

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ  
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ  
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

**Зейкан Олександр Юрійович**



УДК 550.830

**ІНТЕГРАЛЬНА ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА МОДЕЛЬ ГЛИБИННОЇ  
БУДОВИ ЦЕНТРАЛЬНОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-  
ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ З ПОЗИЦІЇ ПЕРСПЕКТИВ  
НАФТОГАЗОНОСНОСТІ**

Спеціальність 04.00.22 – Геофізика

Дисертація на здобуття наукового ступеня  
кандидата геологічних наук

*Примірник ідентичний  
до інших примірників  
дисертації.*

*Вз. секретар  
секретаря І.А.052.01*

*П.П. (неукладно П.О.)*

Науковий керівник –  
Петровський Олександр Павлович,  
доктор фізико-математичних наук,  
с. н. с.

Івано-Франківськ - 2011

*d408*



## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ .....	4
ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1. СТАН ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНОЇ ВИВЧЕНОСТІ ТА НАПРЯМКИ НАРОЩУВАННЯ РЕСУРСНОЇ БАЗИ ВУГЛЕВОДНІВ У ЦЕНТРАЛЬНІЙ ЧАСТИНІ ДДЗ .....	12
1.1. Історія формування та сучасні уявлення про регіональну будову центральної частини ДДз .....	15
1.2. Геолого-геофізична вивченість центральної частини ДДз.....	24
1.3. Літолого-стратиграфічна характеристика геологічного розрізу.....	53
1.4. Тектоніка.....	64
1.5. Нафтогазоносні комплекси.....	71
1.6. Характеристика типів пасток та колекторів у регіональних нафтогазоперспективних комплексах осадового чохла та кристалічного фундаменту ДДз .....	79
ВИСНОВКИ.....	88
РОЗДІЛ 2. ПРИНЦИПИ СТВОРЕННЯ ПРОСТОРОВИХ ІНТЕГРАЛЬНИХ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ МОДЕЛЕЙ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ТЕРИТОРІЙ.....	91
2.1. Загальна характеристика системи GCIS.....	92
2.1.1. Структурна модель .....	94
2.1.2. Модель неперервного розподілу властивостей .....	96
2.2. Основні етапи технології інтегральної інтерпретації комплексу геолого- геофізичних даних у системі GCIS.....	98
ВИСНОВКИ .....	101
РОЗДІЛ 3. ПРОСТОРОВА ІНТЕГРАЛЬНА ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА МОДЕЛЬ ЦЕНТРАЛЬНОЇ ЧАСТИНИ ДДЗ.....	102
3.1. Вихідні геолого-геофізичні дані та принципи формування апріорної просторової геолого-геофізичної моделі .....	103

3.1.1. Геогустинні властивості гірських порід центральної частини ДДз 105	
3.1.2. Послідовність створення апріорної просторової моделі центральної частини ДДз.....	115
3.2. Представлення параметрів результуючої просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі .....	134
3.3. Оцінка якості отриманого рішення.....	136
ВИСНОВКИ .....	142
РОЗДІЛ 4. ОСОБЛИВОСТІ ГЛИБИННОЇ БУДОВИ ЦЕНТРАЛЬНОЇ ЧАСТИНИ ДДЗ ТА ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ У ПАРАМЕТРАХ ІНТЕГРАЛЬНОЇ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНОЇ МОДЕЛІ.....	143
4.1. Відображення мантійного діапїризму у докембрійському фундаменті 148	
4.2. Відображення особливостей будови девонських відкладів .....	151
4.3. Соляний тектогенез .....	155
4.3.1. Характер вертикального простеження соляних штоків за їх геогустинними властивостями .....	155
4.3.2. Характер просторового простеження соляних козирків та зон покращених колекторських властивостей у приштоковому просторі.....	170
4.4. Прогнозування ділянок з покращеними колекторськими властивостями у теригенних відкладах.....	179
4.4.1. Нижній карбон.....	179
4.4.2. Середній карбон .....	186
4.4.3. Верхній карбон .....	189
4.4.4. Нижньопермські відклади.....	191
4.5. Прогнозування поширення локальних ділянок підвищення середньої густини у карбонатних відкладах .....	192
4.6. Першочергові напрямки нафтогазопошукових робіт .....	194
ВИСНОВКИ .....	206
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	208

## **ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ**

- АК - акустичний каротаж
- АРА – автоматичне регулювання амплітуд
- АТП – аномалія типу “поклад”
- АВО – amplituda versus offset
- ВВ – вуглеводні, вуглеводнева сировина
- ВЕЗ – вертикальне електричне зондування
- ВНК – водонафтовий контакт
- ГВК – газоводяний контакт
- ГДС – геофізичні дослідження в свердловинах
- ГІС – географічні інформаційні системи
- ГПУ – газопромислове управління
- ГРР – геологорозвідувальні роботи
- ГСЗ – глибинні сейсмічні зондування
- ДГП – державне геофізичне (геологічне) підприємство
- ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина
- ДДГНО - Дніпровсько-Донецька газонафтова область
- ДП – державне підприємство
- КМЗХ – кореляційний метод заломлених хвиль
- КДМЕ – Київська дослідно-методична експедиція
- КМПП - кореляційний метод прямих пошуків
- КФ – кристалічний фундамент
- МВХ – метод відбитих хвиль
- МСГТ – метод спільної глибинної точки
- м.ф.г. – мікрофауністичний горизонт
- НДР – науково-дослідні роботи
- НГКР – нафтогазоконденсатне родовище
- ОС - органогенні споруди
- ПАК – псевдоакустичний каротаж
- ПБ – Північний борт ДДЗ

ПГ – продуктивний горизонт

ПГР – прогнозування геологічного розрізу

ПдБ – Південний борт ДДЗ

ПК – пікет, координатна точка профілю

ПР - природний резервуар

РКК - рифогенно-карбонатні комплекси

РП – регіональний профіль

св. - свердловина

сп. – сейсморозвідувальна партія

СУГРЕ – Східно-Українська геофізична розвідувальна експедиція

ЧНГГ – Чернігівнафтогазгеологія

у.п. – умовне паливо

## ВСТУП

### **Актуальність теми.**

Дніпровсько-Донецька западина (ДДз) на сучасному етапі розвитку геологорозвідувальних робіт відноситься до регіонів з відносно високим ступенем вивченості геолого-геофізичними методами, що, насамперед, стосується її північно-західної частини та території північного борту, у межах яких відкрита основна частина нафтових і газових родовищ. Решта території вивчена значно менше і, особливо, центральна частина авлакогену. Причому на даний час опішковано здебільшого традиційні – антиклінальні об'єкти. Тож слід погодитися з думкою фахівців УкрДГРІ, що основні перспективи приросту промислових запасів вуглеводнів слід пов'язувати із залученням до ресурсної бази не тільки ще не розвіданих традиційних об'єктів, а, перш за все, нетрадиційних, до яких можна віднести неантиклінальні і комбіновані пастки різного генезису [1 - 5]. Звідси очевидна актуальність проведення цілеспрямованих досліджень, націлених на пошуки всіх, в тому числі і нетрадиційних, пасткових умов у межах центральної частини ДДз, де можуть бути відкриті поклади вуглеводнів, у тому числі і значні за запасами.

З огляду на це, основною метою проведених досліджень є підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у межах центральної частини ДДз на основі створення просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі глибинної будови з виділенням геолого-геофізичних чинників, що дають змогу картувати напрямки розвитку територій, які характеризуються підвищеною імовірністю розміщення нафтогазоперспективних зон та об'єктів.

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

Дисертаційна робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу. Виконані дослідження спрямовані на вирішення завдань, сформульованих у Національній програмі розвитку мінерально-сировинної бази України до 2030 року, які пов'язані із виконанням держбюджетних досліджень по темі «Нафтогазова геофізика – ефективні методи і технології польових досліджень, обробки та інтерпретації», які

виконуються в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу, а також з дослідженнями по темах: «Розробка технології побудови геологічних моделей перспективних площ і родовищ на основі створення бази даних результатів інтерпретації геофізичних матеріалів» (№У-06-177/5), «Аналіз геологічної ефективності геолого-геофізичних досліджень в нафтогазоносних регіонах України» (№ У-07-312/5), які виконувалися у Державному геофізичному підприємстві «Укргеофізика».

**Мета і завдання досліджень** – створення просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі глибинної будови центральної частини ДДз як основи для визначення перспектив нафтогазоносності та нових напрямків нафтогазопошукових робіт.

**Об'єкт досліджень** – територія центральної частини ДДз з позиції перспектив її нафтогазоносності.

**Предмет досліджень** – просторова інтегральна геолого-геофізична модель глибинної будови центральної частини ДДз, якісно і кількісно узгоджена з всіма наявними геолого-геофізичними даними.

**Методи досліджень:**

- аналіз і систематизація геолого-геофізичної інформації;
- метод геологічної аналогії;
- методи статистичного аналізу експериментальних даних;
- методи математичного опису складнобудованих моделей геологічного середовища;
- математичні методи чисельного розв'язку прямої лінійної просторової задачі гравірозвідки;
- математичні методи інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних для пошуків та розвідки нафтових і газових родовищ.

**Завдання досліджень.**

Для досягнення зазначеної мети для території центральної частини ДДз необхідно:

- 1 проаналізувати сучасний стан геолого-геофізичної вивченості та нафтогазоносності;
- 2 Інтегрувати всі наявні геолого-геофізичні дані в рамках узгодженої просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі;
- 3 дослідити особливості відображення у параметрах створеної просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі характеру геотектонічної і геологічної будови регіональних геотектонічних елементів, соляних відкладів та соляних штоків;
- 4 дослідити особливості просторового розвитку порід з покращеним колекторськими властивостями, приурочених до карбонатних відкладів, теригенних відкладів і приштокових ділянок;
- 5 визначити першочергові напрямки пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ.

**Положення, що виносяться на захист:**

- 1 просторова інтегральна геолого-геофізична геогустинна модель глибинної будови центральної частини ДДз, узгоджена з усім комплексом геофізичних і геологічних даних та сучасними геодинамічними уявленнями;
- 2 відображення у параметрах просторової інтегральної геогустинної моделі мантийних процесів, які безпосередньо вплинули на формування ДДз;
- 3 класифікація відомих соляних штоків з позиції їх сучасного зв'язку з девонськими соленосними відкладами;
- 4 особливості відображення у параметрах просторової інтегральної геогустинної моделі просторового розміщення зон розвитку порід з покращеним колекторськими властивостями, приурочених до карбонатних і теригенних відкладів та приштокових зон.



### **Наукова новизна одержаних результатів.**

У дисертаційній роботі вперше для території центральної частини ДДз:

- 1 досліджено особливості просторової поведінки геогустинних властивостей порід, які відносяться до різних стратиграфічних рівнів та тектонічних зон;
- 2 створено просторову інтегральну геолого-геофізичну геогустинну модель центральної частини ДДз, яка якісно і кількісно узгоджена з усім комплексом наявних геологічних і геофізичних даних та сучасними геодинамічними уявленнями;
- 3 на основі детального аналізу параметрів просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі території центральної частини ДДз досліджено:
  - відображення мантийних процесів, які безпосередньо вплинули на формування ДДз, у параметрах просторової інтегральної геогустинної моделі;
  - просторове простеження соляних штоків та їх сучасний зв'язок з девонськими соленосними відкладами;
  - просторове розміщення зон розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями, приурочених до карбонатних і теригенних відкладів та приштокових зон.

### **Практичне значення одержаних результатів.**

Отримані результати дозволили у регіональному плані узагальнити наявні геолого-геофізичні дані про глибинну будову нафтогазоперспективної території центральної частини ДДз. Це дало змогу створити просторову інтегральну цифрову геолого-геофізичну (геогустинну) модель максимально якісно і кількісно узгоджену з наявними геофізичними і геологічними даними. За характером поведінки геогустинних характеристик вдалося виявити домінантні ознаки їх зміни, пов'язані з різними геологічними процесами у осадових відкладах та утвореннях кристалічного фундаменту. Виявлені особливості дали змогу визначити і обґрунтувати першочергові напрямки

геологорозвідувальних робіт для теригенних та карбонатних комплексів, а також в зонах, розташованих навколо соляних штоків, в тому числі розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями. Встановлені нові напрямки нафтогазопошукових робіт узгоджуються з науково-обґрунтованими напрямками робіт на нафту і газ УкрДГРІ та використані при плануванні геологорозвідувальних робіт НАК «Нафтогаз України».

#### **Особистий внесок здобувача.**

Основні методичні та геолого-геофізичні результати, що виносяться на захист, отримані автором самостійно. Автоматизована обробка геолого-геофізичних даних виконана у співавторстві із кандидатом технічних наук Ганженко Н. С.

#### **Апробація результатів дисертації.**

Основні результати досліджень, що виносяться на захист, доповідались на наукових і науково-технічних конференціях та семінарах: Міжнародній науково-практичній конференції «Нафтогазова геофізика – Стан та перспективи» (м. Івано-Франківськ, 2009), «Нафтогазова геофізика – Інноваційні технології» (м. Івано-Франківськ, 2011), Міжнародному семінарі ім. Д.Г.Успенського «Питання теорії і практики геологічної інтерпретації геофізичних полів – 38 сесія» (м. Перм, 2011) та на геолого-тематичних нарадах Національної Акціонерної Компанії „Нафтогаз України” (м. Київ, 2008-2010).

### **Публікації.**

За темою дисертації опубліковано 7 наукових праць, серед яких одна одноосібна. З них: 4 - статті у фахових журналах ВАК України, 3 – тези доповідей на міжнародних наукових конференціях.

### **Структура та обсяг роботи.**

Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних літературних джерел із 114 найменувань. Текстова частина викладена на 223 сторінках комп'ютерного набору та містить 18 таблиць і 64 рисунки.

Автор висловлює глибоку подяку своєму науковому керівнику д.ф.-м.н. Петровському О. П за постановку задачі, постійну допомогу, увагу та всебічну підтримку при підготовці дисертації. Автор глибоко вдячний працівникам кафедри польової нафтогазової геофізики ІФНТУНГ – к.т.н. Ганженко Н. С., проф. Степанюку В. П., к.ф.-м.н. Федченко Т.О. за наукові дискусії та критичні зауваження, а також автор вдячний к.г.н. Гладуну В.В., Цьосі О.Г., Омельченку В.В., Здоровенку М.М., Верповському М.М. за люб'язно надані геолого-геофізичні дані, що використовувались при проведенні дисертаційних досліджень, та за обговорення питань щодо глибинної будови центральної частини ДДз.

## РОЗДІЛ 1.

### СТАН ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНОЇ ВИВЧЕНОСТІ ТА НАПРЯМКИ НАРОЩУВАННЯ РЕСУРСНОЇ БАЗИ ВУГЛЕВОДНІВ У ЦЕНТРАЛЬНІЙ ЧАСТИНІ ДДЗ

В даному розділі проведено аналіз стану геолого-геофізичної вивченості та напрямків нарощування ресурсної бази вуглеводнів центральної частини ДДз, наведені відомості про геологічну будову площі досліджень, на підставі яких нами конкретизовані геологічні задачі, які вирішуватимуться на основі створення інтегральної геолого-геофізичної моделі центральної частини ДДз. Наведені нижче матеріали є узагальненням даних, що безпосередньо стосуються площі робіт, і викладені у численній літературі по ДДз, звітах, доповідях тощо [6 – 80].

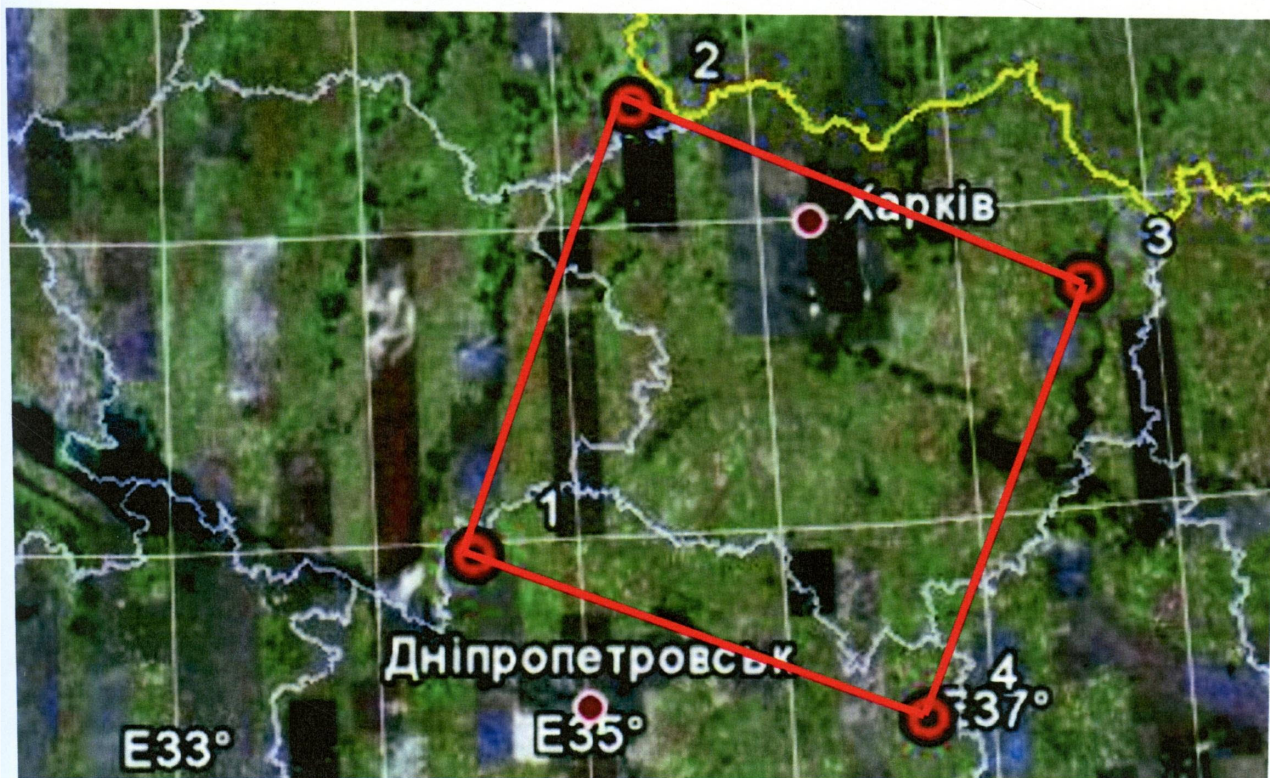



Рис. 1.1. Географічне положення території досліджень

 - контур площі досліджень

Район досліджень розташований у межах центральної частини ДДз. З метою побудови просторової інтегральної геогустинної моделі даної території обрано ділянку розташування семи регіональних сейсмічних профілів, загальною площею 29920 км<sup>2</sup> (рис. 1.1, 1.2). З півночі і півдня територія обмежена крайовими розломами; а із заходу і сходу її межі проходять вздовж меридіану Чутівської і Співаківської структур відповідно (таб. 1.1).

Таблиця 1.1

## Географічні координати площі робіт

№ точки на рис. 1.1	Широта			Довгота		
	1	34 <sup>0</sup>	29'	59''	48 <sup>0</sup>	59'
2	35 <sup>0</sup>	24'	41''	50 <sup>0</sup>	24'	37''
3	37 <sup>0</sup>	39'	21''	49 <sup>0</sup>	45'	03''
4	36 <sup>0</sup>	41'	10''	48 <sup>0</sup>	22'	48''



## 1.1. Історія формування та сучасні уявлення про регіональну будову центральної частини ДДз

Вперше термін „Дніпровсько-Донецька западина” був запропонований на початку 30-х років минулого століття А.Д. Архангельським. Під цим розумілась западина в кристалічному фундаменті Східно-Європейської платформи, розташована між Воронежським і Азово-Подольським масивами. Цей термін виявився найбільш вдалим і замінив численні назви, які до цього часу використовувались різними дослідниками.

З накопиченням геологічних і геофізичних матеріалів відбувалась еволюція поглядів на геологічну будову цієї крупної складнобудованої мегаструктури. На початкових етапах вивчення ДДз існувало більше 20 карт і схем, які по-різному тлумачили її тектонічну сутність. В основі всіх цих побудов було покладено погляди на тектоніку регіону, викладені відомими дослідниками А.П. Карпінським, М.М. Тетяєвим, Н.С. Шатським, Д.Н. Соболевим, Н.Д. Борисяком та іншими ще до початку геофізичних досліджень в Україні. Можливо тільки дивуватись, як за даними окремих розрізнених геологічних фактів цим дослідникам вдалося передбачити головні риси глибинної будови ДДз, які відтак повністю підтвердились матеріалами геофізичних досліджень і глибокого буріння.

Цілий ряд особливостей будови ДДз (велика протяжність при невеликій ширині, величезна потужність осадового чохла, специфічний літофаціальний склад порід та ін.) свідчать, що вона належить до особливого типу платформених структур, які не вкладаються у звичні параметри будови прогинів і западин. Тому в 1960 році Н.С.Шатським був запропонований новий термін для такого типу структур – авлакоген. Однак через різні тлумачення деяких аспектів цього терміну, він вживається не так часто, як западина.

Значна частина дослідників (В.К. Гавриш, Р.Є. Айзенберг, Р.Г. Гарецький, В.Б. Соллогуб, А.В. Чекунов, М.В. Чирвинська, Л.П. Алексєєва, А.А. Білик та ін.) для центральної частини ДДз (Дніпровський грабен) вживають термін «рифт» або «палеорифт». При цьому вони виходять із

положення, що грабен є терміном більш вільного користування, ніж рифт. Останній трактується як сукупність грабенів або крупний грабен, що утворився в результаті розтягнення земної кори і обмежений розломами типу «узгоджених» (нормальних) скидів. Про приналежність девонського грабену ДДз до рифтів свідчать також прояви в пізньому девоні лужно-базальтоїдного магматизму з накопиченням досить потужних товщ агломератових лав. В зв'язку з цим іноді замість терміну «западина» вживається термін Дніпровсько-Донецький рифтоген (В.К. Гавриш, Л.І. Рябчун та ін.).

На початку 70-х років минулого століття існуючі погляди на природу ДДз групувались по трьох головних напрямках. Перша група дослідників вважала, що ДДз є собою крупною міжгірною синкліналлю, яка утворилась в результаті герцинського тектонезу; друга пояснювала формування ДДз тангенціальними рухами з боку Українського щита; третя відстоювала позицію утворення ДДз під дією вертикальних рухів блоків кристалічного фундаменту по серії ортогональних глибинних розломів – поздовжніх (визначальні) і поперечних (ускладнюючі). Остання точка зору є домінуючою серед дослідників і розвивається до цього часу.

Прогнозовані згідно з цією точкою зору на природу ДДз (платформенна структура) тектонічні схеми відрізнялись лише в деталях: назвами окремих тектонічних елементів, віднесенням їх до структур різного порядку та різним тлумаченням їх геологічної природи. Так, на тектонічній схемі І.Г. Баранова (1965 рік) ДДз ускладнена шістьма субмеридіональними розломами, які розділяють її на серію блоків, що ступінчастоподібно занурюються в бік ДСС. В центральній частині ДДз виділена середня осьова припіднята зона Дніпровського грабену, яка обмежена системами ступінчастих скидів.

Тектонічна карта, складена колективом авторів під редакцією А.А. Мартинова і А.П. Ротая, відображає генетичну єдність в палеозої ДДз і ДСС. Так, основні структурні елементи відкритого Донбасу трасуються на північний захід аж до території Білорусії, зокрема протяжний Чутівсько-



Олексіївський вал у межах центральної частини ДДз є продовженням структури Головного антикліналу ДСС.

Важливим внеском у вивчення глибинної будови ДДз були роботи М.В. Чирвинської, яка у співавторстві із В.Б. Соллогубом у 1980 році опублікувала монографію „Глибинна структура Дніпровсько-Донецького авлакогену за геофізичними даними”. В ній викладені геологічна модель глибинної будови регіону і структура осадочного чохла, охарактеризовані головні риси будови земної кори, внутрішньої структури фундаменту, гіпсометрії його поверхні.

За уявленнями цих дослідників Дніпровсько-Донецький авлакоген (ДДА) є накладеною тектонічною структурою в тілі Східно-Європейської платформи, яка сформувалась уздовж зони глибинних розломів. В ній встановлена глибока проробка земної кори з численними проявами магматизму, що свідчить про високу і тривалу тектонічну активність, яка за масштабами наближена до геосинклінальної. Активність тектонічних рухів у часі неодноразово змінювалась, що обумовило розвиток регіону по профілю синекліза-грабен-синекліза, а в накопиченні осадків виділено чотири головні мегацикли – перший і другий девонський, кам'яновугільно-нижньопермський і мезозойсько-кайнозойський. Найбільш інтенсивні тектонічні рухи обумовили перерви в осадконакопиченні, основними із яких є передсемилицька (девон), передпізньовізейська, передтріасова і передпалеогенова.

Своєрідність розвитку ДДА обумовлена такими характерними рисами його будови (М.В. Чирвинська, В.Б. Соллогуб, 1980) як:

- специфічний набір формацій – ефузивно-соленосна, паралічна і моласова поряд із типовими для платформи – теригенною і карбонатною;
- наявність зон крайових розломів, які визначають переважну північно-західну орієнтацію більшості тектонічних структур та елементів;
- інтенсивна порушеність і блокова будова рельєфу поверхні фундаменту, а також високий ступінь дислокованості осадочного чохла в грабені при моноклінальному його заляганні на бортах;

- тісний зв'язок рельєфу поверхні фундаменту і дислокованості осадочного чохла;

- перевага в нижній частині осадочного чохла (підсольовий девон) розривних дислокацій, а у верхній (надсольовий девон, карбон, перм, мезокайнозой) – плікативних, утворюючих складчасті зони різного типу і протяжності;

- розвиток у межах складчастих зон різних типів локальних піднять – наскрізні, частково або повністю поховані, навішені та ін.

Важливим аспектом сучасного бачення регіональної будови ДДз є вивчення розривної тектоніки регіону, особливо ролі глибинних розломів в її утворенні та розвитку, чому присвячена значна кількість досліджень і, відповідно, публікацій (С.І. Субботін, І.А. Балабушевич, В.Б. Соллогуб, І.І. Чебаненко, В.В. Глушко, Г.Н. Доленко, В.К. Гавриш, М.В. Чирвинська, Л.І. Рябчун та ін.).

В фундаменті і осадочному чохлі ДДз виділяються дві головні системи розломів – північно-західна і субмеридіональна. Глибинні розломи північно-західної орієнтації, які обумовили утворення Дніпровського грабену, характеризуються великою протяжністю і значною глибиною закладення, яка досягає поверхні Мохо. Головними із них є південний та північний крайові розломи Дніпровського грабену, які контролюють розвиток девонських відкладів суттєвої потужності та розломи, які відділяють осьову зону грабена від прибортових зон. Попри багаторічні дослідження, траси крайових розломів грабену на деяких ділянках регіону до цього часу точно не встановлені. Зокрема, у межах центральної частини ДДз це стосується положення північного крайового розлому на ділянці від Шуринської до Моспанівської структур і південного крайового розлому на схід від Левенцівської структури. Нещодавно роботами СУГРЕ (В.П. Межуєв та ін., 2006) був встановлений затокоподібний вигин значних розмірів південного крайового розлому в бік південного борту в районі Іллічівської структури.

За час досліджень погляди на природу і геологічну значущість субмеридіональних глибинних розломів змінювались. Однак більшість дослідників вважають, що їх закладення відбулося до утворення ДДз, оскільки вони перетинають різні геоструктурні елементи Східно-Європейської платформи – ДДз, УЩ, ВКМ. Поперечні розломи активно проявлялись як в період становлення і розвитку ДДз, так і при інверсійних рухах в регіоні. Докембрійські субмеридіональні глибинні розломи, особливо ті, до яких приурочені міжблокові шовні зони, обумовили поперечну тектонічну зональність ДДз та блокову будову поверхні фундаменту, а в місцях їх перетину із крайовими розломами грабену утворювались крупні западини та виступи в рельєфі поверхні фундаменту і відбувались інтенсивні вулканічно-магматичні процеси.

Субмеридіональні структури докембрійського фундаменту, які контролюються здебільшого крупними розломами, обумовили наявність у структурі осадового чохла Дніпровського грабену поперечних припіднятих структурно-тектонічних зон, які впливали на особливості будови локальних структур і їх нафтогазоперспективність. Такі поперечні зони у межах центральної частини ДДз виділяються за сейсмо-геологічними даними (В.К. Гавриш, М.Г. Манюта, Н.Т. Пашова та ін.), даними сейсмозв'язки ГСЗ (В.Г. Козленко, Н.В. Козленко, 2007) і гравірозвідки (В.В. Омельченко, 2009). В межі вказаних тектонічних зон потрапляють відомі крупні родовища в цій частині грабену – Західно-Хрестищенське, Західно-Соснівське, Кегичівське, Кобзівське та ін. На думку деяких дослідників (Н.Т. Пашова, 1976), у межах прогинів і монокліналей центральної зони грабену перспективними в нафтогазоносному відношенні будуть лише ті локальні підняття, які потрапляють до поперечних тектонічних зон.

Закладення Дніпровського грабену в тілі Сарматського щита по серії глибинних розломів північно-західної орієнтації супроводжувалось інтенсивними магматичними і ультраметаморфічними процесами та розсуванням і складними зміщеннями (обертанням) блоків ВКМ і УЩ

(А.В. Чекунов, 1976). Тому, крім вертикальних рухів по вказаних системах розломів відбувались і горизонтальні переміщення, роль яких для структуроутворення на деяких ділянках ДДз була визначальною. Аналіз цього типу розломів і приклади їх прояву в ДДз наведені в роботі І.В. Височанського, В.В. Крота, І.І. Чебаненка та ін. "Особливості тектоніки ДДА (роль здвигів в структуроутворенні)", 1990 р. (препринт 90-28 ІГН). Вплив зсувної тектоніки на інтенсивність і характер складчастості у межах центральної частини ДДз простежений в Машівсько-Єфремівському районі і в районі Північно-Волвенківської структури. Він проявлений кулісоподібним зчленуванням валів і валоподібних піднять, наявністю піднасувів і генетично зв'язаних з ними ланцюжками надпіднасувних структур (Північно-Волвенківсько-Дробишівський вал).

Одним із дискусійних питань глибинної будови ДДз, яке досі не знайшло свого повного вирішення, є наявність рифейського (протерозойського) грабену. Основою для його виділення слугували, в першу чергу, матеріали ГСЗ та деякі геологічні дані (І.М. Єрмаков, О.Є. Лукін та ін., 1988). Так, при аналізі матеріалів по профілю ГСЗ Синельникове-Чугуїв у центральній частині Дніпровського грабену спостерігається роздвоєння відбивального горизонту, який ототожнюється із поверхнею кристалічного фундаменту. Це дало підставу В.Б. Соллогубу та ін. в 1975 році виказати припущення, що в підвалині Дніпровського рифту в районі цього профілю залягає більш древня структура – грабен, виповнений, очевидно, за аналогією з іншими структурами Східно-Європейської платформи, пізньопротерозойськими (рифейськими) осадовими метаморфічними утвореннями.

В подальшому за даними ГСЗ були окреслені параметри прогнозного грабену. Так, потужність рифейських утворень в його межах сягає 5-10 км, а ширина майже вдвічі менша за девонський грабен. Ширина і глибина древньої ровоподібної структури, а, відповідно, і потужність виповнюючих її відкладів, збільшуються в напрямку ДСС. Рифейський грабен розташований асиметрично відносно девонського. Так, на ділянці Полтава-Харків він зміщений до

північного борту ДДА, далі – до південного, а у межах ДСС розташований в його центральній частині (А.В. Чекунов, Л.Т. Калюжна та ін., 1991; Г.Я. Голіздра та ін., 2005). Однак послідовними регіональними сейсмічними дослідженнями МСГТ наявність рифейського грабена не підтверджується.

Як впливає із аналізу геолого-геофізичної вивченості та величезних обсягів публікацій, завдячуючи зусиллям багатьох поколінь геологів і геофізиків, у вивченні різних аспектів геологічної будови ДДз досягнуто значного прогресу. Однак і на цей час в геології і тектоніці регіону існує значна кількість не до кінця вирішених дискусійних питань.

Хоча верхня частина розрізу осадового чохла ДДз вивчена достатньо детально, через відсутність деяких надійних геолого-геофізичних даних низка принципових питань тектоніки і еволюції регіону досі вирішені. До середини 80-х років минулого століття особливо гостро це стосувалось даних про будову глибокозанурених частин ДДз.

Найбільш сучасні погляди на утворення, розвиток і глибинну будову ДДз на основі нових даних по регіональних профілях МСГТ і ГСЗ-МСГТ, комп'ютерного моделювання осадових басейнів, палеотектонічних реконструкцій та ін. викладені в докторській дисертації С.М. Стовби «Геодинамічна еволюція Дніпровсько-Донецької западини і Донбасу» (м. Київ, 2008 р.) До головних результатів цієї обширної фундаментальної роботи, які стосуються глибинної будови центральної частини ДДз, в тому числі виказаних вперше, можливо віднести такі:

- 1 нові геолого-геофізичні дані, результати кількісного моделювання і інтерпретації фактичного матеріалу по Східно-Європейській платформі впевнено підтверджують раніше висловлені гіпотези українських вчених про визначальну роль у формуванні ДДА мантійного (астеносферного) діапіризму;
- 2 рифтові процеси в регіоні відбувалися на значно більшій території, ніж вважалось раніше, зокрема у межах центральної частини ДДз вони впливали на значну частину північного борту і Самарсько-Вовчанський

виступ південного; під час цих процесів кристалічний фундамент був подрібнений на невеликі блоки розмірами від 2 до 5 км; крупні блоки фундаменту утворювали грабени і односторонні грабени, потужність синрифтових відкладів в центральній частині ДДз яких сягала 5 км; зменшення потужностей цього комплексу порід на 3.0-3.5 км відбулося через витискання солі на поверхню в наступних фазах соляного діапїризму;

- 3 на глибинах, де багатьма дослідниками прогнозувався пізньопротерозойський (рифейський) грабен, залягають девонські і кам'яновугільні відклади, а більш древні осадові утворення в ДДз і ДСС відсутні;
- 4 після ранньовізейсько-турнейської фази повільного післярифтового прогинання відбулося різке зростання швидкості тектонічного занурення території ДДз. У межах її центральної частини потужність кам'яновугільно-пермських відкладів сягає 13.5 км, а глибина залягання їх підшви – 15 км; накопичення такої аномально високої потужності вказаних відкладів пояснюється одночасною дією декількох процесів: постріфтового термічного занурення земної кори, відтоку девонської солі із материнських шарів, регіонального опускання в карбоні території всієї Східно-Європейської платформи і охолодження мантийного (астеносферного) діапїру;
- 5 фази галокінезу на післярифтовому етапі розвитку ДДз ініціювались трьома головними тектонічними подіями: розтягненням земної кори в карбоні і пермі та стисненням наприкінці мезозою, періоди активного галокінезу змінювались періодами спокою;
- 6 перед першим прориванням солі на місці майбутнього штоку завжди формувалось підняття; приштокові, зазвичай, припідняті блоки із крутим заляганням порід, формувались внаслідок вигинання шарів і ерозії склепіння зростаючого солянокупольного підняття, так і їх підймання з великих глибин під час діапїризму; попри загальні закономірності

формування (включаючи циклічність), кожна структура соляного тектогенезу характеризується своїми індивідуальними особливостями росту і, відповідно, будови.

