до 70 %) вмістом вуглекислоти, що утворюється на більших глибинах. Суттєвий вклад у формування складу вод вносить процес вилугування і переносу карбонатного і в меншій мірі силікатного матеріалу. По мірі зменшення парціального тиску CO_2 карбонати відкладаються в порах та тріщинах порід, запечатуючи їх. Оце і створює непроникний екран – КФУ, що являє собою геохімічний бар'єр для збагачених вуглекислотою та гідрокарбонатами вод термодегідратаційного ярусу. Загалом у цьому інтервалі температур, що регіонально співпадає з щільними зцементованими породами, відмічено різке скорочення кількості покладів і зниження абсолютних значень запасів ВВ у ДДЗ. КФУ має непостійне стратиграфічне і гіпсометричне положення від московського ярусу і глибин 3,5 км на околицях Донбасу до нижнього візе-турне і глибин 5,5-6,5 км у середній частині басейну. До бортів басейну і на північному заході катагенетичний флюїдоупор і закрита зона утрудненого дренажу повністю виклинюються – ізотерми переходять із осадового чохла у фундамент.

У регіональному плані незалежно від стратиграфічної приналежності вищезазначену товщу на наш погляд не можна розглядати як самостійний об'єкт пошуково-розвідувальних робіт щодо покладів газу на великих глибинах.

Термодегідратаційний ярус розташовується у ДДЗ (і в інших нафтогазоносних басейнах) під ізотермою 120 °С, де породи літифіковані на градаціях MK_3 - AK_2 мезо- та апокатагенезу.

Одним із важливіших його особливостей є те, що на цих градаціях елізійна дегідратація порід замінилися термодегідратацією мінералів. Саме виникнення відроджених вод, як середовища, реагуючого компонента і носія багатьох інших реагуючих компонентів, інтенсифікує усі геохімічні процеси, охоплюючи всі елементи осадової системи. При цьому на зміну повільним обмінним реакціям, що поширені в елізійному ярусі, у термодегідратаційному ярусі відбуваються інтенсивні реакції розчину і перекристалізації мінералів з вивільненням вуглекислого газу та інших катагенних продуктів. Поєднаною дією геохімічних процесів в даному гідрогеологічному ярусі сформувалися локалізовані флюїдоносні резервуари з вторинними порово-тріщинними і тріщинними колекторами, гідрохімічна інверсія, позитивні гідрогеохімічні аномалії катагенних компонентів (CO_2 , HCO_3 , B, Li, Se, F), аномально високі пластові тиски (АВПТ), які надають глибинній гідрогеологічній ситуації досить специфічних особливостей. Як вже відмічалось вище, в цьому ярусі визначаються інтервали температур 120-140 °С, 140-180 °С та 180-200 °С.

Четвертий геотемпературний діапазон приурочений до частин розрізу з температурами 120-140°С. У його межах набуває розвитку перша глибинна зона газонагромадження, де вже відкрито понад 200 промислових покладів ВВ і з якою пов'язані, згідно наших досліджень [120], основні перспективи пошуково-розвідувальних робіт на газ на великих глибинах. Тут найбільші за абсолютною величиною запасів поклади ВВ розташовані безпосередньо під контролюючою покрівлею – катагенетичним флюїдоупором. Серед них значні за запасами Абазівське (горизонт С-5), Рудівсько-Червонозаводське (горизонти В-22-23), Березівське (горизонт В-16), Семиренківське (горизонт В-17), Мачухське (горизонти Т-1, Т-3), Котелевське (горизонти В-16б, В-25-26) газоконденсатні родовища. Цим скупченням ВВ у розрізі відповідає перша регіональна глибинна зона розуцільнення порід, де широко розвинуті вторинні порово-тріщинні колектори, що виникли за рахунок флюїдного механічного та фізико-хімічного розуцільнення відкладів в умовах градації

катагенезу МК₃. Розуцільнення зумовлене вилуговуванням переважно карбонатного та, в меншій мірі, силікатного матеріалу цементів низькомінералізованими, а, отже, агресивними відродженими водами. Це є зона виносу того матеріалу, що відкладається у КФУ.

П'ятий інтервал приурочений до частин розрізу з температурами 140-180 °С. У ДДЗ він складений ще більш літифікованими відкладами, перетвореними до градацій катагенезу МК₄-МК₅. В його межах регіонально витримані потужні флюїдоупори відсутні. Ця товща порід являє собою зону транзиту для переважно метанових газів заключної фази генерації ВВ. Такі характеристики дозволяють прогнозувати скорочення кількості покладів із зануренням.

У вищезазначеній глибинній зоні локально розвинуті латерально розуцільнені резервуари, а також, вертикальні зони тектонічного та галокінетичного розуцільнення.

У зв'язку з тим, що через КФУ, який залягає в інтервалі 110-120 °С, висхідна міграція вуглеводнів майже неможлива, сформувалась друга – глибина (на відміну від першої, яка приходить на пермські хомогенні відклади) зона АВПТ з коефіцієнтом аномальності до 1,9-2.

У шостій геотемпературній зоні (180-200 °С), де передбачають існування другого регіонального катагенетичного флюїдоупору, складеного інтенсивно окварцованими породами, також можливе виникнення перешкоди для міграції газу і відповідний розвиток другої глибинної зони газонакопичення. Джерелом газів тут можуть бути продукти заключної фази газоутворення. Це підтверджено результатами глибокого буріння на Новомечибилівській та Північно-Волвенківській площах, де з відкладів із пластовими температурами близько 180 °С були одержано потужні газоводяні припливи з АВПТ. Локальні скупчення флюїдів розташовувалися під товщею дуже ущільнених порід із зацементованою кварцом пористістю. Основні особливості другої глибинної зони газонакопичення здебільшого співпадають із специфічними рисами першої, але тут для покладів газів

характерними є ще більша локалізація резервуарів (перехід до субвертикальних флюїдних резервуарів), метаново-вуглекислий і переважно вуглекислий склад газів, тріщинний тип колектора.

Якщо катагенез не перевищує градацію МК₃, що відповідає температурі до 110 °С, це означає що породи відносяться до порових колекторів і знаходяться у головній зоні нафтогазогенерації. Це дає змогу прогнозувати поклади як нафти так і газу в межах традиційних пасток.

Якщо катагенез відповідає градації МК₃, породи залягають у інтервалі температур 110-120 °С, то це означає, що породи ущільнені – знаходяться у межах КФУ і не сприятливі для локалізації покладів ВВ.

Якщо катагенез порід відповідає градації МК₃-АК₂, що відповідає температурі 120-180 °С, то це означає, що породи знаходяться у поверсі вторинних порово-тріщинних колекторів, які у звичайному випадку не мають пластової форми, не прив'язані до якогось стратиграфічного інтервалу і обмежені некавернозними, нетріщинуватими ущільненими породами. Це дає змогу прогнозувати поклади ВВ з аномально високими пластовими тиском (АВПТ) у так званих зонах розущільнення.

Таким чином, у межах поверху тріщино-кавернозних колекторів поклади вуглеводнів можливі в інтервалі від КФУ (катагенез МК₃ температура ~ 120 °С) до градації катагенезу порід АК₂ (температура до 180 °С). За даними М.Левенштейна [123] цей інтервал складає по вертикалі близько 3-х кілометрів.

Якщо катагенез порід сягає градації АК₃ та вище, що відповідає температурам які перевищують 200 °С, це означає, що породи знаходяться поза межами зони генерації вуглеводнів. Органічна речовина генерує переважно тверді вуглецевоорганічні продукти і тому не слід очікувати в таких породах поклади ВВ.

Якщо склад підземних вод відповідає похованим седиментогенним, а тиск змінюється з глибиною за гідростатичним законом, то це означає, що

водовміщуючі породи знаходяться у поверсі порових колекторів (при відсутності у розрізі хомогенного водоупору).

За умови, якщо мінералізація пластових вод перевищує середньоседиментогенні значення для теригенних порід (до 40 г/літр), то це означає, що склад підземних вод піддався впливу розсолів, що формуються при соленакопиченні. При цьому склад вод набуває хлор-кальцієвої спеціалізації.

Коли у складі вод цього поверху з'являються катагенні компоненти (CO_2 , HCO_3 , В, Li, Se, F, Rb, Cs), то це свідчить про прориви вод термодегідратаційного поверху скрізь КФУ у поверх порових колекторів. Тобто КФУ на цій ділянці, скоріш за все, зруйнований, аномально високі тиски пізніше знизились до гідростатичних і поклади ВВ скоріше за все піддаються руйнуванню.

Як вже зазначалось для зони розвитку колекторів з вторинною тріщинуватістю та термодегідратаційної водонапірної системи характерна наявність АВПТ.

АВПТ характеризуються різним рівнем аномальності – співвідношенням пластового тиску до гідростатичного. За даними А.Тердовідова та О.Заріцького рівень аномальності пов'язаний з вертикальним інтервалом розвитку тріщинних колекторів: чим більша глибина його проникнення, тим більший коефіцієнт аномальності під КФУ. В екстремальних випадках ці аномальні тиски можуть зруйнувати КФУ. Автори (А.Тердовідов та О.Заріцький [124, 125]) вважають, що для цього достатній коефіцієнт аномальності на рівні 2,0 та вище. Тому, таку аномальність пластового тиску слід вважати негативним критерієм при прогнозуванні нафтогазоносності надр.

Таким чином, виділено позитивні та негативні гідрогеологічні та термобаричні чинники, які дозволяють прогнозувати поверх розвитку порід-колекторів з вторинними пустотами, який залягає під катагенетичним флюїдоупором (КФУ).

Для цього були використані, складені в ДГП «Укргеофізика» СУГРЕ, структурні карти по відбиваючих горизонтах $V_{B_1^2}(C_{1S_2})$, $V_{B_{2-n}}(C_{2b})$, $V_{B_{1-n}}(C_{2m})$ та карта глибини [126] ізотермічної поверхні 120°C . Слід відзначити, що остання карта була дещо уточнена за рахунок отримання нових даних в нещодавно пробурених свердловинах. Методом збіжності глибини залягання ізотермічної поверхні 120°C і глибини залягання відбиваючого горизонту були визначені верхні границі об'ємних зон розвитку вторинної пористості. Для цього виконувалося:

1. Накладання карти ізотермічної поверхні 120°C на карти по відбиваючих горизонтах $V_{B_{1-n}}(C_{2m})$, $V_{B_{2-n}}(C_{2b})$, $V_{B_1^2}(C_{1S_2})$.

2. На регіональних та додаткових профілях визначені точки перетину температурної кривої і кривої залягання відбиваючого горизонту (рис. 4.18). Точки перетину виносились на карту і поєднувались лінією, яка і є верхньою границею поверху розвитку порід-колекторів з вторинною пористістю у межах даного горизонту (рис. 4.19).

Слід відзначити, що цей поверх, згідно карти розподілу температури 120°C , займає дуже велику площу в межах території досліджень. Тому необхідно виділити в цьому поверсі найбільш перспективні зони для збереження покладів ВВ.

З цього поверху треба виключити обсяг порід, які залягають в інтервалі глибин з температурою понад 180°C , так як в цьому інтервалі завдяки апокатагенетичним перетворенням осадові породи генерують переважно тверді вуглецевоорганічні компоненти.

Далі, враховуючи, що найбільш перспективною являється зона розвитку порід-колекторів з вторинною пористістю, які залягають в температурному інтервалі $120\text{-}140^\circ\text{C}$, всі породи, що залягають нижче, вважаємо менш перспективними і виключаємо їх з прогнозування. Виходячи з наведеного вище, перспективною щодо нафтогазоносності є зона розвитку вторинної пористості, яка утворюється за рахунок вилуговування і (або)

тріщинуватості порід та залягає зразу ж під КФУ і приурочена до температурного інтервалу 120-140°C.

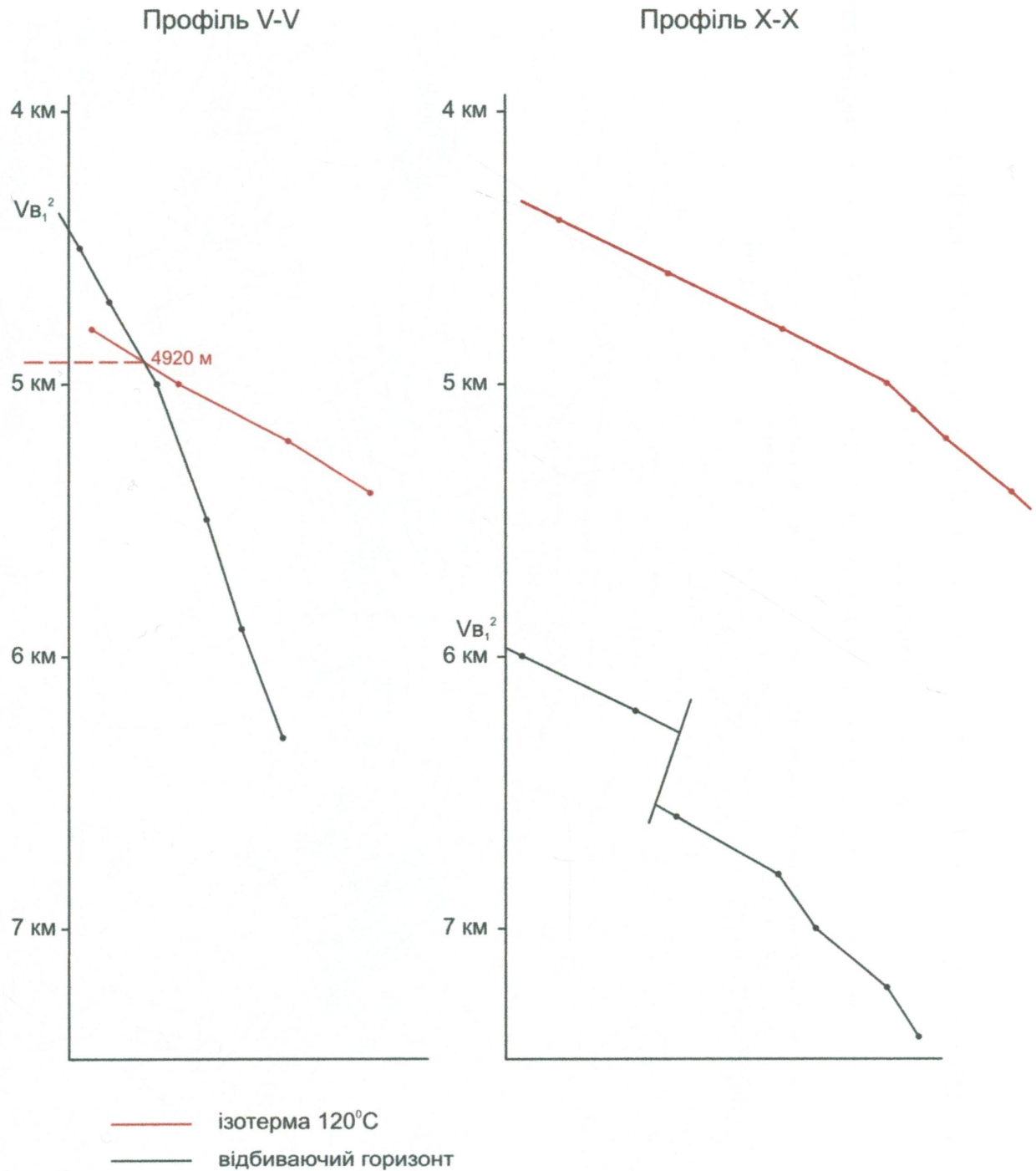


Рис. 4.18 – Приклад визначення на профілі точки перетину кривої залягання ізотерми 120°C і кривої залягання відбиваючого горизонту $V_{B_1}^2$ (C_{1S_2}) (Склав В.М. Бенько з використанням матеріалів УкрНДІгазу та ДГП «Укргеофізика», 2009 р.)