*Резюме.* Аналіз сучасного бачення глибинної будови центральної частини ДДз дозволяє окреслити низку геологічних завдань, які мають важливе практичне значення для нафтогазопошукових досліджень, в тому числі для відкриття значних за запасами нових родовищ ВВ. До них можливо віднести:

- детальне вивчення структур соляного тектогенезу, особливо крупних соляних штоків, з метою виділення об'єктів, перспективних в нафтогазоносному відношенні, до яких відносяться: припідняті приштокові блоки з крутим заляганням порід; фрагменти верхньопалеозойських антикліналей під козирками штоків з передтріасовим, передверхньосерпухівським і передверхньовізейським рівнями залягання солі; позитивних структурних форм під перетисненими ніжками соляних штоків;
- вивчення блокової будови глибокозалягаючих частин крупних антиклінальних структур та прогнозування в їх межах ділянок розвитку відкладів із покращеними колекторськими властивостями;
- пошуки неантиклінальних пасток різного типу на обширних прибортових монокліналях Дніпровського грабену і прогнозування в їх межах ділянок розвитку відкладів з покращеними колекторськими властивостями;
- пошуки родовищ ВВ, приурочених до вторинних резервуарів, вивчення яких полягає не в картуванні структурних елементів на різних рівнях геологічного розрізу, а в детальному погоризонтному вивченні колекторських властивостей і внутрішньої будови продуктивних горизонтів; широкий розвиток вторинних дилатансогенних резервуарів прогнозується у межах багатьох горст-антиклінальних структур центральної і південно-східної частин ДДз;

- вивчення локальних високоамплітудних виступів в рельєфі поверхні фундаменту прибортових зон Дніпровського грабену, з якими пов'язується цілий ряд пасток різного типу – вивітрені розущільнені породи в їх апікальній частині; гравітаційні клиноморфні пастки, утворені за рахунок екзогенних процесів на схилах; пастки жильного і штокверкового типів у зонах розущільнення, сформованих під час тектонічних рухів в першу чергу вздовж виступоформуючих скидів (В.П. Лебідь, 2007; О.Є. Лукін, 2000, 2005);
- пошуки пасток неантиклінального типу, приурочених до ділянок покращених колекторських властивостей (вилуговування) в карбонатних відкладах девону, нижнього візе і турне. В першу чергу це стосується південної прибортової зони грабену на ділянці від Руденківської до Затишнлянської структур, де останніми дослідженнями виділений Богатойсько-Затишнлянський мегаатол, який розглядається як крупний ареал нафтогазонакопичення (О.Є. Лукін, В.М. Бенько та ін., 2005).

## 1.2. Геолого-геофізична вивченість центральної частини ДДз

Початок геолого-геофізичних досліджень території ДДз відноситься до 30-х років минулого століття, проте найбільш широкого розвитку вони отримали в післявоєнний час, досягнувши піку в 1970-90 рр. Після розпаду СРСР обсяги геологорозвідувальних робіт на нафту та газ в ДДз різко зменшилися і почали зростати тільки наприкінці 90-х років, однак і до цього часу не досягли рівня 80-х.

**Гравірозвідка.** Гравіметричні дослідження у межах центральної частини ДДз можливо розділити на три періоди. Під час першого періоду (1938-1965 рр.) тут, переважно трестами «Укргеофізрозвідка» і «Укрнафтогеофізика», виконувались гравіметричні (варіометричні) зйомки масштабу 1:200 000 і 1:100 000 з метою загальногеологічного вивчення території України (Г.І. Волковська, І.А. Балабушевич, І.С. Бірбраєр,



А.Г. Кулакова, С.Я. Шерешевська, В.Г. Козленко, С.Х. Лейович, Е.Л. Шен та ін.). За матеріалами цих зйомок проводилась побудова зведених карт гравітаційного поля, одна із яких, побудована Н.Н. Карпінською, лягла в основу тектонічної схеми ДДз М.В. Чирвинської (1950-52 рр.). В 1956 р. С.Я. Шерешевською побудована зведена карта території ДДз за матеріалами варіометричних досліджень і проведено її геологічне тлумачення.

Під кінець цього періоду були побудовані зведені карти залишкового гравітаційного поля ДДз (Г.І. Волковська та ін., 1964), а для окремих ділянок западини виконані кількісні розрахунки (С.Я. Шерешевська, В.Г. Козленко та ін.). Особливо інформативною виявилась карта локальних аномалій, отримана згідно з способом Саксова і Нігарда. На її основі вдалося ув'язати по площі абсолютні відмітки поверхні фундаменту, отримані по рідкій сітці регіональних профілів КМЗХ. За даними гравірозвідки були виділені і оконтурені значна кількість раніше невідомих структурних елементів у рельєфі поверхні фундаменту, які пізніше були підтверджені даними КМЗХ (М.В. Чирвинська, В.Б. Соллогуб, 1980).

У другому періоді (1966-1985 рр.) вся територія центральної частини ДДз, крім окремих ділянок північного і південного бортів, була покрита середньомасштабними гравіметричними зйомками масштабу 1:50 000 (ділянками 1:25 000) (рис. 1.3).

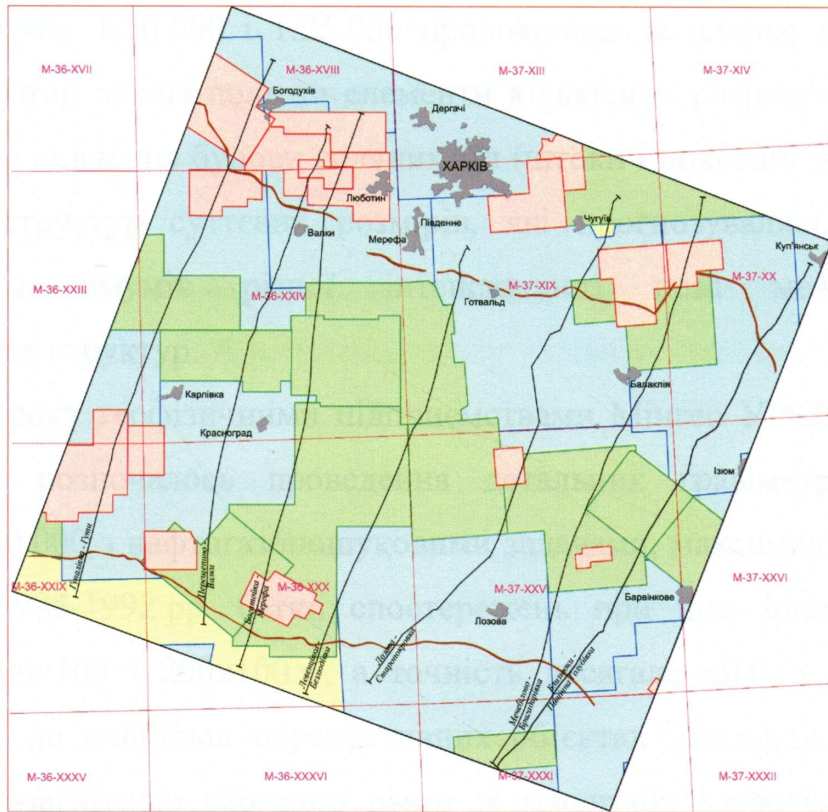


Рис. 1.3. Схема вивченості гравірозвідкою центральної частини ДДз

**Умовні позначення:**

Масштаб виконаних гравіметричних зйомок:

	1:10000		1:50000
	1:25000		1:100 000, 1:200000

Зйомки були розпочаті Київською ГРЕ (Козленко В.Г.) і Артемівською ГЕ (Соляр С.І., Іорданський Д.М.), а завершені ДГЕ «Дніпрогеофізика», якою виконано переважну більшість цих досліджень (Шевченко Б.Г., Малиновський О.К., Каршенбаум М.О., Мусієнко В.А., Шемет В.Г. та ін.). Зйомки масштабу 1:50 000 виконувались по сітках спостережень 500x500, 500x250, 400x400 м (переважно), а масштабу 1:25 000 – по сітках 200x200 м, ділянками 400x200 м, по інструментально розбитих (переважно в субмеридіональному напрямку) профілях гравіметрами ГР/К2, ГНУ/К2, „Дельта” за однократною методикою, ланками, що спираються на пункти заповнюючої опорної сітки. Висоти гравіметричних пунктів визначались технічним нівелюванням. Середня квадратична похибка визначення аномалій Буге для цих зйомок склала  $\pm 0.07- 0.10 \times 10^{-5} \text{ м/с}^2$ . Інтерпретація матеріалів

зйомок масштабу 1:50 000 і 1:25 000 проводилась за однією методикою, яка включала якісний аналіз поля та елементи кількісних розрахунків. Вона була спрямована на вивчення будови соляних тіл (штоки і поховані тіла) і виділення позитивних структур суттєвих розмірів, які прогнозувались за наявністю локальних максимумів різної інтенсивності поза межами відомих антиклінальних структур.

З 1978 року геофізичними підприємствами Мінгео УРСР в центральній частині ДДз розпочалось проведення детальних гравіметричних зйомок масштабу 1:10 000 з нафтогазопошуковими задачами, максимальні обсяги яких виконані в 1985-1992 рр. Сітки спостережень при цих зйомках становили переважно 100x100 і 200x100 м, а точність досягала  $\pm 0.04 \times 10^{-5} \text{ м/с}^2$ . Вони виконувались на найбільш перспективних об'єктах і площах, як правило, в комплексі із магнітною зйомкою цього ж масштабу і профільно-площовою електророзвідкою різних модифікацій (переважно ЧЗ-ВП або ЗСБ) масштабу 1:50 000 а пізніше - і сейсморозвідкою МСГТ.

Одним із основних геологічних завдань цих комплексних досліджень були так звані прямі пошуки покладів ВВ (виділення аномалій типу «поклад») або прогнозування продуктивності структур за специфічними геофізичними ознаками. Більшість цих досліджень виконано ДГЕ «Дніпрогеофізика» (Д.М. Іорданський, М.О. Каршенбаум, В.Г. Шемет та ін.). Вони зосереджені здебільшого в південній прибортовій зоні Дніпровського грабену на ділянці від Руденківської до Богатойської структур і на північному борті западини в районі Нарижнянської, Юліївської, Скворцівської, Роганської, Молодовської площ. Крім нафтогазопошукового напрямку, детальні гравіметричні зйомки масштабу 1:10 000 проводились на деяких солянокупольних структурах, які містять родовища і рудопрояви твердих корисних копалин (Біляївська, Берекська, Новодмитрівська та ін.), з метою підготовки геофізичних основ для пошуково-розвідувальних робіт (Артемівська ГЕ, В.С. Зверев, 1986-1992 рр.).

*Тематичні дослідження з узагальнення і переінтерпретації гравіметричних матеріалів з нафтогазопошуковими задачами постійно*

проводились ДГЕ “Дніпрогеофізика” в центральній частині ДДз з 1974 р. Найбільш значний їх обсяг виконаний в 1976-88 рр. тематичною партією під керівництвом В.С. Поповича.

Спочатку (1974-77 рр.) вони проводились з метою вивчення морфології соляних штоків. Інтерпретація гравітаційного поля виконувалась способом підбору моделі середовища в тривимірному варіанті з використанням програм “ПРАМІДА-Т” (автори Голіздра Г.Я., Татарінова Г.А.) і “Многогранник” (автори Гурєєв В.І., Пелюшенко В.М.) в масштабі 1:50 000. Але при цьому гравітаційний ефект від глибоких горизонтів не враховувався в зв'язку з відсутністю їх структурних планів та даних про густину, тому точність підбору була невисокою. Пізніше В.С. Поповичем було вдосконалено методику підбору моделей штоків у тривимірному варіанті. Вона ґрунтувалась на тому, що при виключенні із спостереженого поля гравітаційних ефектів від геогустинних границь мезозою і, навіть, грубо наближеної моделі штоку залишкове гравітаційне поле вдалині від штоків узгоджується з морфологією відбивального горизонту  $V_{b_1}$  ( $C_2m$ ). Звідси логічний висновок, що в районі соляних штоків такий зв'язок теж повинен існувати. В цьому разі підбір моделі штоку повинен виконуватися до “перекомпенсації” спостереженої кривої для узгодження залишкового поля з рельєфом горизонту  $V_{b_1}$  ( $C_2m$ ). Критерієм достовірності підбору є збереження кореляційного зв'язку між рельєфом відбивального горизонту  $V_{b_1}$  ( $C_2m$ ) і залишковим гравітаційним полем або ж постійність розрахункової аномальної густини на горизонті  $V_{b_1}$  (до нього приурочена геогустинна границя). Ефективність такої методики підбору була підтверджена бурінням низки свердловин у центральній зоні Дніпровського грабену, однак на сьогодні вона безнадійно застаріла.

В 1982-84 рр. в рамках теми 232/82 (В.С.Попович) проведено переінтерпретацію матеріалів гравіметричних зйомок масштабу 1:50 000 і 1:25 000 по центральній частині ДДз з метою прогнозування похованих позитивних структур в міжштокових ділянках та похованих соляних тіл. Завдання вирішувалось шляхом кількісної інтерпретації гравітаційного поля

способом підбору мас кам'яної солі і геологічним редукуванням. Моделювання масивів кам'яної солі виконувалось в масштабі 1:50 000 способом вписування її в сейсмічні побудови так, щоб не зачіпати ділянки розвитку впевнених сейсмічних відбиттів. За результатами досліджень побудовані схематичні карти поверхні девонської солі та потужностей девонської і нижньопермської солі масштабом 1:100 000. В центральній зоні ДДз глибокозалягаючі лінзи девонської солі прогнозуються в ядрах Мар'янівської, Східно-Полтавської, Кобзівської, Кочубеївської, Західно-Соснівської, Єфремівської, Меліховської та деяких інших структур. Також виділена значна кількість похованих антиклінальних структур різного типу, частина яких підтверджена подальшими дослідженнями.

В 1998-99 рр. ДГЕ “Дніпрогеофізика” виконано геогустинне моделювання геологічного розрізу в масштабі 1:100 000 по регіональних профілях МСГТ Гупалівка-Гути, Перещепине-Валки і Богатойка-Мерефа на замовлення компанії “Брітіш Петролеум” (О.К. Малиновський та ін.). Головна мета робіт – кількісна оцінка наявних соляних мас у розрізі ДДз. По профілю Гупалівка-Гути, який перетинає Розпашнівську западину в рельєфі поверхні фундаменту і проходить через канал, що з'єднує Чутівський і Розпашнівський штоки, встановлено, що ніжка Чутівсько-Розпашнівського штоку (в даному випадку – канал, що їх з'єднує) розвинута з глибини –14 км до глибини –3 км, а її середня товщина становить 1-2 км. На деяких варіантах підбору вона, ймовірно, відсутня на певних глибинах (канал руху солі закрився при подальших тектонічних рухах). Те ж спостерігається по профілю Перещепине-Валки в районі Верхньоланнівського штоку. Тут товщина ніжки штоку в інтервалі глибин 3 – 8 км оцінюється всього в ~ 1.5 км. По цьому профілю в ядрі Західно-Хрестищенського підняття підтверджена наявність соляної подушки, що прогнозувалось раніше В.С. Поповичем. Однак визначені дещо інші її параметри: потужність - 5-6 км, глибина залягання поверхні - близько 7.5 – 8 км.

Для вивчення глибинної будови ДДз і ДСС Інститутом геофізики АН України виконано тривимірне гравітаційне моделювання цих структур в масштабі 1:1 000 000, методика проведення і результати якого були викладені в 2000 р. [30]. Під час цієї роботи були побудовані різні варіанти геогустинних моделей осадового чохла і консолідованої земної кори. Так, модель осадної товщі ДДз задавалась у двох варіантах: перший – з чотирма гравіактивними шарами із постійною густиною, другий – з експотенціальною зміною густини з глибиною до 6 км і постійною густиною ( $2.70 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ ) глибше. Пізніше геогустинна модель осадної товщі ДДз і ДСС була деталізована з врахуванням і латеральної зміни густини всіх 4-х гравіактивних шарів (Т.П. Єгорова, В.Г. Козленко, 2003).

В різницевому гравітаційному полі, отриманому при виключенні із спостереженого поля ефекту від осадового чохла обох варіантів моделі, уздовж осі ДДз виділилась інтенсивна позитивна аномалія, обумовлена неоднорідностями літосфери. Різницеве поле за другим варіантом моделі (йому була надана перевага як більш достовірному) інтерпретувалось шляхом підбору аномальних мас в консолідованій корі, які компенсують осьову різницеву аномалію. При цьому варіант структури земної кори з підйомом розділу М під западиною до рівня 37.5 км виявився найбільш прийнятним, виходячи із значень середньої густини консолідованої частини кори. В той же час була аргументована відсутність підстав для виділення геогустинних неоднорідностей в мантії.

Зауважимо, що різницева позитивна гравітаційна аномалія уздовж осі ДДз була виявлена ще попередніми роботами з вивчення розподілу густини в корі Дніпровського грабену (В.І. Старостенко, В.Г. Козленко та ін., 1986). Вона пояснювалась «базифікацією» кори – наявністю в нижніх частинах кори тіла підвищеної густини ( $3.02 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ ) і швидкості, утвореного впровадженням мантійних виплавок основних і ультраосновних порід під час палеозойського рифтогенезу (т.з. «осьова дайка»). Виконане Т.П. Єгоровою геогустинне моделювання загалом підтверджує дані попередніх досліджень, але можливо,

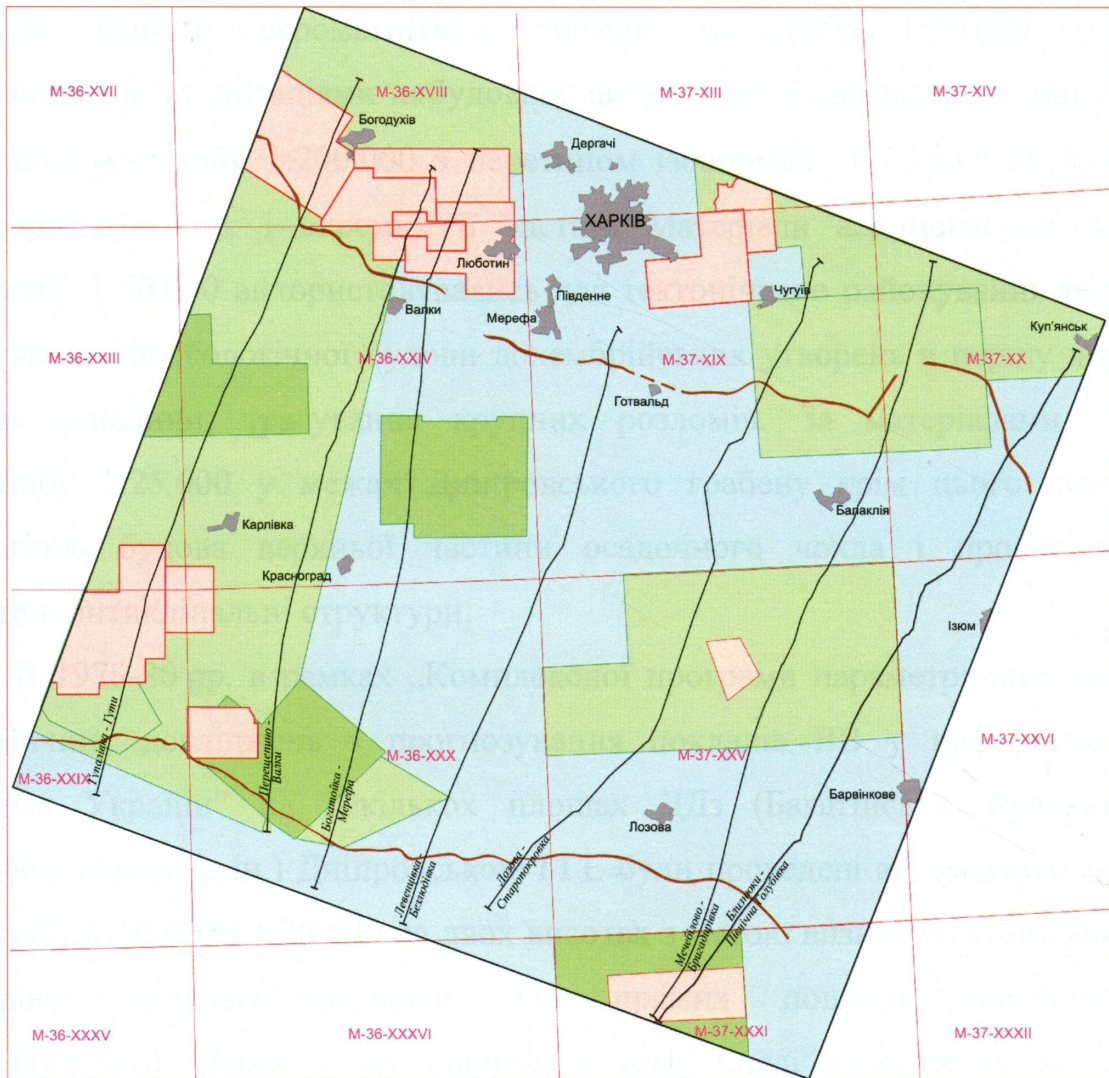
що «осьова дайка» представлена не суцільним тілом, а ланцюжком локальних тіл.

*Резюме.* Центральна частина ДДз повсюдно закрита гравіметричними зйомками 1:50 000 і 1:25 000 з точністю визначення аномалій Буге  $\pm 0.07-0.10 \times 10^{-5} \text{ м/с}^2$ . Отримане за даними цих зйомок спостережене гравітаційне поле цілком придатне для вивчення глибинної будови западини на основі кількісної інтерпретації, найбільш ефективним способом якої є підбір геогустинної моделі середовища в тривимірному варіанті з врахуванням всієї наявної сейсмо-геологічної інформації. На сьогодні однією із найбільш апробованих у межах ДДз методик тривимірного геогустинного моделювання є „Технологія інтегральної інтерпретації комплексу гравіметричних та геолого-геофізичних даних”, розроблена О.П. Петровським.

*Магніторозвідка.* Магнітометричні дослідження на території центральної частини ДДз можливо поділити на три етапи. Під час першого етапу (1950-1958 рр.) тут трестами „Укргеофізрозвідка”, „Укрнафтогеофізика” і „Геофізвуглерозвідка” були проведені наземні магнітні зйомки масштабу 1:200 000 (П.І. Ліванов, О.З. Кононенко, А.Р. Степанов, В.П. Веліна, В.І. Розов, А.Н. Балакай та ін.). За даними цих зйомок у міру їх відпрацювання будувались зведені карти магнітного поля За масштабом 1:500 000 і 1:200 000, проводились численні кількісні розрахунки глибини залягання поверхні магнітоактивних мас згідно з графіками За. Так, в 1958 р. Р.І. Андреевою за результатами узагальнення і переінтерпретації наземних магнітних зйомок була побудована карта внутрішньої структури фундаменту ДДз, на якій виділені крупні геоблоки фундаменту, складені переважно гранітоїдами та метаморфізованими осадовими ефузивними комплексами.

Під час другого етапу (1968-1973 рр.) вся територія центральної частини ДДз, включаючи бортові частини, була закрита аеромагнітними зйомками ДТа масштабу 1:50 000, які провела Дніпровська ГГЕ (А.В. Тесленко, В.Ю. Іщенко та ін.) (рис. 1.4). Ці зйомки характеризуються такими параметрами: висота польотів – 50 м, віддаль між маршрутами – 500 м, точність визначення

аномальних значень – від  $\pm 4.5$  до  $\pm 7.4$  нТл, перетин ізоаномал звітних карт – 10-25 нТл, масштаб звітних карт – 1:200 000.



**Умовні позначення:**

Характеристика виконаних магнітометричних зйомок:





	наземні зйомки М 1:10000		наземні зйомки М 1:25000
	аеромагнітні зйомки М 1:25000		аеромагнітні зйомки М 1:50000 (звітні карти М 1:200000)

Рис. 1.4. Схема вивченості магніторозвідкою центральної частини ДДЗ

Пізніше, з 1978 р., цією ж експедицією в ДДЗ почали виконуватись більш детальні аеромагнітні зйомки, здебільшого, масштабу 1:25 000: висота польотів – 50 м, віддаль між маршрутами – 250 м, точність - від  $\pm 1.8$  до  $\pm 2.8$  нТл, перетин звітних карт – 10 нТл і менше, масштаб звітних карт – 1:50 000. Найбільші обсяги цих зйомок виконані між РП МСГТ Михайлівка-Прокопенки



і Перещепино-Валки (Т.С. Нечаєва, 1990) і в районі Новомечebilівської, Степківської і Комишувахської структур (Г.М. Федюкова, 1992).

За даними аеромагнітних зйомок масштабу 1:50 000 різними геофізичними організаціями побудовані зведені карти аномального магнітного поля  $\Delta T_a$  масштабу 1:200 000 з перетином ізоаномал 10-25 нТл як для всієї території ДДз, так і окремих її частин. Матеріали аеромагнітних зйомок масштабу 1:50 000 використовувались для тектонічного районування території ДДз, вивчення геологічної будови докембрійських утворень в першу чергу на бортах западини, трасування крупних розломів. За матеріалами зйомок масштабу 1:25 000 у межах Дніпровського грабену крім цього вивчалась геологічна будова верхньої частини осадочного чохла і прогнозувались поховані антиклінальні структури.

В 1978-80 рр. в рамках „Комплексної програми параметричних геолого-геофізичних досліджень з прогнозування покладів ВВ у нафтогазоносних регіонах України” на декількох площах ДДз (Багатійська, Руденківська, Коробочкінська та ін.) Дніпровською ГГЕ були проведені аеромагнітні зйомки масштабу 1:10 000 і 1:25 000 на двох висотах з метою визначення можливостей детальної аеромагніторозвідки для прямих пошуків покладів ВВ (А.В.Тесленко). Через низку причин, в тому числі недостатню геологічну ефективність, ці дослідження не отримали подальшого розвитку.

Перша спроба використання середньомасштабної наземної магніторозвідки з нафтогазопошуковими задачами в центральній частині ДДз була в 1974 році, коли у межах Ведмедівського і частини Чутівсько-Розпашнівського штоків партіями 235/74 і 221/74 ДГЕ “Дніпрогеофізика” (Шевченко Б.Г.) проведена наземна магнітна зйомка масштабу 1:25 000 (в комплексі з гравіметричною) для вивчення соляних структур – сітка спостережень 200 x 200 м, точність -  $\pm 5.1$  нТл, прибори М-27. Інтерпретація матеріалів магнітної зйомки зводилась до якісного аналізу карт ізодинам  $Z_a$  і визначенню глибин залягання магнітоактивних тіл в кепроці штоків. Після виконання досить обмежених обсягів ці роботи були зупинені, оскільки метод

виявився малоефективним для вивчення соляних штоків. Це було обумовлено як досить глибоким рівнем залягання поверхні штоків у цьому районі грабену, так і, головним чином, недостатньою точністю і детальністю зйомки.

Третій етап магнітометричних досліджень розпочався із 1982 року, коли з метою нафтогазових пошуків в ДДз почали застосовувати детальні високоточні наземні магнітні зйомки масштабу 1:10 000 з використанням магнітометрів М-33, ММП-203. Ці дослідження розпочаті Дніпровською ГГЕ (А.М. Рябовський, 1982-87), а найбільший їх обсяг виконаний ДГЕ «Дніпрогеофізика» (М.О. Каршенбаум, В.С. Попович, В.Г. Шемет та ін.). Зйомки характеризуються такими параметрами: сітки спостережень: 100 x 50, 200 x 50, 200 x 100 м, перетин ізоаномал звітних карт – 10 нТл, точність -  $\pm 2.6-3.0$  нТл. Як правило детальні магнітні зйомки проводились в комплексі із детальною гравірознавкою цього ж масштабу, профільною електророзвідкою різних модифікацій (переважно ЧЗ-ВП), а в останні роки – і з сейсморозвідкою МСГТ.

У межах центральної частини Дніпровського грабену детальні наземні магнітні зйомки масштабу 1:10 000 виконані в обмеженому обсязі тільки на деяких структурах, здебільшого тих, що містять поклади ВВ: Новогригорівська, Личківська, Руденківська, Андріївська. Значно більший їх обсяг виконано у межах північного борту западини – Наріжнянська, Скворцівська, Юліївська, Роганська, Молодовська та інші площі (рис. 1.4). Матеріали магніторозвідки використовувались для вивчення верхніх частин соляних штоків, прогнозування нафтогазоперспективності об'єктів у комплексі із іншими методами, для вивчення будови докембрійських утворень фундаменту.

*Резюме.* Побудовані за даними аеромагнітних зйомок масштабу 1:50 000 і 1:25 000 зведені карти аномального магнітного поля  $\Delta T_a$  уможливають якісну і кількісну інтерпретацію магнітного поля, в тому числі і з метою вивчення глибинної будови ДДз. Для нафтогазоперспективних задач потрібно проведення детальних магнітних досліджень масштабу 1:10 000 або 1:25 000 і їх

комплексування із іншими геофізичними методами, в першу чергу із гравірозвідкою.

**Сейсморозвідка.** Серед геофізичних досліджень території центральної частини ДДз найбільший обсяг припадає на сейсморозвідку, що логічно, оскільки цей метод є головним і найбільш інформативним при вивченні будови осадових басейнів і підготовці нафтогазоперспективних структур до пошукового буріння (рис. 1.5).

**Регіональні сейсмічні дослідження,** які є головним джерелом вивчення глибинної будови ДДз, можливо в узагальненому вигляді поділити на два етапи. Під час першого етапу (1954-1985 рр.) проводились дослідження методами КМЗХ і ГСЗ. Так, на його початку (1954-1959 рр.) в різних частинах ДДз трестом «Укргеофізрозвідка» відпрацьовуються перші профілі КМЗХ (Ю.Б. Деміденко, Є.П. Пуздровський, Б.С. Никифорок та ін.). З використанням повздовжнього та неповздовжнього профілювання досить надійно вивчалась гіпсометрія поверхні фундаменту на бортах западини і трасувались крайові розломи Дніпровського грабену. Однак у межах останнього через недостатні технічні можливості апаратури заломлюючі границі простежувались тільки до глибини ~ 6 км. В 1958 р. Р.І. Андреєвою і М.В. Чирвинською була побудована і опублікована схема гіпсометрії поверхні фундаменту на основі даних КМЗХ і потенційних полів.

Період найбільш широкомасштабних регіональних досліджень методами КМЗХ і ГСЗ охоплює 1959-1978 рр. (М.Г. Манюта, Ю.А. Мітягін, В.Б. Соллогуб, А.В. Чекунов, М.П. Лисенко, М.І. Буцева, М.О. Бородулін, А.П. Толкунов та ін.) (рис. 1.5). Головними геологічними завданнями регіональних досліджень цього періоду були вивчення гіпсометрії поверхні кристалічного фундаменту і глибинної структури літосфери. В цей час інтенсивно розвивались різні підходи до методики польових робіт, обробки та інтерпретації отриманих даних, а також основні погляди на природу хвильових полів, які реєструються при дослідженнях ГСЗ-КМЗХ.

В умовах неглибокого залягання кристалічних порід на бортах ДДз (2 - 5 км) для вивчення рельєфу їх поверхні використовувались тільки заломлені хвилі. Тому принципових відмінностей в побудовах різних авторів для цих глибин не спостерігається. У межах Дніпровського грабену за потужності осадового чохла 8 і більше км визначились два підходи до інтерпретації хвильових полів. Один із них – класичний, в основу якого покладена інтерпретація даних тільки заломлених хвиль, активно використовувався в ДГП «Укргеофізика». Другий розвивався в Інституті геофізики АН та тресті «Дніпрогеофізика», і полягав у використанні спільної інтерпретації заломлених і відбитих хвиль, які реєструються на значних епіцентральных віддальх від джерела збудження. В останньому випадку відбиті хвилі несуть інформацію як про швидкісні характеристики осадового чохла, так і про гіпсометрію поверхні фундаменту. Різні підходи до інтерпретації обумовили суперечливі дані про регіональну будову ДДз і гіпсометрію поверхні кристалічного фундаменту у межах найбільш занурених частин Дніпровського грабену. Зокрема, в східній частині останнього прогнозувалась наявність рифейського грабену і навіть були окреслені його границі (В.Б. Соллогуб, А.В. Чекунов, М.О. Бородулін та ін.).

Наприкінці вказаного періоду досліджень були складені перші варіанти зведеної структурної карти поверхні кристалічного фундаменту ДДз масштабу 1:200 000 (М.Г. Манюта, М.В. Чирвинська та ін.) та тектонічної карти поверхні фундаменту району ДСС масштабу 1:500 000 (М.О. Бородулін та ін.) за даними сейсмозвідки КМЗХ і ГСЗ. На цих картах вперше знайшли відображення головні позитивні і негативні структурні елементи рельєфу поверхні фундаменту, які відомі на цей час.

Період 1979-1985 рр. був завершальним у використанні при регіональних сейсмічних дослідженнях методів КМЗХ і ГСЗ. На кінець цього періоду за допомогою КМЗХ вивчались тільки окремі структурно-тектонічні зони у межах бортових і прибортових частин западини, а також вирішувались окремі прикладні нафтогазопошукові задачі (М.І. Буцева, В.Ю. Шиманський та ін.). В

цей час здійснено перехід до цифрової реєстрації пружних коливань і обробки даних КМЗХ на ЕОМ (В.М. Пилипенко, Р.К. Радул). Це дозволило підвищити інформативність методу та достовірність отриманих результатів. За результатами узагальнення даних регіональних досліджень в 1985 р. завершено побудову карти гіпсометрії поверхні кристалічного фундаменту всієї території ДДз масштабу 1:200 000 (М.Г. Манюта та ін.), яка в подальшому уточнялась лише на окремих ділянках за даними зональних робіт і використовується до цього часу.

Всього у межах ДДз протягом 1959-1985 рр. відпрацьовано біля 20 000 пог. км профілів КМЗХ і ГСЗ, найбільший обсяг яких (80%) припадає на ДГП «Укргеофізика» (Н.К. Ківшик, М.Т. Турчаненко та ін., 1993). Результати цих регіональних досліджень впродовж тривалого часу були основою для вивчення глибинної будови ДДз та історії її геологічного розвитку і не втратили свого значення і до цього часу.

З 1985 р. ДГП «Укргеофізика» розпочався другий, якісно новий, етап регіональних сейсмічних досліджень в ДДз, який продовжується і до цього часу – регіональні сейсмостратиграфічні дослідження за системою січних і зв'язуючих профілів МСГТ довжиною від 100 до 400 км, розташованих через 15 - 35 км (М.Т. Турчаненко, А.Д. Рідколис, Ю.О. Гладченко, М.М. Верповський, В.М. Полохов та ін.). На сьогодні в ДДз відпрацьовано більше 25 регіональних профілів (РП) загальною довжиною біля 6 тис. км. Нині ці дослідження проводяться в зоні зчленування ДДз і ДСС та у межах ДСС. У межах площі досліджень відпрацьовано 7 січних РП МСГТ – від Гупалівка-Гути на заході до Близнюки-Північна Голубівка на сході (рис. 1.6).

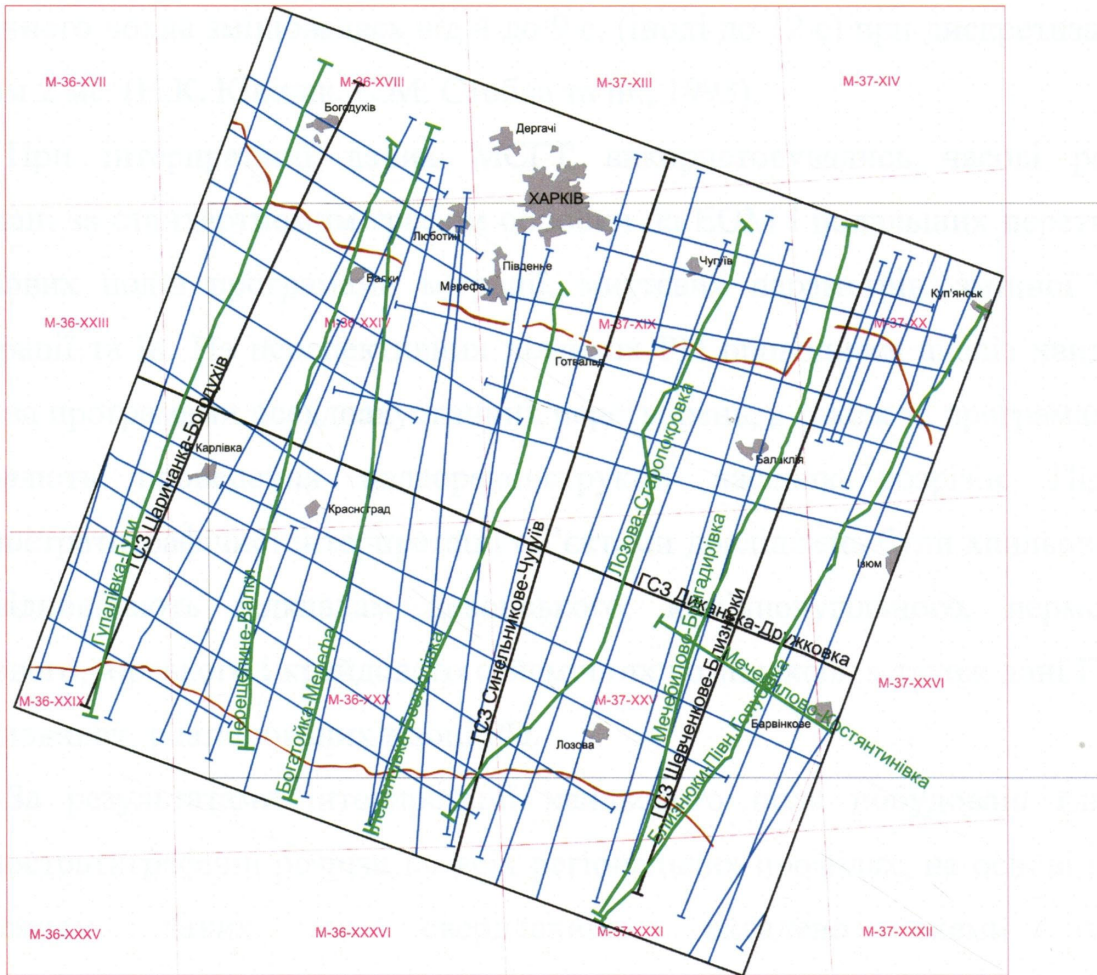







Рис. 1.5. Схема вивченості регіональними сейсмічними дослідженнями центральної частини ДДз

**Умовні позначення:**

- |   |                          |   |                                       |
|---|--------------------------|---|---------------------------------------|
|  | Регіональні профілі МСГТ |  | Крайові розломи Дніпровського грабену |
|  | Регіональні профілі КМЗХ |  | Площа досліджень                      |
|  | Регіональні профілі ГСЗ  |   |                                       |

Всі РП відпрацьовувались по 24-48-кратних симетричних системах спостережень з використанням цифрових сейсмостанцій «Прогрес», а пізніше і «Прогрес Т-2», «Інтромарин-Л», «Input/Output». Крок між пунктами спостережень складав 50-60 м, між пунктами збудження сигналів – 60-120 м. Мінімальна віддаль вибух-прибор коливалась від 60 до 650 м, максимальне віддалення залежало від глибини досліджень і змінювалось у межах 2450-3180 м. Збудження пружних коливань проводилось одиночними зарядами вагою від 2.5 до 15 кг. Довжина запису залежно від прогнозної потужності

осадочного чохла змінювалась від 4 до 9 с, (іноді до 12 с) при дискретизації її з кроком 2 мс. (Н.К. Ківшик, С.М. Стобва та ін., 1993).

При інтерпретації даних МСГТ використовувались часові розрізи, отримані за стандартним графом обробки на ЕОМ і подальших перетворень хвильових полів програмами міграції, миттєвих параметрів, змінної в часі фільтрації та ін. На перспективних ділянках РП проводився аналіз хвильових полів за програмами псевдоакустичних перетворень, а також за програмами, які дозволяють проведення палеорекострукції часових розрізів. Під час сеймостратиграфічної інтерпретації об'єктами досліджень були хвильові поля, які відповідають відкладам девонського, кам'яновугільного, пермського, тріасового, юрського і крейдового сейсмічних комплексів, а також дані ГДС по свердловинах, розташованих в зоні РП.

За результатами інтерпретації хвильового поля побудовані глибинні сеймостратиграфічні розрізи по всіх регіональних профілях, на основі яких із залученням даних по свердловинах складено схеми ізопахіт верхньовізейського, серпухівського, башкірського, московського та тріасового комплексів масштабу 1:200000, а також схема ізохор девонського рифтогенного комплексу для більшої частини ДДз.

Отримані дані дали змогу суттєво уточнити, а в багатьох випадках і отримати принципово нову інформацію про будову палеозойського комплексу порід, в тому числі і гіпсометрії його підосви. Так, на всіх січних профілях в центральній зоні ДДз впевнено картується грабен, вповнений середньо- і верхньодевонськими утвореннями, перекрити синеклізними відкладами кам'яновугільного та більш молодого віку. Потужність осадочного чохла в найбільш занурених частинах Дніпровського грабену сягає 18 км. Максимальні потужності і глибини залягання кам'яновугільних відкладів зафіксовані в приосьовій частині грабену між РП Гупалівка-Гути і Богатойка-Мерефа і складають відповідно 10.5 і 15 км. Потужність найбільш перспективних в нафтогазоносному відношенні вірхньовізейських і серпухівських утворень сягають тут 2.9-3.1 км, що суттєво більше, ніж уявлялося раніше. Такі значні

потужності цих нафтогазоносних комплексів суттєво підвищують перспективи нафтогазоносності регіону загалом.

В центральній і північно-східній частинах ДДз зафіксована кутова неузгодженість між верхньо- і нижньосерпухівськими відкладами. У межах площі досліджень це виявлено зокрема на Ольшанській, Андріївській, Руденківській, Чутівській і Старовірівській площах. А на Судіївській, Руденківській, Новогригорівській і Коломацькій площах спостерігаються виклинювання в низах верхньосерпухівського комплексу. Таким чином, доведена принципова можливість картування за допомогою сейсморозвідки зон виклинювання в цьому високонафтогазоперспективному комплексі. У межах сеймографічних комплексів на РП зафіксовані різні типи седиментаційних неузгоджень, з якими можуть бути пов'язані неантиклінальні пастки для ВВ. Сприятливими умовами для їх картування характеризуються девонські і нижньокам'яновугільні комплекси в прибортових зонах Дніпровського грабену.

За результатами регіональних досліджень отримані нові і суттєво уточнені наявні дані про глибинну будову, морфологію та історію формування багатьох крупних локальних структур ДДз, в тому числі і у межах площі досліджень - Кобзівська, Західно-Ведмедівська, Верхньо-Ланівська, Новогригорівська, Коломацька та ін. Структури, розташовані в різних тектонічних зонах, формувались циклічно. Передбачається єдина тектонічна природа сил, які призводять до зростання структур у всіх зонах.

*Площинні сейсмічні дослідження* пошукового і деталізаційного напрямків з метою вивчення і підготовки нафтогазоперспективних структур до пошукового буріння та їх довивчення на етапі розвідки родовищ проведені у межах центральної частини ДДз у значних обсягах. Спочатку вони виконувались в модифікації МВХ, потім, з 1975 року, – методом СГТ, а з 1998 р. тут почалось проведення детальної сейсморозвідки МСГТ в модифікації 3Д із сеймостанціями «Input/Output». Якщо в радянські часи всі площові сейсмічні дослідження виконувались тільки ДГП «Укргеофізика», то зараз після переходу на ринкові умови господарювання з'явилися декілька приватних



геофізичних компаній, які виконують переважно детальну сейсмозв'язку 3Д (ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика», ТОВ «Вікол ЛТД»). Слід вказати на нерівномірність вивченості сучасною площовою сейсмозв'язкою території центральної частини ДДз. Зокрема суттєво менший ступінь вивченості не тільки монокліналей і прогинів, але і деяких досить крупних давно виявлених антиклінальних і солянокупольних структур, на яких отримані негативні результати в нафтогазоносному відношенні в перших пошукових свердловинах.

На основі повторної переінтерпретації і узагальнення матеріалів площових сейсмічних досліджень та їх ув'язки із даними буріння різними тематичними підрозділами переважно УкрДГРІ і ДГП «Укргеофізика» постійно проводилось складання структурно-тектонічних карт масштабу 1:500 000 і 1:200 000 всієї западини, а також зведених карт масштабу 1:50 000, 1:100 000 і 1:200 000 по основних відбивальних горизонтах мезозою, пермі і карбону для різних тектонічних зон і частин ДДз.

Так, Київським геофізичним відділенням УкрДГРІ в період із 1961 по 1974 рр. проводились роботи з побудови зведених структурних карт масштабу 1:100 000 і 1:50 000 по відбивальних горизонтах Іб ( $K_2cm$ ), ІІб ( $I_3ox$ ), ІVб (підосва Т), ІV $r_2$ ( $P_1nk$ ), Vб $_1$ ( $C_2m$ ), Vб $_2$ ( $C_2v$ ), а також по підосві мергелів київської світи палеогену (Р.І. Андрєєва, А.П. Марченко та ін.). Цими побудовами охоплена вся територія Дніпровського грабену центральної і південно-східної частин ДДз на ділянці від Середняківської до Шебелинської структур крім південної прибортової зони. У ході цих досліджень також проводилось також детальне кореляційне зіставлення даних ГДС по різних площах, складання таблиць стратиграфічного розчленування розрізів свердловин і таблиць електрореперів для стратиграфічної прив'язки відбивальних горизонтів. За даними виконаних досліджень в центральній частині ДДз виявлено низку нових антиклінальних структур, до значної частини яких приурочені відомі родовища ВВ (Західно-Хрестищенська, Західно-Соснівська, Кегичівська, Західно-Старовірівська та ін.).

Побудову зведених структурних карт масштабу 1:50 000 для локальних площ і окремих структурно-тектонічних зон центральної частини ДДз постійно проводила також тематична партія Східно-Української ГРЕ. Так, темою 45/82 складені зведені структурні карти по відбивальних горизонтах тріасу (IVб) і нижньої пермі (IVв, IVr<sub>1</sub>, IVr<sub>2</sub>) для району Клинськ-Миролюбівка, темою 45/83 – по відбивальних горизонтах серпухівського ярусу для району Українка-Пегедівка, темою 45/89 – по відбивальних горизонтах девону для північної прибортової зони на ділянці Синівка-Пегедівка (А.А.Мішукова та ін.). Впродовж 2001-2009 рр. тематичною партією СУГРЕ (теми 45/01, 45/03, 45/05, 45/07, Гузік Я.І.) складено зведені структурні карти масштабу 1:200 000 по відбивальних горизонтах IVб (Т), IVв (P<sub>1sl</sub>), IVr<sub>2</sub> (P<sub>1nk</sub>), Vб<sub>1-п</sub> (C<sub>2m</sub>), Vб<sup>3</sup><sub>2-п</sub> (C<sub>2в</sub>), Vв<sub>1</sub><sup>2</sup> (C<sub>1s2</sub>), Vв<sub>1-п</sub> (C<sub>1s1</sub>), Vв<sub>2-п</sub> (C<sub>1v2</sub>), Vв<sub>3-п</sub> (C<sub>1v1</sub>), Vв<sub>4</sub> (C<sub>1t</sub>), VI (D<sub>3fm</sub>), VI<sub>5</sub>(D<sub>3fr</sub>) на територію практично всієї центральної частини ДДз.

Що стосується структурно-тектонічних карт ДДз масштабу 1:200 000, то найбільш вдалим її варіантом є «Структурно-тектонічна карта ДДз» під редакцією Є.С. Дворянина, складена в ДГП «Укргеофізика» у 1996 р., якою більшість дослідників користуються і до цього часу. Але оскільки за цей час на багатьох ділянках ДДз проведені нові сейсмічні дослідження і виявлено значну кількість нових структур, то існує необхідність в побудові нової сучасної структурно-тектонічної карти масштабу 1:200 000.

*Резюме.* Сейсмічними дослідженнями в центральній частині ДДз досить надійно і впевнено вивчені такі аспекти її глибинної будови як гіпсометрія поверхні кристалічного фундаменту і стратиграфічних границь різних підрозділів карбону, пермі і мезозою, а також поведінка головних сейсмічних границь земної кори. В товщі карбону виявлено різні типи неузгоджень, з якими можуть бути пов'язані пастки неантиклінального типу. В той же час, виходячи із можливостей сейсмічного методу розвідки, недостатньо вивчений літологічний склад нафтогазоперспективних відкладів, що має важливе значення для оцінки колекторських властивостей порід, а також будова структур соляного тектогенезу, високоперспективних в нафтогазоносному

відношенні. Потребує також суттєвого уточнення на основі врахування даних регіональних профілів МСГТ карта рельєфу поверхні фундаменту, побудована за даними переважно сейсморозвідки КМЗХ ще в 1985 році. Наявність зведених структурних побудов для всіх стратиграфічних рівнів розрізу осадового чохла є сприятливою обставиною при проведенні об'ємного геогустинного моделювання для вивчення як регіональної будови ДДз, так і локальних її ділянок або тектонічних зон.

**Електророзвідка.** Електророзвідувальні дослідження на території центральної частини ДДз можна поділити на декілька етапів і напрямків. На першому етапі (1949-1959 рр.) Українською геофізичною конторою (потім трестом «Укргеофізрозвідка») майже повсюдно проведена електророзвідка в модифікації ВЕЗ масштабу 1:200 000 із великою довжиною розносів АВ (до 16-20 км) (О.А. Авраменко, П.І. Ліванов, П.І. Некрашевич, В.М. Ручко, О.З. Кононенко та ін.). Матеріали цих досліджень були узагальнені і повторно переінтерпретовані в 1960-61 рр. КГВ УкрДГРІ (Ж.Я. Ткаченко, О.А. Авраменко, Ю.Л. Соколова). В результаті побудовано зведені карти сумарної повздовжньої провідності, типів кривих ВЕЗ та інші для більшої частини ДДз масштабу 1:200 000, простежені зміни геоелектричного розрізу на території ДДз, уточнено положення крупних тектонічних елементів, окреслені границі області розвитку хемогенних відкладів нижньої пермі значної потужності. Вихідні матеріали цих досліджень (криві ВЕЗ) у межах бортових частинах западини після обробки і переінтерпретації за сучасними програмами можуть бути успішно використані для вивчення рельєфу поверхні фундаменту і прогнозування розуцільнених зон.

В 1974-79 рр. у центральній частині ДДз ДГЕ «Дніпрогеофізика» виконано значний обсяг електророзвідки в модифікаціях МТЗ і КМТЗ з використанням цифрової електророзвідувальної станції ЦЕС-1 (понад 200 пунктів МТЗ і близько 700 – КМТЗ з реєстрацією магніто-телуричного поля в діапазоні 15-600 с) (рис. 1.6). В методі КМТЗ, на перевагу від методу МТЗ, реєстрація поля проводилась синхронно щонайменше двома

електророзвідувальними станціями. Одна з них (базова) була розташована, по можливості, в нормальному однорідному полі, а інші (польові) виконували спостереження на площі досліджень. Ці дослідження проводились у двох напрямках: вивчення рельєфу поверхні фундаменту по серії регіональних профілів і вивчення будови соляних штоків центральної зони Дніпровського грабену.

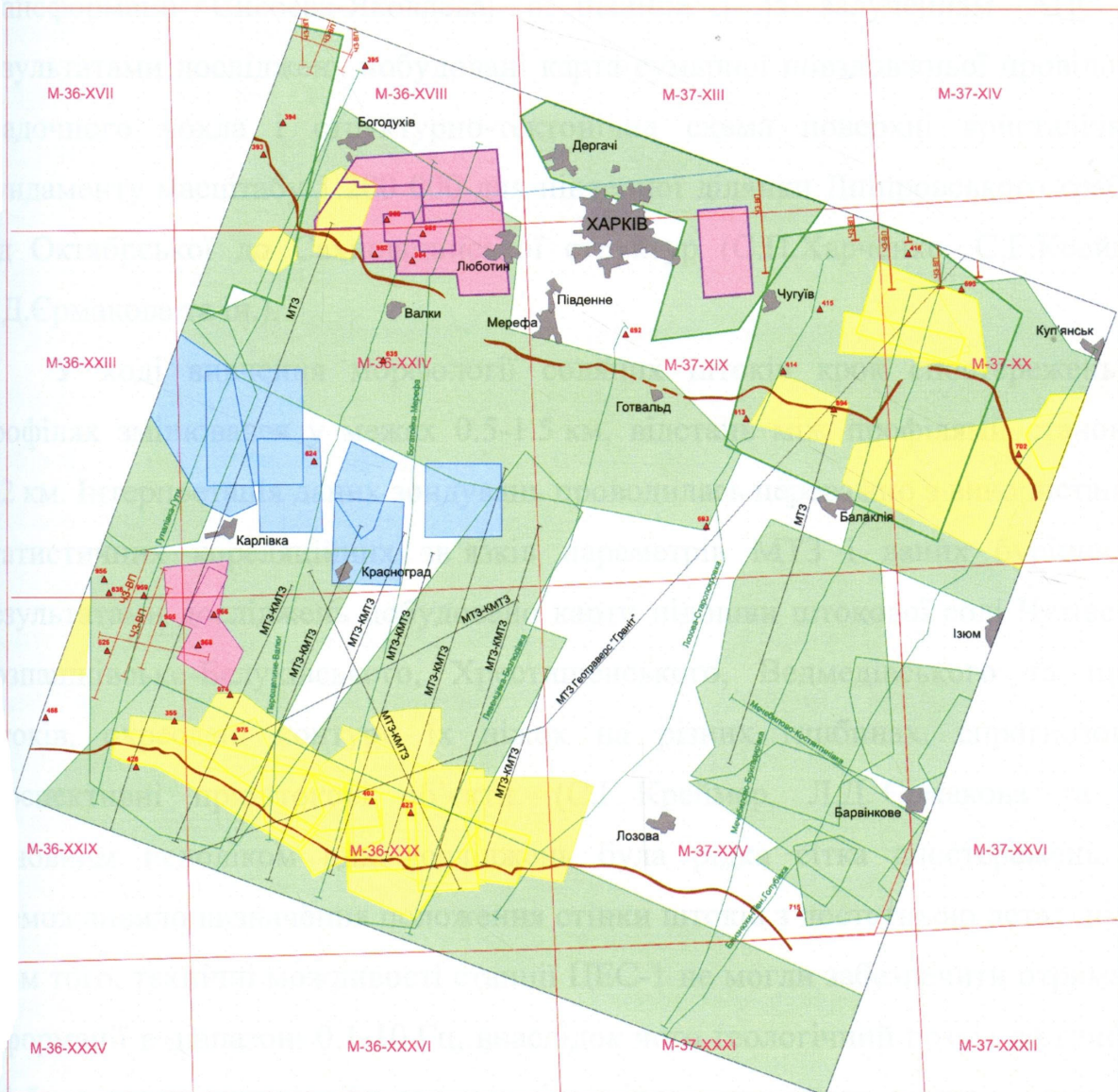









Рис. 1.6. Схема вивченості електророзвідкою центральної частини ДДз

**Умовні позначення:**

- |   |   |   |  |
|---|---|---|--|
|  | Регіональні профілі МТЗ і КМТЗ (М 1:200 000)                            |  | Електророзвідка ВЕЗ-ВП, ЗС, ДЧЗ-ДЧП з метою прямих пошуків ВВ (М 1:50 000)           |
|  | Профілі ЧЗ-ВП (М 1:50 000)  |  | Електророзвідка ЧЗ-ВП і МТЗ у складі комплексних геофізичних досліджень (М 1:50 000) |
|  | Зйомка ВЕЗ М 1:200 000  |  | 695 Глибинні МТЗ з метою вивчення земної кори і верхньої мантії (М 1:1 000 000)      |
|  | Електророзвідка МТЗ і КМТЗ з метою вивчення соляних штоків (М 1:50 000) |   |  |

При вивченні рельєфу поверхні фундаменту крок зондувань по профілях складав 1.5 - 2.5 км. Обробка польових магнітограм проводилась на ЕОМ „Мінськ-22” з використанням програм, розроблених в ДГЕ (Л.І.Томчаков та ін.). Розрахунки інтерпретаційних параметрів МТЗ виконувались по 56 періодах. Інтерпретація даних зондувань проводилась із використанням трансформації Сисоева-Яковлева, а пізніше і із залученням АПС. За результатами досліджень побудовані карта сумарної повздовжньої провідності осадочного чохла і структурно-тектонічна схема поверхні кристалічного фундаменту масштабу 1:200 000 для південної ділянки Дніпровського грабену від Октябрської до Сахновщинської структур (С.П.Харченко, С.Г.Креймер, Л.Д.Єрмакова та ін.).

У ході вивчення морфології соляних штоків крок спостережень по профілях змінювався у межах 0.5-1.5 км, відстань між профілями становила 1-2 км. Інтерпретація даних зондувань проводилась переважно з використанням статистичних кореляційних зв'язків параметрів МТЗ і даних буріння. За результатами досліджень побудовано карти подошви штокової солі Чутівсько-Розпашнівсько-Белухівського, Хрестищенського, Ведмедівського та інших штоків, окреслені контури їх ніжок на різних глибинах, спрогнозовано перспективні приштокові об'єкти. (С.Г. Креймер, Л.Д. Єрмакова та ін.). Основним недоліком цих досліджень була рідка сітка спостережень, що унеможливило визначення положення стінки штоків з достатньою детальністю. Крім того, технічні можливості станції ЦЕС-1 не могли забезпечити отримання інформації в діапазоні 0.1-10 Гц, внаслідок чого геологічний розріз до глибини 1-1.5 км не вивчався. Також не відповідає сучасному рівню і кількісна інтерпретація даних цих досліджень.

Попри те, що такий значний обсяг глибинних досліджень проведений у межах високоперспективної в нафтогазоносному відношенні ділянки Дніпровського грабену, дані МТЗ і КМТЗ жодного разу не переоброблялись і неперейнтерпретовувались. Тому вихідні матеріали цих досліджень залишаються актуальними, оскільки їх обробка за сучасними програмами з

подальшим моделюванням геоелектричного розрізу дасть змогу вивчити геоелектричні властивості всього розрізу осадового чохла і верхньої частини фундаменту.

В південній прибортовій зоні Дніпровського грабену на ділянці від Кременівської до Орільської структур ДГЕ “Дніпрогеофізика” і ПГРЕ в період 1968-1985 рр. проведено значний обсяг досліджень різними модифікаціями електророзвідки (ВЕЗ-ВП, ЗСД, ЗСБ, ДЧЗ-ДЧП та ін.) з проблеми прямих пошуків покладів ВВ (виділення АТП) (А.І. Голик, К.Н. Ушаков, В.Г. Зеленчук, А.Д. Поплавський, Г.К. Коломієць та ін.). Починаючи з 1985 року, електророзвідка в роботах ДГЕ “Дніпрогеофізика” входить до складу комплексних досліджень, а серед модифікацій перевагу надано ЧЗ-ВП і МТЗ. За даними електророзвідувальних досліджень виділено значну кількість аномалій, які пов’язують із впливом покладів ВВ. Вони потребують перегляду і розбракування, що є предметом спеціальних тематичних досліджень з переінтерпретації матеріалів цих робіт.

В 1983-89 рр. ДГЕ „Дніпрогеофізика” регіональними електророзвідувальними дослідженнями в модифікації МТЗ вивчалась будова земної кори і верхньої мантії території більшої частини України (О.І. Інгеро́в, Л.П. Бугримов та ін.). За даними цих досліджень побудовані карти геоелектричних параметрів МТЗ в масштабу 1:1 000 000 для східної частини України, куди входять ДДз і ДСС, вивчена морфологія поверхні глибинного площового корового провідника і встановлено його зв’язок із поверхнею Мохо, виявлено крупні аномалії електропровідності, виділено провідні глибинні розломи. У межах центральної частини ДДз такі дослідження проведені уздовж геотраверсу VIII Килия-Кривий Ріг-Харків та супутних йому допоміжних профілях (О.І. Інгеро́в, В.Ю. Коваленко та ін.). За їх даними простежено продовження Оріхівсько-Павлоградського глибинного розлому в межі ДДз, а на північному борту ДДз в районі м. Харкова виявлено аномалії підвищеної провідності в земній корі і верхній мантії.

*Резюме.* В центральній частині ДДз виконано значні обсяги електророзвідки різних модифікацій, дані якої можливо використати при вивченні глибини будови ДДз. Проведена в 1974-1989 рр. у межах Дніпровського грабену електророзвідка в модифікаціях МТЗ і КМТЗ характеризується великою глибинністю і хорошою якістю первинних матеріалів, однак переінтерпретація матеріалів цих досліджень з використанням сучасних програм і методик та врахуванням нових апріорних сейсмо-геологічних даних не проводилась, що є завданням спеціальних тематичних робіт.

**Геологічні дослідження** в центральній частині ДДз в значних обсягах розпочалися відразу ж в післявоєнні роки і проводились по таких головних напрямках: геологічна зйомка і пошуки твердих корисних копалин, структурно-картувальне і структурно-пошукове буріння з нафтогазовими задачами, глибоке пошуково-розвідувальне і параметричне буріння на нафту і газ.

Перший етап геологознімальних робіт масштабу 1:200 000 в районі центральної частини ДДз проведено у 1959-1971 рр., коли були підготовлені і видані геологічні карти до всіх аркушів номенклатури 1:200 000 та пояснювальні записки до них (А.Г. Семенов, Г.Д. Лепігов, А.М. Онищенко, А.П. Ротай, І.І. Галака, М.М. Ключников та ін.). Відтак роботи з геологозйомки в цій частині ДДз (як масштабу 1:200 000, так і масштабу 1:50 000), проводились в обмежених обсягах ДГП „Південноукргеологія” і „Донбасгеологія”. Так, Харківською ГРЕ виконано глибинне геологічне картування масштабу 1:200 000 Красноградської площі (район центральної зони соляних штоків) (А.Г. Денисюк та ін., 1988-1994) і аркушів М-37-XXV (Лозова) та М-37-XXVI (Краматорськ) (В.Н. Колесников та ін., 1978-1981 рр.). З 2000 року в Україні розпочався новий етап геологознімальних робіт масштабу 1:200 000, який передбачає геологічне довивчення площ і складання сучасних геологічних карт та перевидання всіх аркушів їх номенклатури 1:200 000. У межах центральної частини ДДз роботи по ГДП-200 проводяться на цілому ряді аркушів – М-37-XX (Куп’янск), М-36-XXIII (Полтава), М-37-XXIX (Харків) та ін.

На деяких антиклінальних структурах центральної частини ДДз, переважно солянокупольних, виявлено рудопрояви і родовища твердих корисних копалин – буре і кам'яне вугілля, кам'яна сіль, радіоактивні елементи, поліметали, ртуть і деякі інші. Геологорозвідувальні роботи цього напрямку виконувались ДПП „Донбасгеологія” і «Південукргеологія» в 1968-91 рр. на Біляївській, Новомечebilівській, Степківській, Олексіївській, Комишувахській, Новодмитрівській та деяких інших структурах. Найбільш крупне родовище поліметалічних руд виявлено і розвідано у межах Біляївської структури, приурочене до приконтатної зони соляного штоку і пісковиків тріасу. Пошукові роботи на кам'яне вугілля, найбільші обсяги яких виконані в 1955-1974 рр., були зосереджені переважно на південному борту западини і південній прибортовій зоні Дніпровського грабену.

Структурно-картувальне і структурно-пошукове буріння з метою нафтогазопошуків проведено у межах центральної частини ДДз у великих обсягах. Особливо значні його обсяги виконувались в повоєнні роки (1947-1968 рр.) (В.Ф. Близнюк, Є.Т. Грицай, Т.Г. Злобина, А.К. Курилик, А.А. Савинська, А.Г. Паламарчук, М.Й. Дмитровський, І.С. Фіц, І.В. Височинський та ін.). Цими дослідженнями охоплена переважна більшість крупних антиклінальних структур та перспективних площ як у межах Дніпровського грабену, так і бортів западини. За даними цих досліджень отримано основні дані з стратиграфії і тектоніки кайнозойських і мезозойських відкладів, вперше складено зведену геологічну карту докайнозойських відкладів і структурна карта по підшві мергелів київської світи палеогену масштабу 1:500 000.

Особливо великі обсяги глибокого пошуково-розвідувального буріння, яке проводилось трестами „Полтавнафтогазрозвідка” і „Харківнафтогазрозвідка”, а пізніше ДПП „Полтавнафтогазгеологія”, виконано у межах центральної зони Дніпровського грабену. Тут зосереджені крупні антиклінальні структури і вали, до яких приурочені родовища ВВ з суттєвими, в тому числі крупними, запасами (Чутівське, Розпашнівське, Західно-



Хрестищенське, Західно-Соснівське, Кегичівське, Шебелинське, Кобзівське та ін.). Значні обсяги буріння зосереджені і у південній прибортовій зоні грабену, де також відкрита ціла низка відомих родовищ ВВ – Руденківське, Новогригорівське, Перещепинське, Багатійське, Кременівське, Пролетарське та ін. Суттєво менше розбурено північну прибортову зону грабену, де відкрито лише декілька родовищ ВВ – Білоусівське, Коломацьке, Мар’їнське, Волохівське, Шевченківське та ін.

Різко відрізняються за обсягами пошуково-розвідувального буріння бортові частини западини. Якщо у межах південного борту воно практично не проводилось, то на північному виконані його суттєві обсяги і, відповідно, відкрито значну кількість родовищ ВВ, із яких найбільш крупними є Юліївське, Нарижнянське, Скворцівське, Гостроверхівське, Коробочкінське та ін.

Для оцінки перспектив нафтогазоносності, вирішення окремих геологічних задач маловивчених ділянок, вивчення нових типів пасток ВВ, одночасно з пошуково-розвідувальним проводилось параметричне буріння. Особливо значні його обсяги проведені в 80-х роках ДГП „Полтавнафтогазгеологія”, причому глибина деяких параметричних свердловин перевищувала 5500 м (Бучківська-474 - 5700 м, Мажарівська-493 - 5700 м, Сомівська-631 – 6200 м, Меліхівська-30 - 5805 м, Західно-Хрестищенська-70 – 6506 м та ін.).

В різних наукових і виробничих організаціях постійно проводились тематичні роботи зі складання і побудови різнопланових карт території ДДз масштабу 1:200 000, 1:500 000 і 1:1 000 000 – тектонічних, структурно-тектонічних, перспектив нафтогазоносності, фонду структур та ін. на основі даних буріння і геофізичних досліджень. Найбільші обсяги цих робіт виконані Львівським і Чернігівським відділеннями УкрДГРІ. Східна частина площі досліджень потрапляє до контурів багатьох ділянок тематичних робіт ДГП «Донбасгеологія» і Інституту мінеральних ресурсів (зараз Кримське відділення УкрДГРІ) зі складання металогенічних, прогнозних і геолого-структурних карт

території Донбасу і прилеглої частини ДДз (В.П. Сіроштан, С.І. Гаркава, В.П. Проць та ін.).