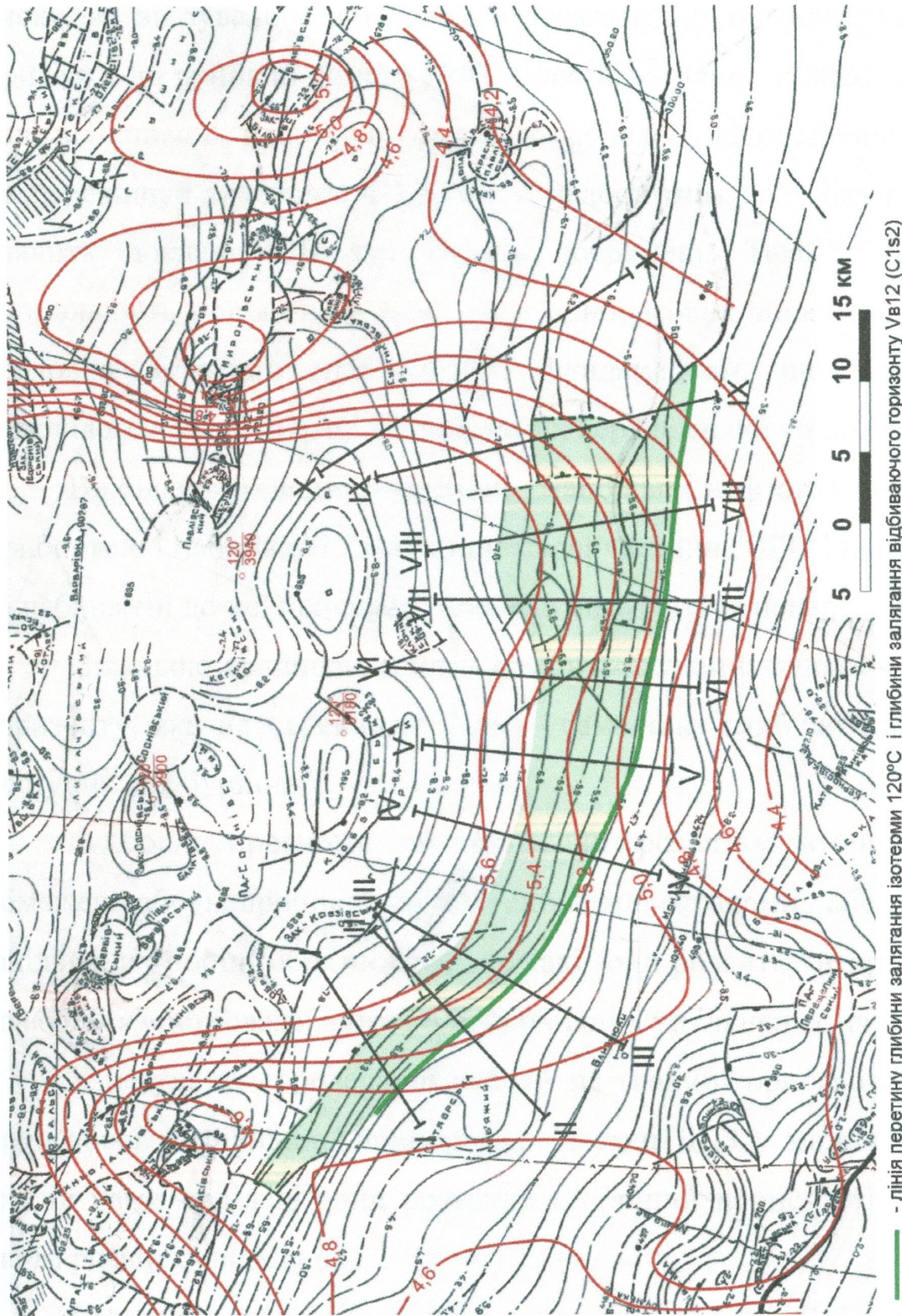


Рис. 4.19 – Приклад визначення на карті лінії перетину глибини залягання ізотерми 120°C і глибини залягання відбиваючого горизонту $V_{в1}^2$ (C1s2)

(Склав В.М. Бенько з використанням матеріалів УкрНДГазу та ДП «Укргеофізика», 2009 р.)

Можна погодитись з думкою А. Тердовідова та О. Заріцького [125], які вважають, що більш перспективними є прибортові зони, ніж осьова та приосьова зона ДДЗ. В осьовій зоні ДДЗ коефіцієнт аномальності пластового тиску, як вказувалось вище, може досягати 2,0 та вище. Такий тиск може привести до руйнації самого КФУ і розформування покладу. У прибортовій зоні відношення пластових тисків до фонового гідростатичного, переважно не перевищує значень 1,4-1,5, що є недостатнім для гідророзриву порід, а значить поклади ВВ тут будуть збережені. Така відносно невисока аномальність пов'язана з тим, що в прибортових зонах зменшена товщина осадових відкладів між КФУ і фундаментом, що знижує масштаби можливого зростання тисків по каналах вертикальної тріщинної міграції.

Виходячи з вищенаведеного, найбільш нафтогазоперспективними є прибортові і наближені до них приосьові частини ДДЗ, а центральні – осьова та наближені до неї приосьові частини вважаються неперспективними.

Нижньою границею прогнозування є глибина залягання відбиваючого горизонту, яка не перевищує 7 км – саме така глибина на теперішній час доступна для буріння.

З боків прогнозні об'ємні зони розвитку вторинної пористості обмежені або непроникними тектонічними екранами, або зоною розвитку ущільнених порід (образно кажучи, такі зони розвитку вторинної пористості являються «островами в океані непроникних ущільнених порід»).

У результаті проведеної роботи на границі приосьової та південної і приосьової та північної прибортових частин ДДЗ у межах моноклінальних схилів нами виділені зони розвитку вторинної пористості, які винесені на карти розвитку відкладів.

Північна прогнозна зона знаходиться в Рябухінсько-Північно-Голубівському і частково в Машівсько-Шебелинський промислові райони. В тектонічному відношенні розташована в межах південно-східної частини центру грабену в північній прибортовій (серпуховські відклади), на границі

прибортової та приосьової зони (башкирські відклади) та приосьовій (московські відклади) частинах ДДЗ.

Площа перетину прогнозної об'ємної зони з горизонтом $Vb_{1-n}(C_2m)$ має мозаїчну форму розміром 170 км^2 . Із заходу та півночі вона обмежена лінією перетину температурної кривої і кривої залягання відбиваючого горизонту – тобто верхньою границею поверху розвитку порід-колекторів з вторинною пористістю в межах даного горизонту, або нижньою границею розвитку катагенетичного флюїдоупору (КФУ). Зі сходу - тектонічним порушенням, а з півдня - глибиною залягання порід $5,9 \text{ км}$, де прогнозується погіршення сприятливих умов для формування покладів ВВ. Ця зона охоплює Північно-Єфремівську та Західно-Шебелинську структури.

Площа перетину прогнозної об'ємної зони з горизонтом $Vb_{2-n}(C_2b)$ також має форму смуги площею 307 км^2 . З півночі вона обмежена положенням КФУ і тектонічним порушенням. Зі сходу та заходу-тектонічними порушеннями, а з півдня –глибиною залягання порід $6,0 \text{ км}$, де прогнозується погіршення сприятливих умов для формування покладів ВВ. У прогнозу зону входить Безпалівська структура.

Площа перетинану прогнозної об'ємної зони з горизонтом $Vv_1^2(C_1s_2)$, також має форму смуги площею 176 км^2 . З півночі вона обмежена положенням КФУ і тектонічним порушенням. Зі сходу та заходу-тектонічними порушеннями, а з півдня –глибиною залягання порід $5,8 \text{ км}$, де прогнозується погіршення сприятливих умов для формування покладів ВВ. Прогнозна зона охоплює Шуринську структуру.

Південна прогнозна зона знаходиться в Жовтнево-Лозівському перспективному районі. В тектонічному відношенні розташована в межах південно-східної частини центру грабену, на півдні приосьової її частини.

Площа перетину прогнозної об'ємної зони з горизонтом $Vb_{1-n}(C_2m)$ має форму смуги площею 236 км^2 . З півдня вона обмежена лінією перетину температурної кривої і кривої залягання відбиваючого горизонту - КФУ. Зі сходу та заходу – тектонічними порушеннями, а з півночі – глибиною

залягання порід 6,2-6,5 км, де прогнозується погіршення сприятливих умов для формування покладів ВВ. Ця зона охоплює Добреньку та Західно-Кобзівську структури та частково північно-східні схили Октябрської структури, а також південні схили Григорівського прогину.

Площа перетину прогнозованої об'ємної зони з горизонтом $V_{b_{2-p}}(C_{2b})$ також має форму смуги площею 419 км². З півдня вона обмежена положенням КФУ, із заходу - тектонічними порушеннями, зі сходу - зоною розвитку ущільнених порід, так як ізотерма 120°C залягає набагато вище ніж прогнозний горизонт. З півночі – глибиною залягання порід 7,0 км, де прогнозується погіршення сприятливих умов для формування покладів ВВ. Дана прогнозна зона охоплює південні схили Григорівського прогину, в яких найбільш перспективними, на наш погляд, є ділянки з чисельними тектонічними порушеннями.

Площа перетину прогнозованої об'ємної зони з горизонтом $V_{b_1^2}(C_{1s_2})$, має форму найбільш витягнутої смуги площею 433 км². З півдня вона обмежена положенням КФУ. Зі сходу та заходу – тектонічними порушеннями, а з півдня - глибиною залягання порід 6,8-7 км, де прогнозується погіршення сприятливих умов для формування покладів ВВ. У цій зоні також найбільш перспективними вважаємо ділянки з чисельними тектонічними порушеннями.

Таким чином, на підставі гідрогеологічних та термобаричних критеріїв на досліджуваній території ДДЗ на межі приосьової та південної і північної прибортових частин у межах моноклінальних схилів виділено дві зони розвитку порід-колекторів з вторинною пористістю, які залягають в інтервалі глибин 5-7 км.

4.5 Особливості фазового стану вуглеводневих покладів

У ДДЗ поклади вуглеводнів знаходяться в трьох фазах – газовій, рідкій та твердій.

Дослідження особливостей геологічної будови та нафтогазоносності свідчить, що в девонський, нижньокам'яновугільний та башкирський час існували сприятливі умови для нагромадження глинисто-карбонатних нафтогазогенеруючих товщ, які відрізняються типом і кількістю розсіяної органічної речовини (РОР). У девонських відкладах переважає сапропелевий тип РОР, у турнейсько-нижньовізейських – сапропелево-гумусовий, у верхньовізейсько-серпуховських – переважно гумусовий і у башкирських – гумусовий. Кількість гумусового РОР в турнейсько-нижньовізейських відкладах збільшується в північно-західній та південно-східній частині ДДЗ, а у верхньовізейсько-серпуховських – у центральній частині. Проте відсутня строга залежність між типом РОР та фазовим складом РОР як за розрізом, так і по площі.

Із зануренням продуктивних комплексів від бортів до осьової частини западини і за простяганням з північного-заходу на південний схід збільшується ступінь катагенетичних перетворень як порід, так і РОР. Широкий розвиток соляної тектоніки та наявність палеотермічних аномалій обумовили місцями суттєві відхилення від указаної закономірності. На глибині 5 км генеруючі комплекси знаходяться в зонах мезокатагенезу (МК₃ - МК₅) і апокатагенезу (АК₁ - АК₃). За їх просторовим розповсюдженням виділяються наступні зони – північно-західна збільшеного катагенезу (МК₃ - МК₄), центральна катагенетична (МК₃) та південно-східна високого катагенезу (МК₄ - АК₃) [61, 127].

Головна зона нафтоутворення (ГЗН) в западині відповідає градаціям МК₁ – МК₃ і фіксується на глибинах від 1-2 км до 4,5-5,5 км, а на південному сході – від 0,5 до 3,0 км. З ГЗН пов'язані більшість нафтових та нафтогазоконденсатних покладів (близько 90 %). У зоні газоутворення (ГЗГ), яка розташована глибше, поклади рідких ВВ не зустрічаються. У найбільш заглибленій приосьовій частині грабену (понад 7,5 км) генеруючі товщі великої потужності пройшли стадію ГЗН і повністю або частково увійшли в зону ГЗГ. Тут існують сприятливі геохімічні, літологічні,

термобаричні умови для інтенсивного нафтогазоутворення. Ця територія охоплює значні глибокі депресії фундаменту. Але у центральній та південно-східній частині ДДЗ в межах ГЗН спостерігаються численні газові та газоконденсатні поклади. Це пов'язано з тим, що у південно-східних районах продуктивні комплекси (девонський, турнейсько-нижньовізейський та верхньовізейсько-серпуховський) знаходяться в ГЗГ протягом понад 300 млн років. Газогенеруючі товщі пройшли ГЗН з відносно великою швидкістю, яка перевищує відповідні показники інших районів ДДЗ у 2-5 разів. Генерований ними газ розміщується вище, у породах меншого катагенезу, тобто в ГЗН.

За даними П.Ф.Шпака [18] переважаючий об'єм ВВ генерується в найбільш занурених південно-східних та приосьових частинах западини. Ймовірно, що в кам'яновугільний та більш пізній час у цих частинах западини існували нафтові палеопоклади, які пізніше були розчинені газом і перетворені в газоконденсатні.

Газоконденсатні та газові поклади тяжіють до найбільш заглиблених ділянок фундаменту і більших товщин осадового чохла, що підтверджується їхнім просторовим розповсюдженням:

1) у північно-західній частині ДДЗ розміщені нафтові та газоконденсатні поклади ВВ, а в південно-східній – переважно газові та газоконденсатні;

2) на глибинах більше 4,5 км нафтові поклади ВВ поступово змінюються газоконденсатними та газовими.

Підтвердженням таких закономірностей є відкриття нафтового покладу на Веснянському родовищі, яке розташоване в центрі грабену та приурочене до південно-східної приштокової зони Тарасівського соляного штоку. Розвідувальна свердловина № 103 розкрила горизонт Г-13 в інтервалі глибин 5409-5438 м і за даними ГДС містить 8 пластів з загальною товщиною 24,6 м, з яких 6 нафтонасичених. Пласти мають пористість 9-16,5%, нафтогазонасиченість – 53-70%, загальну ефективну товщину – 14,6 м. При випробуванні горизонту Г-13 фільтром в інтервалі 5399-5440 м отримано

слабкий приплив газу. Після інтенсифікації дебіти нафти та газу склали відповідно – 4,7 м³/добу та 0,692 тис. м³/добу на 2 мм штуцері. Густина нафти – 864 кг/м³. Пластова температура на глибині 5440 м склала 105 °С. За даними карти зрізу на -5000 м, на яку винесено розподіл зон катагенезу, родовище попадає в зону МК₂, тобто в головну зону нафтоутворення (ГЗН).

При бурінні параметричної свердловини №800 на Шебелинській площі, яка розташована в південно-східній частині ДДЗ двічі з'являлась плівка нафти в буровому розчині – з горизонту Б-10 в інтервалі 4870-4883 м та з горизонту С-5-8 в інтервалі 5649-5669 м. За даними карти зрізу на -5000 м, Шебелинська площа попадає в зону АК₁, тобто в головну зону газоутворення (ГЗГ), де нафтові поклади вже повинні бути перетворені на газові. Відсутність припливів нафти при випробуванні св. 800, поряд з інших причин, може пояснюватись таким перетворенням. Тому при розкритті розрізу бурінням проявились «залишки» колишніх нафтових покладів.

За даними П.Ф.Шпака [61] критерієм роздільного прогнозування нафтогазоносності на великих глибинах ДДЗ є ступінь катагенетичного перетворення порід і РОР, товщина генеруючих товщ, швидкість проходження та час їх перебування в ГЗН та ГЗГ, віддаленість їх від джерела утворення ВВ.

Виходячи з вищеведеного та характеру розподілу зон мезо- та апокатагенезу, які винесені на карту-зріз -5000 м, приходимо до висновку, що в межах прогнозованої площі можливо виділити дві зони: західну та східну.

У західній зоні на глибинах близько 5 км можуть існувати, як поклади газу, так і поклади нафти. У східній зоні наявність промислових покладів нафти, за винятком прибортових частин, мало ймовірна. Границя між цими зонами проходить по лінії розподілу зон мезокатагенезу МК₃ - МК₄.

РОЗДІЛ 5

ОЦІНКА НАФТОГАЗОВОГО ПОТЕНЦІАЛУ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ВІДКЛАДІВ, ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ТА ОСНОВНІ НАПРЯМКИ ГЕОЛОГО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

5.1 Перспективи нафтогазоносності та прогнозні ресурси вуглеводнів

На підставі використаних критеріїв нафтогазоносності, нами складена схематична карта нафтогазоперспективних ділянок (рис. 5.1). Вона будувалась таким чином: на карту в межах території досліджень нанесено контури ділянок, що складені однією або групою перспективних структур (антиклінальні пастки, приштокові зони, тектонічно екрановані пастки та інш.). Кольором позначено вік відкладів, які складають ці пастки. На перспективні ділянки нанесено пористість порід-колекторів та їх фаціальну належність.

Як видно з карти, в багатьох випадках перспективні ділянки по окремих горизонтах накладаються, що значно збільшує прогнозний поверх газоносності і підвищує перспективність таких ділянок.

У дисертації виконано оцінку прогнозних ресурсів вуглеводнів для кожного стратиграфічного комплексу (C_{2m} , C_{2b} і C_{1s} та C_{1v}) на глибинах 5-7 км. У процесі таких розрахунків використовувались наступні параметри: площа ділянки та пористість (для кожного об'єкту розраховувались окремо), ефективна товщина приймалась рівною 5 м. Для візейських відкладів Деревківсько-Котелевсько-Березівсько-Степової, московських відкладів Добренсько-Кобзівської, а також московських, башкирських та серпуховських відкладів Ефремівсько-Шебелинської зон ефективна товщина приймалась рівною 8 м.; пластовий тиск $P_{пл}=57$ МПа, поправки – $\alpha=0,73$ та $f=0,73$ – за аналогією з горизонтом В-20 Валюхівського родовища. Окрім цього, в формулу підрахунку введено два коефіцієнта: коефіцієнт заповнення пастки – 0,5 та коефіцієнт успішності – 0,5 [128].