*Резюме.* Основні обсяги глибокого пошуково-розвідувального буріння у межах центральної частини ДДз зосереджені на крупних антиклінальних структурах і у приштокових зонах, що логічно, оскільки до них приурочена більшість відкритих родовищ ВВ. В той же час монокліналі і прогини вивчені мало: тут пробурені здебільшого поодинокі параметричні свердловини. Крім нафтогазових свердловин, на деяких структурах і площах проведено значний обсяг пошукового буріння на тверді корисні копалини (кам'яне вугілля, кам'яна сіль, поліметали, ртуть та ін.)

З метою кількісної оцінки ступеня вивченості площі досліджень з точки зору покриття її території різними геофізичними методами, була проведена оцінка щільності вивчення площі по кожному з розглянутих вище методів. Критерієм такої оцінки обрано відношення площі (у відсотках), покритої зйомкою певного масштабу до загальної площі всієї території досліджень (рис. 1.7, 1.8, 1.10). Для сейсмічних досліджень за критерій взято питому щільність сейсмічних профілів (рис. 1.9).

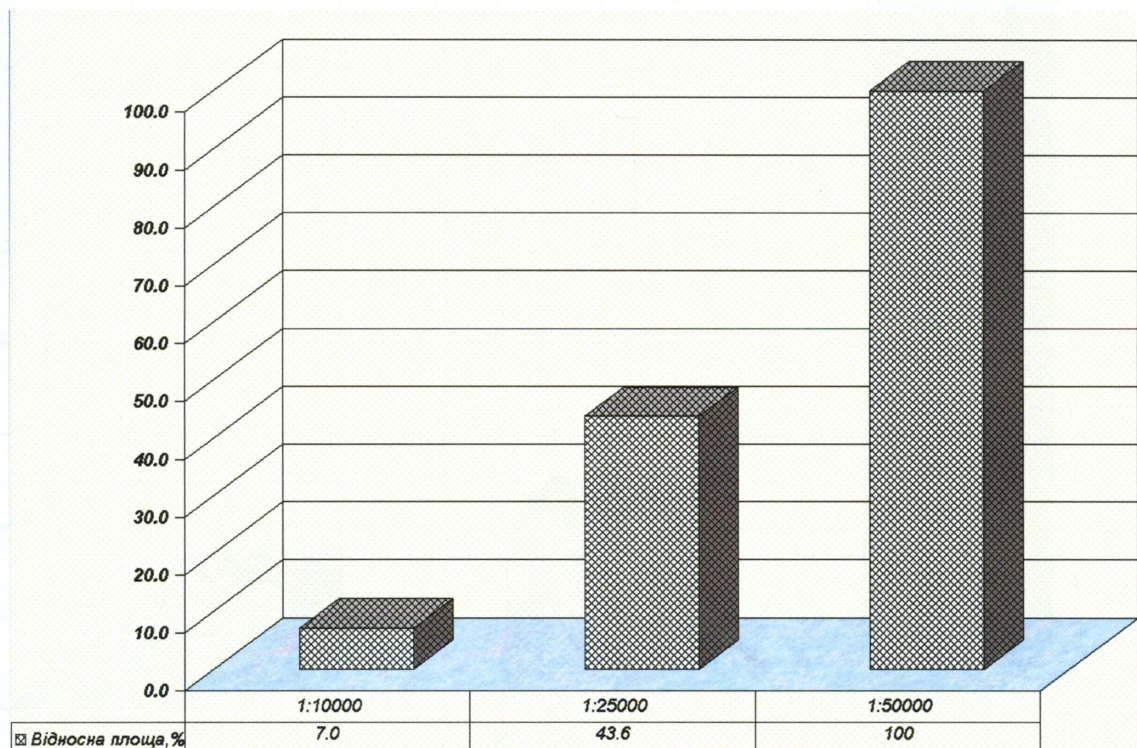


Рис. 1.7. Відносна площа покриття гравірозвідкою

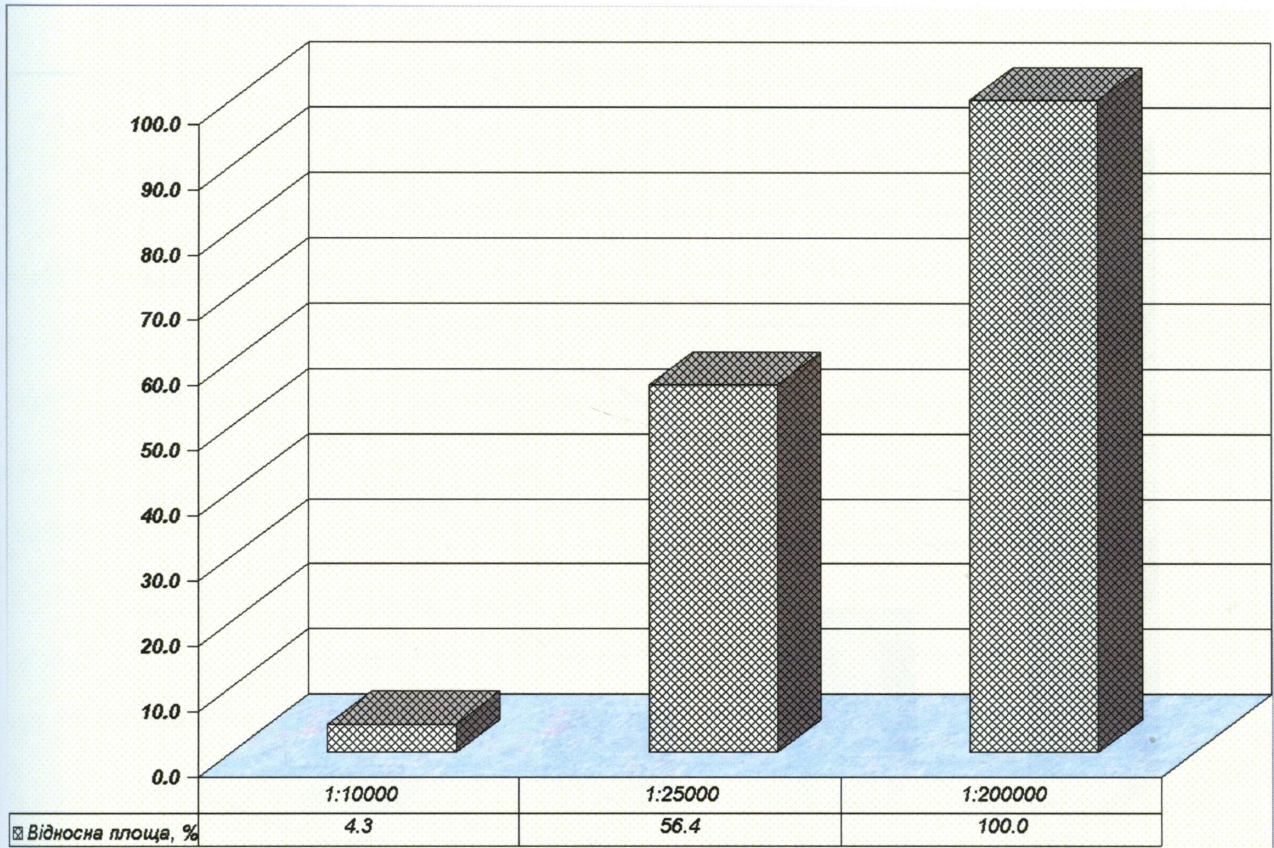


Рис. 1.8 - Відносна площа покриття магніторозвідкой

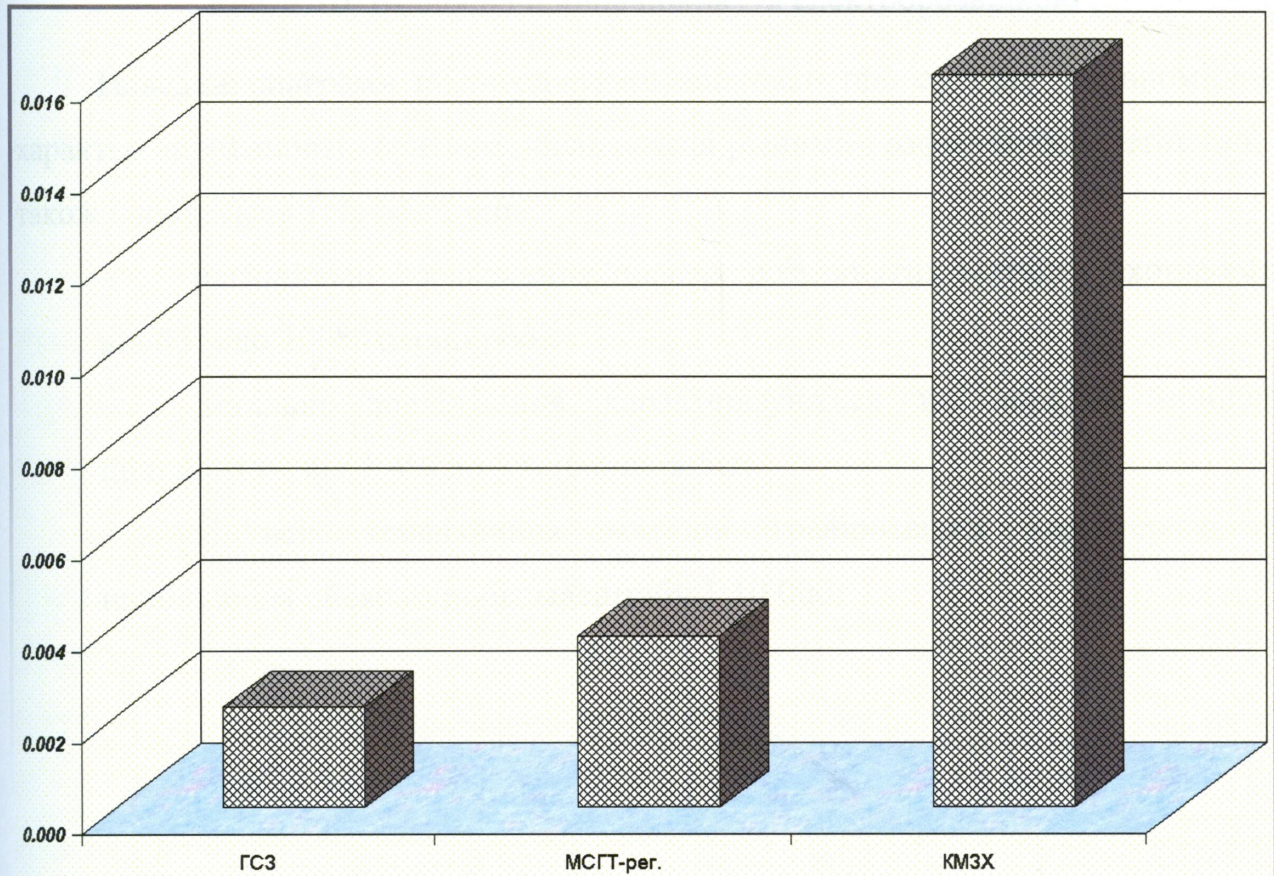


Рис. 1.9. Відносна питома щільність сейсмічних профілів

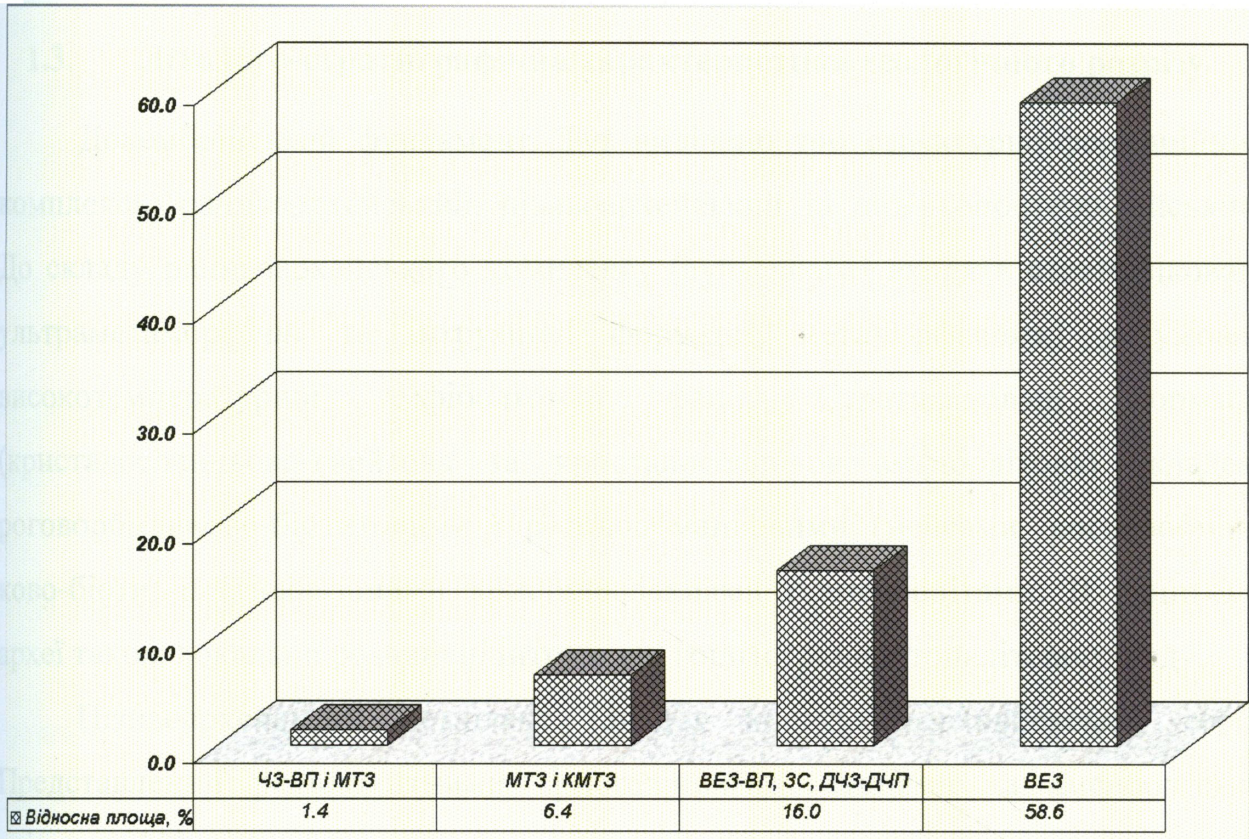


Рис. 1.10. Відносна площа покриття електророзвідкою

Наведені діаграми підтверджують висновки про суттєво нерівномірний характер вивченості території дослідження різними геофізичними методами, а також ілюструють той факт, що:

- регіональні дослідження по всіх розглянутих методах охоплюють від 56% до 100% площі робіт;
- детальні дослідження характеризуються на порядок меншою щільністю – від 1.4% до 7% площі робіт;
- зі всіх геофізичних методів гравірозвідка характеризується найбільшим обсягом робіт масштабу 1:10 000.

### 1.3. Літолого-стратиграфічна характеристика геологічного розрізу

Докембрійський фундамент. Тут виділено три структурно-формаційних комплекси: ранньоархейський, пізньоархейський та нижньопротеро-зойський. До складу ранньоархейського комплексу (аульського) входять стратифіковані ультраметаморфічні та інтрузивні формації, метаморфізовані в умовах високотемпературної амфіболітової фації. Стратифіковані формації (кристалосланцьово-гнейсова та кристалосланцьово-амфіболітова) складені роговообманково-біотитовими і роговообманковими гнейсами, роговообманково-біотит-плагіоклазовими кристалослакцями і амфіболітами. В ранньому археї також локально розвинені інтрузивні гошгіограніти тоналітового ряду.

Пізньоархейський комплекс (аналог конксько-верховцевської серії) Представлений різноманітними кристалічними сланцями та амфіболітами епідот-амфіболітової та зеленосланцьової фацій метаморфізму (зеленокам'яний комплекс). Вони складають невеликі за розмірами (2—5 км в перетині, довжина до 10—15 км) структури. Практично всі метаморфізовані породи цього віку є аналогами вулканічних утворень. Верхня частина комплексу (білозерська світа) складена переважно метаморфізованими осадовими породами.

До нижньопротерозойського комплексу належить криворізька серія, серед якої переважають слабкометаморфізовані осадові породи (кварц-серицитові, кварц-хлорит-серицитові сланці, залізисті та безрудні кварцити), верхня частина яких практично не зазнала метаморфізму.

Породи раннього архею у межах ДДз утворюють склепіння. Пізньоархейський комплекс приурочений до міжсклепінного простору. Нижньопротерозойські породи, як правило, неузгоджено залягають на розмитій поверхні архею, заповнюючи грабен-синклінальні структури.

Осадовий чохол. У центральній і північно-західній частинах ДДз розріз починається девонськими відкладами, що залягають безпосередньо на фундаменті. Вони складають потужну товщу різних порід: аргілітів,

алевролітів, пісковиків, мергелів, вапняків, доломітизованих вапняків, доломітів, кам'яної солі, гіпсів, ангідритів, гарокластичних і ефузивних порід. Потужність змінюється від 2000 до 7500 м.

У розрізі девону виділяють два відділи — середній (частково) і верхній. В середньому девоні встановлено відклади ейфельського і живетського ярусів, у верхньому — франського і фаменського ярусів.

Ейфельський ярус середнього девону представлений пярнуським і нарвським горизонтами потужністю 30 – 50 м., які залягають на докембрійському фундаменті і перешаровуються різноколірними кварцовими та аркозовими різнозернистими пісковиками, алевролітами, аргілітами, тонкозернистими доломітами.

Живетський ярус сформований старооскольським горизонтом, поширеним у північно-західній та південно-східній частинах ДДЗ, відклади якого неузгоджено залягають на породах ейфельського ярусу або на породах кристалічного фундаменту. До його складу входять строкаті та строкатоколірні кварцові різнозернисті пісковики, світло- і темно-сірі аргіліти, алевроліти, детритусові вапняки і доломіти.

Прибережні та мілководні фації середнього девону характеризуються сприятливими колекторами і покришками, але деякі особливості цементу пісковиків погіршують їхні ємнісні та фільтраційні властивості.

Нижньофранський під'ярус верхнього девону неузгоджено залягає на старооскольських горизонтах або на докембрійському фундаменті. Представлений кинівським і саргаївським горизонтами. Кинівський горизонт складений перешарованими дрібнозернистими пісковиками з аргілітами і вапняками, доломітами, аргілітами, іноді зустрічаються невеликі покриви ефузивів основного і ультраосновного складу, пірокластичні породи. Пісковики володіють колекторськими властивостями.

Саргаївський горизонт розкритий численними свердловинами практично у всіх структурно-фаціальних зонах ДДЗ, за винятком ряду площ північної прибортової зони на північному заході западини. Відклади горизонту —

переважно вапняки і доломіти з підпорядкованими прошарками мергелів і доломітових аргілітів.

Середньофранський під'ярус складений аналогами семилуцького горизонту, що неузгоджено залягає на саргаївських відкладах. В центральній частині ДДз породи під'ярусу — аргіліти з підпорядкованими туфогенними пісковиками, алевролітами, туфоконгломератами — у верхах розрізу замінюються детритовим вапняком, В інших районах западини розповсюджені сірі вапнисті аргіліти, що чергуються з прошарками вапняків і глинистих алевролітів, темно-сірі бітумінозні вапняки і сірі доломітизовані вапняки, темно-сірі до чорних доломіти. Досить поширені пірокластичні і ефузивні породи. На семилуцьких відкладах неузгоджено залягають породи алатирського горизонту середньо-франського під'ярусу: строкатоколірші аргіліти, пісковики, гравеліти, конгломерати з рідкими карбонатними прошарками, пірокластичні і ефузивні породи. Потужність – 25 – 500 м.

Верхньофранський під'ярус розглядається в об'ємі воронезького, євланівського і лівенського горизонтів. Воронезький горизонт представлений карбонатними і безкарбонатними аргілітами, вапняками, мергелями з прошарками пісковиків і алевролітів, у окремих блоках — кам'яною сіллю і ангідритами, ефузивними і пірокластичними породами. Потужність - до 700 м.

Євланівсько-лівенські (переважно нерозчленовані) відклади в нижній частині являють собою перешарування кам'яної солі, аргілітів, вапняків, мергелів, ангідритів, пісковиків, алевролітів і туфів, у верхній частині — соленосну товщу. Товща перешарування сульфатно-карбонатно-теригенних і соленосних відкладів верхньофранського під'ярусу в окремих інтервалах володіє колекторськими властивостями; на ряді площ виявлено незначні нафтогазопрояви.

Фаменський ярус розглядається в об'ємі нижньофаменського (задонський та елецький горизонти) і верхньофаменського (лебедянський і данківський горизонти) під'ярусів. Задонсько-елецькі відклади (нерозчленовані) встановлено на багатьох площах південного сходу та північного заходу ДДз. В

розрізах південної прибортової зони північно-західної частини ДДз задонському горизонту відповідають теригенно-ефузивно-карбонатні відклади, елецькому горизонту — теригенні (чергування аргілітів, алевролітів і пісковиків з прошарками, збагаченими туфогенним матеріалом). В північній прибортовій зоні на північному заході ДДз задонська частина розрізу характеризується значно меншою кількістю туфогенного матеріалу, а елецька аналогічна описаним вище.

Задонсько-елецькі відклади південної прибортової зони центральної частини ДДз (поліміктові, аркозові пісковики, туфопісковики, алевроліти, аргіліти) описано В. А. Хоменко у складі калайдинської світи.

Лебедянський і данківський горизонти - нерозчленовані, складені верхньою сольовою (ранньолебедянський вік) і надсольовою товщами. В останній виділяються лебедянсько-нікольські, тургенівсько-кудеярівські (горобцівські), більські і руденківські шари. Верхня сольова товща в одних розрізах складена кам'яною сіллю, в інших — сульфатно-глинистими породами (перешарування аргілітів, мергелів і хемогенних вапняків). Потужність - від 40 до 730 м. Вулканогенні породи в цих відкладах відомі на північному заході западини та в північній прибортовій зоні на Ярошівській, Талалаївській, Тимофіївській та інших площах (ефузивні й пірокластичні відклади).

Нафтогазоносність в лебедянсько-данківському горизонті приурочено до надсольової товщі, що обумовлюється екрануючими властивостями перекриваючих відкладів.

В розрізі кам'яновугільної системи ДДз виділяють нижній, середній та верхній відділи. Характерним для нижньокам'яновугільних відкладів западини є послідовна зміна складу з південного сходу на північний захід від переважно карбонатних і карбонатно-аргілітових морських товщ в найбільш зануреній приосьовій частині западини до теригенних прибережно-морських, лагунних і строкатоколірних континентальних. Зростає роль теригенних відкладів біля бортів, з південного сходу на північний захід також зменшується потужність.



Нижньокам'яновугільний розріз складають турнейський, візейський та серпуховський яруси. Породи турнейського ярусу трансгресивно залягають на різних рівнях перехідних відкладів девону - карбону, верхньодевонських і докембрійських утворень. Найбільш повні розрізи турнейського ярусу сформовано морськими відкладами на південному сході (потужність – 500 м і більше).

Нижньотурнейський під'ярус на південному сході представлений аргіліто-вапняковою товщею (до 320 м) знизу і біоморфно-детритовими вапняками вгорі. Верхньотурнейський під'ярус на південному сході ДДз — це сіроколірна карбонатно-теригенна товща, а на крайньому південному сході — бітумінозні вапняки. На Руденківській площі — це товща перешарування пісковиків і аргілітів з прошарками темних глинистих і піщанистих вапняків. Потужність під'ярусу - до 200—250 м. Морські турнейські відклади віднесено до XV мікрофауністичного горизонту, нижня межа якого в ДДз відповідає межі між девоном і карбоном.

Загалом турнейське осадконакопичення вирізняється фаціальною зональністю: на північному заході накопичувались строкатоколірні озерні алеврито-глинисті та алювіально-руслові крупно- і грубопіщані осадки, південно-східніше (Срібненсько-Лохвицька структурно-фаціальна зона) — дельтово-лагунні, прибережно-морські осадки, на південному сході переважало відкрито-шельфове карбонатне осадконакопичення. В прибортових частинах були прибережно-морські, часом затоко-лагунні умови.

Візейські відклади мають найбільшу площу поширення: трансгресивно залягаючи на різних стратиграфічних рівнях турнейського ярусу, девону і докембрію (на виступах та окремих місцях бортів), вони послідовно виклинюються на схилах Українського щита та Воронежського кристалічного масиву. Потужність візейських відкладів у приосьових частинах становить 1800 м і більше, на північно-західній окраїні — 170 - 200, на північному та південному бортах — 100 - 150 м і менше.

У візейському ярусі виділяють нижньовізейський та верхньовізейський під'яруси. У нижньовізейському під'ярусі істотно розповсюджені вапняки, теригенні відклади переважають лише в прибортовій північно-західній частині. В її крайових зонах помітну роль відіграють глинисті утворення наземного походження, з'являються вуглисті породи. В приосьових частинах південного сходу западини нижньовізейські відклади розкрито лише на окремих підняттях (Солохівсько-Диканському, Родниківському).

Загалом у ранньому візе в ДДз збереглась така ж літолого-фаціальна зональність, як і в турне. Формування нижньовізейських відкладів відбувалось в умовах продовження потужної трансгресії. У морських нижньовізейських відкладах виділяються XIV і XIII мікрофауністичні горизонти (пачки В-24 — В-27).

Верхньовізейський під'ярус складений в нижній частині переважно вапняками, часто окременілими, силіцитами, аргілітами, алевролітами з прошарками мікрозернистих пісковиків. У верхній частині під'ярусу на заході залягають сіроколірні теригенні слабковугленосні відклади, на сході — темноколірні піщано-алеврито-глинисті. Загальна потужність під'ярусу - 800 - 1000 м і більше.

У верхньовізейських відкладах виділяють XIIa, XII, XI і X мікрофауністичні горизонти ДДз. Відклади XII, XI і X мікрофауністичних горизонтів у нижньому карбоні характеризуються найбільшим поширенням, вони перекривають всі виступи фундаменту і більшу частину моноклінальних схилів западини.

У серпуховському ярусі виділяють нижньо- і верхньосерпуховський під'яруси. Відклади нижньосерпуховського під'ярусу без ознак неузгодженості залягають на утвореннях X горизонту. Площа їх поширення у порівняно з верхньовізейськими скорочується. Вони відсутні у межах Брагінсько-Чернігівського виступу і на суміжних площах крайнього північного заходу, але з'являються на схід від меридіану м. Ічня у Срібненській депресії та її облямуванні, розширюючись по площі в південно-східному напрямку.

Найповніше вони представлені у південній прибортовій зоні алевритоглинистою товщею. В центральному, північному і західному районах південного сходу ДДз нижньосерпуховські відклади розповсюджені не в повному обсязі. Пісковики в розрізі істотної ролі не відіграють (пачки В-6 - В-13, нині перейменовані на С-16 - С-23). На південному сході пісковики лінзоподібні, з глинистим і карбонатно-глинистим цементом, дрібнозернисті, поліміктові, потужністю 20 - 60м. У північно-західній частині ДДз ці пачки на бортах глинисті, в прибортових зонах — глинисті, з прошарками пісковиків.

У складі нижньосерпуховського під'ярусу переважають лагунно-континентальні утворення — безкарбонатні каолініт-гідролудисті аргіліти з прошарками косохвилясто-шаруватих алевролітів і пісковиків, частими пропластками вугілля. Потужність під'ярусу досить мінлива: 20 - 50 м - на північному заході, 120 – 180 м - у крайових частинах при бортових зон, 700 - 800 м - на півдні ДДз, 370 - 760 м і більше - в приосьовій частині південного сходу.

До верхньосерпуховського під'ярусу належать переважно типово морські відклади, які трансгресивно залягають на різних горизонтах нижньосерпухівського та верхньовізейського під'ярусів. На базальному пісковику в основі верхньосерпуховських відкладів знаходяться вапнисті алевроліти та вапняки з фауною VIII горизонту. Верхньосерпуховська товща представлена чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів з прошарками органогенно-детритових вапняків та поодинокими пропластками вугілля. На північному заході переважають глини. В міжструктурному просторі та в південно-східному напрямі збільшується потужність і зростає вміст пісковиків. З виділених у верхньосерпуховському під'ярусі VIII - V мікрофауністичних горизонтів найчіткіше за форамініферами простежується VIII горизонт. Потужність верхньосерпуховських відкладів змінюється від 30 – 50 м на північному заході до 600 м і більше на південному сході в приосьовій частині ДДз.

Відклади середнього відділу карбону поширені в об'ємі башкірського і московського ярусів, які неузгоджено залягають на породах нижнього карбону. Чергування морського і латунного режимів та багатократна їхня зміна низинними ландшафтами акумулятивних рівнин із загальною тенденцією до поступового занурення всього регіону привели до седиментації потужного комплексу порід досить строкатого фаціального складу.

Башкірські відклади найбільш поширені у нижній частині розрізу. Це - відкрито-морські глинисто-карбонатні породи з багатою і різноманітною фауною. Повні розрізи встановлено в приосьовій частині ДДз. У напрямках до Воронежського кристалічного масиву та Українського щита вони виклинюються, а на солянокупольних структурах відсутні. Потужність відкладів башкірського ярусу збільшується у південно-східному напрямі і від бортів до центру западини, на північному заході і у межах Північного борту вона становить 0 – 150 м, а на південному сході - 1100 – 1400 м.

У башкірському ярусі виділяють нижній та верхній під'яруси, які відрізняються літологічно: нижній під'ярус складений карбонатно-глинистою, верхній — глинисто-алевролітовою товщею. Нижньобашкірські відклади є нормально-морськими утвореннями (вапняки, аргіліти). Роль уламкових порід незначна. Потужність нижньобашкірських відкладів змінюється від 0 – 100 м на північному заході та на бортах до 300 - 400 м у південно-східній частині центральної зони.

Верхньобашкірський під'ярус характеризується чергуванням глинистих порід та пісковиків з карбонатними і вуглистими породами. Роль уламкових порід зростає на північний захід і до південного борту ДДз. Роль карбонатних порід незначна (1—5 %), поширені вони в північній прибортовій зоні. Потужність верхньобашкірської товщі змінюється від 0 до 200 м на північному заході, становить 800—900 м на південному сході і досягає 1000 м у північній зоні.

Відклади московського ярусу представлені переважно теригенними породами, які ритмічно перешаровуються малопотужними прошарками вугілля

і вапняків. Кількість прошарків пісковиків збільшується в нижній частині розрізу. Згідно з умовами осадконакопичення більша частина розрізу московського ярусу належить до субконтинентальних утворень (алювіальні, озерно-болотні і латунні фації). Верхня частина ярусу сформована морськими осадами, які відомі в північній прибортовій зоні на схід від Рибальського і Котелевського піднять.

За літолого-петрографічними особливостями московський ярус поділяють на дві товщі: нижню — істотно теригенну субконтинентального походження з поодинокими прошарками карбонатних порід та верхню — типово морську. Потужність відкладів московського ярусу зменшується з південного сходу на північний захід і від приосьової частини до бортів, а також на склепіннях. На чітко виражених солянокупольних структурах вони відсутні. У північній прибортовій зоні потужність відкладів сягає від 145 до 545 м, в осьовій частині западини — від 390 до 855 м, у зоні південних мобільних схилів — 40 - 1170 м, у південній прибортовій зоні — 90 - 865 м.

Верхній карбон майже по всій території поширення представлений циклічною товщею переважно піщано-глинистих відкладів з незначним вмістом вапняків, доломітів, вугілля та вуглистих сланців. На крайньому північному заході ДДз розповсюджена товща континентальних червоноколірних псамітів. Потужності і літолого-фаціальні особливості відкладів верхнього карбону змінюються від приосьової частини до бортів і більш поступово вздовж осі западини.

У межах території південно-східної частини ДДз (західніше Качанівської, Карайкозівської, Західно-Хрестищенської та Східно-Полтавської структур) верхній карбон поділяється на світи за схемою Донбасу (ісаївську, авіловську, араукаритову) і характеризується чергуванням аргілітів та пісковиків з прошарками алевролітів, рідко вапняків та доломітів.

У центральній і північно-західній частинах ДДз (на захід і північний захід від західної окраїни Карлівської депресії) в приосьовій частині западини відбувається зміна субгеосинклінального типу осадконакопичення на

платформений, зменшується загальна потужність верхнього карбону, зникає мористість розрізу і, відповідно, зростає роль континентальних відкладів, у тому числі строкато- та червоноколірних.

У розрізі пермської системи достовірно встановлено лише нижній відділ, в якому виділяють асельський та сакмарський яруси, при цьому палеонтологічно доведено наявність лише асельського ярусу у складі трьох світ: картамиської, ми-китівської і слов'янської. Пермські породи асельського ярусу представлені червоноколірними відкладами, карбонатно-сульфатно-соленосними, теригенними, карбонатно-евапоритовими. У північно-західному напрямі і до бортів ДДз спостерігається скорочення потужності червоноколірних відкладів до повного виклинювання у крайових частинах Орчиківської депресії і на північний захід від лінії с. Леляки — с. Талалаївка. Карбонатно-сульфатно-соленосні і теригенні типи відкладів поширені значно більше, ніж червоноколірні, а карбонатно-евапоритові — ще більше. Промислова газонасність пов'язана з карбонатними горизонтами карбонатно-евапоритової товщі.

Триасові відклади виповнюють всю ДДз і поділяються на три відділи: нижній, середній і верхній. У нижньому виділяють дроновську, нижню частину сребрянської світи (радченківську підсвіту). Дроновську світу складає товща коричнево-червоних, світло-коричневих піщано-глинистих порід потужністю до 300 м, у нижній частині залягають коричнево-червоні глини та алевроліти, а у верхній — переважно коричнево-червонуваті та бурі пісковики і піски.

Радченківська підсвіта поділяється на дві товщі: піщано-карбонатну та глинисту.

Середньотриасовий відділ представлений верхньою частиною сребрянської світи — миргородською підсвітою, складеною пісковиками з прошарками чи лінзочками обкатаної вапнякової гальки або гравію. Найбільша потужність підсвіти в осьовому прогині ДДз досягає 120—160 м.

Верхньотриасові відклади досить широко і повно розвинені на північно-західній окраїні Донбасу (потужність до 400 м). Вони складають протопівську і

новорайську світи. У нижній частині протопівської світи залягають грубопіщани та глинисто-алевритові породи, вгорі розрізняють дві пачки: нижню — піщану, верхню — глинисто-алевритову. Новорайська світа є регресивною фазою седиментації і складена сірими кварцовими пісками, пісковиками, глинами і алевролітами.

Юрська система представлена середнім і верхнім відділами. Середньоюрські відклади поділяються на байоський та батський яруси. Байоські відклади поширені на всій території ДДз. Це - морські глини з прошарками пісковиків, пісків, черепашників. Батський ярус у нижній частині складений глинами з сидеритами, в середній частині північно-західного Донбасу — туфогенними морськими пісковиками з прошарками глин, вапняків і бурих залізняків, які вгорі переходять в озерні глини і пісковики з лінзами вугілля.

Серед верхньоюрських відкладів ДДз виділяють келовейський, оксфордський, кімеріджський та волзький яруси. До відкладів нижнього келовею належать чорні та сірі глини (потужністю 15—40 м) у східній частині западини та на заході її північного борту, а також товща континентальних світло-сірих пісків на північно-західних окраїнах Донбасу. Оксфордські і кімеріджські відклади поширені по всій території ДДз — це морські та континентальні фації. Морські і континентальні відклади волзького ярусу характеризуються чергуванням пісків та рихлих кварц-глауконітових пісковиків з прошарками глин і черепашників. На південь і схід вони поступово заміщуються строкатобарвною лагунно-континентальною товщею (донецька світа).

Відклади крейдової системи досить поширені на території ДДз. Нижньокрейдіві континентальні фації складено переважно піщано-глинистими породами, морські — піщаними. Потужність збільшується від бортів западини до осьової частини і від склепінь солянокупольних структур до їхніх периферійних частин. Загальна потужність нижньокрейдівих відкладів 160 -

200 м. Найповніший розріз нижньої крейди спостерігається на північно-східному борті.

Верхньокрейдові відклади розкрито не тільки свердловинами, вони виходять на денну поверхню на правобережжі р. Десна. У нижній частині розрізу - це теригенні породи (піски, пісковики, галька, гравій), вгорі — карбонатні (крейда, мергелі, їх чергування).

Палеогенові відклади в ДДз поширені практично повсюдно. Потужність їх сягає 500 м. До палеоценових порід належать опоки, алевроліти, мергелі, глини, зустрічаються прошарки пісків, глин, пісковиків. Еоценові утворення складено морськими кварц-глауконітовими пісками, алевритами, глинами, мергелями, аргілітами. Олігоцені породи поширені у повному обсязі — це піски глауконіт-кварцові, слюдисті, глинисто-алевритисті, глини з прошарками тонкозернистого світлого кварцового піску.

Неогенові породи западини складають верхні частини розрізів, вододілів і давні терасові рівні пліоценового віку, їх представлено континентальними та морськими фаціями.

Антропогенові відклади, що покривають практично всю територію ДДз, мають тут найповніший розріз, значну потужність і різноманітність генетичних типів.

#### 1.4. Тектоніка

Питання тектоніки та тектонічного районування ДДз, які значною мірою сприяють вирішенню проблеми встановлення закономірностей формування і розміщення родовищ нафти і газу та їхнього прогнозування, вивчаються вже понад 60 років і не мають однозначного тлумачення. Післявоєнний період ознаменувався широким розгортанням геолого-геофізичних досліджень ДДз, що знайшло відображення в численних наукових працях, різномасштабних схемах, картах І.О. Балабушевича, В.Я. Клименка, І.С. Шарапова, Й.Ю. Лапкіна, С.Є. Черпака, М.В. Чирвінської, В. Г. Бондарчука, П.С. Хохлова, В.В. Глушка, І.Ф. Кліточенка, В.С. Попова, І.Г. Баранова, В.К. Гавриша,



Г.Н. Доленка, Б.П. Стерліна, В.О. Разніцина, Б.П. Кабишева, Ю.О. Арсірія, О.Ю. Лукіна, О.К. Ципка та ін.

У розрізі ДДз чітко виділяються складчастий докембрійський фундамент та фанерозойський платформений чохол. Фундамент, складений метаморфізованими осадожно-вулканогенними утвореннями архею та протерозою, залягає на глибинах від 1.0 до 18.8 км. Структура поверхні кристалічного фундаменту багато в чому визначає геологічну будову та особливості формування структурних форм осадового чохла.

Вивчення фундаменту, розпочате в 1960 р., дозволило одержати достовірні дані про будову та рельєф його поверхні.

На структурній карті поверхні кристалічного фундаменту ДДз, яку складено за матеріалами регіональних профілів КМЗХ з використанням результатів глибокого буріння, відображено основні тектонічні елементи поздовжньої тектонічної зональності з виділенням в його рельєфі північного і південного бортів, що одночасно є моноклінальними схилами відповідно Воронежського кристалічного масиву та Українського щита, розділених Дніпровським грабеном (рис. 1.2). Дніпровський грабен чітко простежується в сучасному рельєфі фундаменту. В ньому виявлено північну та південну прибортові і центральну осьову зони та різні за розмірами депресії північно-західного простягання, які розділені грядами виступів фундаменту. Від бортових частин Дніпровський грабен відокремлений північним і південним крайовими регіональними розломами, що проявляються у вигляді складної системи розривних порушень не лише в кристалічному фундаменті, а й у відкладах верхньопалеозойського структурного поверху. На межі цих крайових розломів відбувається різка зміна дислокованості карбон-ранньопермських порід.

Борти западини моноклінально з стратиграфічною та кутовою неузгодженостями перекриваються осадовими утвореннями, здебільшого верхньовізейськими відкладами (турнейсько-нижньовізейським комплексом порід або, іноді, девоном).

На північному борту поверхня кристалічного фундаменту занурена на глибину, майже вдвічі більшу, ніж на південному, і потужність осадоно чохла на ньому майже вдвічі більша. Моноклінальне залягання кам'яновугільного комплексу на бортах поступово виположується в бік до крайових розломів, біля яких закартовано малоамплітудні складки та терасоподібні виступи. На бортах осадоочний чохол загалом слабопорушений. Тут переважає розломно-блокова тектоніка з нетрадиційними неузгодженими скидами, що має велике значення для практики пошуково-розвідувальних робіт на нафтогазові поклади.

У платформному чохлі ДДз за структурними і формаційними особливостями виділяють чотири структурно-формаційних комплекси: байкальський (окремі дослідники), герцинський, кімерійський та альпійський. Утворень байкальського комплексу в цьому регіоні достовірно не виявлено. За матеріалами сейсмозвідувальних робіт у південно-східній частині ДДз фіксується древній грабен, який, імовірно, виповнений відкладами байкальського комплексу.

Будова осадоочної товщі у Дніпровському грабені починається з девонських порід. За палеозойськими відкладами вона значно відрізняється від такої на бортах. У грабені зростає загальна потужність осадоочних комплексів як за рахунок появи у розрізі відкладів девону, так і внаслідок збільшення потужності інших комплексів. Значно збільшується інтенсивність дислокованості відкладів, що проявляється, головним чином, у наявності великої кількості локальних позитивних структур та різних за величиною валоподібних піднять.

Відклади ейфельсько-нижньофранського структурно-стратиграфічного поверху мають витримані потужності і, як правило, повторюють рельєф фундаменту, формування якого тісно пов'язане з розломами. Верхньофрансько-нижньовізейський поверх відзначається формуванням валів та депресійних зон з брахіантикліналями, солянокупольних піднять, синкліналей та мульд.

Структурні форми верхньовізейсько-нижньопермського поверху об'єднуються в структури другого порядку — вали і депресійні зони.

По відкладах мезозойського структурного поверху ДДз є западиною платформеного типу, накладеною на палеозойський грабеноподібний прогин. Його будова у порівнянні з нижчезалягаючими відкладами має принципові відміни. Починаючи з утворень тріасового віку і в міру переходу до молодших осадків спостерігається згладжування лінійного характеру структурних форм. Крайові розломи та інші значні поздовжні порушення фундаменту і палеозойських структурних поверхів у відкладах мезозою безпосередньо не проявляються, хоч мезозойські відклади досить інтенсивно дислоковані під впливом соляного тектогенезу та блокових рухів фундаменту.

Виділення в фундаменті та чохлі ДДз поперечних структурних елементів є набагато складнішим. Різними дослідниками воно проводиться і розуміється по-різному. Нижче наводиться опис схеми тектонічного районування з виділенням поперечних елементів по фундаменту, запропонований у книзі Євдощука [38].

У зв'язку з тим, що загально визнаним є факт вирішальної ролі розломів фундаменту в контролі динаміки та інтенсивності процесів при утворенні ДДз, за основу поперечного тектонічного районування автором взято розломно-блокову тектоніку докембрійського фундаменту.

На рівні елементарних структурних форм фундамент западини має мозаїчно-блокову будову. Найважливіші субмеридіональні розломи планетарного характеру розділяють фундамент на мегаблоки: Подільсько-Брянський, Дніпровсько-Курський та Приазовсько-Білгородсько-Росошанський. Ці мегаблоки відокремлені один від одного міжмегаблоковими шовними розломними зонами - Криворізько-Крупецькою та Оріхово-Харківською, які значною мірою контролюють простягання та амплітуду палеозойських крайових глибинних розломів западини.

Виділені мегаблоки відрізняються особливостями комплексів порід, з яких складаються, та історією геологічного розвитку осадочного чохла.

Подільсько-Брянський мегаблок характеризується високими градієнтами потужності відкладів карбону та нижньої пермі, зміною червоноколірної субформації на строкатоколірну у відкладах верхнього карбону тощо. Херсонсько-Смоленською та Бахмацькою міжблоковими субмеридіональними розломними зонами цей мегаблок розділений на три блоки (із заходу на схід): Чернігівсько-Трахтемирівський, Менсько-Кіровоградський і Конотопсько-Олександрійський.

Між Криворізько-Крупецькою (на заході) та Оріхово-Харківською (на сході) міжмегаблоковими шовними розломними зонами виділяється Дніпровсько-Курський мегаблок, що складається з Сумсько-Кобеляцького та Харківсько-Дніпропетровського блоків, розділених Царичансько-Писарівською розломною міжблоковою зоною. Для Дніпровсько-Курського мегаблока поперечна зональність чіткіше відбивається в осьовій частині грабена, а в прибортових частинах відчутний значний вплив поздовжньої зональності. На відміну від Подільсько-Брянського мегаблока, де домінуючим структурним поверхом у потужностях відкладів є девонський, тут він карбон-ранньопермський.

На схід від Оріхово-Харківської міжмегаблокової зони розташований Приазовсько-Білгородсько-Росошанський мегаблок, який поділяється Михайлівсько-Білгородською і Волновасько-Старобільською міжблоковими розломними зонами на Вовчансько-Петропавлівський, Корочанський і Росошансько-Волноваський блоки. Домінуючим структурним комплексом у потужностях цього мегаблоку є кам'яновугільний.

За даними сейсморозвідки, дистанційних та інших досліджень у межах блоків виділяється мереживо тектонічних порушень, що ускладнює їхню будову, розділяє на менші за розмірами структури, часто без будь-якого зв'язку з речовинним складом порід фундаменту чи осадового чохла. Розломні порушення групуються в дві основні системи: субширотну (більш протяжну) та субмеридіональну, поперечну до простягання западини.

У більшості випадків значні розривні порушення фундаменту поширюються в чохлі до передпізньопермської (або передранньопермської) поверхні неузгодження. При цьому амплітуда у висхідному напрямку зменшується.

Серед порушень на бортах прослідковуються узгоджені та неузгоджені скиди амплітудою 50 - 100 м (інколи 300 м і більше). Вони створюють своєрідну будову локальних структурних форм, обумовлених розломно-блоковою тектонікою фундаменту, яка проявляється в процесі формування западини. Всі ці структури приурочені до виступів фундаменту, і мають визначену спрямованість, створюючи структурно-тектонічні лінії локальних піднять і западин, орієнтованих субширотно, субпаралельно крайовому розлому. Широка система субмеридіональних розломів розчленовує структурно-тектонічні зони субширотного простягання на ряд самостійних елементів протяжністю до 30—40 км при ширині 3—5 км.

На бортах западини розвинені переважно нетрадиційні структурні форми (антикліналі зі зрізаним одним крилом та виположеним іншим, напівантикліналі, тектонічно екрановані блоки, літологічно обмежені та ін.). У центральній частині грабена та в прибортових зонах широко розповсюджені традиційні структурні форми (антиклінальні, куполоподібні).

По верхньопалеозойському структурному поверху Б.П. Кабишевим розроблене тектонічне районування ДДз на підставі нерівномірного занурення осадочних порід від центрикліналей до центру у межах Дніпровського грабена, яке в окремих місцях відбувається флексуроподібно. Такі місця характеризуються й іншими змінами в будові осадочного чохла (гіпсометрії, потужності, речовинного складу відкладів, стратиграфічної повноти розрізу тощо), а в плані збігаються з глибинними розломами, що прослідковуються за геофізичними даними.

Згідно з таким принципом районування Дніпровського грабена виділено поперечні тектонічні зони: Західну центрикліналь, Західний (Ічнянсько-Солохівський), Східний (Чутово-Шебелинський) сегменти та

Східну центрикліналь (північно-західне занурення Донбасу). Межами цих зон (із заходу на схід) є: район Ічнянської групи структур, лінії Полтава – Чутово - Колонтаєво та Краснопавлівка - Волохівка.

Район м. Ічня як межа окремими дослідниками підтверджується виділенням поперечного глибинного розлому, що знаходиться на продовженні Кіровоградської групи інтрузій Українського щита.

Поряд із різкою зміною потужності нижньої пермі, верхнього карбону, зміною вугленосно-строкатоколірної субформації верхнього карбону на строкатоколірно-вугленосну, існуванням межі поширення червоноколірної картамиської формації за лінією Полтава-Чутово-Колонтаєво постає питання щодо існування вздовж цієї лінії глибинного розлому.

Поперечні та поздовжні тектонічні зони ДДз в історичному плані чітко проявляються в потужностях відкладів домінуючого структурного поверху.

З урахуванням того, що ДДз належить до структур I порядку, на підставі історико-структурного принципу структури середніх категорій у западині систематизовано за розмірами довгої осі:

структури II порядку — вали та депресії з довжиною осі 40-300 км;

проміжні структури між II та III порядками — малі вали, та малі депресії з довжиною осі 20-40 км;

структури III порядку — брахіантикліналі, куполи, мульди з довжиною осі до 20 км.

Як проміжні елементи між I та II порядками виділяються тектонічні зони, межі яких співпадають з глибинними розломами, що прослідковуються за геофізичними даними.

У ДДз, таким чином, налічується 11 валів, 8 депресій, 38 малих валів, 34 малі депресії та понад 500 локальних структур.

Середні структури ДДз переважно конседиментаційні, за винятком Михайлівсько-Левенцівського та Потічансько-Зачепилівського валів і Вергунівсько-Петрівцівського, Калайдинцівсько-Тарнавщинського та Шебелинського (в ранній пермі) малих валів.

Співвідношення структурних планів поверхні фундаменту з відкладами верхньопалеозойського структурного поверху виявляє їхню відповідність на рівні структури I порядку: в плані співпадають ДДз і грабен по фундаменту, однаково виражена їхня асиметрія за рахунок більшої зануреності північних борту і прибортової зони у порівнянні з відповідними зонами на півдні. На рівні середніх та дрібних структур існують значні невідповідності.

Над моноклінальними ділянками фундаменту, ускладненими скидами (іноді це перехідні зони між виступами та депресіями), розташовані здебільшого вали (60%), значно рідше — депресії. Малі вали у більшості випадків також розташовані над моноклиналями, ускладненими скидами, частина їх розміщується над виступами фундаменту, а деякі — над депресіями або малими депресіями. Незначна частка малих валів приурочена до гетерогенних структурних форм фундаменту.

Депресії пізньопалеозойського осадочного чохла співпадають з від'ємними формами поверхні фундаменту або знаходяться над моноклінальними ділянками, які є схилами від'ємних структур. З від'ємними структурами фундаменту переважно співпадають і малі депресії, рідше вони розміщуються над моноклінальними ділянками, а інколи — над виступами та сідловинами або гетерогенними структурами.

Виходячи з аналізу співвідношення структурних поверхонь верхнього палеозою та фундаменту, слід зауважити, що загалом по всіх різновидах середніх структур у 27 % випадків спостерігається якісна відповідність планів зазначених поверхонь, повна невідповідність — у 14 %, неповна невідповідність — у 46 % випадків. В інших 13 % випадків середні структури осадочного чохла знаходяться над різнотипними структурними формами фундаменту.

### **1.5. Нафтогазоносні комплекси**

Найбільшого поширення в літературі набуло виділення нафтогазоносних (продуктивних) комплексів, які є сукупністю проникної нафтогазонасиченої

частини розрізу та регіонального флюїдоупору, що її перекриває. Такі комплекси іноді виділялися під назвою «рівні нафтогазонакопичення», або «стратиграфічні поверхи промислової нафтогазонаосності».

У ДДз звичайно виділялися шість таких поверхів (комплексів): юрський, триас-верхньопермський, нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, середньокам'яновугільний, нижньокам'яновугільний і девонський. Розташування в розрізі регіональних слабкопроникних товщ (флюїдоупорів) дозволило багатьом дослідникам поділити нижньокам'яновугільний комплекс на турнейсько-нижньовізейський і верхньовізейсько-серпухівський.

Нафтогазонаосні комплекси відповідно до класифікації флюїдоупорних товщ по площі поширення поділяються на регіональні, субрегіональні, зональні й локальні. При цьому, за уявленнями А.А. Бакірова й інших, «регіональні й субрегіональні нафтогазонаосні комплекси завжди перекриваються регіональними і субрегіональними покришками, які входять до їхнього складу». Відхилення від цієї залежності, на їхню думку, допускаються для зональних і локальних нафтогазоупорів.

Геологічні матеріали по ДДз, особливо отримані в останнє десятиліття нові дані про вертикальне й площинне поширення покладів нафти й газу, свідчать про те, що залежність між регіональністю поширення слабкопроникних товщ і нафтогазонаосністю не є прямою. Крім того, існують інші чинники, які не менш ніж регіональні флюїдоупори впливають на закономірності просторового розміщення покладів нафти і газу й, отже, повинні враховуватися при нафтогеологічному розчленуванні розрізу осадового чохла. Тому принципи нафтогеологічного розчленування розрізу осадового чохла вимагають подальшого вдосконалення та врахування генетичних умов.

Серед трьох основних продуктивних комплексів ДДз тільки нижньопермсько-верхньокам'яновугільний екранується регіональним нафтогазоупором. Останній за віком та літологічним складом є комбінованим - це нижньопермська соленосна товща, а в зонах її відсутності - верхньопермська



(за новою уніфікованою схемою - тріасова) глиниста товща. Під цим флюїдоупором розташовуються поклади нафти й газу на 24 родовищах, серед яких Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Єфремівське, Кегичевське газові й Гнідинцівське, Леляківське, Глинсько-Розбишівське нафтогазові.

Принципово інша закономірність властива середньокам'яновугільним і верхньовізейсько-серпухівським відкладам, що містять найбільшу кількість покладів. Зазвичай виділена в якості регіонального або субрегіонального нафтогазоупору для середньокам'яновугільного поверху нафтогазоносності у верхах московського ярусу глиниста товща майже не виконує флюїдоупорних функцій. У відкладах середнього карбону, що містять 5.5 % загальних розвіданих запасів нафти й газу, встановлено 20 продуктивних горизонтів (у московському ярусі - сім, башкірському - 13), які загалом рівномірно розподілені по всьому розрізі відділу. Кожний з них містить 2-16 % запасів, загальних по середньому карбоні й є продуктивним на двох - десяти родовищах. Флюїдоупорами для покладів слугують глинисто-аргілітові пачки невеликої (20-50 м) потужності. У верхній частині московського ярусу виділяється глиниста товща підвищеної (70- 150 м) потужності (зона  $C_2^7e$ ), однак вона екранує поклади лише одного горизонту М-1 на трьох із 42-х родовищ, які до того ж містять тільки 7 % запасів цього комплексу. За таких умов не можна припускати наявність одного регіонального або субрегіонального флюїдоупору, що екранує всі або більшість покладів і, отже, середньокам'яновугільний поверх або рівень нафтогазонакопичення.

Подібна, хоча й не зовсім така ж картина, спостерігається в розміщенні покладів у відкладах нижнього карбону, що характеризується найбільш широкою площинною нафтогазоносністю. Продуктивність його встановлена на 118 родовищах, де міститься 37 % розвіданих запасів. Вважається, що регіональними флюїдоупорами для нижньокам'яновугільного поверху нафтогазоносності є вапняково-глинисті відклади намюрського (за новим розчленуванням - верхньосерпухівського під'ярусу) і нижньої частини башкірського ярусів, глиниста товща верхньовізейського під'яруса (за новим

розчленуванням - частково нижньосерпухівського під'ярусу) і глинисто-карбонатні утворення нижнього візе. Однак фактичний розподіл скупчень ВВ свідчить про більш рівномірне вертикальне розміщення встановлених пластових покладів у розрізі нижнього карбону, у будь-якому випадку в добре вивченій верхньовізейсько-серпухівській товщі, ніж зосередження їх під одним-двома або навіть трьома регіональними або субрегіональними флюїдоупорами. Тут виділяються 35 продуктивних горизонтів (рис. 1.11), у тому числі у верхньосерпухівському під'ярусі - вісім, у нижньосерпухівському і верхньовізейському - дев'ятнадцять (в IX-X мікрофауністичних горизонтах - дев'ять, у XI - три, у XII-XIIa - сім), нижньовізейському під'ярусі - шість і турнейському ярусі - два. У відкладах, які зазвичай відносять до регіонального флюїдоупору (серпухівський ярус і X мікрофауністичний горизонт верхнього візе), налічується 17 продуктивних горизонтів, що містять 120 покладів на 40 родовищах, а у відкладах, що залягають нижче цього нафтогазоупору (XI, XII, XIIa мікрофауністичні горизонти верхнього візе) - 10 продуктивних горизонтів, що містять 220 покладів на 70 родовищах. Якщо враховувати, що в останньому випадку більшість покладів екранується непроникними породами - не так званим регіональним нафтогазоупором, а порівняно малопотужними (10-40, а іноді 5-7 м) глинисто-аргілітовими пачками усередині продуктивної товщі, - то стане очевидним відсутність в верхньовізейсько-серпухівських відкладах єдиного регіонального або субрегіонального флюїдоупора, що обумовило акумуляцію під ним більшості покладів і основної частини запасів ВВ цього комплексу.

Таким чином, не заперечуючи великого значення ролі флюїдоупорів у формуванні промислових покладів нафти й газу, варто вказати, що в якості регіонального в ДДз можна виділити тільки один - комбінований глинисто-соленосний тріас-нижньопермський флюїдоупор. Інші скупчення ВВ екрануються численними, порівняно малопотужними (перші десятки або навіть одиниці метрів) глинисто-аргілітовими пачками всередині продуктивної товщі. Отже, принцип нафтогеологічного розчленування розрізу, в основі якого

лежить виділення регіонального флюїдоупору, не є універсальним, хоча, безперечно, досить важливим.

Виходячи з генетичного принципу нафтогеологічного розчленування розрізу, продуктивним (нафтогазоносним) комплексом варто вважати частину розрізу осадового чохла, що містить промислові поклади ВВ з однаковими умовами їхнього утворення на всій або значній частині нафтогазоносної області. Продуктивні комплекси доцільно поділити на чотири типи, що характеризуються регіональною, локальною, субрегіональною і субрегіонально-локальною нафтогазоносністю. Продуктивним з регіональною нафтогазоносністю є такий комплекс, на всій або більшій частині нафтогазоносної області (незалежно від її розмірів і кількості розвинених у ній структур першого порядку) якого містяться сингенетичні поклади ВВ, тобто той, що є нафтогазогенеруючим, у розвитку пройшов ГЗН і характеризується формуванням покладів під дією переважно латеральної міграції ВВ. За цих умов майже всі пастки різних типів, розташовані в зоні латеральної міграції є нафтогазоносними, а непродуктивні розташовуються на периферії нафтогазоносної області. Таким комплексом у ДДз є нижньокам'яновугільний, який доцільно поділити на два самостійних комплекси - верхньовізейсько-серпухівський і турнейсько-нижньовізейський. Між ними існують певні розбіжності як за умовами генерації ВВ, так і міграції й акумуляції їх у покладах. Нижній комплекс на більшій території північно-західної частини регіону володіє сингенетичною нафтогазоносністю. Турнейсько-нижньовізейський комплекс відокремлюється від вищезалігаючого субрегіональною покришкою і на перевагу йому характеризується літологічною розчленованістю розрізу, що обумовлює більш часте утворення в ньому масивних пластових покладів.

Продуктивні комплекси з локальною нафтогазоносністю не мають власних джерел ВВ або в розвитку не пройшли ГЗН. Поклади нафти й газу в таких комплексах вторинні й утворюються при вертикальній міграції ВВ з нищезалігаючого комплексу з регіональною нафтогазоносністю. Міграція

відбувається лише в тих пастках, у яких для цього були сприятливі умови, наприклад у крупноамплитудних, порушених скидами підняттях, з інтенсивним їх формуванням після часу відкладання цього комплексу. Сусідні пастки з аналогічними флюїдоупорами, колекторами й умовами збереженості покладів виявляються «порожніми».

У ДДз локальною нафтогазоносністю на всій території характеризуються юрські й тріасові відклади, які відповідно до запропонованого принципу доцільно виділити в один *тріас-юрський продуктивний комплекс*, всі поклади в якому утворені в результаті переформування нищезалягаючих скупчень. У цьому комплексі поклади нафти й газу виявлені лише на семи родовищах, де міститься 0.2 % запасів. Під регіональними юрською (бат-байосською) і тріасовою глинистими покривками поклади встановлені відповідно лише на трьох і шести родовищах, тобто спостерігається локальна нафтогазоносність під регіональним флюїдоупором. Крім того, три поклади (один в юрських й два в тріасових відкладах) екрануються місцевими глинистими товщами невеликої потужності, а один поклад у тріасі перебуває всередині регіонального флюїдоупору. Все це свідчить про *локальну нафтогазоносність тріас-юрського продуктивного комплексу*.

Продуктивні комплекси із субрегіонально-локальною нафтогазоносністю характеризуються проміжними умовами нафтогазонакопичення. Вони мають регіональну продуктивність на частині нафтогазоносної області, а на іншій території — локальну. Комплекси із субрегіональною нафтогазоносністю містять сингенетичні скупчення ВВ тільки на частині нафтогазоносної області. У ДДз субрегіонально-локальною нафтогазоносністю характеризуються *середньокам'яновугільний і нижньопермсько-верхньокам'яновугільний продуктивні комплекси*, які в східній половині регіону одночасно є газогенеруючими, а в західній — містять поклади тільки у вторинному заляганні, хоча іноді й досить значні за розмірами.

Девонський продуктивний комплекс із трьома підкомплексами — підсольовим, міжсольовим і надсольовим — варто віднести до комплексів із

субрегіональною нафтогазоносністю. Це обумовлено тим, що, по-перше, він характеризується тільки сингенетичною нафтогазоносністю (під ним нема генеруючих продуктивних комплексів), а, по-друге, промисловою нафтогазоносністю він здатний володіти лише на меншій частині свого поширення в ДДз. Останнє пояснюється тим, що на значній території поширення девонський комплекс безперспективний: у північно-західній частині ДДз внаслідок широкого розвитку в ньому ефузивних порід, а в приосьовій зоні й південно-східній частині — через заглибленість порід у зону апокатагенезу.

У ДДз проявляється істотна невідповідність між характером флюїдоупорів і контрольованими ними масштабами нафтогазоносності. З одного боку, регіональна нафтогазоносність не завжди контролюється регіональними флюїдоупорами (нижній і середній карбон), а, з іншого боку, - регіональні флюїдоупори нерідко контролюють локальну нафтогазоносність (тріас, юра). Це стимулює до більш широкого застосування генетичного принципу при нафтогеологічному розчленуванні розрізу осадового чохла. Останній має недоліки, позаяк може застосовуватися лише для регіонів з досить високим ступенем вивченості умов формування родовищ. Однак використання цього принципу й класифікація на його основі продуктивних комплексів дозволить більш обґрунтовано й детально прогнозувати нафтогазоносність у нових зонах і пастках регіону.

Вік відкладів	Літологічний розріз	Тектонічна зона ДДЗ					Основна слабопроникна товща	Стратиграфічний поверх нафтоносності
		Північна прибортова	Приосьова		Південна прибортова	Північна окраїна Донбасу		
			Північно-західна частина	Південно-східна частина				
Q								
Z								
K <sub>2</sub>								
K <sub>1</sub>								
J <sub>3</sub>								
J <sub>2</sub>		••	•			•		
J <sub>1</sub>								
T <sub>3</sub>		••	•					
T <sub>1</sub>		•••	•					
P <sub>1</sub>		•••	•	○	○			
C <sub>3</sub>		•	•	○	○			
C <sub>2m</sub>		•••	•	•••	•			
C <sub>2b</sub>		•••	•••	•••	•••	••		
C <sub>1s</sub>		•	○	••	••	•		
C <sub>1v2</sub>		•	○	•	○	••		
C <sub>1v1</sub>		••	•••		••			
C <sub>1t</sub>		••	○		••			
D <sub>3fm</sub>		•	••					
D <sub>3fr</sub>			---					
D <sub>2</sub>								
PE		•	---	---	---	---		
H, м		1300-5670	680-6400	500-4360	470-4600	400-3000		

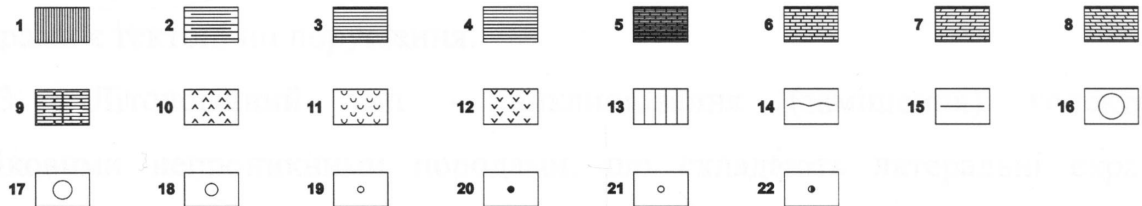


Рис. 1.11. Схема стратиграфічного розподілу основних слабопроникних товщ та скупчень ВВ у ДДз (за В.М. Зав'яловим та О.Ю. Лукіним, 1989):

1 – суглинки; 2 – глини; 3 – аргіліти; 4 – піски та алевроліти; 5 – пісковики та алевроліти; 6 – крейда; 7 – мергелі; 8 – вапняки; 9 – доломіти; 10 – ангідрити; 11 – сіль; 12 – ефузивні та туфогенні породи; 13 – відсутність відкладів у розрізі; 14 – розмиви відкладів та перерви у осадконакопиченні; 15 – стратиграфічна границя вскритого розрізу; 16÷19 – скупчення ВВ різної величини; 20 – нафта; 21 – газ; 22 – конденсат

## 1.6. Характеристика типів пасток та колекторів у регіональних нафтогазоперспективних комплексах осадового чохла та кристалічного фундамента ДДз

Під час проведення регіональних та пошуково-розвідувальних робіт на території ДДз об'єктом дослідження були, перш за все, теригенні колектори. Саме в них зосереджена переважна більшість відкритих у западині промислових скупчень. Колекторські властивості карбонатних порід вивчені значно слабше.

*Теригенні відклади.* На сьогоднішні загально визнано існування кількох основних типів пасток та великої кількості комбінованих [58÷71].

1. Антиклінальний тип – склепінний антиклінальний вигин шарів, в якому нафта та газ займають гіпсометрично більш високе положення і утримуються за рахунок гідростатичних сил. Контур пасток утворюється замкненою ізогіпсою.

2. Тектонічно екрановані, або просто тектонічні, пастки – контакт колектора з непроникними породами вздовж тектонічного порушення. Контурами є тектонічні порушення.

3. Літологічний тип - виклинювання (заміщення) колектора одновіковими непроникними породами, що складають латеральні екрани. Контур утворено лінією (зоною) літофаціального заміщення.

4. Стратиграфічні пастки – тут виділяють два підтипи: а) пастки під неузгодженням - стратиграфічне неузгодження, утворене зрізанням, розмивом верхньої частини товщі, що залягає під тим чи іншим кутом нахилу, б) пастки над неузгодженням - прилягання (примикання) колекторів по повстанню до більш древніх непроникних порід.

Контурами таких пасток будуть лінії (зони) стратиграфічних неузгоджень, замкнені на ізолінії.

5. Капілярні пастки - погіршення колекторських властивостей.

6. Епігенетичний тип – екранування резервуару по повстанню бітумами або аутигенними (новоутвореними) мінералами.

Як вказувалось вище, ці пастки можуть утворювати різні комбінації, створюючи у такий спосіб комбіновані різновиди, складнобудовані пастки, кількість яких, за даними різних джерел, коливається від 60 до 100 і більше. При цьому порядок переліку в типі визначається питомою вагою різних елементів екранування.

Так, якщо склепіння ускладнене тектонічним порушенням, пастка відноситься до структурно-тектонічного типу, її контуром буде ізолінія, замкнена на тектонічне порушення. Структурно-літологічні – пастки, в яких колектор частково або повністю заміщений щільними породами. Контуром тут буде ізолінія, замкнена на лінію вклинювання або фаціального заміщення. Виділяються також структурно-літолого-тектонічні, стратиграфічно-тектонічні та інші, що контролюються відповідними елементами та контурами.

Пастки, в яких екранування покладу не пов'язане з антиклінальними формами, об'єднуються в окремий клас неструктурних, неантиклінальних пасток [Вакарчук Г.І, Бабадогли В.А. та ін]. Такі пастки локалізуються найчастіше в міжреперних інтервалах розрізу і виглядають як безкореневі структури, що компенсуються наступними процесами седиментації, через що загальна товщина інтервалу між опорними горизонтами може не змінитися.