З використанням вищевказаних параметрів нами розраховані сумарні прогнозні ресурси структурних пасток, що складають понад 296 млрд м³ газу,

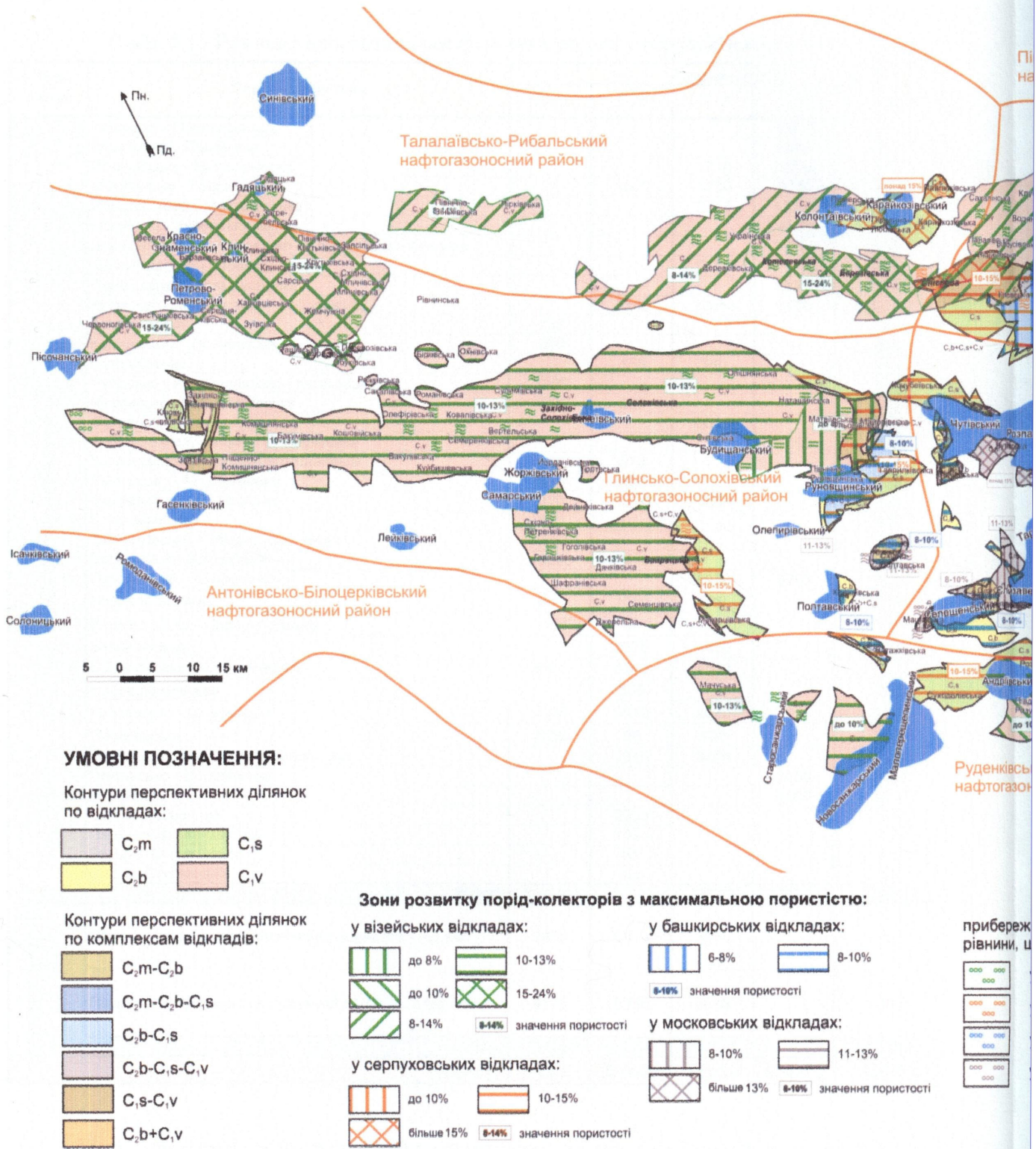
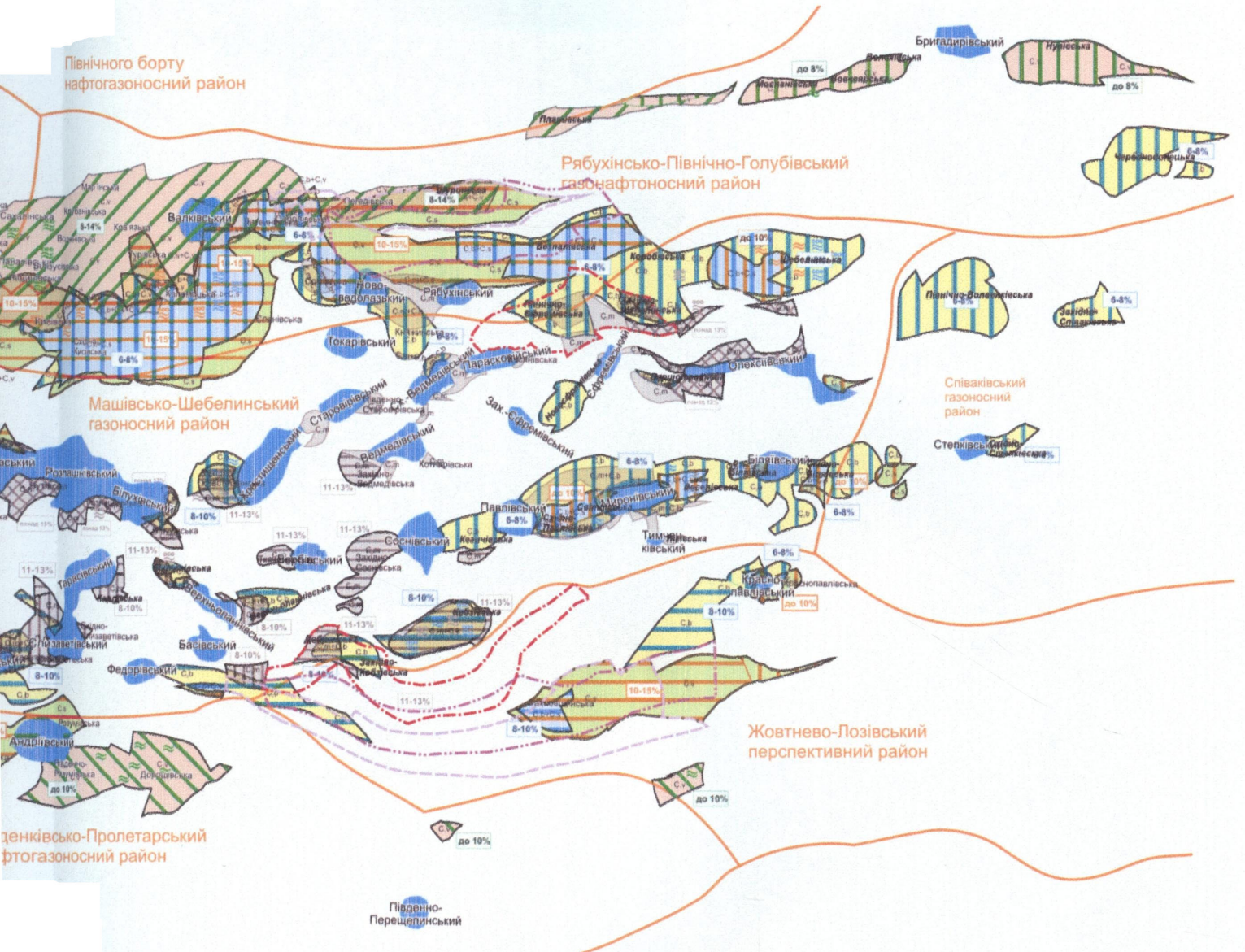


Рис. 5.1 – Схематична карта нафтогазоперспективних ділянок центральної та південно-східної частини України (Склав В.М.)



Зони розвитку фацій:

прибережної дельтово-озерно-болотної зони, що часом заливається морем

- у візейських відкладах
- у серпуховських відкладах
- у башкирських відкладах
- у московських відкладах

мілкого моря, зони хвилювань, літоралі, субліторалі до підшови зони дії прибою

- у візейських відкладах
- у серпуховських відкладах
- у башкирських відкладах
- у московських відкладах

глибокого моря, глибше ілової лінії

- у візейських відкладах
- у серпуховських відкладах

Контури соляних штоків

Границі нафтогазоносних районів

Зони перспективності відкладів під КФУ:

- C_{2m}
- C_{2b}
- C_{1s}

тивних ділянок на глибинах 5-7 км у відкладах C_{2m}-C_{2b}-C_{1s}-C_{1v}

ної частин ДДЗ на підставі критерійних ознак

(В.М. Бенько, 2009 р.)

а також прогнозні ресурси неструктурних пасток, що складають понад 30 млрд. м³ (табл. 5.1).

Табл. 5.1 - Розподіл прогнозних ресурсів вуглеводнів у перспективних зонах

Тип пастки	Перспективні зони	Ресурси, млн м ³				
		C _{2m}	C _{2b}	C _{1s}	C _{1v}	Разом
Структурні пастки	Гадяцько - Перевозівська				33600	33600
	Зіньківсько - Пірківська				3050	3050
	Яблунівсько - Наташинська			1710	35530	37240
	Матвіївсько - Гаврилівська		1020	4380	3740	9140
	Йорданівсько - Макарцівська			2730	12700	15430
	Мачусько - Заворсклянська				4350	4350
	Деревківсько - Котелевсько - Березівсько - Степова				30000	30000
	Колонтаївсько - Карайкозівська			2690		2690
	Панасівсько - Старовалківка				10360	10360
	Кисівсько - Коломацько - Соболівська		5180	22050	5980	33210
	Кочубеївська	160				160
	Копилівсько - Войнівська	800				800
	Ватажківська		160	380		540
	Чутівсько - Розпашнівсько - Карлівська	1900				1900
	Машівсько - Єлизаветівська	1200	960			2160
	Суходолівсько - Розумівська			3310		3310
	Південно-Розумівсько - Дорошівська				5990	5990
	Білухівсько - Західно-Хрестищенська	160	670			830
	Ланнівсько - Мар'янівська	460	600			1060
	Федорівсько - Октябрська	320	1270	220		1810
	Старовірівська	440				440
	Ткаченківсько - Західно-Соснівська	1500				1500
	Добренсько - Кобзівська	15600	7570			23170
	Пегедівсько - Шуринська			8050	3700	11750
	Нововодолазька	920	1350	940		3210
	Ведмедівсько - Парасковійська	1310	60			1370
	Безпалівська		3170	1450		4620
	Єфремівсько - Шебелинська	6870	8340	4500		19710
	Новоєфремівська		390			390
	Кегичівсько - Степківська	2140	3040	4320		9500
	Олексіївська	2260	50	180		2490
Сахновщансько - Краснопавлівська		1810	8100		9910	
Платівсько - Волохівська				3890	3890	
Нурівська				2090	2090	
Червонодонецька		2200			2200	
Північно-Волвенківська		1590			1590	
Західно-Співаківська		400			400	
Східно-Степківська		220			220	
	Разом:	36040	40050	65010	154980	296080
Неструктурні пастки	Північна зона розвитку вторинної пористості під КФУ	3450	5010	3580		12040
	Південна зона розвитку вторинної пористості під КФУ	4170	6880	7330		18380
	Разом:	7620	11890	10910		30420
	Всього:	43660	51940	75920	154980	326500

Перспективні ділянки, продуктивність яких пов'язана з візейськими відкладами, займають найбільшу площу - 4481 км², більша частина якої припадає на центральну частину ДДЗ. Серед найбільших ділянок слід відзначити Гадяцько-Перевозівську площею 651 км² та Котелевсько-Березівську площею 195 км², на яких прогнозується поширення колекторів з

пористістю до 15-24 % і смугоподібну ділянку, яка простягається майже вздовж приосьової частини ДДЗ і простягається від Яблунівської до Наташинської структури, площа якої становить 1180 км² з прогноною пористістю порід-колекторів 10-13 %. До великих ділянок можна віднести і Східно-Петренківсько-Байрацьку ділянку площею 374 км² з прогноною пористістю порід-колекторів 10-13 %.

З боків від Котелевсько-Березівської ділянки виділено Деревківсько-Українську та Панасівсько-Старовалківську ділянки, площею відповідно 288 км² та 830 км² з прогноною пористістю порід-колекторів 8-14 %.

У південній частині ДДЗ у межах Руденківсько-Пролетарського району знаходяться Мачусько-Заворсклянська ділянка площею 150 км² з пористістю візейських порід-колекторів 10-13 % та Південно-Розумівсько-Дорошівська площею 190 км² з прогнозованою пористістю порід-колекторів близько 10 %. Сумарні прогнозні ресурси структурних пасток по візейських відкладах складають близько 155 млрд м³ газу.

Перспективні ділянки, продуктивність яких пов'язана з серпуховськими відкладами займають площу 2165 км². Найбільша частина цієї площі розташована в межах Рябухінсько-Північно-Голубівського газонафтоносного району і припадає на Кисівсько-Коломацько-Соболівську, Пегедівсько-Шуринську та Безпалівську ділянки, що прилягають одна до одної і мають загальну площу 1143 км². До значних за розміром відноситься і Сахновщансько-Краснопопівська ділянка площею 236 км², яка розташована в межах Жовтнево-Лозівського району, та Суходольсько-Розумівська (101 км²), що розташована в Руденківсько-Пролетарському нафтогазоносному районі. На всіх цих ділянках пористість порід-колекторів серпуховських відкладів прогнозується в межах 10-15 %. Сумарні прогнозні ресурси структурних пасток по серпуховських відкладах складають близько 65 млрд. м³ газу.

Перспективні ділянки по башкирських відкладах у межах глибин 5-7 км займають площу 2343 км² і переважно поширені в центральній та

південно-східній частинах досліджуваної території. У межах Рябухінсько-Північно-Голубівського та північної частини Машівсько-Шебелинського району виділяються три, найбільші за розміром ділянки – Кисівсько-Коломацько-Соболівська (539 км²) та Безпалівська і Єфремівсько-Шебелинська, що прилягають одна до одної і мають сумісну площу близько 495 км². Слід відзначити, що прогнозна пористість для порід-колекторів башкирських відкладів досить незначна – 6-8 %. Така ж сама пористість прогнозується і в межах Кегичівсько-Степківської ділянки, площа якої сягає 275 км². Окрім цих великих за площею ділянок, виділяється велика кількість значно менших за площею ділянок, де передбачувана пористість становить 8-10 %. Більша їх частина приходить на Машівсько-Шебелинський газоносний район. Сумарні прогнозні ресурси структурних пасток башкирських відкладів складають близько 40 млрд м³ газу.

На відміну від вищенаведених, перспективні ділянки по московських відкладах мають меншу площу. Найбільшими серед них є Кегичівсько-Степківська площею 80 км², Кобзівська (73 км²) і Добренська (29 км²) ділянки. На двох останніх прогнозна пористість порід-колекторів за аналогією з пробуреними свердловинами №№ 11, 12, 14 Кобзівського родовища складає 11-13 %. Слід відзначити, що 90 % московських перспективних відкладів розташовано в Машівсько-Шебелинському перспективному районі. Назагал площа перспективних московських відкладів складає близько 1044 км², а сумарні ресурси – 36 млрд м³.

На карті розташування перспективних ділянок окремо нанесені контури неструктурних пасток, де прогнозується розвиток вторинної пористості під катагенетичним флюїдоупором (КФУ). Як вказувалось в розділі 4, визначаються дві прогнозні зони розвитку такої вторинної пористості – північна та південна. При оцінці їх ресурсів коефіцієнт успішності приймався рівним 0,3. Прогнозні ресурси вуглеводнів північної та південної зон складають відповідно 12 та 18 млрд м³ (табл. 5.1).

Таким чином, на території досліджень, сумарні прогнозні ресурси вуглеводнів, що прогножуються в структурних та неструктурних пастках, у відкладах C_{2m} , C_{2v} , C_{1s} , C_{1v} , які залягають на глибинах 5-7 км складають 326,5 млрд m^3 .

5.2 Основні напрямки геолого-розвідувальних робіт та першочергові об'єкти пошуків і розвідки

Проаналізувавши площу розвитку перспективних ділянок і визначивши величину ресурсів ВВ, які прогножуються в цих ділянках, можна переходити до визначення їх перспективності. Всього нами визначено два рейтингові ступеня – високоперспективні та перспективні об'єкти (табл. 5.2, рис. 5.2-5.4). У процесі визначення ступеня перспективності використовувались такі головні критерії – площа поширення перспективних відкладів, пористість порід-колекторів, надійність порід-покришок, розміри поверху прогнозної газоносності та величина прогнозних ресурсів.

До високоперспективних нами віднесені Гадяцько-Перевозівська, Яблунівсько-Наташинська, Деревківсько-Котелевсько-Березівсько-Степова та Кисівсько-Коломацько-Соболівська зони. У перших трьох зонах прогнозна продуктивність пов'язується з візейсьми відкладами, пористість порід-колекторів яких коливається від 10 до 24 %. У Кисівсько-Коломацько-Соболівській зоні поклади газу прогноуються у серпуховських та московських відкладах. Всі інші ділянки, які мають не таку значну площу, та менші значення пористості порід-колекторів віднесені до перспективних. До перспективних зон також віднесені і зони розвитку вторинної пористості, які можуть містити поклади газу під КФУ.

Зважаючи на значну кількість виділених нами прогнозних зон, необхідно серед них визначити ті, які слід рекомендувати як першочергові для проведення геолого-розвідувальних робіт. До першочергових об'єктів,

Табл. 5.2 - Розподіл прогнозних ресурсів вуглеводнів по перспективних зонах

Рейтингова оцінка	Перспективні зони	Ресурси, млн. м ³
Першочергові об'єкти		
Високо-перспективні	Гадяцько - Перевозівська	33 600
	Яблунівсько - Наташинська	37 240
	Деревківсько - Котелевсько - Березівсько - Степова	30 000
	Кисівсько - Коломацько - Соболівська	33 210
Перспективні	Єфремівсько - Шебелинська	19 710
	Добренсько - Кобзівська	23 170
Разом:		176 930
Другочергові об'єкти		
Перспективні	Зіньківсько - Пірківська	3 050
	Матвіївсько - Гаврилівська	9 140
	Йорданівсько - Макарцівська	15 430
	Мачусько -Заворсклянська	4 350
	Колонтаївсько - Карайкозівська	2 690
	Панасівсько - Старовалківська	10 360
	Копилівсько - Войнівська	800
	Ватажківська	540
	Чутівсько - Розпашнівсько - Карлівська	1 900
	Машівсько - Єлизаветівська	2 160
	Суходолівсько - Розумівська	3 310
	Південно-Розумівсько - Дорошівська	5 990
	Білухівсько - Західно-Хрестищенська	830
	Ланнівсько - Мар'янівська	1 060
	Федорівсько - Октябрська	1 810
	Старовірівська	440
	Ткаченківсько - Західно-Соснівська	1 500
	Пегедівсько - Шуринська	11 750
	Нововодолазька	3 210
	Ведмедівсько - Парасковійська	1 370
	Безпалівська	4 620
	Новоєфремівська	390
	Кегичівсько - Степківська	9 500
	Олексіївська	2 490
	Сахновцянсько - Краснопавлівська	9 910
	Платівсько - Волохівська	3 890
	Нурівська	2 090
	Червонодонецька	2 200
	Північно-Волвенківська	1 590
	Західно-Співаківська	400
	Східно-Степківська	220
	Кочубеївська	160
Північна зона розвитку вторинної пористості під КФУ	12 040	
Південна зона розвитку вторинної пористості під КФУ	18 380	
Разом:		149 570
ВСЬОГО ПО ПЕРСПЕКТИВНИХ ЗОНАХ:		326 500

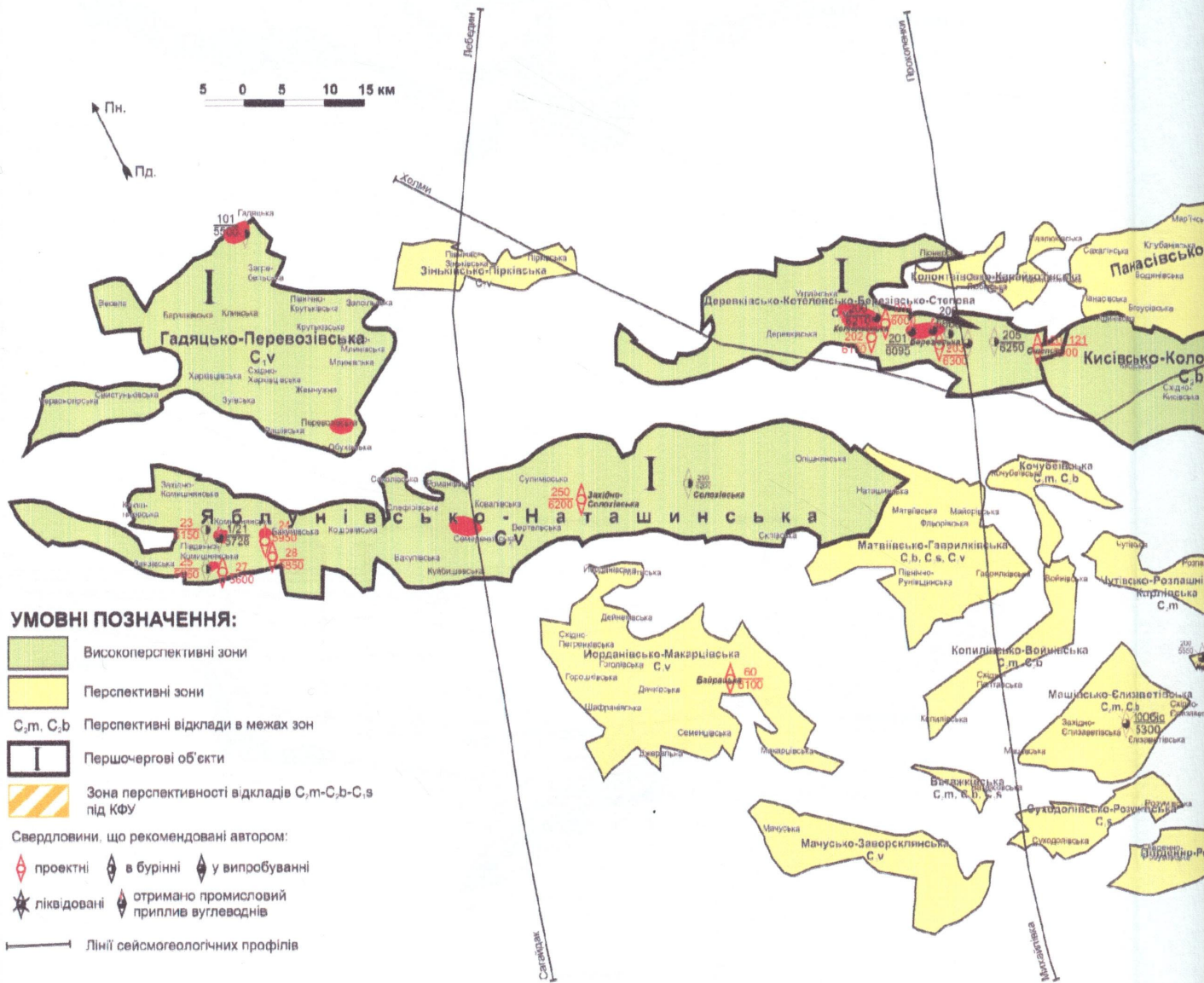
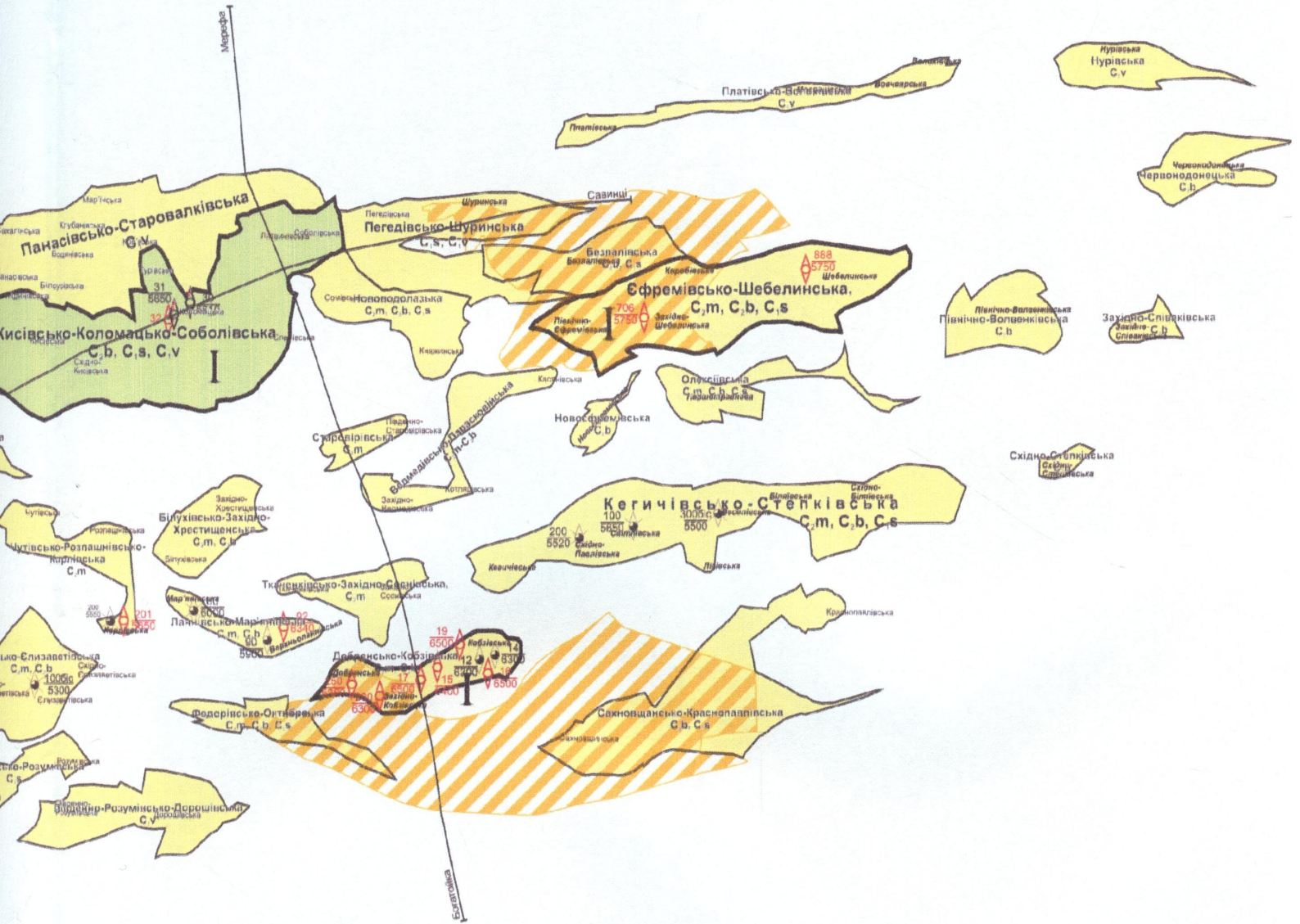


Рис. 5.2 – Схематична карта перспектив нафтогазоносності, першо на глибинах 5-7 км у відкладах C₂m-C₂b-C₁s-C₁v у (Склав В.М. Бен

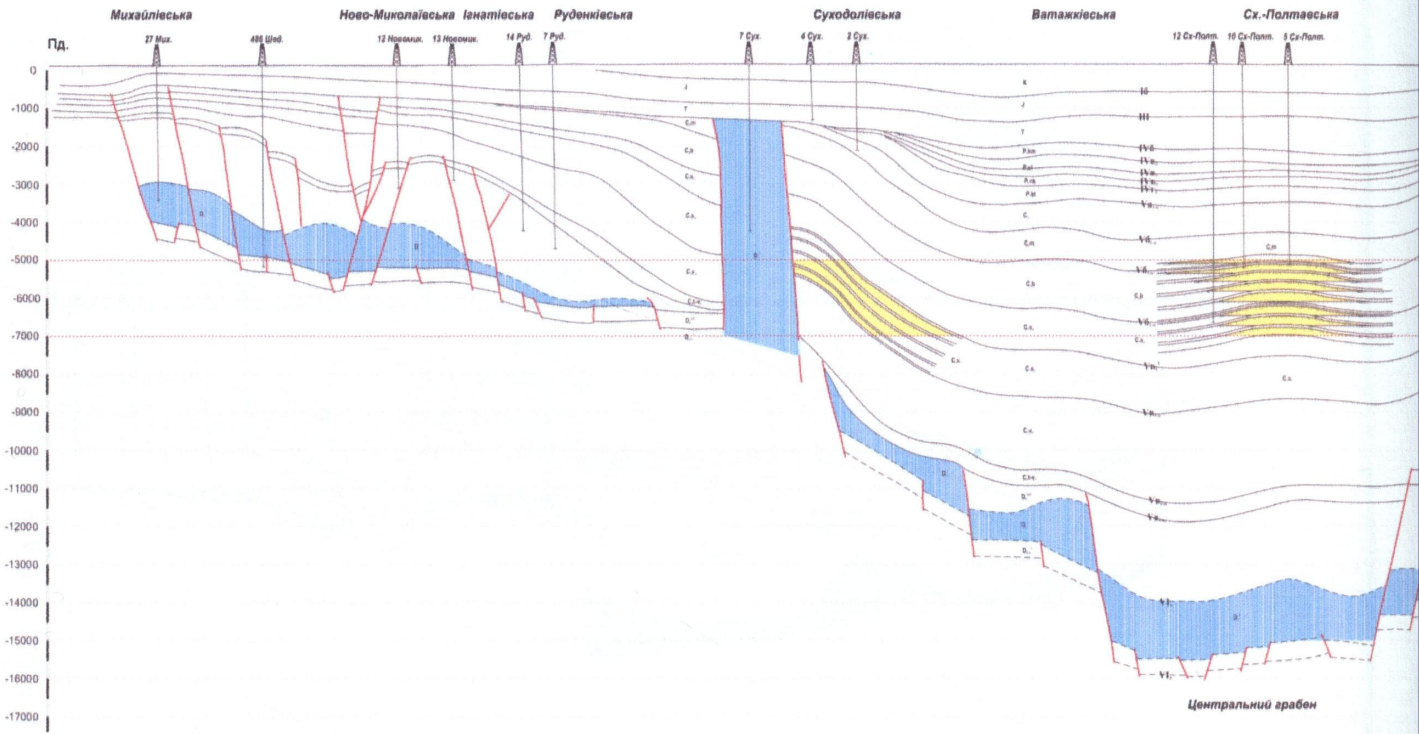


ті, першочергових об'єктів та напрямків пошуково-розвідувальних робіт

С_{1s}-С_{1v} у центральній та південно-східній частинах ДДЗ

В.М. Бенько, 2009 р.)

Сейсмостратигра



Сейсмостратигра

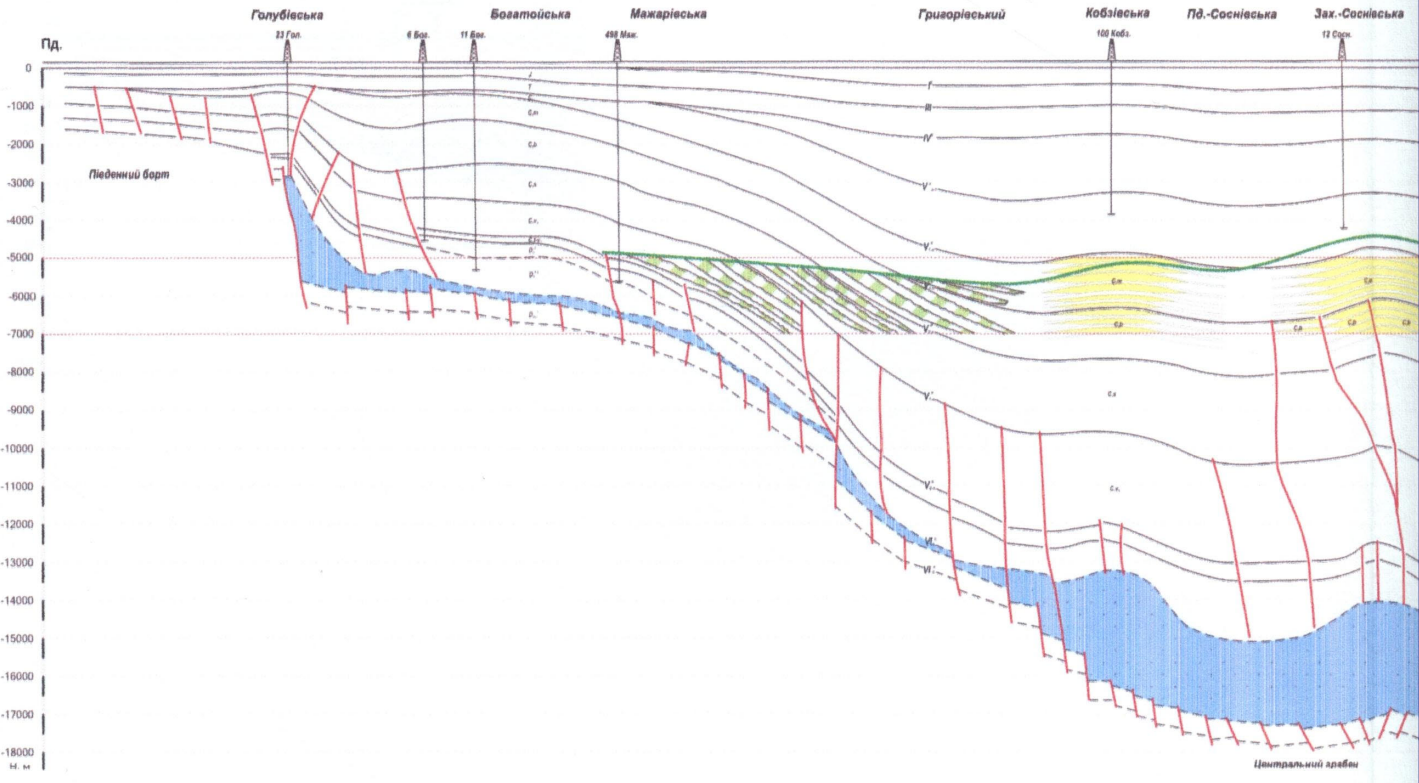


Рис. 5.3 – Схематичні сейсмостратиграфічні роз
(Склав В.М. Бенько з використанням м

атиграфічний розріз Михайлівка-Прокопенки

2 0 2 4 6 км

Гаєрилівська

Кочубівська

Березівська

Колонтаївська

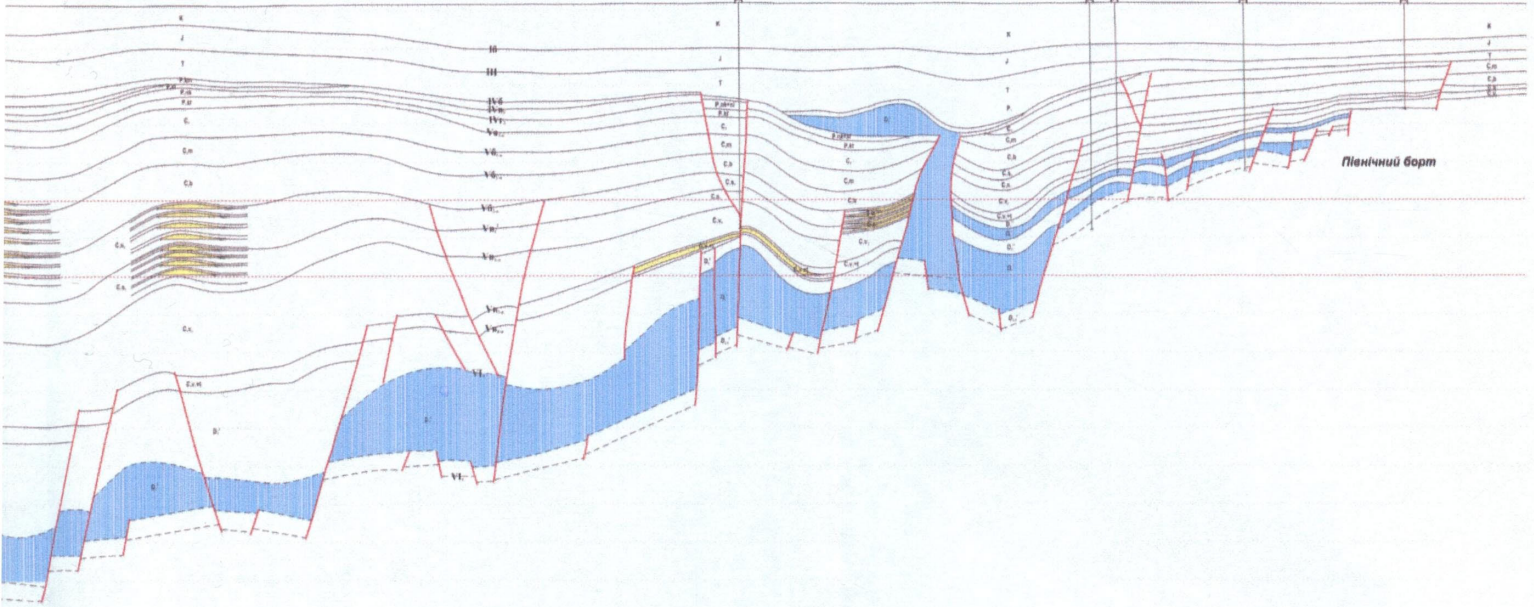
Степанівська

Зах.-Козлівська

Хижняківська

Прокопенківська

Пн.