Колекторами в пастках теригенних відкладів ДДз в основному вважаються пісковики різного генетичного походження - руслові, дельтові, барові, прибережноморські та ін [Лукін О.Ю., Лазарук Я.Г. та ін.]. Вони утворюють різні за розмірами та формою об'єкти, що відрізняються внутрішньою будовою (текстурою та структурою), характером контактів з підстиляючими та перекриваючими відкладами, будовою зон виклинювання, закономірностями просторового розміщення. Це можуть бути як локальні (аккумулятивні) тіла, так і значні за латеральним розповсюдженням пісковики плащеподібного залягання. З останніми найчастіше і пов'язані тектонічні та структурно-тектонічні пастки.



За матеріалами стандартної сейсмозв'язки впевнено виділяються структурні, тектонічні (при амплітуді порушення понад 50 м) та структурно-тектонічні пастки.

Стратиграфічні пастки виділяються менш впевнено – тут, як і у випадку з тектонічними порушеннями, значну роль відіграють потужності товщ, з якими пов'язані продуктивні горизонти, тобто, в обох випадках виділення пасток залежить від роздільної здатності сейсмічного матеріалу.

Виявлення пасток неантиклінального типу виконується на етапі більш детального вивчення геологічної будови, коли кожне відбиття наближується до конкретного геологічного (продуктивного) горизонту. Для виділення таких пасток, до яких відносяться і літологічні, капілярні та епігенетичні, необхідні, по-перше, сейсмічні матеріали з підвищеною роздільною здатністю, по-друге – нестандартні прийоми і обробки і інтерпретації цих матеріалів. Це дає змогу описувати не лише гіпсометрію того чи іншого відбиття/горизонта, а й отримувати якісні його характеристики через вивчення тих чи інших сейсмічних параметрів. Саме за сейсмічними параметрами визначаються контури пасток неантиклінального типу.

В Дніпровсько-Донецькій нафтогазоносній області (ДДНГО) верхньовізейський нафтогазоносний комплекс має регіональне поширення і вже давно є основним об'єктом пошукового буріння. В ньому виявлено понад 350 покладів нафти, газу і конденсату на 127 родовищах. Він відрізняється найбільшим розмаїттям типів родовищ і покладів. Саме в ньому, особливо впродовж останніх років, відкриваються неантиклінальні промислові скупчення ВВ. Як вже вказувалось вище, до складу комплексу входить десять продуктивних горизонтів, починаючи з В-14 до В-23 включно. Роль регіональної покривки виконує товща нижньосерпухівських відкладів, розріз якої значно збагачений пластами глинистих нашарувань порівняно з товщею верхнього візе.

Загалом відклади верхньовізейського під'ярусу є товщею піщано-глинистих порід, що перемежуються маркуючими прошарками вапняків та

вугілля, вони досить добре витримані на великі відстані, а тому задовільно корелюються і геологами і геофізиками навіть поциклічно (на практиці – в обсязі продуктивних горизонтів). Ця особливість їх будови дозволяє визначати характер внутрішньоформаційних перерв осадконакопичення [Бражникова Н.Е., Вакарчук Г.І.]. Останні утворюють стратиграфічно неузгоджені залягання пластів як трансгресивного, так і регресивного характеру. При цьому слід додати, що в розрізі верхнього візе на заході ДДз досить часто зустрічаються пласти пісковиків обмеженого розповсюдження. Це не є результатом звичайної редукції розрізів верхнього візе в бік припіднятих територій різного масштабу, а специфікою їх генезису. Маються на увазі бари, палеodelьтові виноси, русла палеорік тощо. Обмеження піщаних відкладів у вигляді літологічного і стратиграфічного виклинювання, а також флішоїдний характер відкладів верхнього візе створюють разом з відповідними структурними формами сприятливі умови для утворення пасток ВВ неантиклінального типу. В місцях, приурочених до смуг з різкою зміною темпів висхідних рухів, розвинені породи, що зберегли наслідки підводно-зсувних процесів, утворюючи локальні неантиклінальні об'єкти.

**Карбонатні відклади.** Проблемі вивчення карбонатних порід та їх колекторських властивостей приділялась велика увага дослідниками багатьох країн світу. Труднощі, що виникають при вивченні карбонатних колекторів, пов'язані з тим, що, по-перше, на відміну від теригенних колекторів, вони мають більш складну будову порожнинного простору і характеризуються високим ступенем неоднорідності як в розрізі, так і по площі [Лукін О.Ю., Вакарчук С.Г., Лазарук Я.Г. та ін]. По-друге, вирішальна роль при формуванні фільтраційних і ємнісних властивостей в карбонатних породах належить не лише седиментаційним факторам, а і різноманітним вторинним (постседиментаційним) процесам. Саме такі постседиментаційні процеси, як перекристалізація, доломітизація, вилуговування, карстування є основними чинниками, які визначають формування фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ) карбонатних порід [112, 113, 114].

В 60-70-х роках минулого століття О.Ю. Лукіним був розроблений і обгрунтований новий для ДДз і України загалом напрямок геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, пов'язаний з різновіковими рифогенно-карбонатними комплексами (РКК), який був підтриманий багатьма провідними геологами-нафтовиками колишнього СРСР. Турнейсько-нижньовізейський РКК ДДз, який сьогодні входить до складу продуктивних, тривалий час розглядався як регіонально малопроникна товща щільних темнокольорових вапняків – карбонатна „плита” без будь-яких власних перспектив нафтогазоносності.

Відкриття низки нафтових, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних родовищ в ДДз (Багатовіське, Новомиколаївське, Гнатівське, Кампанське, Селюхівське, Мачуське, Личківське, Загорянське, Біличівське та інші) з покладами в різноманітних рифогенно-карбонатних пастках змінило відношення до цього комплексу. Слід відмітити, що хоча ці відкриття і підтвердили попередні уявлення про формаційну зональність та перспективність різноманітних карбонатних тіл/об'єктів в турнейсько-нижньовізейських відкладах, на думку багатьох геологів, вони все ж були випадковими.

Сьогодні відомо, що значні рифогенно-карбонатні тіла – це результат взаємодії передумов біогенного карбонатонакопичення з певними тектонічними умовами та геодинамічним режимом. Закономірне поєднання складних тектоно-геодинамічних та палеогеоморфологічних умов сприяло розвитку різноманітних (за морфогенетичними особливостями) рифогенно-карбонатних тіл, або органогенних споруд (ОС).

Наведемо стисло характеристику ОС на прикладі нижньовізейських відкладів за даними Лукіна О.Ю. та Вакарчука С.Г.

До *першого типу* ОС відносяться так звані „башенні” (внутрішньобасейнові) рифи, які тісно пов'язані з палеопідняттями, розміщеними в зоні переходу від схилових до депресійних фацій. Вони характеризуються горбоподібною, майже ізометричною формою з різким

зростанням товщини карбонатної товщі до 120 - 130 м. порівняно із навколишнім фоном – 20-30 м., що представлений карбонатно-глинистими відкладами. Загалом вапняки цього типу ОС мають хороші фізико-ємнісні властивості, відкрита пористість сягає 11-17%. У формуванні ємності колектора вирішальну роль відіграють: тріщинуватість, кавернозність, вторинна міжзернова пористість. Фільтрація значною мірою обумовлена розвитком тріщинуватості. Перекриваються внутрішньобасейнові рифи глинистими відкладами ХІІа м.ф.г., які є надійною покривкою для збереження покладів ВВ.

Характерними представниками першого типу в ДДз є Біличівський, Кампанський та Прирічний „башенні” рифи, де отримано промислові припливи газу і конденсату із свердловини 1-Біличівська з дебітами  $Q_r^5=40$  тис.м<sup>3</sup>/добу та  $Q_k^5=19$  м<sup>3</sup>/добу; із свердловин 1 та 50 Кампанська -  $Q_r^8=307$  тис.м<sup>3</sup>/добу і  $Q_k^4=24$  тис.м<sup>3</sup>/добу,  $Q_k^4=24$  м<sup>3</sup>/добу відповідно.

За характером резервуарів внутрішньобасейнові рифи можна віднести до структурно-літологічних або структурно-седиментаційних пасток.

До *другого типу* ОС відносяться рифогенно-карбонатні масиви бар'єрного типу, просторове розміщення яких співпадає з межами рифової фації. Рифові масиви цієї зони мають лінійну форму, витягнуту вздовж берегової лінії і, на відміну від внутрішньобасейнових рифів, характеризуються більш пологими тилковими схилами. Ще однією особливістю їх є те, що вони, по суті, не створюють ізольованих споруд, а разом із міжрифовими відкладами утворюють порівняно вузький (шириною 5-10 км.) майже безперервний пояс, який облямовує Срібненську і Жданівську депресії, де простежуються великі Липоводолинський, Перекопівський, Анастасьєвський та інші масиви такого типу. В південній прибортовій зоні аналогічні масиви зустрічаються у межах Білоусівської, Бакумівської і Камишнянської площ.

Тут переважають пористо-кавернозний, тріщинно-кавернозний і порово-тріщинно-кавернозний типи колекторів. Рифові масиви цього типу сприятливі для формування седиментаційних і структурно-седиментаційних, а також комбінованих пасток.

*Третій тип* представлений дрібними і середніми за розмірами внутрішньошельфовими біогермами, що, як правило, мають товщину порядку 40-60 м., залягають в середині карбонатних відкладів мілководно-шельфової фації і складені масивними, світлими, інколи доломітизованими, майже повністю перекристалізованими, часто сильно кавернозними і тріщинуватими вапняками.

Основні пастки, пов'язані з цим типом - седиментаційні, меншою мірою, структурно-седиментаційні та комбіновані.

*Четвертий тип* також приурочений до відкладів мілководно-шельфової фації і названий приштоковими ОС завдяки їх розвитку на облямуванні соляних штоків, які вже проявились в ранньовізейський час. Цей тип споруд характеризується найбільш складною будовою, напівокруглою в плані формою і обернений опуклою стороною до центра западини. Біогерми такого типу можуть утворювати не тільки седиментаційні пастки, а і різноманітні комбінації біогермних пасток з денудаційними. Найбільш характерні споруди цього типу встановлені на Чорнухінській та Ісачківській площах.

*П'ятий тип* представлений біостромами. ОС такого типу мають лінзоподібну і пластовидну форми і порівняно невелику товщину (до перших метрів). Як правило, аналогічно спорудам біогермного типу, залягають усередині карбонатних відкладів, зустрічаються в відкладах XI, XII, XIII і XIV м.ф.г. Характерним представником цього типу є водоростевий біостром верхньовізейського віку (XI-XII м.ф.г.), який встановлений на Ярошівській та Північно-Ярошівській площах. Припливи вуглеводнів із споруд цього типу поки що не отримані, тому про їх потенційну продуктивність судити складно.

*Шостий тип* - різноманітні органогенні банки. Вони досить широко представлені в мілководно-шельфових і схилових зонах і складаються, в основному, двома таксономічними групами – брахіоподами і криноідеями. Брахіоподові банки залягають, в більшості випадків, у підшві карбонатної товщі і характерні для початкового етапу морської трансгресії, а криноїдні –

частіше зустрічаються в верхніх частинах розрізу, формування якої відбувалося в суттєво регресивний період.

Як окремі перспективні об'єкти, споруди такого типу інтересу не представляють, однак проведені дослідження свідчать про те, що достатньо часто ОС цього типу просторово локалізуються в периферійних частинах внутрішньошельфових біогермів і, таким чином, можуть біти індикаторами близькості більш крупної ОС.

Загалом карбонатні породи нижньовізейського РКК мають низьку пористість (1-3%) і проникність (1-10 фм<sup>2</sup>). Однак серед них зустрічаються зони з достатньо високими (пористість - до 20%, проникність - 100 - 300 фм<sup>2</sup>) колекторськими властивостями, переважаюча більшість яких приурочена саме до різноманітних ОС.

*Відклади кристалічного фундаменту (КФ).* Найбільш важливі теоретичні проблеми геологічної будови та нафтогазоносності фундаменту обговорюються геологами-нафтовиками в багатьох роботах [52 - **Ошибка! Источник ссылки не найден.**]. Отримання у 1985-1987 рр. промислових припливів вуглеводнів з порід фундаменту на Хухрянській та Юліївській площах (північний борт ДДз) підтвердило необхідність вивчення його будови та потенційних можливостей на території України.

Відсутність однозначних рішень з питань формування покладів ВВ та зон тріщинуватих розущільнених порід в кристалічному фундаменті, формування колекторів і флюїдоупорів, з'ясування можливості картування зон розущільнених тріщинуватих порід-колекторів у фундаменті тощо, не дозволяють на сучасному етапі створити загальні геологічні основи пошуків та розвідки перспективних зон у фундаменті.

На сучасному етапі для порід верхньої частини КФ намічаються кілька типів пасток. За аналогією з осадовим чохлам, їх можна віднести до тектонічних, літологічних (петрофізичних – за рахунок зміни петрофізичних властивостей) та комбінованих. Можливо, в подальшому, з збільшенням кількості свердловин, що розкривають товщу фундаменту на глибину до

1000 м, можна буде відокремити літологічні та петрофізичні пастки, але сучасним геофізичним методам це поки що не під силу.

За геологічними даними породи фундаменту характеризуються переважно тріщинним (тріщинно-кавернзним, тріщинно-кавернозно-поровим) типом пустотності як первинного, так і вторинного генезису. Пустоти можуть утворювати зв'язану систему, що забезпечує можливість акумуляції значних нафтогазових покладів. Отже, колекторами тут можуть бути тріщинуваті та розуцільнені породи, виділенням зон розвитку яких створюється новий напрямок пошукових робіт в сейсмозвідці.

## ВИСНОВКИ

В даному розділі наведені геолого-геофізичні відомості про площу робіт. Аналіз їх дає підстави стверджувати, що територія досліджень характеризується суттєвою різноманітністю тектонічної будови, літолого-стратиграфічних та петрофізичних характеристик гірських порід, оскільки охоплює як осьову частину Дніпровського грабену, так і його прибортові зони. Яскравим прикладом неоднорідності геологічної будови території є наявність тут семи нафтогазоносних районів, виділених за критерієм розподілу перспективних ресурсів та попередньо оцінених запасів вуглеводнів. Районування базується на особливостях геологічної будови тектонічних елементів, розвитку різних типів локальних структур, просторового розміщення покладів і родовищ вуглеводнів, їх фазового стану, продуктивності нафтогазоносних комплексів та ін.[26]. Ілюстрацією узагальнення наявних геолого-геофізичних відомостей є районування території досліджень за рівнем розвіданих запасів, перспективних ресурсів, вивченості та освоєності надр (рис. 1.12).



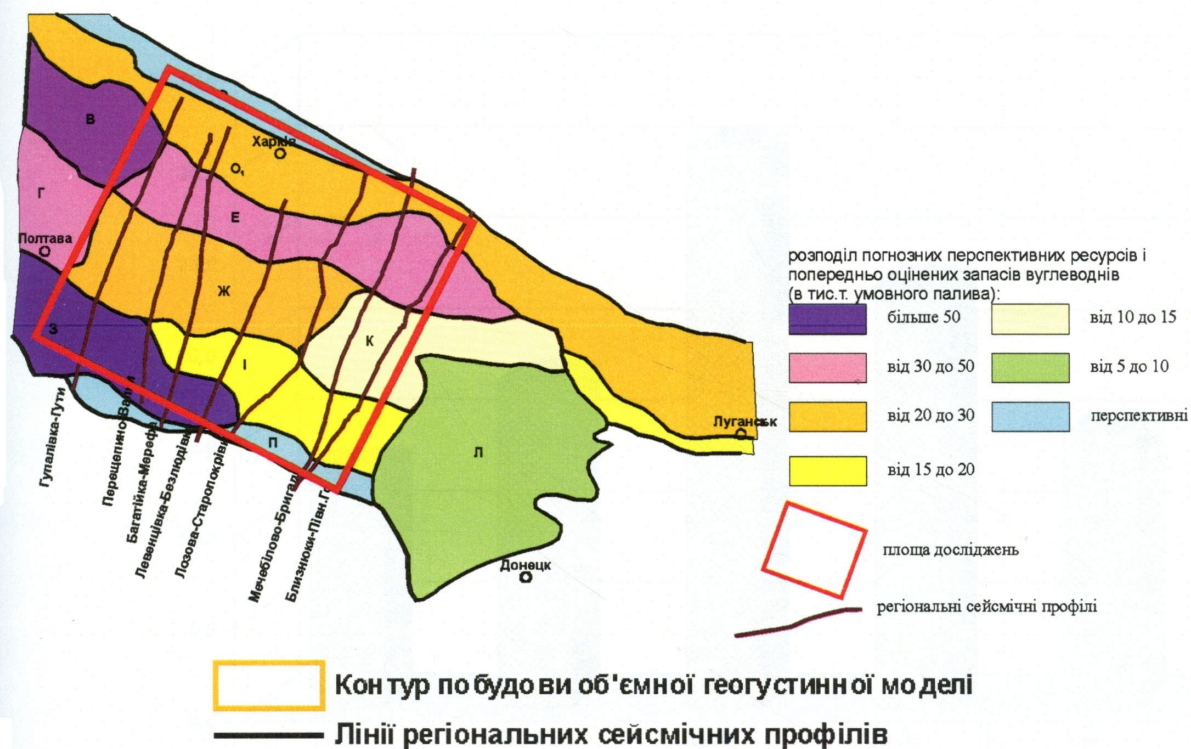


Рис. 1.12. Схема нафтогазогеологічного районування території досліджень (за Ю.О. Арсірієм, Б.П. Кабишевим, О.К. Ципком, П.Ф. Шпаком, 2006)  
Умовні позначення:

нафтогазоносні райони: В – Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний; Г – Глинсько-Солохівський газонафтоносний; Е – Антонівсько-Білоцерківський нафтогазоносний; Ж- Машівсько-Шебелинський газонафтоносний; З – Руденківсько-Пролетарський нафтогазоносний; І – Жовтнево-Лозівський перспективний; К – Співаківський газонафтоносний; Л – Кальміус-Бахмутський газонафтоносний; О – північного борту нафтогазоносний; П – південного борту перспективний, кольором показана територія центральної частини ДДз.

Діапазон зміни значень відповідного показника складає від 10 - 15 тис. т умовного палива на сході площі у межах Співаківської газонафтоносної зони до значень понад за 50 тис. т на заході та південному заході у Монастирищенсько-Софіївському нафтоносному та Руденківсько-Пролетарському нафтогазоносному районах. Нами оцінено ступінь нерівномірності за даним показником за аналогією проведення розрахунків ступеня вивченості площі за різними геофізичними методами – за відносною площею, яка характеризує певну категорію прогнозних ресурсів до всієї площі досліджень. Результат такої оцінки наведений на рис. 1.13.

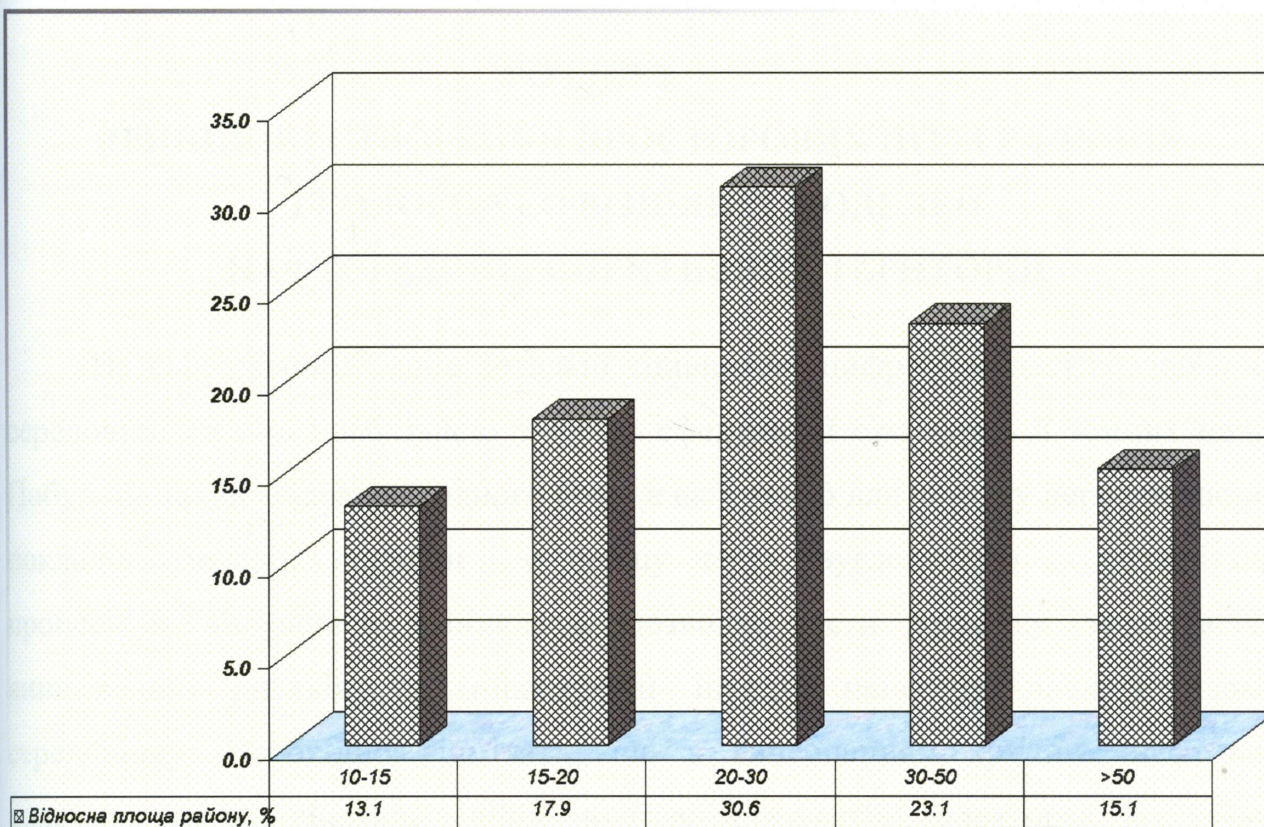


Рис. 1.13. Щільність розподілу прогнозних перспективних ресурсів попередньо оцінених запасів ВВ

Дана ситуація не лише свідчить про неоднорідність геологічної будови, але й вказує, що далеко не всі ресурси нагромадження запасів ВВ вичерпані, оскільки згідно із згаданим показником перспективності нафтогазоносності добре корелюється ступінь геолого-геофізичної вивченості району досліджень (розділ 1, рис. 1.3 - 1.6). Тому правомірно вважати, що збільшення об'єму досліджень може суттєво змінити наведену схему. Як вже говорилося, в даному регіоні проведено і інші геолого-геофізичні дослідження різного ступеня детальності, однак вони мають фрагментарний характер. Для забезпечення раціонального планування подальших напрямків та об'ємів пошуків і розвідки перспективних ділянок без невиправданих витрат на такі високозатратні методи, як багатократна 2D та 3D сейсмозвідка, необхідно використати усю наявну геолого-геофізичну інформацію, накопичену в даному регіоні, об'єднавши її в рамках єдиної геолого-геофізичної моделі території досліджень.

## **РОЗДІЛ 2.**

### **ПРИНЦИПИ СТВОРЕННЯ ПРОСТОРОВИХ ІНТЕГРАЛЬНИХ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ МОДЕЛЕЙ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ТЕРИТОРІЙ**

На сьогоднішній день детальні тривимірні цифрові моделі геологічних середовищ стають необхідною умовою ефективної експлуатації земних надр. Побудова таких моделей, з одного боку, є важливою для пошуку перспективних покладів корисних копалин ( в першу чергу, вуглеводнів) та оптимізації процесу їх вилучення, з іншого – дозволяє вести розробку, запобігаючи виникненню ризиків та мінімізуючи шкоду, нанесену навколишньому середовищу. Необхідно відмітити, що з вичерпанням крупних нафтових родовищ, які розташовані у відносно товстошаруватих колекторах, все більш актуальним стає дослідження геологічних структур складної будови. Це, в свою чергу, підвищує вимоги до структурної складності та детальності моделей, які використовуються під час досліджень.

При цьому увага зосереджується на побудові єдиної узгодженої інтегральної просторової геолого-геофізичної моделі середовища (у зарубіжній літературі – shared earth model), у якій би відображались відомості з усіх областей нафтогазових досліджень: геологічні уявлення, геофізичні дані, гідродинамічні характеристики резервуару, механічні властивості тощо. Водночас використання єдиної моделі спеціалістами різних галузей є об'єктивно обмеженим внаслідок відмінностей у способі та кінцевій меті побудови такої моделі. Зокрема, якщо при геологічному моделюванні побудова моделі середовища є кінцевою метою робіт, то при проведенні геофізичного чи гідродинамічного моделювання отримана геологічна модель є лише початковим наближенням, яке уточнюється методами детермінованої чи статистичної інверсії.

Отже, за всієї різноманітності цілей та задач, при рішенні яких використовується фізико-геологічне моделювання, можна констатувати, що на

сьогодняшній день створення єдиної інтегральної просторової геолого-геофізичної моделі середовища, узгодженої з усіма наявними геолого-геофізичними даними, є визнаним необхідним та ефективним інструментом сучасних фахівців геологорозвідувальної галузі [78 - 87].

З наведених у попередньому розділі відомостей випливає, що для території центральної частини ДДз, з огляду на значний ступінь її геолого-геофізичної вивченості, особливості тектонічної будови та історії формування, визначення глибинної будови та прогноз перспектив підвищення ефективності пошуків та розвідки нових пасток вуглеводнів є практично неможливим без інтеграції всіх наявних геолого-геофізичних даних в рамках єдиної просторової фізико-геологічної моделі будови території досліджень.

Рішення цих задач буде здійснюватися з використанням вітчизняної «Технології інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних для пошуків та розвідки родовищ нафти і газу», реалізованої у комп'ютерній системі обробки GCIS. Основу цих розробок становить оптимальна модель інтегральної інтерпретації комплексу даних для вивчення нафтогазоносних структур, розроблена О.П. Петровським [88 - 90].

Система GCIS – одна з сучасних комп'ютерних систем, в якій виконується формування просторової геолого-геофізичної моделі, параметри якої уточнюються методами детермінованої інверсії на базі рішення обернених геофізичних задач [91]. Ефективність застосування даної системи практично доведена її експлуатацією впродовж останніх десяти років.

Нижче розглядаються основні характеристики даної системи, які і обумовили її вибір для розв'язання наших задач. Вкажемо на особливості даної системи, які вигідно відрізняють її від багатьох подібних.

## **2.1. Загальна характеристика системи GCIS**

Дана система базується на таких наступних принципах:

– інтеграція одновимірних -1D, двовимірних – 2D та тривимірних (просторових) – 3D даних у межах єдиної технології;

- використання предметно-орієнтованої (геологія і геофізика) мови опису даних;
- ієрархічна структура збереження об'єктно-орієнтованої інформації;
- загальне управління всіма задачами і процесами через єдиний програмний монітор;
- багатозадачність та багатопроесорність (багатомашинність);
- відкритість та розширюваність.

Коротко розглянемо суть тих, з наведених характеристик, які представляються нам найважливішими для розв'язання поставлених геологічних задач з урахуванням особливостей наявних вихідних даних.

У системі GCIS за основу взято розмірність геолого-геофізичної моделі, параметри якої підлягають визначенню, у декартовій прямокутній системі координат  $XYZ$ , у якій вісь  $OZ$  спрямована у бік нижнього півпростору щодо площини  $XOY$ .

Так, у варіанті 1D передбачається, що геологічні та геофізичні властивості моделі середовища змінюються в напрямку вертикальної осі  $OZ$  і незмінні у двох інших напрямках. Математично характер поведінки властивостей може бути описаний функцією однієї змінної  $f(z)$ .

У варіанті 2D геологічні й геофізичні властивості моделі середовища одночасно змінюються у напрямку горизонтальної  $OX$  та вертикальної  $OZ$  осей і є незмінними у напрямку осі  $OY$ . Математично характер поведінки властивостей може бути описаний функцією двох змінних  $f(x, z)$ .

Варіант 3D найбільш адекватно описує поведінку геологічної та геофізичної моделей середовища. У цьому випадку вважається, що властивості можуть одночасно змінюватися по всіх трьох просторових координатах  $OX$ ,  $OY$  і  $OZ$ . Математично характер поведінки властивостей моделі описується функцією трьох змінних  $f(x, z, y)$ .

З огляду на специфіку утворення та розвитку геологічних структур, а також на те, що геофізичні (фізичні) параметри моделі є лише відображенням цих процесів, у якості базових обрані два типи модельних уявлень:

- структурні моделі;
- моделі безперервного розподілу властивостей.

### 2.1.1. Структурна модель

Дана модель представляється сукупністю довільної кількості  $N$  криволінійних границь  $z_i, i = 1, \dots, N$ , які не мають самоперетинань у напрямку осі  $OZ$ . Пари послідовних границь утворюють шари. Властивості (параметри) шарів  $p_i, i = 1, \dots, N-1$  при переході через їхню границю змінюються стрибкоподібно. У середині шару властивості можуть бути незмінними -  $p_i = const$ , або змінюватися незначно, так, що їхня варіація значно менша за величину самого параметра  $\Delta p_i \ll p_i$ .

Відповідно до цієї моделі геофізичні характеристики в кожній з введених розмірних моделей будуть відповідно представлені як:

1D –  $z_i, i = 1, \dots, N$  - масив значень глибини залягання геологічних границь,  $p_i(z), i = 1, \dots, N-1$  - масив функцій, які описують поведінку властивостей у межах кожного із шарів. Поведінка функцій  $p_i$  обмежена такими правилами:

$$p_i(z) = \begin{cases} const \\ a_i \cdot (z - z_i) + b_i \end{cases}, \quad (2.1)$$

де  $a_i, b_i$  - коефіцієнт і вільний член лінійного рівняння,  $z_i$  - глибина покрівлі шару.

2D –  $z_i(x), i = 1, \dots, N$  - масив функцій, які описують зміну глибини залягання кожної з геологічних границь. З огляду на те, що в процесі формування та перетворення геологічних структур відбуваються процеси, які можуть призвести до появи у границях однотипних відкладів окремих включень (інтрузій) або внутрішніх змін властивостей (метаморфізм або літологічне заміщення), у двовимірній моделі шару уведені поняття блоку. Шар може складатися з одного або декількох послідовних блоків. У границях окремих блоків властивості описуються двовимірними функціями  $p_{ij}(x, z), i = 1, \dots, N-1, j = 1, \dots, K_i$ , де  $i$  - номер шару,  $j$  - номер блоку в шарі,  $K_i$  -

кількість блоків в  $i$ -тім шарі. Поведінка функцій  $p_{ij}$  обмежена такими правилами:

$$p_{ij}(x, z) = \begin{cases} const \\ a_{ij} \cdot (x - x_{ij}) + b_{ij} \\ c_{ij} \cdot (z - z_i(x)) + b_{ij}(x) \\ a_{ij} \cdot (x - x_{ij}) + c_{ij} \cdot (z - z_i(x)) + b_{ij}(x) \end{cases}, \quad (2.2)$$

де  $a_{ij}, c_{ij}, b_{ij}$  - коефіцієнти та вільний член у лінійному і білінійному представленні функцій,  $x_{ij}$  - координата початку  $j$ - того блоку;

$3D - z_i(x, y), i=1, \dots, N$  - масив двохвимірних функцій, які описують зміну глибини залягання кожної з геологічних границь. За аналогією з двохвимірним варіантом шар може складатися з одного або декількох багатокутових блоків. Властивості у межах окремих блоків описуються набором тривимірних функцій  $p_{ij}(x, y, z), i=1, \dots, N-1, j=1, \dots, K_i$ , де  $i$  - номер шару,  $j$  - номер блоку в шарі,  $K_i$  - кількість блоків в  $i$ -тому шарі. Поведінка функцій  $p_{ij}$  обмежена такими правилами:

$$p_{ij}(x, z) = \begin{cases} const \\ a_{ij} \cdot (x - x_{ij}) + d_{ij} \cdot (y - y_{ij}) + b_{ij} \\ c_{ij} \cdot (z - z_i(x, y)) + b_{ij}(x, y) \\ a_{ij} \cdot (x - x_{ij}) + d_{ij} \cdot (y - y_{ij}) + c_{ij} \cdot (z - z_i(x, y)) + b_{ij}(x, y) \end{cases}, \quad (2.3)$$

де  $a_{ij}, c_{ij}, d_{ij}, b_{ij}$  - коефіцієнти і вільний член у лінійному і білінійному представленні функцій,  $x_{ij}, y_{ij}$  - координати кутової точки початку  $j$ - того блоку.

Структурна модель забезпечує адекватне представлення загальної будови геологічного розрізу та загальних (регіональних) макрозмін геофізичних властивостей. В термінології «Технології» така модель називається *макромоделлю геологічного розрізу*.

### 2.1.2. Модель неперервного розподілу властивостей

Дана модель розглядає поведінку фізико-геологічних параметрів як неперервну величину і, в залежності від її розмірності, використовуються відповідні функції:

- 1D -  $p(z)$ ;
- 2D -  $p(x, z)$ ;
- 3D -  $p(x, y, z)$ .

Така модель дає можливість описувати досить довільно поведінку фізико-геологічних властивостей, однак, найбільше важливим є те, що на її основі можна вивчати детальну структуру внутрішньопластової будови.

Для забезпечення можливості гнучкого визначення параметрів моделі геологічного розрізу передбачений перехід від структурної моделі до моделі неперервного розподілу й зворотний перехід. Причому, якщо перший з переходів є тривіальним, то останній реалізується у межах кожного із блоків як апроксимація безперервної функції відповідними функціями (1.1), (1.2), (1.3) залежно від розмірності моделі.

Введення однотипної стандартизованої системи опису параметрів моделі забезпечує можливість їх як окремого, так і загального використання й відповідного генерування моделей більш високої розмірності на основі моделей низької розмірності:

$$\begin{cases} 1D \rightarrow 2D \\ 1D \rightarrow 3D \\ 2D \rightarrow 3D \end{cases}$$

а також моделей низької розмірності на основі моделей більш високої розмірності:

$$\begin{cases} 3D \rightarrow 2D \\ 3D \rightarrow 1D \\ 2D \rightarrow 1D \end{cases}$$



Для користувача - геофізика-інтерпретатора - найбільш важливими характеристикам з перелічених є два перших принципи. Перший характеризує джерела та види інформації, які використовуються для створення геолого-геофізичних моделей. Особливо важливою у нашому випадку є можливість інтеграції різноінформативних даних, оскільки саме для умов центральної частини ДДз, як було показано у попередніх розділах, є характерною різноваріантність даних.