атиграфічний розріз Богатойка-Мерефа

2 0 2 4 6 км

Сосніська

Ляхівський

Зах.-Медведівська

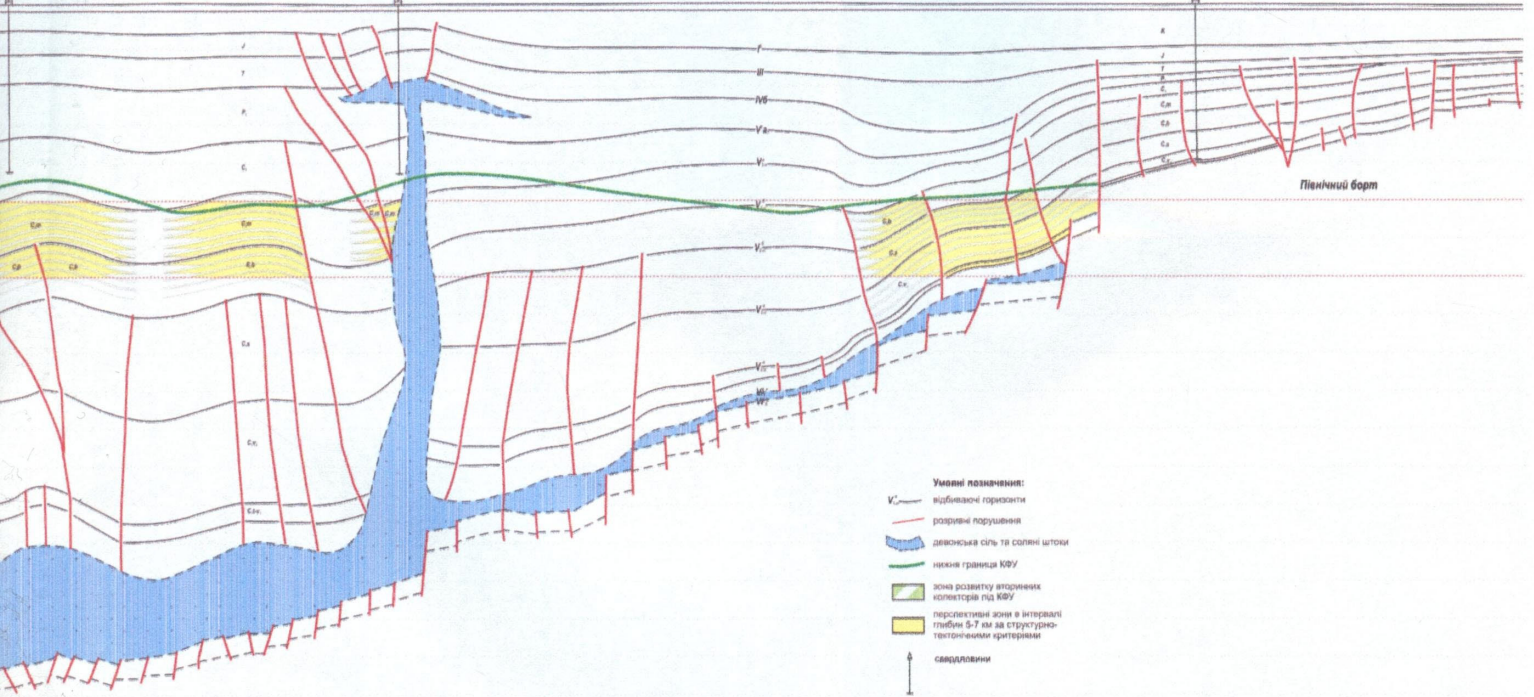
Зах.-Старовірівська

Спенівська

Старовалківська

Наріжнівська

Пн.

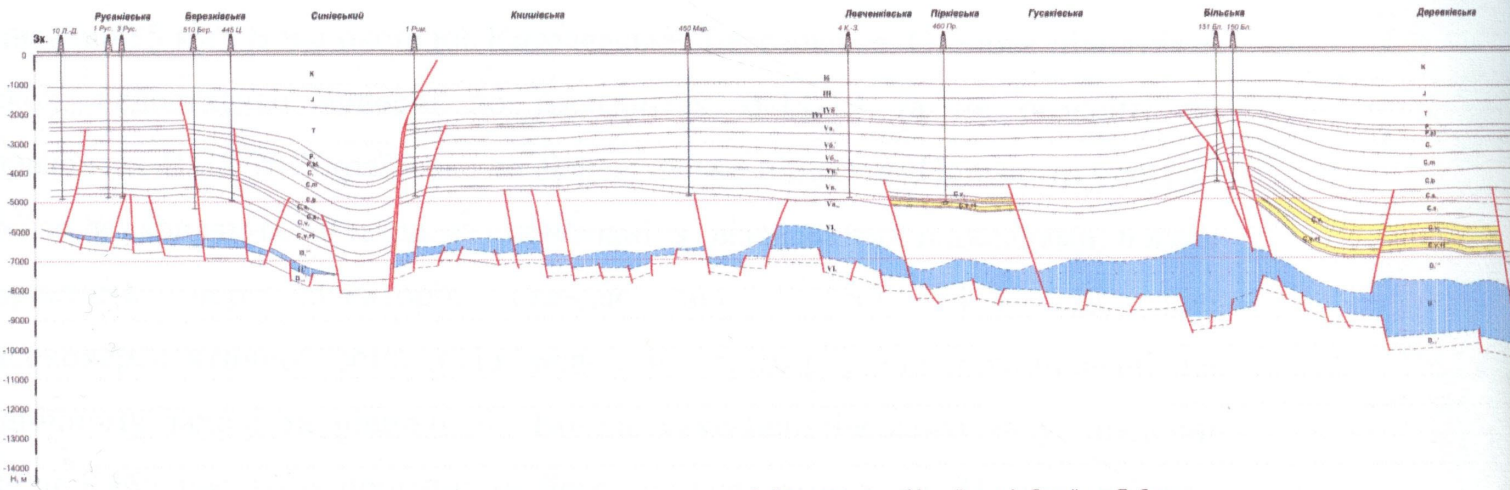


- Умовні позначення:
- V₁ - відбиті горизонти
 - розривні порушення
 - діюча сіль та солоні штори
 - нижня границя КВУ
 - зона розвитку вторинних колекторів під КВУ
 - перспективні зони в інтервалі глибини 5-7 км за структурно-тектонічними критеріями
 - ↑ сандувини

ні розрізи Богатойка-Мерефа, Михайлівка-Прокопенки

ням матеріалів ДГП «Укргеофізика», 2009 р.)

Сеймостратиграфічний розріз Холми-
 2 0 2 4 6 км



Сеймостратиграфічний розріз Сагайдак-Лебедін
 2 0 2 4 6 км

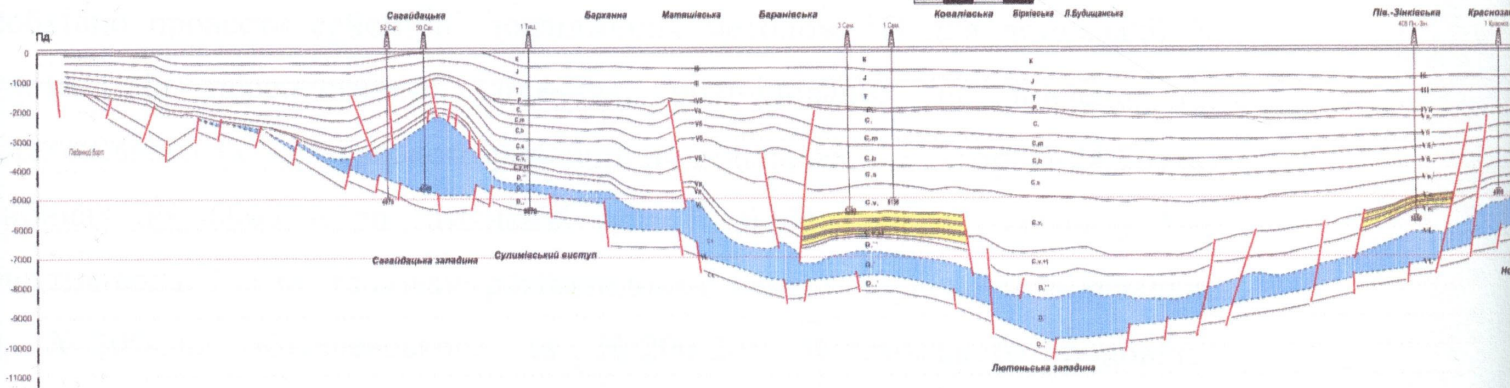
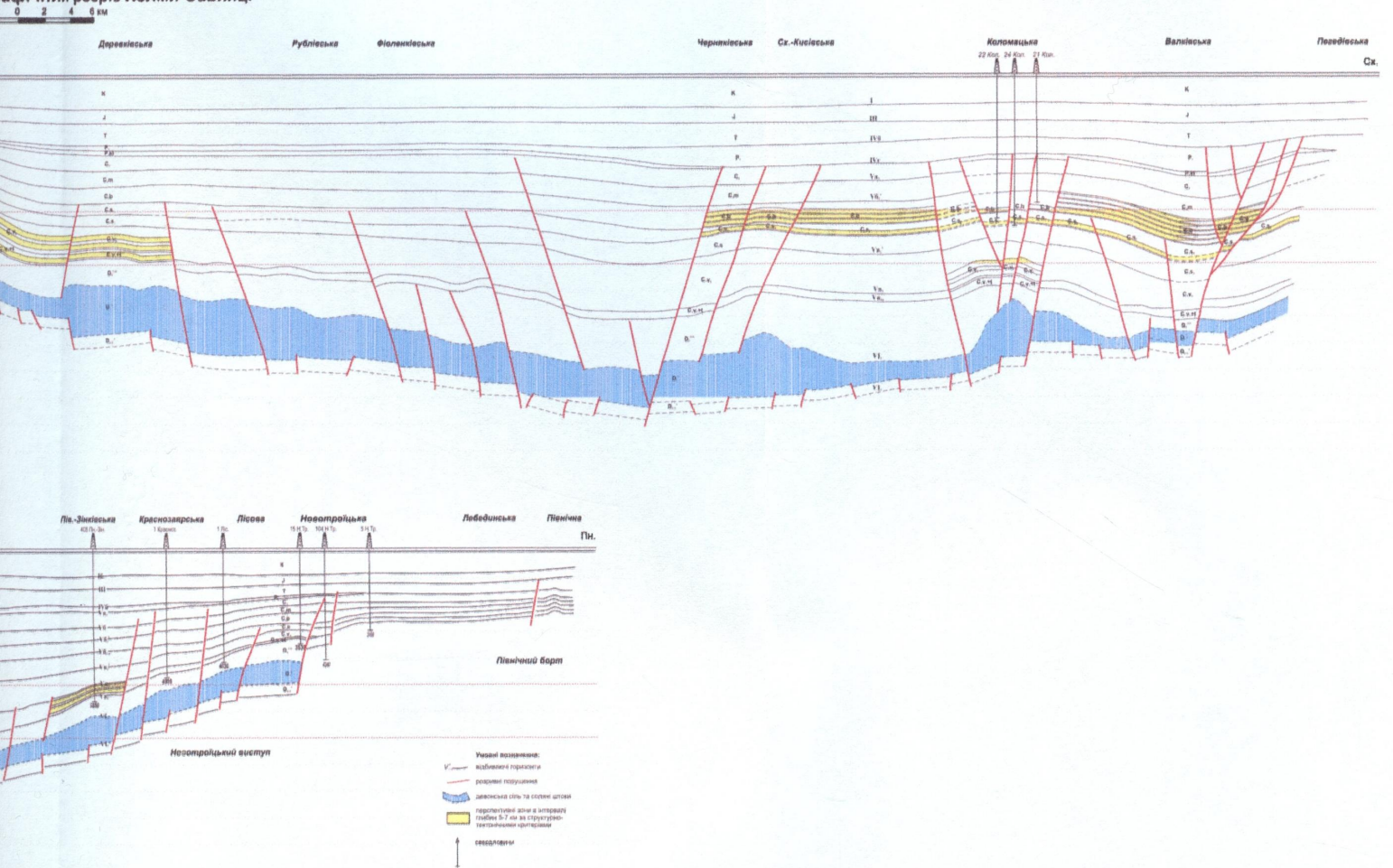


Рис. 5.4 – Схематичні сеймостратиграфічні розрізи
 (Склав В.М. Бенько з використанням матеріалу)

афічний розріз Холми-Савинці

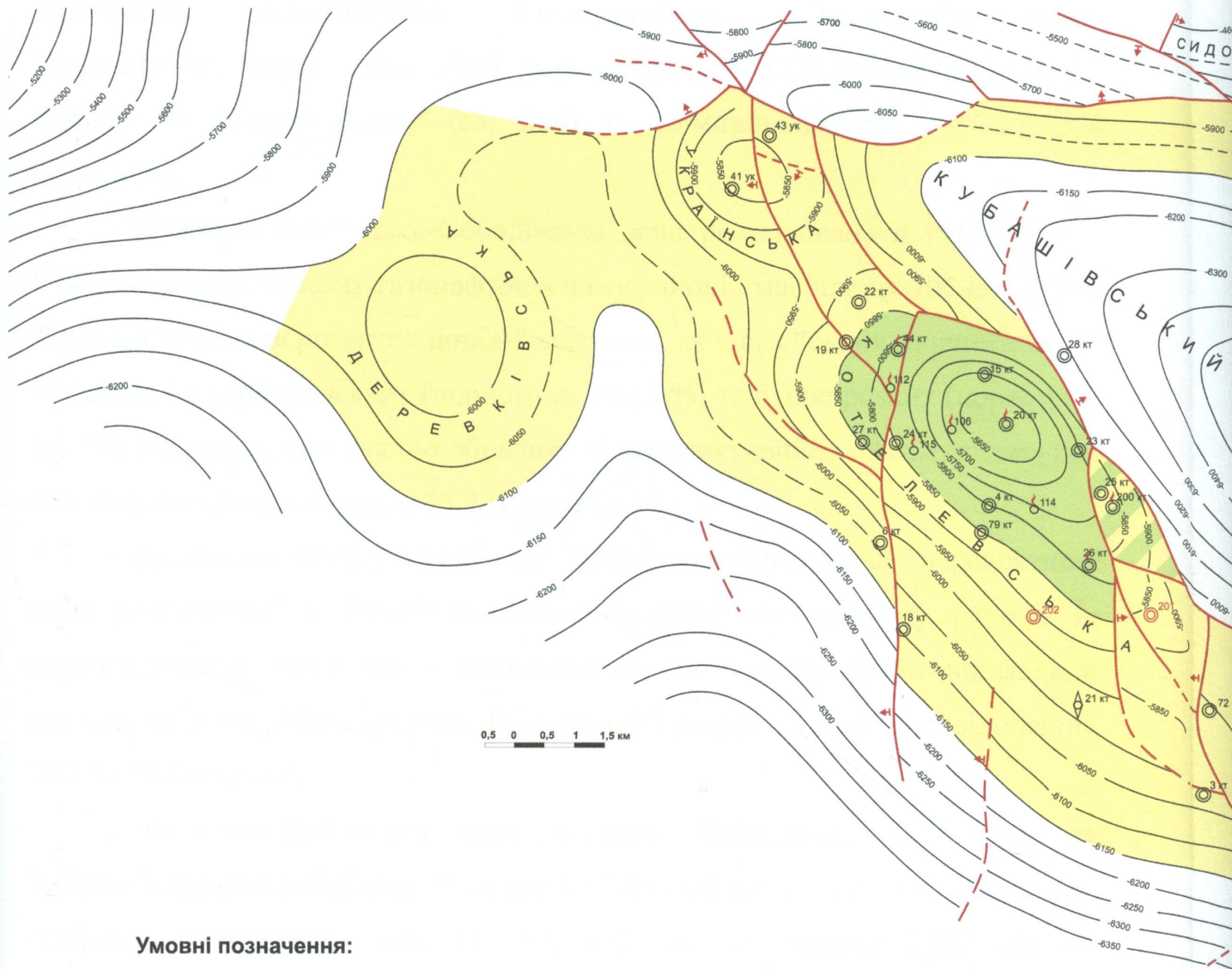


графічні розрізи Холми-Савинці, Сагайдак-Лебедин
 нням матеріалів ДГП «Укргеофізика», 2009 р.)

згідно виконаних нами досліджень, слід внести всі чотири високоперспективних зони, а також Єфремівсько-Шебелинську та Добренсько-Кобзівську перспективні зони. Наведемо їх коротку характеристику.

Деревківсько-Котелевсько-Березівсько-Степова зона розташована у межах Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району і займає площу близько 485 км². Вона охоплює Котелевське, Березівське, Степове підняття, а також недостатньо вивчені по горизонтах В-14-19 та не розкриті по горизонтах В-25-26 Українське та Деревківське підняття. Прогнозні ресурси цієї зони складають 30 млрд.м³ і пов'язані з візейськими відкладами, в яких пористість порід-колекторів складає від 8 до 24 %. До цієї високоперспективної зони слід віднести території, що розташовані на північному заході та півночі від Котелевсько-Березівського валу, південні схили Кубашівського прогину та його західне замикання. На цих площах необхідно провести сейсмічні дослідження методом 3D для деталізації їх будови. На перспективних ділянках, розташованих на південь від Котелевського та Березівського родовищ по відкладах C₁v₁ (гор. В-24-26) на глибинах до -6000 м по замкненій ізогіпсі відбиваючого горизонту Vv₃ відсутня вода. Тут розташовані рекомендовані нами пошуково-розвідувальні св. № 200-202 Котелевського та № 200-205 Березівського родовищ. Позитивні результати їх буріння дозволяють не тільки розширити відомі контури балансових запасів горизонтів В-24-26, але й в подальшому відкрити нові родовища: Східно-Березівське, Українське, Деревківське (рис. 5.5).

Гадяцько-Перевозівська та Яблунівсько-Наташинська першочергові високоперспективні зони розташовані в Глинсько-Солохівському нафтогазоносному районі. Мають значну площу та ресурси, відповідно 33,6 та 37,2 млрд м³. У межах Яблунівсько-Наташинської зони, візейські породи-колектори мають пористість 10-13 %. Тут нами рекомендується провести сейсмічні дослідження на таких площах: Вакулівська, Олефірівська, Вертельська, Ковалівська, Сулимівська, а також на недостатньо вивчених



Умовні позначення:

Ізогіпси відбиваючого горизонту V_{B_3-n} (C_1V_2):

— основні

Тектонічні порушення:

— впевнені

- - - невпевнені

▲ напрямок падіння площини скидача

//// зони втрати кореляції

○ контури соляних штоків

■ площа та контур запасів газу кат. C_1

■ площа ресурсів газу кат. C_3

■ площі очікуваних приростів запасів газу кат. C_1 , за результатами буріння розвідувальних свердловин

Свердловини:

□ 485 параметрична

◇ 35 пошукові

○ 48 розвідувальні

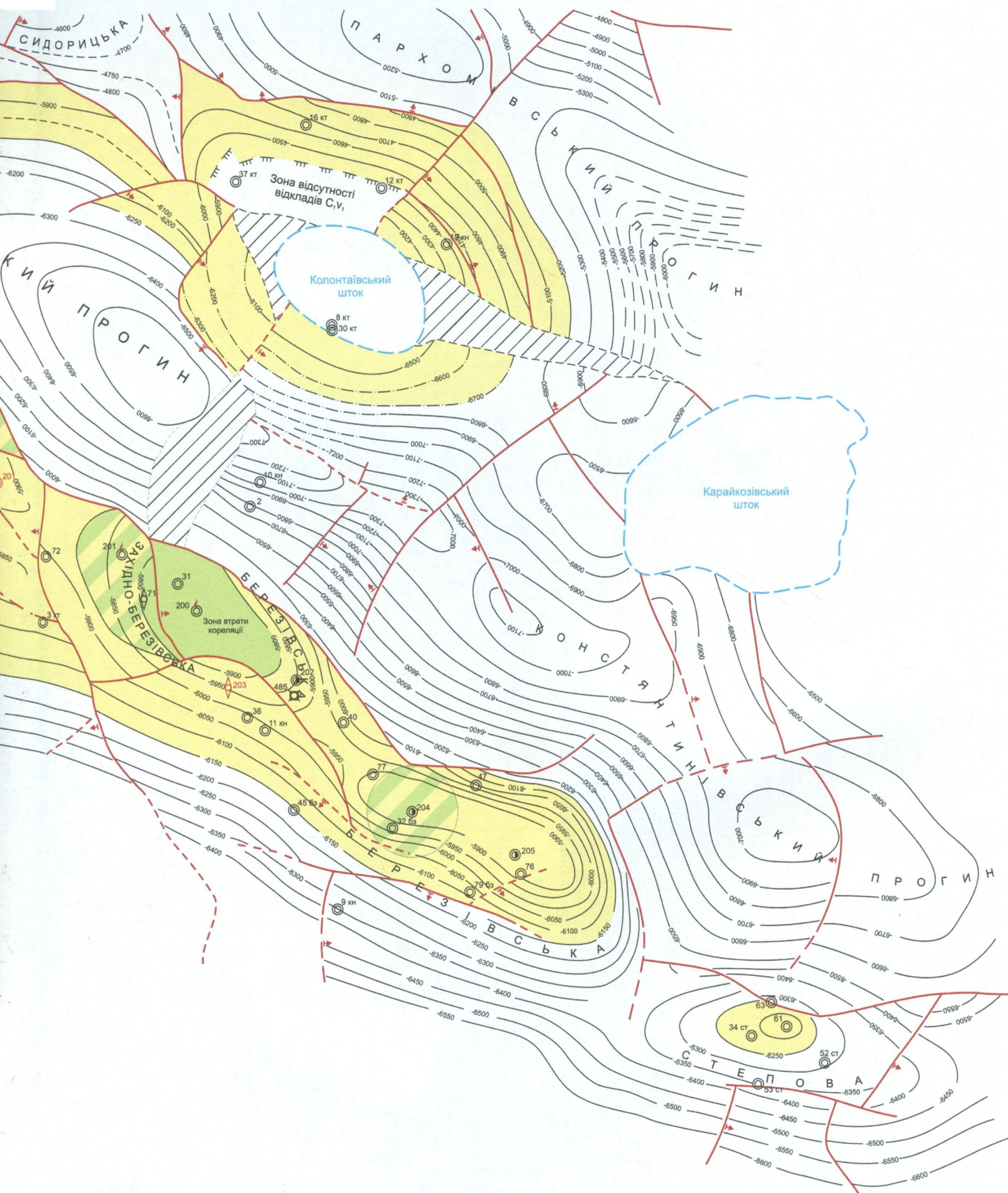
○ 110 експлуатаційні

○ 203 проектні

○ свердловини, з яких отримано промисловий приплив газу з горизонту B-25-26

Рис. 5.5 – Фрагмент структурної карти по відбиваючому горизонту V_{B_3-n} (C_1V_2) Деревківського

(Склав В.М. Бенюк з використанням матеріалів, ...)



Рівнісько-Котелівсько-Березівсько-Степової першочергової нафтогазоперспективної зони
 матеріалів ДПП «Укргеофізика» та УкрНДІгазу, 2009 р.)

родовищах: Кошевойське, Семиренківське, Західно-Солохівське, Опішнянське. Окрім того нами рекомендується пошуково-розвідувальне буріння на Солохівському (св. 250) та Камишнянському (св. 23, 25) родовищах.

Кисівсько-Коломацько-Соболівська зона розташована в Рябухінсько-Північно-Голубівському газонафтоносному районі і має площу 705 км². У цій зоні прогнозується розвиток порід-колекторів, як у візейських (пористість 10-15 %) так і в серпуховських (пористість 10-15 %) та башкирських (пористість 6-8 %) відкладах, що значно збільшує її перспективність. Загальні ресурси цієї зони складають близько 33,2 млрд м³.

Єфремівсько-Шебелинська та Добренсько-Кобзівська перспективні зони розташовані в Машівсько-Шебелинському газоносному районі. Їх перспективність пов'язана з московськими та башкирськими відкладами значних за розмірами структур. Їх прогнозні ресурси складають відповідно 19,7 та 23,2 млрд м³.

Добренсько-Кобзівська зона охоплює Кобзівське, Добренське та Західно-Кобзівське підняття. У межах Кобзівської антикліналі пробурено три глибоких свердловини (св. 11, 12, 14), які за даними ГДС містять газонасичені пласти з пористістю до 13 %. Свердловини 12 та 14 знаходяться у випробуванні. На цей час у них ще не отримано промислових припливів.

На Шебелинській та Західно-Шебелинській структурах, що розташовані в межах Єфремівсько-Шебелинської зони на цей час пробурено відповідно 6 та 5 глибоких свердловин глибиною 4491-6106 м. Буріння кожної з цих свердловин супроводжувалось поглинаннями і численними нафтогазопроявами, які є прямими ознаками продуктивності розрізу, однак при випробуванні в експлуатаційній колоні промислових припливів не отримано. Така невідповідність даних буріння свердловин і позитивних даних ГДС з результатами їх випробування, вимагає продовження пошуково-розвідувальних робіт на площі. Тому згідно наших рекомендацій складено, сумісно з фахівцями компанії "ШЕЛЛ", проект пошукового буріння на

Шебелинській площі. У процесі буріння планується використати новітні технології компанії “ШЕЛЛ”, які повинні забезпечити збереження фільтраційних властивостей порово-тріщинного колектору. Якщо використання цих технологій дозволить отримати промисловий приплив, то це надасть можливість переглянути негативні результати буріння багатьох глибоких свердловин і значно збільшить перспективи газоносності на глибинах понад 5 км.

Таким чином, в результаті проведених досліджень нами виділено 40 прогнозних зон нафтогазоносності відкладів московського, башкирського, серпуховського та візейського ярусів на глибинах 5-7 км. Сумарні прогнозні ресурси цих зон оцінено в кількості 326,5 млрд м³ (табл. 5.2, рис. 5.2). Серед них за комплексом вищевказаних ознак визначено сім першочергових для вивчення нафтогазоперспективних зон – Гадяцько-Перевозівська, Яблунівсько-Наташинська, Деревківсько-Котелевсько-Березівсько-Степова, Кисівсько-Коломацько-Соболівська, Єфремівсько-Шебелинська та Добренсько-Кобзівська зони. Загальний об’єм прогнозних ресурсів по цих зонах складає 176,9 млрд м³.

ВИСНОВКИ

На основі виконаних комплексних і різнопланових досліджень у дисертаційній роботі науково обґрунтовані перспективи нафтогазоносності глибокозанурених (5-7 км) відкладів центральної та південно-східної частин Дніпровсько-Донецької западини з урахуванням отриманих новітніх даних з геологічної будови та пріоритетні напрями нафтогазопошукових робіт і першочергові нафтогазоперспективні об'єкти та розроблено конкретні пропозиції щодо реалізації їх нафтогазового потенціалу.

Найважливіші наукові та практичні результати дисертації такі:

1. На підставі матеріалів сейсмозвідувальних робіт і даних буріння, яке проводилося за участю та під керівництвом здобувача, уточнено геологічну будову глибокозанурених відкладів центральної та південно-східної частин Дніпровсько-Донецької западини та підтверджено на окремих площах нафтогазоносність середньо- та верхньокам'яновугільних відкладів.

2. Виділено на основі структурно-тектонічних досліджень в інтервалі глибин 5-7 км перспективні ділянки розповсюдження структурних і неструктурних пасток у нижньо-середньокам'яновугільних відкладах. Встановлено, що московські відклади поширені переважно у приосьовій найбільш зануреній частині ДДЗ і основним чинником, що контролює наявність пасток, є дві протяжні зони розвитку соляних штоків, де виділяються перспективні приштокові підняття та тектонічні блоки. Башкирські та серпуховські відклади на великих глибинах утворюють широкі смуги, що облямовують у приосьових зонах глибокозанурену частину западини, а наявність пасток у цих товщах переважно контролюється тектонічним екрануванням пластів за підняттям та простяганням на схилах западини. Основна зона поширення візейських відкладів зміщується на захід, а наявність пасток у них пов'язана з антиклінальними підняттями та валами, їх схилами і менше – зонами тектонічного екранування пластів за їх підняттям та простяганням на моноклінальних схилах западини.

3. За результатами літолого-фаціальних досліджень встановлено закономірності зміни літофаціальних типів порід і обґрунтовано зони поширення порід-колекторів з кращою пористістю та порід-покришок за екрануючими властивостями для візейського, серпуховського, башкирського та московського ярусів.

4. Виявлено катагенетичні перетворення порід-колекторів і чинники збереження первинних та утворення вторинних емнісно-фільтраційних властивостей і встановлено, що на глибинах понад 5000 м одночасно можуть бути теригенні реліктово-порові, тріщинно-порові та тріщинні породи-колектори.

5. Обґрунтовано наявність регіонального вторинного катагенетичного флюїдоупору, який сформувався у перехідній зоні катагенезу щільних зцементованих порід між градаціями МК₂, МК₃, що контролюється переважно значеннями палеотемператур 110-120⁰С. Спрогнозовано поверх поширення порід-колекторів з вторинною пористістю, що залягає під катагенетичним флюїдоупором і не залежить від структурних умов, з яким пов'язані промислові скупчення вуглеводнів на багатьох площах.

6. На основі критерійних ознак (структурно-тектонічних, літолого-фаціальних, гідрогеологічних та термобаричних) обґрунтовано перспективи нафтогазоносності глибокозанурених нижньо-середньокам'яновугільних відкладів центральної та південно-східної частин Дніпровсько-Донецької западини.

7. Оцінено перспективи нафтогазоносності території дослідження та прогнозні ресурси вуглеводнів для кожного стратиграфічного комплексу; сумарні прогнозні ресурси структурних пасток складають 296 млрд. м³ газу, а неструктурних – 30,42 млрд. м³ газу.

8. Обґрунтовано основні напрями геологорозвідувальних робіт та першочергові об'єкти пошуків і розвідки покладів нафти і газу на підставі рейтингової оцінки. На глибинах 5-7 км виділено 40 прогнозних зон

нафтогазоносності, з яких у 38 зонах прогноуються структурні пастки, а у 2 зонах – неструктурні пастки під катагенетичним флюїдоупором. До високоперспективних віднесені Гадяцько-Перевозівська, Яблунівсько-Наташинська, Деревківсько-Котелевсько-Березівсько-Степова та Кисівсько-Коломацько-Соболівська зони. У перших трьох зонах прогнозна нафтогазоносність пов'язується з візейськими відкладами, пористість порід-колекторів яких становить від 10 до 24%. У Кисівсько-Коломацько-Соболівській зоні поклади газу прогноуються у серпуховських та московських відкладах.

Як першочергові для проведення геологорозвідувальних робіт слід рекомендувати всі чотири високоперспективні зони, а також Єфремівсько-Шебелинську та Добренсько-Кобзівську перспективні зони.