Розглядаючи конкретні результати геолого-геофізичних досліджень у межах території робіт, для реалізації першого принципу, стосовно до наших умов, ми будемо використовувати таку інформацію (таб. 2.1).

Таблиця 2.1

Структура вихідної інформації для формування апріорної моделі

Ознака методу	Розмірність даних	Назви методів
Спостереження уздовж стовбура свердловини з одержанням одновимірного розподілу швидкостей і інших параметрів середовища	1D	ВСП, АК, дані ГДС
Спостереження при розташуванні джерел/датчиків і приймачів на лінійному профілі з одержанням двовимірного розрізу середовища	2D	Двовимірні сейсморозвідка, гравірознавдя, магніторозвідка, електророзвідка
Спостереження на поверхні або в заданому об'ємі тривимірного простору з одержанням об'ємного зображення середовища й тривимірного розподілу параметрів середовища	3D	Тривимірна (об'ємна) сейсморозвідка

Наявність другого принципу забезпечує «дружній інтерфейс» для користувачів - підготовку вхідних даних в категоріях та термінах, що використовуються в практиці обробки-інтерпретації геолого-геофізичних матеріалів.

З теоретичних засад, на яких базується дана технологія і які принципово відрізняють систему GCIS від інших комп'ютерних систем комплексної обробки-інтерпретації даних, для нас найбільш важливим є критеріальний підхід, який забезпечує:

а) отримання, в результаті рішення обернених задач геофізики, моделей середовищ, геологічно змістовних, адекватних наявній геолого-геофізичній інформації;

б) кількісну оцінку якості інформації, що інтегрується в рамках єдиної моделі об'єкта, що, в свою чергу, означає можливість:

- використання даних різного ступеня достовірності, об'єму та природи;
- безпосереднього впливу рівня кваліфікації геофізика-інтерпретатора на результати обробки, який з позицій свого досвіду та інтуїції визначає як якість вихідних даних, так і адекватність результатів обробки реальній геолого-геофізичній ситуації.

## **2.2. Основні етапи технології інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних у системі GCIS**

Базуючись на вказаних принципах класифікації вихідної інформації, процес визначення параметрів неоднорідної геогустинної моделі у межах зазначеної технології може виконуватись з використанням в якості вихідних даних як сітки окремих профілів, так і площинних структурних побудов і складається з таких етапів [92]:

Етап 1. Побудова узгодженої структурно-тектонічної геологічної моделі розрізу або площі на основі використання апріорної пасивної інформації.

Етап 2. Напівавтоматичне оцифрування геометрії геологічних границь, тектонічних елементів, стратифікації всіх виділених в геологічній моделі горизонтів, геометрії свердловин за допомогою програми перетворення растрових зображень у векторні зображення R2V (Able

Software Corporation). Підготовка результатів оцифрування у вигляді спеціалізованих файлів SDL-формату (MapGuide file) для профільних побудов або формату XYZ – для площинних.

- Етап 3. Відбудова структурних карт з використанням алгоритмів площинної інтерполяції, представлених у пакеті програм SURFER 8.0. На основі одержаних структурних карт або підготовленого SDL файлу профілю автоматичне формування геометрії та параметрів геогустинної моделі (відповідно 3D або 2D) в форматі мови опису геолого-геофізичних даних, яка прийнята у системі GCIS.
- Етап 4. Доформування параметрів геогустинної моделі середовища шляхом задання апріорних попластових та поблочних геогустинних характеристик, геологічно обґрунтованих обмежень на величину варіації геогустинних параметрів у вигляді мінімально і максимально допустимих значень та відносної оцінки ймовірності варіації геогустинних параметрів, яка змінюється в діапазоні від 0 - для порід неколекторів до 1 - для порід з найкращими колекторськими властивостями.
- Етап 5. Синтезування апріорної просторової геогустинної моделі на основі використання двовимірних геогустинних моделей вздовж сітки профілів з використанням алгоритмів площинної інтерполяції, представлених у пакеті програм SURFER 6.0 (у випадку використання профільних побудов як вхідних даних).
- Етап 6. Гравітаційна верифікація якості апріорної просторової геогустинної моделі середовища шляхом зіставлення спостереженого гравітаційного поля з результатами розв'язку прямої просторової задачі гравірозвідки.
- Етап 7. Прогнозування неоднорідного макророзподілу геогустинних властивостей шляхом розв'язання просторової оберненої задачі гравірозвідки з врахуванням геологічно обґрунтованих обмежень на величину варіації геогустинних параметрів та відомої блокової будови території.

- Етап 8. Прогнозування неоднорідного мікророзподілу геогустинних властивостей шляхом розв'язку просторової оберненої задачі гравірозвідки з максимальною компенсацією відхилення між вихідним і розрахованим гравітаційними полями.
- Етап 9. Візуалізація отриманої просторової геогустинної моделі та її аналіз. У випадку виявлення розбіжностей між характером поведінки отриманої моделі і геологічними уявленнями про будову — проведення переформулювання геологічно обґрунтованих обмежень на величину варіації геогустинних параметрів у вигляді мінімально і максимально допустимих значень та відносної оцінки імовірнісної варіації геогустинних параметрів, з подальшим переходом на б етап.
- Етап 10. Геологічна інтерпретація отриманої неоднорідної геогустинної моделі з виділенням нових тектонічних елементів та ділянок з покращеними колекторськими властивостями, як наслідок, потенційно перспективних в нафтогазовому відношенні.

## **ВИСНОВКИ**

Описані у розділі принципи створення просторових інтегральних геолого-геофізичних моделей є підґрунтям для узгодження наявних геолого-геофізичних даних по центральній частині ДДз у межах єдиної інтегральної геолого-геофізичної (геогустинної) моделі.

### РОЗДІЛ 3.

## ПРОСТОРОВА ІНТЕГРАЛЬНА ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА МОДЕЛЬ ЦЕНТРАЛЬНОЇ ЧАСТИНИ ДДЗ

Згідно з наведеним описом технології інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних, побудова узгодженої просторової геогустинної моделі території досліджень вимагає інтеграції в рамках єдиної моделі наявної геологічної та геофізичної інформації з метою коректного відображення особливостей геологічної та тектонічної будови, фізичних властивостей розрізу [101].

В данному розділі наведено характеристики конкретних матеріалів, підготовлених в рамках ідеології «Технології інтегральної інтерпретації» та згідно зі структурою системи GCIS, на підставі яких створювалася апіорна просторова цифрова модель глибинної будови центральної частини ДДз. Показаний процес та результати рішення обернених задач гравіметрії у системі GCIS. В якості контролюючої функції було використано гравітаційне поле у редукції Буге масштабу 1:50 000. В результаті була отримана неоднорідна інтегральна просторова геолого-геофізична модель центральної частини ДДз, узгоджена з наявним комплексом геолого-геофізичних відомостей про територію досліджень, яка з наперед заданою точністю задовольняє спостереженому гравітаційному полю.

Подальший аналіз отриманої моделі слугуватиме для вивчення особливостей просторового розподілу геогустинних властивостей у межах різних стратиграфічних рівнів центральної частини ДДз для рішення поставлених геологічних задач.

### **3.1. Вихідні геолого-геофізичні дані та принципи формування апріорної просторової геолого-геофізичної моделі**

Створення просторової інтегральної геогустинної моделі центральної частини ДДз виконувалося у відповідності до технології інтегральної інтерпретації, опис теоретичних і методичних положень якої наведений у [91].

Першим кроком у вирішенні цього завдання було формування апріорної цифрової інтегральної геолого-геофізичної моделі території досліджень.

Синтез даної моделі базувався на засадах, на яких побудовані «Технологія» та GCIS, що є системою взаємопов'язаних геологічно змістовних та формалізаційних принципів. Перші спираються на зміст та якість результатів проведених геолого-геофізичних досліджень – їх достовірність, об'єм, розмірність, геологічну результативність тощо, на підставі яких обирається оптимальний комплекс методів, дані яких інтегруватимуться у цифровій моделі.

Для забезпечення вихідної інформації проведено збір та аналіз матеріалів численних геолого-геофізичних досліджень, проведених на території центральної частини ДДз у різні роки, за результатами якого був обраний такий комплекс вихідних даних:

- результати гравіметричних зйомок масштабу 1:50 000 (рис. 3.1);
- результати сейсмічних спостережень МСГТ по семи регіональних профілях, розташованих у межах площі досліджень (рис. 3.2),
- дані аналізу та узагальнення матеріалів петрофізичних досліджень.

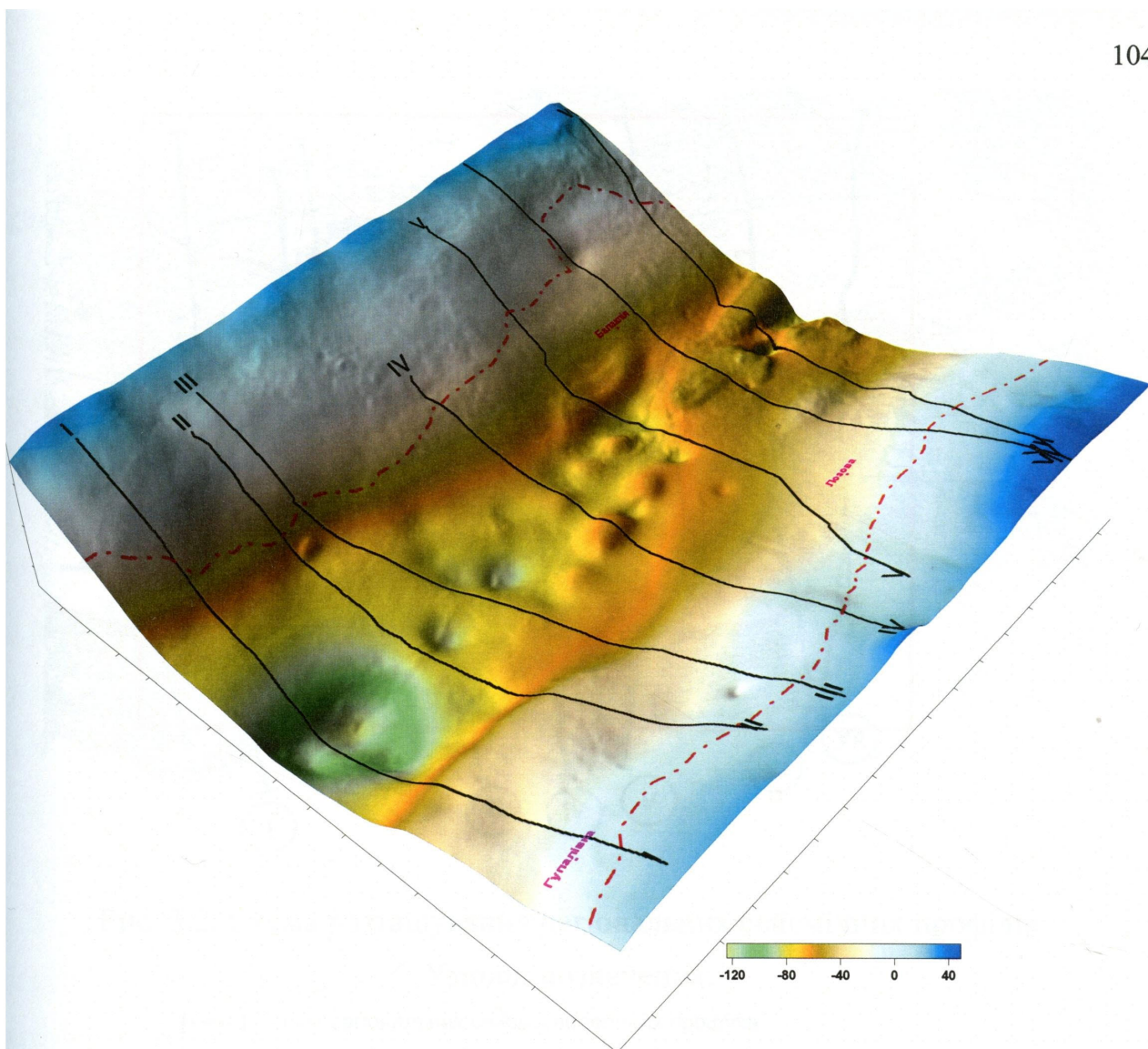


Рис. 3.1. Аномальне гравітаційне поле в редукції Буге



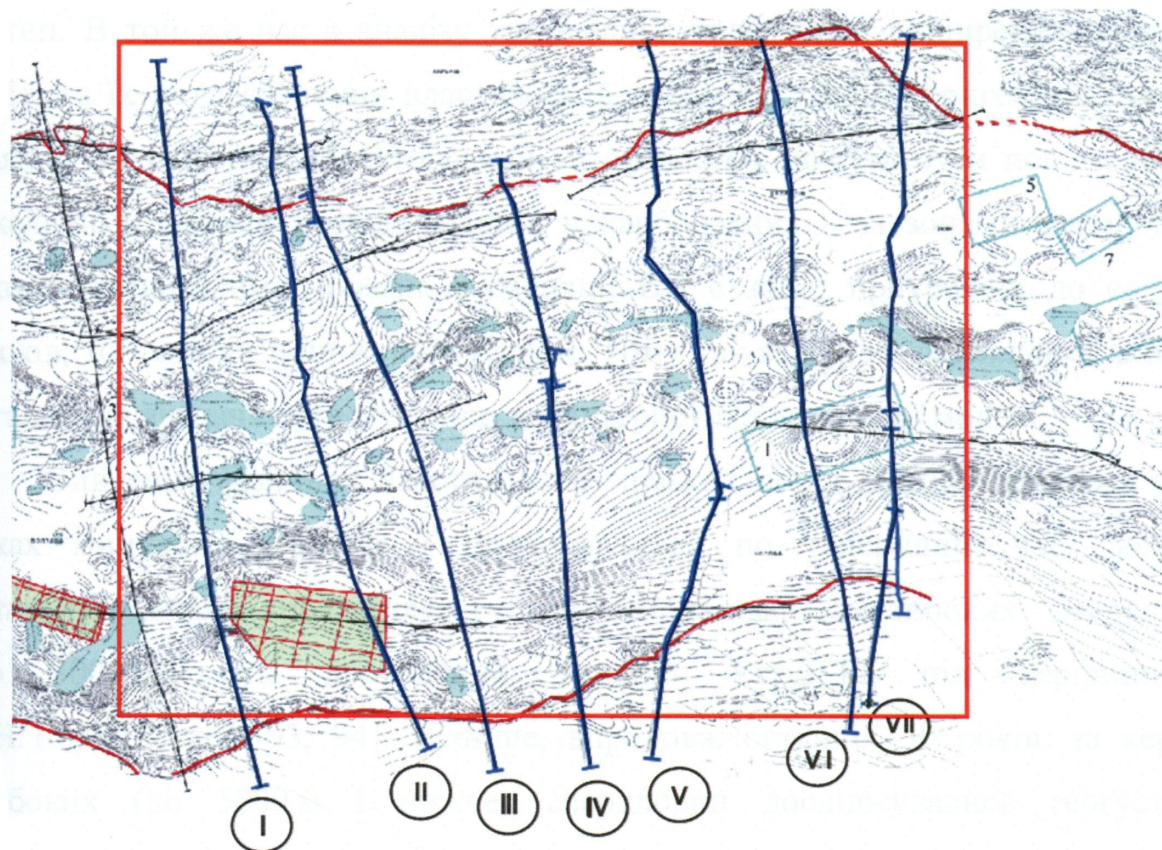




Рис. 3.2. Схема розташування регіональних сейсмічних профілів

Умовні позначення:

-  - лінії регіональних сейсмогеологічних профілів  
 - границі бортів грабену

Назви регіональних сейсмічних профілів

- I-I - Гупалівка-Гути
- II-II - Перещепино-Валки
- III-III - Богатойка-Мерефа
- V-V - Лівенцівка-Безлюдівка
- IV-IV - Лозова-Старопокрівка
- VI-VI - Мечebilово-Бригадирівка
- VII-VII - Близнюки-Північна Голубівка

### 3.1.1. Геогустинні властивості гірських порід центральної частини ДДз

При розгляді фізичних властивостей гірських порід території досліджень основна увага була приділена аналізу геогустинних характеристик геологічного розрізу. Це обумовлено тим, що, як показано вище, розв'язання поставлених геологічних задач планується здійснити за результатами рішення оберненої просторової задачі гравірозвідки як методу, дослідження за яким охоплюють практично усю площу робіт. Відповідно параметри отриманої в результаті геогустинного моделювання просторової моделі характеризуватимуть розподіл

густин. В той же час з аналізу типів порід-колекторів, поширених на площі робіт, та їх петрофізичних властивостей, впливає, що в теригенних породах ділянки покращених колекторських властивостей можуть бути пов'язаними з локальними зонами розуцільнення, в карбонатних – із зонами ущільнення; також потенційними зонами акумуляції ВВ є зони, приурочені до соляних штоків, тобто зони пониженої густини. Тому так важливо правильно і якомога детальніше визначити геогустинні характеристики апріорної моделі.

Вивчення фізичних властивостей гірських порід ДДз розпочалося у 40-роках минулого сторіччя і продовжується по теперішній час. Зокрема детальний аналіз розподілу густин за даними неглибоких свердловин (до 3000 м) був проведений групою УкрДГРІ під керівництвом Н.Н. Карпинської [93, 94]. Пізніше, впродовж останніх 30 років, за керном глибоких (до 5000 м і нижче) свердловин досліджувались геогустинні властивості порід глибоко залягаючих горизонтів (В.С. Попович, В.В. Омельченко та ін. ДГЕ «Дніпрогеофізика»). Колекторські властивості порід осадової товщі вивчалися ПГО «Полтавнафтогазгеологія» з використанням матеріалів сейсмокаротажу свердловин, який проводився Східно-Українською геофізичною розвідувальною експедицією. У 1995-96 р.р. в Національній гірничій академії України (Г.Я. Голіздра, В.С. Попович) виконано узагальнення вимірювань густини та пластової швидкості осадових порід північно-східної частини ДДз, західної та північної окраїни Донбасу [95 - 97].

Результати цих досліджень уможливили визначення на регіональному рівні основних особливостей просторового розміщення порід з різними геогустинними властивостями [98 - 100]. На підставі вищенаведених даних нами було виконано узагальнення характеру розподілу геогустинних властивостей у межах території дослідження та проведено їх статистичну оцінку [102].

**Зміна густини порід з глибиною.** Як і для інших осадових басейнів, у всіх тектонічних зонах центральної частини ДДз густина з глибиною зростає.

Найбільші градієнти спостерігаються у молодих осадових комплексах до глибини 1.5 – 2.0 км. У крейдових та юрських відкладах густина зростає від 1.8 до  $(2.45 - 2.50) \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ , у тріасових – від 2.28 до  $2.50 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ . Густини верхньокам'яновугільних відкладів у верхній частині розрізу також змінюються достатньо помітно - від  $2.37 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$  на глибині 700 м до  $2.64 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$  на глибині 3000 м. Так само збільшується з глибиною густина московських, башкірських та серпухівських відкладів. Значно меншою мінливістю характеризуються густини порід візейського і турнейського ярусів нижнього карбону, а також девонських відкладів. Відклади цього віку вже на глибинах 500 – 1500 м характеризуються густиною від  $2.5 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$  і більше. Встановлено, що в різних тектонічних зонах густини порід одного віку різняться. Так, густина тріасу у північній частині крайової зони на глибині 1000 м нижча за густину цих відкладів у центральному грабені та південній частині крайової зони на  $(0.12 - 0.15) \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ . Причому з глибиною ця різниця невілюється. Слід зазначити, що у центральній частині грабена густина від мезозойських до серпухівських відкладів нижча за відповідні густини цих відкладів у інших тектонічних зонах. Густина верхньокам'яновугільних відкладів у центральному грабені у інтервалі 800 – 4400 м приблизно постійна -  $(2.48 - 2.50) \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ , а на значних глибинах (3000 – 4400 м) на  $(0.10 - 0.14) \times 10^3 \text{ кг/м}^3$  менша, ніж у крайових частинах.

***Залежність густини від літологічного складу порід.*** Важливою характеристикою просторового розподілу густини порід є її зміна з глибиною для порід різного літологічного складу. Так, мергелі, крейдові відклади та глини із їх зануренням швидко ущільнюються. Наприклад, густина мергелей збільшується від  $1.25 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$  у приповерхневому шарі до  $2.43 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$  на глибині 800 м; крейдових відкладів - від  $1.9 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$  у приповерхневому шарі до  $2.21 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$  на глибині 1000 м, а глини юрського та крейдового віку - від  $1.95 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$  у приповерхневому шарі до  $2.55 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$  на глибині 2500 м. Помітно ущільнюються аргіліти та алевроліти. Густина аргілітів башкірського ярусу змінюється від  $2.42 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$  на глибині 1000 м, до  $2.65 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$  на

глибині 3500 м. Причому аргіліти нижнього карбону більш ущільнені, ніж аргіліти середнього. Так, на глибині 1500 м густина аргілітів нижнього карбону складає  $(2.60 - 2.62) \times 10^3$  кг/м<sup>3</sup>, а середнього –  $2.55 \times 10^3$  кг/м<sup>3</sup>. На значних глибинах ця різниця невілюється, і на глибині 4000 м густина аргілітів незалежно від віку коливається в діапазоні  $(2.63 - 2.67) \times 10^3$  кг/м<sup>3</sup>. В свою чергу, густина пісковиків турнейського ярусу на глибині 3500 м сягає  $2.60 \times 10^3$  кг/м<sup>3</sup> і при зануренні на глибину 4500 м збільшується до  $2.7 \times 10^3$  кг/м<sup>3</sup>.

Крім вказаних раніше досліджень з петрофізичного визначення густини порід, вивчення геогустинного розрізу окремих структур і структурних зон центральної частини ДДз проводилось під час проведення гравіметричних досліджень різними партіями ДГЕ “Дніпрогеофізика” і Артемівської ГЕ та тематичних досліджень, які закінчились в 1975 р. (Карпінська Н.Н., 1966, 1968; Тафєєв О.П., 1966; Новицька Н.Т., 1974). За даними авторів цих робіт середньозважені густини окремих стратиграфічних підрозділів визначались з врахуванням вмісту найбільш розповсюджених різновидів порід. Густина, що наведена в таблиці 3.1, визначалась за дослідженнями керну [29]. Ці дані підтверджують висновки, що глинисті породи характеризуються більшою сприйнятливістю до ущільнення ніж піщанисті. Густина глинистих відкладів в інтервалі глибин від поверхні до 5000 м коливається у межах від 1.9 до  $2.9 \times 10^3$  кг/м<sup>3</sup> і особливо різко зростає від поверхні до глибин 1000 м. Для піщаних і алевролітових порід також прослідковується закономірне збільшення густини з глибиною. Густина вапняків та доломітів змінюється в менших межах:  $(2.5 - 2.7) \times 10^3$  кг/м<sup>3</sup>. Середні значення густини для них близькі та складають  $2.56$  і  $2.55 \times 10^3$  кг/м<sup>3</sup>. По розрізу густина зростає всередньому від 2.5 у верхній частині розрізу до  $2.67 \times 10^3$  кг/м<sup>3</sup> на глибинах понад 3500 м. Ангідрити характеризуються високою густиною, яка змінюється у межах  $(2.8 - 2.9) \times 10^3$  кг/м<sup>3</sup>. Кам’яна сіль у пластових умовах, що залягає у відкладах нижньої пермі, характеризується значеннями густини від 2.12 до  $2.27 \times 10^3$  кг/м<sup>3</sup>.

З метою узагальнення розрізних даних, наведених в чисельних друкованих виданнях, проведено їх аналіз та статистичну обробку, що дало можливість встановити відповідні залежності середньозваженої густини стратиграфічних підрозділів геологічного розрізу різних ділянок (структур та структурних зон) центральної частини ДДз (табл. 3.1). Крім того ці дані забезпечили можливість на кількісному рівні (таб. 3.2) проаналізувати та встановити залежності густини порід різного віку від глибини їх розміщення та літологічного складу (рис. 3.3). Для порівняння цих залежностей розраховані градієнти змін густин для різновікових відкладів з глибиною та дисперсія значень густин окремих літологічних різновидів, розташованих на одній глибині (рис. 3.4.,3.5).

Таблиця 3.1

## Густина гірських порід центральної частини ДДз

Інтервал глибин, м	Літологічні різновиди, середня густина, $\times 10^3$ кг/м <sup>3</sup>			
	пісковики	алевроліти	глини та аргіліти	вапняки та доломіти
0-500	1.91	2.01	2.05	2.53
500-1000	2.07	2.14	2.20	2.54
1000-1500	2.17	2.26	2.33	2.55
1500-2000	2.25	2.37	2.44	2.56
2000-2500	2.33	2.45	2.51	2.62
2500-3000	2.40	2.50	2.56	2.64
3000-3500	2.44	2.53	2.59	2.67
3500-4000	2.48	2.55	2.61	2.67
4000-4500	2.49	2.57	2.63	2.67
4500-5000	2.50	2.59	2.63	2.67
5000-5500	2.50	2.59	2.63	2.67
5500-5750	2.50	2.59	2.64	2.67

Таблиця 3.2

## Статистичні оцінки густини гірських порід центральної частини ДДз

Статистичні оцінки	Літологічні різновиди, густина, $\times 10^3$ кг/м <sup>3</sup>			
	пісковики	алевроліти	глини та аргіліти	вапняки та доломіти
Середнє	2.34	2.43	2.49	2.62
Медіана	2.42	2.52	2.58	2.66
Мода	2.50	2.59	2.63	2.67
Стандартне відхилення	0.20	0.20	0.19	0.06
Дисперсія	0.04	0.04	0.04	0.00
Інтервал	0.59	0.58	0.59	0.14
Мінімум	1.91	2.01	2.05	2.53
Максимум	2.50	2.59	2.64	2.67

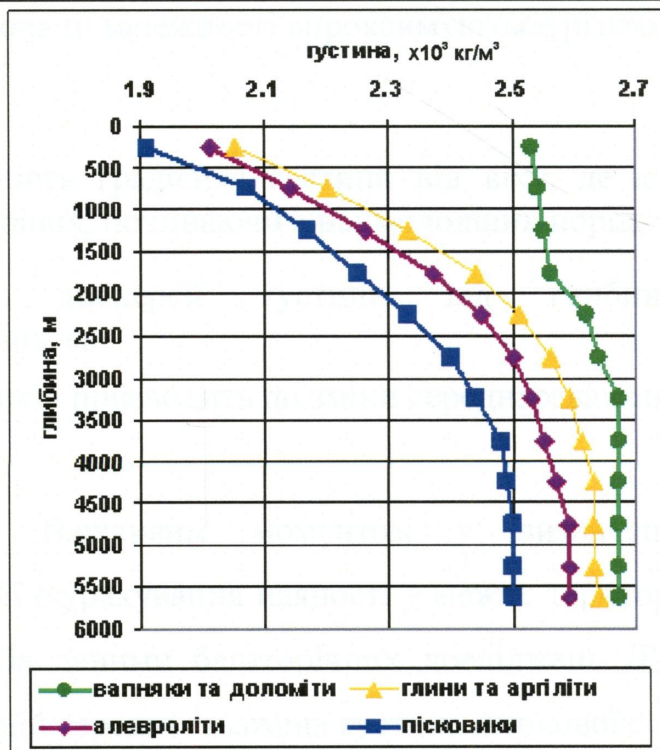
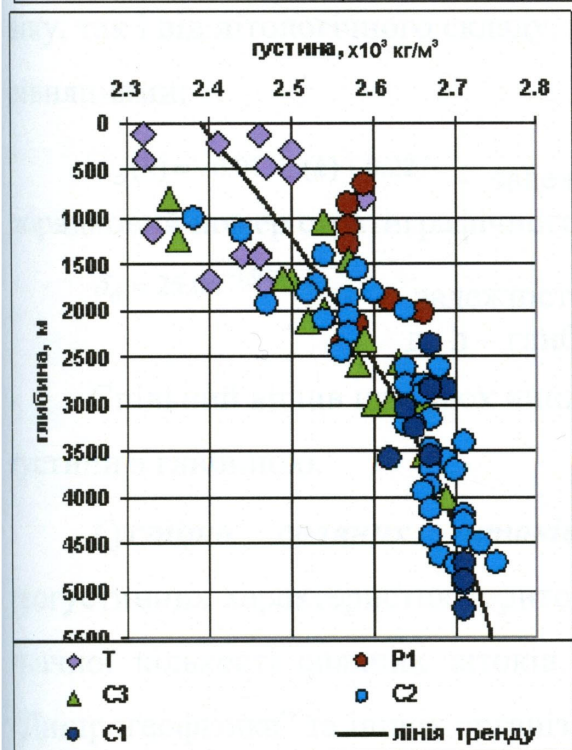


Рис. 3.3. Залежність значень густини від глибини для різновікових порід (а) та літологічних різновидів (б)



Рис. 3.4. Градієнти густин у межах відкладів мезозою та карбону

Аналіз отриманих результатів свідчить про залежність густини як від віку, так і від літологічного складу, хоча ці залежності апроксимуються різними рівняннями:

$\Delta_{\sigma}(k) = -0.073 \ln(k) + 0.227$  - залежність градієнту густини від віку, де  $k$  - порядковий номер стратиграфічного рівня, починаючи з наймолодших порід;

$\delta_{\sigma} = 25.0h^{-1.024}$  - залежність дисперсії густини від глибини, де  $h$  - глибина, м.

Спільний вплив цих двох чинників призводить до зміни середньозваженої густини з глибиною.

**Густина соляних штоків.** Важливим моментом у визначенні геогустинних характеристик території є урахування наявності у межах території значної кількості соляних штоків. За даними багаторічних досліджень ДГЕ “Дніпрогеофізика” та інших організацій середньозважена густина штокової солі оцінюється як  $(2.20 \pm 0.02) \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ . До 90-97 % об’єму штоку складає галіт густиною  $2.16 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ . Соляні маси штоку завжди містять різну кількість (в середньому  $\sim 5\%$ ) розсіяних уламків інших типів порід розмірами, в основному, від 1 см до 5-10 см. Серед уламків домінують вапняки густиною  $2.67-2.70 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$  і ангідрити (густиною до  $2.87 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ ).

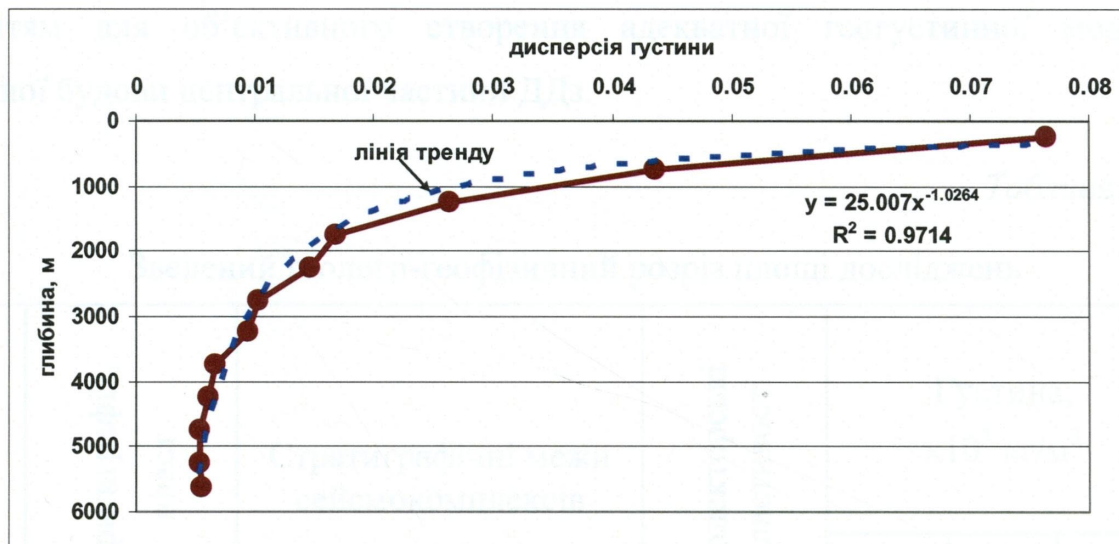


Рис. 3.5. Залежність дисперсії густини порід (за рахунок різного літологічного складу) від глибини

**Густина кепроку.** В апікальних частинах штоків розвинені кепроки, складені брекчіями різного складу (здебільшого глинисто-вапняковими). За даними буріння кепроки можуть містити значні за розмірами уламки (до 100 м і більше) девонських ефузивних порід, найчастіше діабазів. Зважаючи на всі ці чинники, середньозважена густина кепроків коливається в діапазоні  $(2.60 - 2.65) \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ . Потужність кепроків також коливається в широких межах – від десятків до сотень метрів. В останньому випадку їх обов'язково треба враховувати при геогустинному моделюванні.

У приконтатних зонах багатьох соляних штоків розвинені тектонічні брекчії. Їх потужність за даними буріння змінюється від 20 - 30 м до 200 м і в середньому становить 80 м. Серед брекчій різко домінують глинисто-вапнякові різновиди, середня густина яких становить  $2.63 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ .

Як свідчить наведений аналіз особливостей поведінки геогустинних властивостей порід, у межах центральної частини ДДз простежується суттєва диференціація густини як за площею, так і по розрізу (таб. 3.3). Отримані кількісні оцінки залежності густини порід від віку, літології та глибини, а також від такого важливого чинника, як соляні пласти, штоки та кепрок, є надійним



підґрунтям для об'єктивного створення адекватної геогустинної моделі глибинної будови центральної частини ДДз.