Практичне впровадження результатів дисертаційних досліджень дозволить наростити вуглеводневу ресурсну базу України за рахунок відкриття нових покладів у глибокозанурених нижньо-середньокам'яновугільних відкладах центральної та південно-східної частин Дніпровсько-Донецької западини.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1 Краюшкин В.А. К оценке перспектив нефтегазоносности осадочных толщ на больших глубинах [Текст] / В.А. Краюшкин // Нефтегазообразование на больших глубинах. V Всесоюзный семинар – М. – 1986. – С. 484-485.
- 2 Кабышев Б.П. История и достоверность прогнозов нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины (гносеологический анализ) [Текст] / Б.П. Кабышев. К.: УкрГГРИ, 2001. – 380 с.
- 3 Баранов И.Г. Формирование структур ДДВ и их нефтегазоносность [Текст] / И.Г. Баранов. М.: Недра, 1965. – 233 с.
- 4 Основные критерии выбора местоположения сверхглубоких скважин в ДДВ [Текст] / И.Г. Баранов, Е.К. Гончаров, Б.П. Кабышев, В.А. Мелихов // Матеріали науч.-техн. конф. «Перспективы увеличения газовых ресурсов Украины»: тезисы докладов. – Х. – 1969.
- 5 Задачи и направление сверхглубокого бурения на нефть и газ в ДДВ [Текст] / Н.Ф. Балуховский, В.К. Гавриш, И.Ф. Клиточенко, В.Б. Порфирьев // Газовая промышленность. – 1965. – №10.
- 6 Балуховский Н.Ф. Методика региональных исследований нефтегазоносных провинций [Текст] / Н.Ф. Балуховский. К.: Наукова думка, 1967. – 156 с.
- 7 Балуховский Н.Ф. К уточнению прогнозной оценки нефтегазоносности ДДВ [Текст] / Н.Ф. Балуховский, В.К. Гавриш // Геологический журнал. – 1968. – №6.
- 8 Завьялов В.М. Об особенностях нефтегазоносности ДДВ в связи с проблемой поисков залежей нефти и газа на больших глубинах [Текст] / В.М. Завьялов // Поиски и освоение нефт. и газ. м-ний солянокупольных областей в пределах СССР. – М. – 1968. – 136 с.
- 9 Об эффективности поисков и разведки залежей нефти и газа на больших глубинах ДДВ [Текст] / Ю.А. Арсирый, М.И. Бланк, В.М. Завьялов,

- В.И. Мясников, А.М. Палий // Геология нефти и газа. – 1973. – №5. – С. 55-59
- 10 Білик А.О. До питання про перспективи нафтогазоносності ДДЗ на глибинах понад 4000 м [Текст] / А.О. Білик, Л.А. Трухан // Персп. пошуків родовищ нафти і газу в ДДЗ. – Л. – 1972.
 - 11 Солдатенко Є.І. Про розшуки літологічних і стратиграфічних екранованих покладів нафти і газу в ДДЗ [Текст] / Є.І. Солдатенко, Н.М. Фесенко // Доп. АН України, серія Б. – 1973. – №8.
 - 12 Брынза Н.Ф. К вопросу о перспективах поисков промышленных залежей УВ на больших глубинах в Ю-В части Днепровского грабена [Текст] / Н.Ф. Брынза, Л.Д. Галян, О.М. Гуневская // Нефт. и газ. пром-сть. – 1974. – №5.
 - 13 Порфирьев В.Б. Перспективы нефтегазоносности глубинных недр Украины [Текст] / В.Б. Порфирьев, В.А. Краюшкин // Происхождение нефти и газа и законом. образ и размещ. их залежей. – 1977. – С. 107-108.
 - 14 Демьянчук В.Г. Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов палеозоя северо-западной части ДДВ [Текст] / В.Г. Демьянчук, Г.И. Вакарчук, Б.П. Кабышев, Г.П. Козак // Геологический журнал. – 1981. – №2. – С. 2-9.
 - 15 Нефтегазоносность глубокопогруженных комплексов осадочных пород ДДВ [Текст] / П.Ф. Шпак, В.Г. Демьянчук, Л.В. Курилюк и др. // К.: Препринт ИГН 84-13. – 1984. – 67 с.
 - 16 Гидрогеохимические и геотермобарические условия в глубокопогруженных горизонтах карбона юго-восточной части ДДВ [Текст] / В.В. Колодий, М.И. Худык, И.В. Высочанский, Л.И. Корниленко, Д.Е. Недзельский // Геология нефти и газа. – 1980. – №2. – С. 41-48.
 - 17 Гончаренко Б.Д. Предпосылки поисков залежей нефти и газа на больших глубинах в ДДВ [Текст] / Б.Д. Гончаренко, В.А. Кривошея,

- В.М. Тесленко-Пономаренко // Нефтяная и газовая промышленность. – 1986. – №2. – С. 7-10.
- 18 Шпак П.Ф. Проблема нефтегазоносности глубокопогруженных комплексов осадочных образований [Текст] / П.Ф. Шпак. К.: Препринт 89 ИГН АН УССР. – 1989. – 45 с.
- 19 Шпак П.Ф. Магматогенные факторы зональности катагенеза ОВ и нефтегазоносность глубокопогруженных комплексов ДДВ [Текст] / П.Ф. Шпак, Я.В. Федорин // Нефтегазообразование на больших глубинах. V Всесоюзный семинар. – М. – 1986. – С. 47-49.
- 20 Проблемы поисков залежей нефти и газа на больших глубинах [Текст] / П.Ф. Шпак, В.К. Гавриш, А.Е. Лукин, Б.П. Кабышев и др. – К.: Препринт ИГН 90-17. – 1990. – 49 с.
- 21 Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. Т.1 [Текст] / Н.М. Страхов. – Изд-во АН СССР. – 1960. – 212 с.
- 22 Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. Т.2 [Текст] / Н.М. Страхов. – Изд-во АН СССР. – 1962. – 574 с.
- 23 Логвиненко Н.В. Петрография осадочных пород (с основами методики исследования) [Текст] / Н.В. Логвиненко. – М.: Высшая школа. – 1967. – 416 с.
- 24 Логвиненко Н.В. Методы определения осадочных пород [Текст] / Н.В. Логвиненко, Э.И. Сергеева – Л.: Недра. – 1986. – 240 с.
- 25 Карпова Г.В. Гипогенный эпигенез и коллекторские свойства (на примере глубокозалегающих каменноугольных отложений ДДВ) [Текст] / Г.В. Карпова, В.М. Тесленко-Пономаренко // Литология и полез. ископаемые. – 1978. – № 5. – С. 64-77.
- 26 Лукин А.Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины в связи с нефтегазоносностью [Текст] / А.Е. Лукин. – М.: Недра, 1977. – 101 с.

- 27 Лукин Е.А. Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах [Текст] / Е.А. Лукин. – К.: Наук. думка. – 1997. – 225 с.
- 28 Поляк Р.Я. Формирование порового пространства в коллекторах нижнего карбона Днепровско-Донецкой впадины в связи с катагенетическими преобразованиями [Текст] / Р.Я. Поляк // В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. Тез. докл. МИНХиГП им. Губкина. – 1975. – С. 93-94.
- 29 Кривошея В.А. Влияние постседиментационных процессов на коллекторские свойства нижнекаменноугольных отложений центрального района ДДВ [Текст] / В.А. Кривошея, В.М. Тесленко-Пономаренко // В кн.: Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах. – М.: Недра. – 1977. – С. 169-172.
- 30 Тесленко-Пономаренко В.М. Вторинні колектори – основний резерв для відкриття нових покладів вуглеводнів на великих глибинах ДДЗ [Текст] / В.М. Тесленко-Пономаренко // Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки як об'єкти істотного приросту запасів вуглеводнів в Україні. матер. міжнар. наук. конференції. – Х.: УкрНДГаз. – 2006. – С. 105-107.
- 31 Прошляков Б.К. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах [Текст] / Б.К. Прошляков, Т.И. Гальянова, Ю.Г. Пименов. М.: Недра. – 1987. – 197 с.
- 32 Долуда М.Е. Литолого-стратиграфическая характеристика отложений верхнего карбона Шебелинско-Спиваковского газоносного района / М.Е. Долуда, С.В. Литвин, В.А. Погребняк // В кн.: Вопросы развития газовой промышленности УССР. К.: Изд-во ИТИ. – 1963. – С. 20-35.
- 33 Богдасарова М.В. Особенности постседиментационных преобразований пород угленосной формации карбона Днепровско-Донецкой впадины (в связи с прогнозом коллекторов на больших глубинах) [Текст] / М.В. Богдасарова, В.А. Кривошея, В.И. Тесленко-Пономаренко // Коллекторы

- нефти и газа на больших глубинах. II всесоюзная конференция. – 1978. – С. 129-130.
- 34 Долуда М.Е. Распространение и изменение с глубиной пород-коллекторов Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / М.Е. Долуда, С.В. Литвин, С.Д. Харченко // Геология нефти и газа. – 1972. – № 3. – С. 7-11.
- 35 Мухаринская И.А. О связи размещения газовых и нефтяных месторождений с коллекторскими свойствами глубоко залегающих отложений ДДВ [Текст] / И.А. Мухаринская, А.А. Лагутин, А.Ф. Прийменко // Геология и разработка газовых и газоконденсатных месторождений Украины. – 1979. – С. 6-14.
- 36 Мухаринская И.А. Закономерности развития коллекторов глубоко залегающих верхневизейских отложений нижнего карбона Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / И.А. Мухаринская, А.А. Лагутин, А.Ф. Прийменко // Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. II всесоюзная конференция. – 1978. – С. 151-153.
- 37 Литвин С.В. Минералогические критерии определения интенсивности постседиментационных преобразований и возможности их использования при поисково-разведочных работах на нефть и газ в ДДВ [Текст] / С.В. Литвин // Роль минералогии в поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений. – К.: Наукова думка. – 1976. – С. 43-49.
- 38 Литвин С.В. Зональность распространения типов коллекторов на больших глубинах Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / С.В. Литвин // В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах: Тез. докл. II Всесоюз. конф. – 1978. – С. 142-143.
- 39 Литвин С.В. Петрофизические свойства пород ДДВ на больших глубинах [Текст] / С.В. Литвин, А.А. Лагутин, С.Д. Харченко // Нефт. и газовая пром-сть. – 1987. – № 4. – С. 25-26.

- 40 Лагутин А.А. Перспективы разведки глубокозалегающих горизонтов ДДВ [Текст] / А.А. Лагутин, А.В. Лизанец, С.Д. Харченко, А.В. Барташук // Вопр. развития газпром. Украины. М.: ТОО «Далмус». – 1993. – С. 27-33.
- 41 Лагутин А.А. Условия формирования и литофизические свойства пород-коллекторов глубокозалегающего продуктивного горизонта В-25-26 Котелевского месторождения по данным изучения керна [Текст] / А.А. Лагутин, С.Ф. Поверенный // Питання розвитку газової промисловості України. Вип.. XXX, Геологія. УкрНДІГаз. Харків. – 2002. – С. 69-76.
- 42 Олексюк В.И. Породы-коллекторы каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины на глубинах более пяти километров [Текст] / В.И. Олексюк, А.А. Лагутин, А.В. Лизанец, С.В. Литвин // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць. - X.: УкрНДІГаз. – 1999. – Вип. XXVII. – С. 55-63.
- 43 Лагутин А.А. Научная обработка геолого-геофизических материалов и результатов опробования параметрической скважины 800 Шебелинская с подготовкой заключительного отчета [Текст] / А.А. Лагутин, О.Б. Горяйнова, С.Ф. Поверенный и др. // Отчет о НИР. Заключительный договор 52.491/98-98. – X.: УкрНИИГаз. – 1998 – 245 с.
- 44 Зарицкий А.П. Формирование и газоносность резервуаров разуплотнения в глубоких горизонтах Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / А.П. Зарицкий, И.И. Зиненко, А.В. Лизанец // Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки як об'єкти істотного приросту запасів вуглеводнів в Україні. Матер. міжнар. наук. конференції. – X.: УкрНДІГаз. – 2006. – С. 32-34.
- 45 Зиненко И.И. Глубинные зоны газонакопления в ДДВ [Текст] / И.И. Зиненко, А.П. Зарицкий // Нефт. и газовая пром-сть. – 1992. – № 1. – С. 12-15.

- 46 Перспективы промышленной газоносности Южно-Шебелинской зоны дилатансогенеза [Текст] / А.Н. Истомин, Т.С. Цупило, А.Л. Костив, А.П. Пивоваров, Н.И. Евдошук // Нафта і газ України. Зб. наук. праць. Матеріали 5-ої Міжнародної конференції «Нафта-Газ України-98». – Полтава: УНГА. – 1998. – Т. 1. – С. 170-172.
- 47 Истомин А.Н. Зоны сжатия в Днепровско-Донецкой рифтогенной структуре и перспективы их нефтегазоносности [Текст] / А.Н. Истомин, Н.Ф. Брынза // Тектогенез і нафтогазоносність надр України: Тези доп. наук. наради. – 1992. – С. 54-55.
- 48 Істомін О.М. Вивчення геологічної будови нових нафтогазових пасток у межах горст-антиклінальних зон у приосьовій південно-східній частині ДДЗ у зв'язку з науковим обґрунтуванням складання проектів геологорозвідувальних робіт [Текст] / О.М. Істомін, М.Ф. Бринза, А.Л. Костів // Звіт про НДР за договором № 100 УГВ/2000-2000 (тема 33.372/98-2000). – Харків: УкрНДІгаз. – 2000. – 151 с.
- 49 Доповнення до проекту пошуково-розвідувальних робіт на Західно-Шебелинській площі [Текст] / Істомін О.М. та інші. // Звіт про НДР . – Харків: УкрНДІгаз. – 2004. – 157 с.
- 50 Влияние геотермических условий на формирование залежей углеводородов и фильтрационно-ёмкостные свойства терригенных коллекторов [Текст] / В.М. Бортницкая, Р.М. Новосилецкий, А.Ю. Полутранко, Т.М. Ципенюк // Коллекторские свойства пород на больших глубинах. – М.: Наука. – 1985. – С. 48-53.
- 51 Восанчук С.С. Изменение пород-коллекторов карбона Днепровско-Донецкой впадины в условиях больших глубин [Текст] / С.С. Восанчук, А.Н. Мазур // В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах: Тез. докладов II Всесоюз. конф. – М.: Наука. – 1978. – С. 141-142.
- 52 Литология и породы-коллекторы на больших глубинах в нефтегазоносных провинциях Украины [Текст] / Д.В. Гуржий, М.П. Габинет, А.К. Киселев и др. К.: Наук. Думка. – 1983. – 184 с.

- 53 Закономерности изменений гранулярных коллекторов и их нефтегазоносности в Днепровско-Донецкой впадине до глубины 7 км (центральная и юго-восточная части) [Текст] / Г.Н. Доленко, А.Е. Киселёв, В.А. Кривошея и др. // Геол. журнал. – 1982. – Т.42. – №5. – С. 10-19.
- 54 Кабышев Б.П. Основная закономерность размещения нефти и газа в ДДВ [Текст] / Б.П. Кабышев. // Доповіді АН України. – 1994. – №12. – С.97-101.
- 55 Прогноз ресурсов углеводнів у непошукованих об'єктах Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / Б.П. Кабышев, Т.М. Пригаріна, Д.І. Чупринін, З.П. Шевякова. // Геол.-геофіз. дослідження нафтогазоносних надр України. – Львів.: УрДГРІ. – 1997. – Т.1. – 208 с.
- 56 Кабышев Б.П. История и достоверность прогнозов нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / Б.П. Кабышев // Монография – К.: УкрГРИ. – 2001. – 419 с.
- 57 Зильберман В.И. Коллекторские свойства и особенности вскрытия глубокозалегающих горизонтов Шебелинского месторождения [Текст] / В.И. Зильберман, И.А. Мухаринская, М.Г. Ульянов // В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах: Тез. докладов II Всесоюз. конф. – М.: Наука. – 1978. – С. 201-202.
- 58 Новосилецкий Р.М. Геогидродинамические и геохимические условия формирования залежей нефти и газа Украины [Текст] / Р.М. Новосилецкий. М.: Недра. – 1975. – 228 с.
- 59 Условия нефтегазоносности солянокупольных структур Днепровско-Донецкой впадины на больших глубинах [Текст] / Е.А. Скачедуб, А.Н. Бокун // Нефтегазообразование на больших глубинах. V Всесоюзный семинар. – 1986. – С. 290-292.
- 60 Сухорский Р.Ф. О некоторых геохимических и физических процессах, ведущих к улучшению коллекторов девона Днепровско-Донецкой впадины на больших глубинах [Текст] / Р.Ф. Сухорский // В кн.:

- Геохимия осадочных пород и прогноз полезных ископаемых. – К.: Наук. думка. – 1976. – С. 74-75.
- 61 Шпак П.Ф. Особенности размещения залежей УВ в зависимости от их фазового состояния в осадочных бассейнах древних платформ [Текст] / П.Ф. Шпак // Геол. журнал. – 1986. – Т.46. – №6. – С. 88-97.
- 62 Шпак П.Ф. О размещении и условиях формирования месторождений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине [Текст] / П.Ф. Шпак, С.В. Ткачишин, М.Г. Манюта // Геология нефти и газа. – 1980. – № 9. – С. 34-41.
- 63 Лукин А.Е. Гипогенный эпигенез и его роль в нефтегазо-образовании на больших глубинах [Текст] / А.Е. Лукин // Тез. укр. всесоюз. семинара. – 1986. – С. 166-167.
- 64 Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України: Зб. наук. праць [Текст] / Під ред. Б.Й. Маєвського (відп. редактор) // Івано-Франківськ.: ФАКЕЛ. – 2005. – 219 с.
- 65 Розбурювання нижньопермсько-верхньокам'яно-вугільних відкладів великих родовищ Дніпровсько-Донецької западини додатковими оціночно-експлуатаційними свердловинами – резерв підвищення видобутку газу ДК "Укргазвидобування" [Текст] / В.М. Бенько, В.І. Олексюк, А.В. Лизанець та ін. // Зб. наукових праць УкрНДІгазу «Питання розвитку газової промисловості України». – Х.: УкрНДІгаз. – 2001. – Т.1. – вип. 29. – С. 100-106.
- 66 Нарощування ресурсної бази ДК "Укргазвидобування" НАК "Нафтогаз України" шляхом приросту запасів за 2004-2005 рр. та перспективи на 2006 р. [Текст] / В.М. Бенько, В.В. Дячук, М.І. Мачужак, В.І. Олексюк, А.А. Лагутін та ін. // Зб. наукових праць УкрНДІгазу «Питання розвитку газової промисловості України». – Х.: УкрНДІгаз. – 2007. – Т.1. – вип. 35. – С. 3-7.
- 67 Кобзівське ГКР – головний об'єкт пошуково-розвідувальних робіт та нарощування видобутку газу і ресурсів ДК "Укргазвидобування" [Текст]

- / В.М. Бенько, В.В. Дячук, М.І. Мачужак, В.І. Олексюк, А.А. Лагутін та ін. // Зб. наукових праць УкрНДІгазу «Питання розвитку газової промисловості України». – Х.: УкрНДІгаз. – 2007. – Т.1. – вип. 35. – С.7-13.
- 68 Українсько-Березівська зона підняття – один з найперспективніших об’єктів пошуково-розвідувальних робіт на глибокозалягаючі нижньовізейські горизонти [Текст] / В.М. Бенько, В.В. Дячук, В.І. Олексюк, А.А. Лагутін та ін. // Зб. наукових праць УкрНДІгазу «Питання розвитку газової промисловості України». – Х.: УкрНДІгаз. – 2005. – Т.1. – вип. 33. – С. 12-18.
- 69 Перспективи виявлення покладів вуглеводнів у глибокозанурених карбонатних відкладах візейського ярусу центральної частини ДДЗ [Текст] / С.Г. Вакарчук, П.М. Чепіль, Т.С. Довжок та ін. // Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки як об’єкти істотного приросту запасів вуглеводнів в Україні. Матер. міжнар. наук. конференції. – Харків: УкрНДІгаз. – 2006. – С. 69-70.
- 70 Стан видобутку газу, конденсату і нафти на родовищах ДК „Укргазвидобування” і перспективи його нарощування в майбутньому [Текст] / І. Рибчич, В. Бенько, В. Олексюк, А. Лизанець, І. Борисовець // Нафта і газ України-2000. Матеріали 6-ої Міжнародної науково-практичної конференції. – Івано.-Франківськ. – 2000. – Т. 1. – С. 29-38.
- 71 Атлас родовищ нафти і газу України в шести томах; [За заг. ред. М.М. Іванюти та ін.]. – Львів: Центр Європи. – 1998.
- 72 Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия [Текст]; [За ред. Е.Ф. Шнюкова и др.]. – К.: Наукова думка. – 1988. – 147 с.
- 73 Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие [Текст]; [За ред. Е.Ф. Шнюкова и др.]. – К.: Наукова думка. – 1989. – 208 с.

- 74 Гавриш В.К. Глубинное строение и эволюция Днепровско-Донецкого палеорифта [Текст] / В.К. Гавриш // Геотектоника. – 1987. – №2. – С. 119-128.
- 75 Гавриш В.К. Геологическое развитие Днепровско-Донецкой впадины и генезис её локальных структур [Текст] / В.К. Гавриш, П.Ф. Шпак // Сов. геология. – 1983. - №9. – С. 84-94.
- 76 Червинская М.В. Глубинная структура Днепровско-Донецкого овлакогена по геофизическим данным [Текст] / М.В. Червинская, В.Б. Соллогуб. – К.: Наукова думка. – 1980. – 176 с.
- 77 Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины [Под. ред. Ю.А. Арсирия, В.А. Витенко, А.М. Палий, А.К. Цыпко]. – К.: – УкрНИГРИ. – 1984. – 190 с.
- 78 Пашова Н.Т. Глубинные основы перспектив нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / Н.Т. Пашова // Зб. наукових праць: «Питання розвитку газової промисловості України» – Вип. XXXII – Харків: УкрНДІГаз. – 2004. – С. 30-33.
- 79 Кучма Л.М. Особенности распределения скоплений углеводородов по стратиграфическим комплексам и глубинам в ДДВ [Текст] / Л.М. Кучма // Нафтогаз України-98: Матеріали 5-ої Міжнародної конференції. – П. – 1998. – Т. 1. – С. 200-201.
- 80 Коллекторы нефти и газа на больших глубинах [Текст] / Материалы II Всесоюз. конф. – М.: МИНХиГП. – 1980. – 311 с.
- 81 Коротков Б.С. Особенности прогнозирования и поисков скоплений углеводородов в природных резервуарах различного типа на больших и сверхбольших глубинах (4,5-8,0 км) в осадочных бассейнах Северной Евразии [Текст] / Б.С. Коротков, В.А. Скоробогатов // Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки як об'єкти істотного приросту запасів вуглеводнів в Україні: Матер. Міжнар. наук. конференції. – Харків: УкрНДІГаз. – 2006. – С. 85-87.

- 82 Коссовская А.Г. Фации регионального эпигенеза и метабенеза [Текст] / А.Г. Коссовская, В.Д. Шутов // Изв. АН СССР. – Сер. геол. – 1963. – № 7. – С. 3-18.
- 83 Закономерности размещения и прогнозирование значительных скоплений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине [Текст] / Н.И. Евдошук, Б.П. Кабышев, Т.М. Пригарина и др. – К.: Наук. думка. – 1998. – 208 с.
- 84 О перспективах поисков нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине на глубине свыше 4000 м [Текст] / И.Г. Баранов, О.Д. Билык, А.Е. Лукин и др. – Геол. журнал. – 1969. – 29. – вып. 4. – С. 28-36.
- 85 Костів А.Л. До перспектив нафтогазоносності верхньодевонських та нижньокам'яновугільних відкладів Солохівського "пошукового об'єкту" Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / А.Л. Костів, Л.Ю. Полуніна, О.М. Істомін // Матеріали 8-ої міжнарод. наук.-практ. конф. "Нафта і газ України – 2004". – Т. 1. – К.–2004. – С. 147-149.
- 86 Вакарчук Г.И. Перспективы поисков литолого-стратиграфических залежей нефти и газа в каменноугольных и нижнепермских отложениях северо-западной части ДДВ [Текст] / Г.И. Вакарчук, В.А. Гальченко, С.В. Ткачишин. – Труды ВНИГНИ – В. 193. – 1976, С. 96-105.
- 87 До питання розвитку літогенетичної тріщинуватості та нафтогазоносності глибокозанурених теригенних порід-колекторів Передкарпатського прогину і Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / Б.Й. Маєвський, В.М. Бенько, Т.В. Здерка, С.С. Куровець // Геоінформатика. – 2008. – №4. – С. 21-24.
- 88 Бенько В.М. Структурно-тектонічні критерії нафтогазоносності глибокозанурених (5-7 км) горизонтів центральної та південно-східної частин ДДЗ [Текст] / В.М. Бенько, Б.Й. Маєвський // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 4. – С. 8-20.
- 89 Мухаринская И.А. Оценочная классификация газонефтеносных коллекторов Восточной Украины [Текст] / И.А. Мухаринская // Развитие

газовой промышленности Украины: Сб. науч. трудов УкрНИИгаза. – М.: Недра. – 1969. – вып. III. – С. 117.

- 90 Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение [Текст] / А.А. Ханин // М.: Недра. – 1969 г. – 368 с.
- 91 Логвиненко Н.В. Петрография осадочных пород (с основами методики исследования) [Текст] / Н.В. Логвиненко. – М.: Высшая школа. – 1984. – 416 с.
- 92 Сараева Г.Д. Условия седиментогенеза терригенных пород – фактор, определяющий наличие коллекторов порового типа на больших глубинах [Текст] / Г.Д. Сараева, Т.Г. Куц. // В сб.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. – М.: Наука. – 1985. – С. 112-116.
- 93 Бенько В.М. Умови формування емнісно-фільтраційних властивостей, фаціальні особливості та поширення порід-колекторів глибокозанурених горизонтів відкладів C_{2m} , C_{2b} , C_{1s} , C_{1v} центральної та південно-східної частин ДДЗ [Текст] / В.М. Бенько, Б.Й. Маєвський // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 5. – С. 4-15.
- 94 Сергеева Є.И. Эпигенез осадочных пород [Текст] / Є.И. Сергеева. – Санкт-Петербург: изд-во С.-Петербур. ун-та. – 2004. – 152 с.
- 95 Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов [Текст] / Ф.И. Котяхов. – М.: Недра. – 1977. – 288 с.
- 96 Бортницкая В.М. Особенности изменения литолого-физических свойств коллекторов продуктивных комплексов Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / В.М. Бортницкая, Р.М. Новосилецкий // В сб.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. – М.: МИНХ и ГП им И.М. Губкина. – 1980. – С. 90-95.
- 97 Антонишин Г.И. Влияние уплотнения терригенных пород-коллекторов Днепровско-Донецкой впадины на структуру их порового пространства и фильтрационные свойства [Текст] / Г.И. Антонишин, О.В. Шеремета // В сб.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. – М.: МИНХ и ГП им И.М. Губкина. – 1980. – С. 228-232.

- 98 Холодов В.Н. Новое в познании катагенеза. Т II. Элизионный катагенез [Текст] / В.Н. Холодов // Литология и полезные ископаемые. – № 5. – 1982. – С. 15-42.
- 99 Холодов В.Н. Проблема формирования вторичной пористости в песчаных коллекторах элизионных бассейнов [Текст] / В.Н. Холодов, О.Ф. Дементьева, Р.Н. Петрова // В сб.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. – М.: Недра. – 1985. С. 13-25
- 100 Григорчук К.Г. До проблеми періодизації катагенезу в контексті сучасних моделей нафтогазоутворення [Текст] / К.Г. Григорчук // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2004. – № 3. – С. 16-24.
- 101 Григорчук К.Г. Ексфільтраційний катагенез: головні процеси та нафтогеологічні наслідки [Текст] / К.Г. Григорчук // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2008. – № 1. – С. 44-55.
- 102 Клубова Т.Т. Литолого-геохимические факторы формирования и сохранения хранения коллекторских свойств пород на больших глубинах [Текст] / Т.Т. Клубова // В сб.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. – М.: Наука. – 1985. – С. 59-68.
- 103 Доленко Г.Н. Зоны вторичной пористости на больших глубинах – перспективный объект поисков залежей нефти и газа (на примере нефтегазоносных провинций Украины и Восточной Сибири) [Текст] / Г.Н. Доленко, А.Е. Киселев // В сб.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. – М.: Наука. – 1985. – С. 26-31.
- 104 Мазур А.Н. Некоторые факторы сохранения первичных и возникновение вторичных высоких емкостных свойств пород нижнего карбона Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / А.Н. Мазур, З.А. Вовканыч // В сб.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. – М.: Наука. – 1985. – С. 89-92.
- 105 Роль глинистых минералов в сохранении коллекторов и экранов на больших глубинах в Вилуйской синеклизе [Текст] / В.Ю. Ивансен, Г.В. Ивансен, А.Ф. Сафронов, Д.П. Сидоров // В сб.: Коллекторские свойства

- пород на больших глубинах. – М.: МИНХ и ГП им И.М. Губкина. – 1980. – С. 166-172.
- 106 О некоторых факторах, влияющих на изменение физических свойств пород-коллекторов при погружении на большие глубины (на примере продуктивной толщи Азербайджана) [Текст] / Э.А. Даидбекова, М.В. Хеиров, И.М. Архарова, М.Ф. Курбанова // В сб.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. – М.: МИНХ и ГП им И.М. Губкина. – 1980. – С. 140-145.
- 107 Куровець І.М. Оцінка впливу геологічних факторів на колекторські властивості теригенних порід [Текст] / І.М. Куровець, Г.Й. Притулка // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001. – №4. С. 81-91.
- 108 Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород [Текст] / К.И. Багринцева. – М.: Недра. – 1982. – 256 с.
- 109 Зиненко И.И. Глубинные зоны осадконакопления в ДДВ [Текст] / И.И. Зиненко, А.П. Зарицкий // Нефтяная и газовая пром-сть. – 1992. – № 1. – С. 12-15.
- 110 Взаимосвязь вертикальной гидрогеологической зональности Днепровско-Донецкой впадины с зональностями основных элементов осадочного чехла [Текст] / А.П. Зарицкий, И.И. Зиненко, А.С. Тердовидов, А.В. Лизанец. – Геологический журнал. – 2005. – № 3. – С 83-89.
- 111 Зарицкий А.П. Соотношение основной и глубинной зон нефтегазонакопления Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / А.П. Зарицкий, И.И. Зиненко, А.В. Лизанец. – Геологический журнал. – 2007. – № 1. – С. 27-31.
- 112 Влияние геотермических условий на формирование залежей углеводородов и фильтрационно-емкостные свойства терригенных коллекторов [Текст] / В.М. Бортницкая, Р.М. Новосилецкий, А.Ю. Полутранко, Т.М. Ципенюк // В сб.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. – М.: Наука. – 1985. – С. 48-53.

- 113 Об условиях экранирования углеводородных залежей на больших глубинах (на примере нижнекаменноугольных нефтегазоносных комплексов Донецкой впадины) [Текст] / А.Е. Лукин, Т.И. Пригарина, Г.Г. Гончаров, Н.В. Щукин. – Геологический журнал. – 2007. – № 3. – С. 33-44
- 114 Лукин А.Е. О сквозьформационных флюидопроводящих системах в нефтегазоносных бассейнах [Текст] / А.Е. Лукин. - Геологический журнал. – 2004. – № 3. – С. 34-45.
- 115 Высочанский И.В. Тектонические нарушения и вопросы нефтегазоносности (особенность тектоники Днепровско-Донецкого авлакогена) [Текст] / И.В. Височанский и др. // Ин-т геол. наук. – К.: Препринт АН УССР. – 1990. – С. 90-29.
- 116 Терещенко В.А. Аномально высокие пластовые давления в отложениях карбона и девона ДДВ [Текст] / В.А. Терещенко // Геология и разработка газовых и газоконденсатных месторождений УССР. Труды, выпуск X. – 1974. – С. 45-51.
- 117 Терещенко В.А. Особенности состава флюидов высокотемпературных зон осадочной толщи и их влияние на условия газоносности на больших глубинах [Текст] / В.А. Терещенко // Геология и разработка газовых и газоконденсатных месторождений Украины. ВНИИЭгазпром. Труды, выпуск I/XI. – 1976. – С. 35-43.
- 118 Зарицкий А.П. Взаимосвязь гидрогеологической зональности с газоносностью ДДВ [Текст] / А.П. Зарицкий, И.И. Зиненко // В сб.: Новые материалы по водонапорным системам крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИГАЗ. – 1991. – С. 69-80.
- 119 Терещенко В.А. Гидродинамическая модель Днепровско-Донецкого артезианского бассейна [Текст] / В.А. Терещенко // Віст. Харк. ун-ту. – Харків: ХНУ. – 2001. – № 521. – С. 102-105.
- 120 Заріцький О.П. Глибинний тепломасоперенос і гідрогеологічні умови нафтогазонакопичення у Дніпровсько-Донецькій западині [Текст] /

- О.П. Заріцький // Питання розвитку газової промисловості України. Геологія газових і газоконденсатних родовищ. – Харків: УкрНДІГаз. – 2009. – Вип. XXXVII. – С. 72-79.
- 121 Терещенко В.А. Гидродинамическая структура нижнего гидрогеологического этажа Днепровско-Донецкого артезианского бассейна [Текст] / В.А. Терещенко // Вестн. Харьк. ун-та. Харьков: ХНУ. – № 306. – С. 48-50.
- 122 Генетическая схема вертикальной зональности основных элементов осадочной системы [Текст] / А.П. Зарицкий, И.И. Зиненко, А.С. Тердовидов, А.В. Лизанец. // Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии. Материалы международной конференции, посвященной 80-летию А.А. Карцева. – М.: ГЕОС. – 2005. – С. 86-90.
- 123 Карта метаморфизма углей Донецкого бассейна (м-б 1:500000) / М.Л. Левенштейн, О.И. Спирина и др. // А.: ПГО "Донбассгеология". – Артемовская ГРЭ. – 1999.
- 124 Заріцький О.П. Структура розподілу запасів у високотемпературних зонах Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / О.П. Заріцький, І.І. Зіненко, А.С. Тердовідов // Питання розвитку газової промисловості України.: Зб. наук. праць. – Харків: УкрНДІГаз. – 2001. – Вип. XXIX. – С. 71-76.
- 125 Заріцький О.П. Нафтогазоносність глибинних зон розущільнення порід Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / О.П. Заріцький // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 2. – С. 12-13.
- 126 Заріцький О.П. Приорітетний напрямок нафтогазових пошуково-розвідувальних робіт у ДДЗ [Текст] / О.П. Заріцький // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць. – Х.: УкрНДІГаз. – 2007. – Вип. XXXVI. – С. 3-6.
- 127 Главная фаза нефтеобразования [Текст] / Н.Б. Вассоевич, Ю.И. Корчагина, Н.В. Лопатин и др. // Вест. Моск. ун-та. сер. геол.. – М.: МГУ. – 1969. – № 6. – С. 3-7.

- 128 Методы оценки перспектив нефтегазоносности [Текст] / М.Д. Белонин, Н.И. Бурляков, Е.В. Захаров и др. – М.: Недра. – 1979. – 320 с.
- 129 Бенько В.М. Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів центральної та південно-східної частин Дніпровсько-Донецької западини / В.М. Бенько // Нафтогазова геофізика – інноваційні технології: Матеріали міжнародної науково-практичної конференції (Івано-Франківськ, 25-29 квітня 2011 року). – Івано-Франківськ. – 2011. – С. 25-26.