Таблиця 3.3

## Зведений геолого-геофізичний розріз площі досліджень

Відбивальні горизонти	Стратиграфія, пласт	Стратиграфічні межі сейсмокомплексів	Колекторські властивості	Густина, $\times 10^3$ кг/м <sup>3</sup>		
				сер.	мін.	макс.
1	2	3	4	5	6	7
N+Q+P	N+Q+P		-	2.01	2.00	2.02
J	J		-	2.09-2.10	2.00	2.10
Шк	T	до підшови тріасових відкладів	-	2.19-2.20	2.10	2.25
IVб	C <sub>3</sub>	до підшови тріасових відкладів	-	2.33-2.34	2.20	2.36
Vб <sub>1-к</sub>	C <sub>2m</sub>	до покрівлі відкладів московського ярусу середнього карбону	-	2.36-2.37	2.32	2.45
Vб <sub>1-п</sub>	C <sub>2в</sub>	до підшови відкладів московського ярусу середнього карбону	-	2.40-2.42	2.32	2.50
Vб <sub>2-п</sub>	C <sub>1s2</sub>	до підшови відкладів башкірського ярусу середнього карбону (до підшови світи C <sub>21</sub> у вугільних свердловинах)	+	2.43-2.44	2.32	2.50

## Продовження таблиці 3.3

1	2	3	4	5	6	7
V <sub>B12</sub>	C <sub>1S1</sub>	до підшови відкладів верхньосерпухівського під'ярусу нижнього карбону (до підшови світи C <sub>14</sub> у вугільних свердловинах)	+	2.46- 2.47	2.35	2.55
V <sub>B1-п</sub>	C <sub>1V2</sub>	до підшови відкладів нижньосерпухівського під'ярусу нижнього карбону (до підшови світи C <sub>13</sub> у вугільних свердловинах)	+	2.52- 2.54	2.40	2.60
V <sub>B2-п</sub>	C <sub>1V1</sub>	до підшови відкладів верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону (до підшови світи C <sub>12</sub> у вугільних свердловинах)	+	2.56- 2.58	2.42	2.62
V <sub>B3-п</sub>	C <sub>1t</sub>	до підшови відкладів нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону (до підшови світи C <sub>11</sub> у вугільних свердловинах)	+	2.60 - 2.62	2.5	2.65
V <sub>B4-п</sub>	D <sub>3fm</sub>	до підшови відкладів турнейського ярусу під'ярусу нижнього карбону	+	2.64- 2.65	2.6	2.7
VI <sub>32</sub>	D <sub>3fr</sub>	до нижньої частини відкладів фаменського ярусу верхнього девону	-	2.66- 2.67	2.6	2.72
VI <sub>52</sub>	D <sub>3</sub>	до підсолевих теригенних відкладів франського ярусу верхнього девону	-	2.69- 2.70	2.60	2.75

1	2	3	4	5	6	7
VI-п	РЄ	до подошви девонських відкладів	-	2.70– 2.75	2.65	2.80
кора		нижче покрівлі фундаменту	+	2.75 – 2.78	2.65	2.80

Формалізація обраних матеріалів здійснювалася за одним із трьох основних способів інтеграції різновимірних даних, реалізованих у системі GCIS: 2D сейсмогеологічні побудови по мережі регіональних сейсмічних профілів та 3D структурні побудови по одному опорному горизонту; при формуванні геогустинних характеристик моделі використовувалися петрофізичні дані.

### 3.1.2. Послідовність створення апріорної просторової моделі центральної частини ДДз

Послідовність створення апріорної просторової моделі включала наступні основні етапи.

**Етап 1.** Формування структурної моделі території дослідження. В якості 2D сейсмогеологічних побудов використані результати інтерпретації даних, виконані по регіональних профілях, по яких були проведені сейморозвідувальні дослідження методом спільної глибинної точки (рис. 3.2): сейсмогеологічні розрізи по профілях Гупалівка-Гути, Перещепино-Валки, Богатойка-Мерефа, Лозова-Старопокрівка, Мечєбілово-Бригадирівка, Близнюки-Північна Голубівка (рис. 3.6); дані сеймостратиграфічного аналізу, за якими в розрізах профілів були виділені прогностичні зони покращених колекторських властивостей, пов'язані, на думку авторів (С.Б. Ларін, О.Ю. Лукін), з вузловими піщаними тілами (ВПАТ), які розглядаються як можливі акумулятори вуглеводнів.

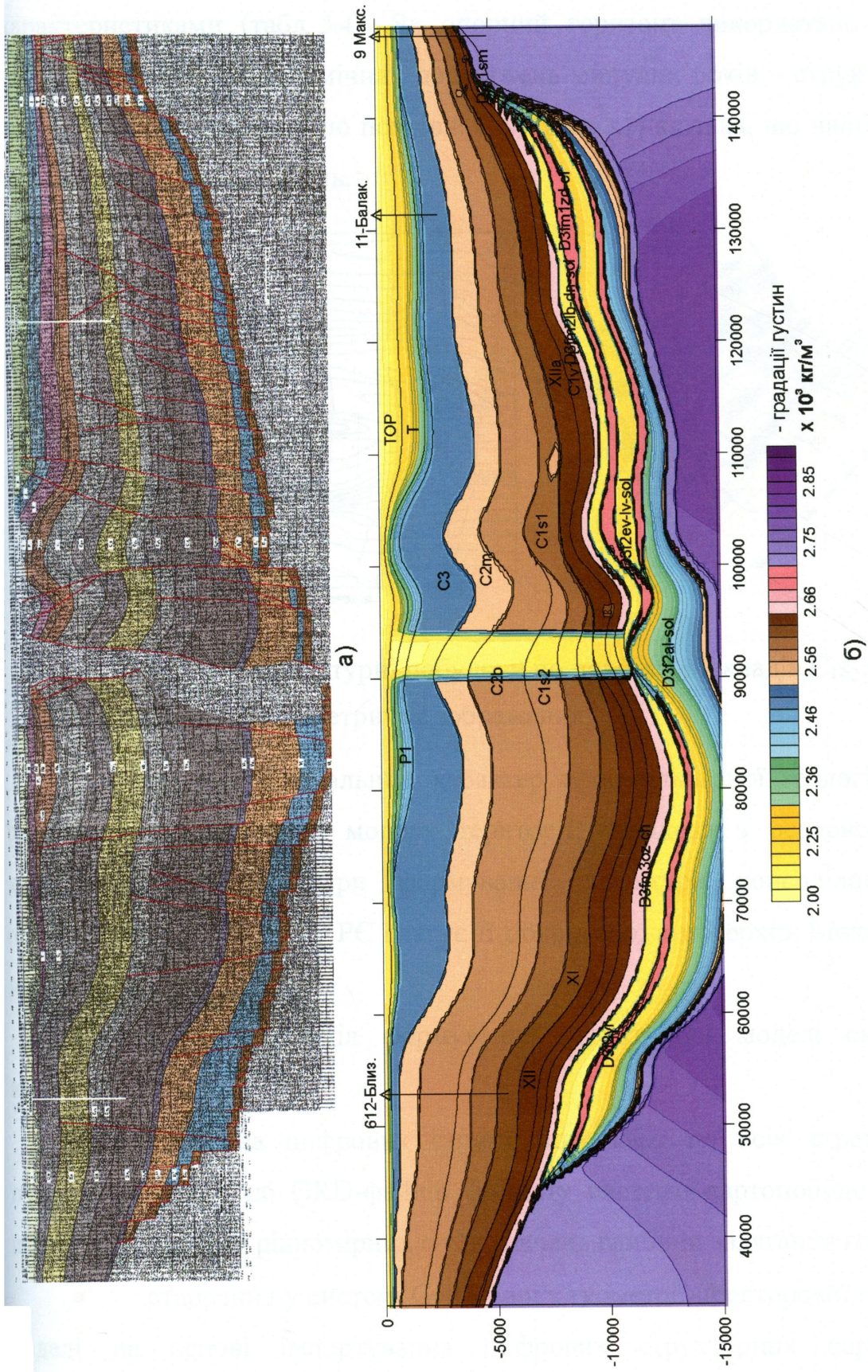


Рис. 3.6. Профіль Близнюки-Північна Голубівка:  
 а) сейсмогеологічний розріз, б) апіорний геогустинний розріз

За цими даними в розрізі площі досліджень було виділено дев'ятнадцять стратиграфічних горизонтів – границь відкладів з різними геогустинними характеристиками (табл. 3.4). Як опорний горизонт використано структурні побудови за даними сейсмічних досліджень минулих років – структурна карта відбивального горизонту по покрівлі  $C_1S_2$  (рис. 3.7) як така, що найбільш повно охоплює площу досліджень.

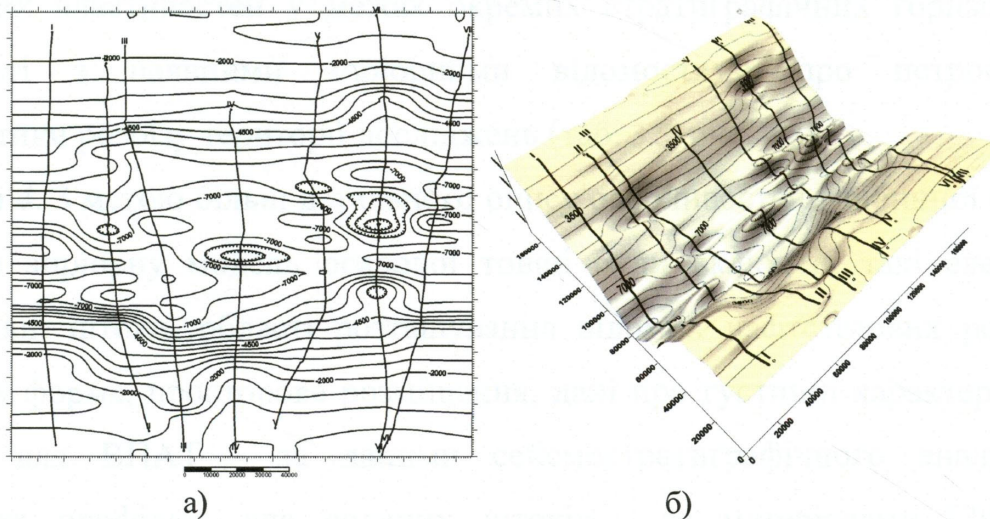


Рис. 3.7. Структурні побудови по покрівлі відкладів  $C_1S_2$ :

а) схема; б) аксонометричне зображення

З огляду на регіональний характер сформульованої геологічної задачі розглядалася просторова модель території, складена з осадової товщі та консолідованої кори. При формуванні структури консолідованої кори приймалося, що горизонт РЄ слугує її покрівлею, а поверхня Мохоровичича – підшоною [26].

Практична реалізація формування структурної моделі складалася з наступних кроків:

- побудова цифрових структурних карт по всіх стратиграфічних горизонтах у вигляді GRD-файлів формату системи картопобудов Surfer 8.0 шляхом розрахунку рівномірних сіток значень глибини залягання горизонтів;
- створення у системі GCIS блоку геометрії просторової геогустинної моделі на основі імпортування цифрових структурних карт по всіх стратиграфічних горизонтах.

**Етап 2.** Формування густинної моделі, даними для якої слугували характеристики розрізу, визначені за результатами попередніх досліджень, а густина порід верхньої мантії склала  $\sigma=3.2 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$  - за довідниковими даними.

**Етап 3.** Створення у системі GCIS блоку параметрів апріорної просторової геогустинної моделі, які описують кусково-неперервну поведінку геогустинних властивостей у межах окремих стратиграфічних горизонтів у відповідності з наявними апріорними відомостями про петрофізичні характеристики розрізу території досліджень (таб. 3.5, рис. 3.8).

**Етап 4.** З метою більш детального опису особливостей глибинної будови території в апріорну модель осадової товщі були включені такі елементи: ВПАТ, соляні штоки, області розташування відомих нафтогазових родовищ (рис. 3.9). Їх форма, просторове розміщення, дані про густинні характеристики визначені: для ВПАТ - за даними сеймостратиграфічного аналізу по регіональних профілях; для соляних штоків - за матеріалами [29]; для нафтогазових родовищ - за даними [28]. При цьому загальна кількість соляних штоків, розташованих на території досліджень і включених у глибинну модель, склала 31, родовищ – 70 (рис. 3.10); кількість ВПАТ – 86. Назви родовищ та соляних штоків, включених у модель, наведені у таблицях 3.6, 3.7. В останній цифрою “1” позначено стратиграфічний рівень розташування покладу.

Доформування параметрів апріорної 3D-геогустинної моделі середовища шляхом включення до параметрів геологічно обґрунтованих обмежень на величину варіації геогустинних характеристик в окремих пластах і блоках та оцінки відносної ймовірності варіації геогустинних параметрів, що змінюється в діапазоні від 0 - для порід неколекторів та 1 - для порід з кращими колекторськими властивостями (таб. 3.5, рис. 3.8, таб. 3.8, рис. 3.10).

У результаті реалізації вказаних етапів у системі GCIS була створена апріорна просторова геогустинна модель території досліджень (рис. 3.11), що характеризує глибинну будову центральної частини ДДз у рамках наявної геолого-геофізичної інформації.

Таблиця 3.4

## Стратиграфічні комплекси просторової моделі площі досліджень

№ з/п	Вік горизонту	Індекс
1	тріасовий	T
2	нижньопермський	P <sub>1</sub>
3	верхньокам'яновугільний	C <sub>3</sub>
4	середньокам'яновугільний	C <sub>2m</sub>
5	середньокам'яновугільний	C <sub>2b</sub>
6	верхньосерпухівський	C <sub>1s2</sub>
7	середньосерпухівський	C <sub>1s1</sub>
8	верхньовізейсько-серпухівський	XI
9	верхньовізейський	XII
10	верхньовізейський	XIIa
11	турнейсько-нижньовізейський	C <sub>1v1-t</sub>
12	верхньофаменський надсольовий	D <sub>3fm3oz-ch</sub>
13	верхньофаменський сольовий	D <sub>3fm2lb-dn-sol</sub>
14	нижньофаменський	D <sub>3fm1zd-el</sub>
15	верхньофранський сольовий	D <sub>3f2ev-lv-sol</sub>
16	верхньофранський	D <sub>3f2vr</sub>
17	середньофранський сольовий	D <sub>3f2al-sol</sub>
18	середньофранський	D <sub>3f1sm</sub>
19	покрівля фундаменту	PE
20	поверхня Мохоровичича	M

Таблиця 3.5

Густинні параметри та критерії оптимальності відкладів апріорної моделі

Стратиграфія	Густина $\times 10^3$ кг/м <sup>3</sup>			Апріорна перспективність відкладів
	мінімальна	середня	максимальна	
T	2.000	2.150	2.300	низькоперспективні
P <sub>1</sub>	2.290	2.330	2.460	низькоперспективні
C <sub>3</sub>	2.385	2.490	2.470	перспективні
C <sub>2m</sub>	2.475	2.530	2.540	перспективні
C <sub>2b</sub>	2.475	2.575	2.560	високоперспективні
C <sub>1s2</sub>	2.475	2.575	2.560	високоперспективні
C <sub>1s1</sub>	2.560	2.595	2.625	високоперспективні
XI	2.560	2.615	2.625	перспективні
XII	2.560	2.625	2.625	перспективні
XIIa	2.565	2.635	2.640	перспективні
C <sub>1v1-t</sub>	2.565	2.635	2.640	високоперспективні
D <sub>3fm3oz-ch</sub>	2.600	2.645	2.650	низькоперспективні
D <sub>3fm2lb-dn-sol</sub>	2.000	2.150	2.100	неперспективні
D <sub>3fm1zd-el</sub>	2.605	2.685	2.690	низькоперспективні
D <sub>3f2ev-lv-sol</sub>	2.000	2.150	2.100	неперспективні
D <sub>3f2vr</sub>	2.635	2.705	2.705	низькоперспективні
D <sub>3f2al-sol</sub>	2.000	2.150	2.100	неперспективні
D <sub>3f1sm</sub>	2.695	2.725	2.745	низькоперспективні
PC	2.660	2.745	2.775	неперспективні



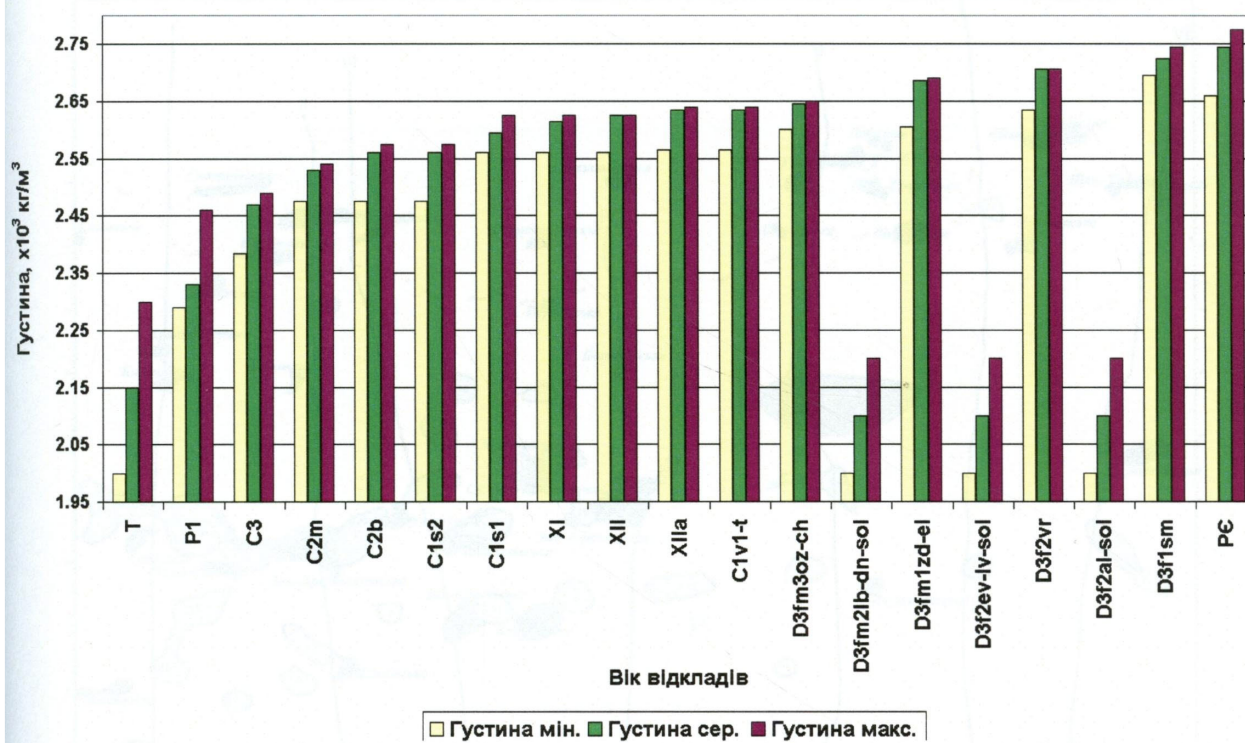


Рис. 3.8. Діапазони зміни густини апріорної моделі у межах окремих стратиграфічних горизонтів

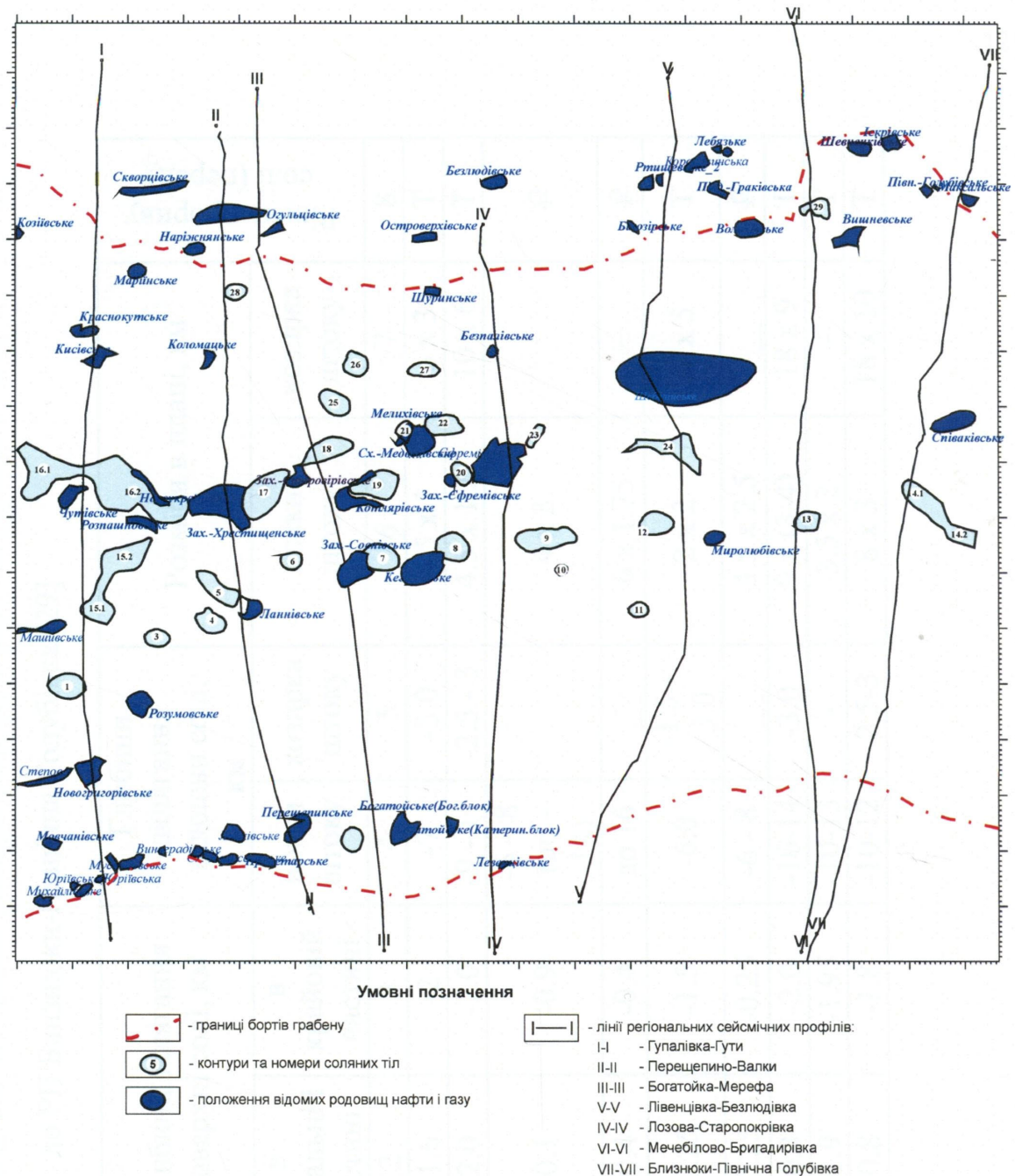


Рис. 3.9. Схема розміщення родовищ ВВ та соляних штоків на території досліджень:

нумерація штоків: 1 – Андріївський, 2 – Півд.- Перещепинський, 3 – Федорівський, 4 – Басівський, 5 – Верхньооланівський, 6 – Вербівський, 7 – Соснівський, 8 – Павлівський, 9 – Миронівський, 10 – Тимченківський, 11 – Краснопавлівський, 12 – Біляївський, 13 – Степківський, 14.1 – Берекський, 1.2 – Новодмитровський, 15.1 – Єлизаветінський-півд., 15.2 – Єлизаветінський-північн., 16.1 – Чутівський, 16.2 – Розпашнівський, 17 – Хрестищенський, 18 – Старовірівський, 19 – Ведмедівський, 20 – Зах.-Єфремівський, 21 – Сх.-Ведмедівський, 22 – Парасковійський, 23 – Єфремівський, 24 – Олексіївський, 25 – Токарівський, 26 – Нововодолазький, 27 – Рябухинський, 28 – Валківський, 29 – Бригадирівський

до РП Близнюки-Північна Голубівка [29]

Найменування штоків	Глибини залягання поверхні солі, км		Глибини залягання підшви солі, км		Розміри в плані, км		Рівень провиу (урел)
	в апікальній частині	в крайовій частині	ніжки штоку	козирка штоку	ніжки штоку	козирка штоку	
1	2	3	4	5	6	7	8
Андріївський	-1.6	-2	-7	-3.0	4.5 x 1	6 x 3	T
Басівський	-2.0	-2.0	-9 - 11	-2.5 - 3	4.5 x 1.2	10 x 6	T
Біляївський	-0.1	-0.9	-6 - 8 (до - 14)		4 x 3		ƒ
Берекський	-0.4	-0.4	до 16		6 x 1.75	-	ƒ
Бригадирівський	-0.25	-1.5	-6.0	-1.5- 3.0	2 x 2	7 x 5	T
Валківський	-0.25	-0.25	-6 - 8		3.5 x 2.5		ƒ
Ведмедівський	-0.3	-2.0	-10-14	-3.0	9 x (3-4)	18 x 9	T
Вербівський	-1.9	-1.95	-10-13	-	3.5 x 2	-	T
Верхньоланівський	-0.8	-1.8	-10-12	-2.5-3	8 x 3	18 x 10	T

1	2	3	4	5	6	7	8
Єлизаветівський	-1.5	-2.0	-10	-3.0	7 x 3	10 x 7	T
Єфремівський	-0.8	-1.5	-10-14	-3.0	6 x 2	10 x 4.4	T
Західно-Єфремівський	-1.5	-1.7	-9-14	-3.0	3 x 2	4 x 4	T
Краснопавлівський	-0.5	-1.0-1.2	-10-11	-1.5	3 x 2	4 x 3	T
Миронівський	-0.5	-1.0	-10-14	-2.0	5 x 3	8 x 5.5	T
Нововодолазький	-1.7	-2.2	-8-10	-	5 x 3.8	-	T
Олексіївський	-0.4	-1.5	-8-12 (до - 14)	-1.5 - 2.0	11 x 1	11 x 7	T
Павлівський	-0.6	-1.5	-10-15	-3	3.5 x 2.5	7 x 5	T
Парасковійський	-1.6	-2.0	-9 - 12	-3	6 x 2	7 x 3.7	T
Півд.-Переципинський	-0.5	-0.5	-4-5	—	4 x 4 (5.5x5.5)	—	♀
Розпашнівсько- Белухівський	-0.1	-2.0	-8-10	-3.5	~17 x 6	24 x 14	T
Рябухинський	-1.75	-2.05	-8-11	-3.0	3 x 1.6	4.5 x 4	T
Соснівський	-1.15	-1.8	-10-15	-3.0-3.5	3.5 x 2	9 x 8	T
Старовірівський	-1.5	-2.0	-9 - 11	-3.5	5 x 2	9 x 7	T
Степківський	-0.3	-0.3	до -15-16	—	1.5 x 1	—	♀
Східно-Ведмедівський	-1.75	-1.75	-10-13	-2.5	3.5 x 1.4	4.5 x 3	T
Східно-Олексіївський	0.15	-1.5	-8-12 (до - 14)	-1.5	7 x 1.75	7 x 2	T

1	2	3	4	5	6	7	8
Тимченківський	-1.5	1.5	-9.0	-1.7	1.0 x 0.8	1.5 x 1.5	T
Токарівський	-2.0	-2.2	-8 - 9	-3.5	4.5 x 2.7	9 x 5	T
Федорівський	-1.2	-1.65	-6 - 8	-2.5 - 3	3 x 2	8 x 2	T
Хрестищенський	-1.0	-2.0	-10-12	-3.0	10 x 4	12 x 8	T
Чутівський	-0.1	-2.0	-8-10	-2.5 - 3	14 x 5	15 x 9	T

Стратиграфічні рівні залягання родовищ, включених до моделі

№ з/п	Назва родовища	Стратиграфічний рівень залягання покладів										
		T	P <sub>1</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>2m</sub>	C <sub>2b</sub>	C <sub>1S2</sub>	C <sub>1S1</sub>	C <sub>1V1-t</sub>	D <sub>3</sub>	PE	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	Безлюдівське						1		1			
2	Безпалівське											
3	Білозірське								1			
1	Богатойське(Богатойський блок)						1	1	1	1		
2	Богатойське(Катериненський блок)						1	1	1	1		
3	Веснянське											
4	Виноградівське						1	1	1			
5	Вишневецьке				1							
6	Волохівське				1	1	1	1	1			
7	Голубівське							1	1			
8	Дружелобівське											
9	Єфремівецьке							1		ë		
10	Зах.-Єфремівецьке							1				
11	Зах.-Огульцівське							1				
12	Зах.-Соснівське							1				
13	Зах.-Старовірське		1	1								
14	Зах.-Хрестищенське				1	1						

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
15	Ігнатівське					1					
16	Іскрівське								1	1	
17	Караванівське					1					
18	Качалівське										
19	Кегичівське					1					
20	Кисівське						1	1			
21	Коломацьке						1	1			
22	Копилівське					1					
23	Коробочкінське								1		
24	Котлярівське					1					
25	Краснокутське										
26	Кременівське					1	1	1	1		
27	Ланівське		1	1							
28	Лебязьке					1					
29	Левенцівське					1	1	1			
30	Личківське								1	1	
31	Максальське				1			1			
32	Маріїнське						1	1	1		
33	Машівське		1	1							
34	Мелихівське					1					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
35	Мирлобівське					1					
36	Михайлівське								1		
37	Мусієнківське								1		
38	Наріжнянське					1	1				
39	Новогригорівське				1	1	1	1			
40	Новомиколаївське (Мовчанівське)								1		
41	Новоселівське					1	1	1	1		
42	Новоукраїнське					1					
43	Огульцівське								1		
44	Острорівське						1	1			
45	Півд.-Скворцівське					1					
46	Перещипинське					1	1	1	1		
47	Плагівське					1					
48	Півн.-Голубівське				1						
49	Пролетарське				1	1	1	1	1		
50	Решетняківське					1	1				
51	Розпашнівське		1			1					
52	Розумовське				1	1	1				
53	Ртищевське					1					
54	Руденківське								1		



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
55	Сахалінське								1		
56	Скворцівське										
57	Співаківське	1									
58	Степне					1	1				
59	Суходолівське					1					
60	Сх.-Медведівське					1					
61	Сх.-Новоселівське					1					
62	Сх.-Полтавське				1						
63	Сх.-Решетняківське										
64	Улянівське					1					
65	Чутівське		1			1					
66	Шебелинське		1								
67	Шевченківське				1	1	1	1	1		
68	Шуринське					1					1
69	Юліївське										1
70	Юрївське	1						1			1

Таблиця 3.8

Геогустинні параметри локальних об'єктів, підготовлені для системи  
GCIS

Соляні штоки				
№ з/п	Вік	Густина, $\times 10^3$ кг/м <sup>3</sup>		
		середня	мін.	мах.
1	T	2.01	2.01	2.01
2	P <sub>1</sub>	2.03	2.01	2.24
3	C <sub>3</sub>	2.04	2.01	2.27
4	C <sub>2m</sub>	2.06	2.01	2.31
5	C <sub>2b</sub>	2.08	2.01	2.35
6	C <sub>1s2</sub>	2.10	2.01	2.38
7	C <sub>1s1</sub>	2.11	2.01	2.42
8	XI	2.13	2.01	2.45
9	XII	2.15	2.01	2.49
10	XIIa	2.17	2.01	2.53
11	C <sub>1v1-t</sub>	2.18	2.01	2.56
12	D <sub>3fm3oz-ch</sub>	2.20	2.01	2.60
Родовища*				
По всіх горизонтах		-0.05	-0.04	-0.04
ВПАТ*				
По всіх горизонтах		-0.04	-0.04	-0.04

\* - для даних типів об'єктів густини задаються відносно значень  
вміщуючих порід

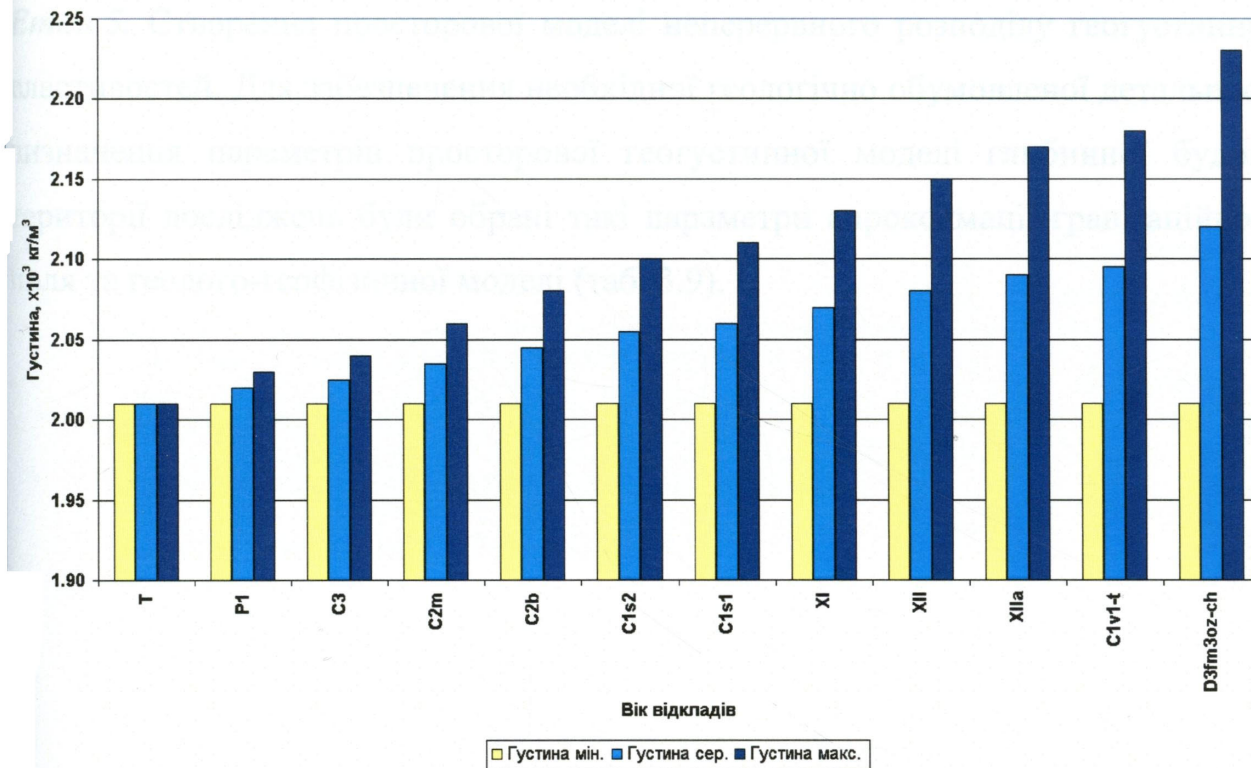


Рис. 3.10. Діапазони зміни густини соляних штоків у межах окремих стратиграфічних горизонтів

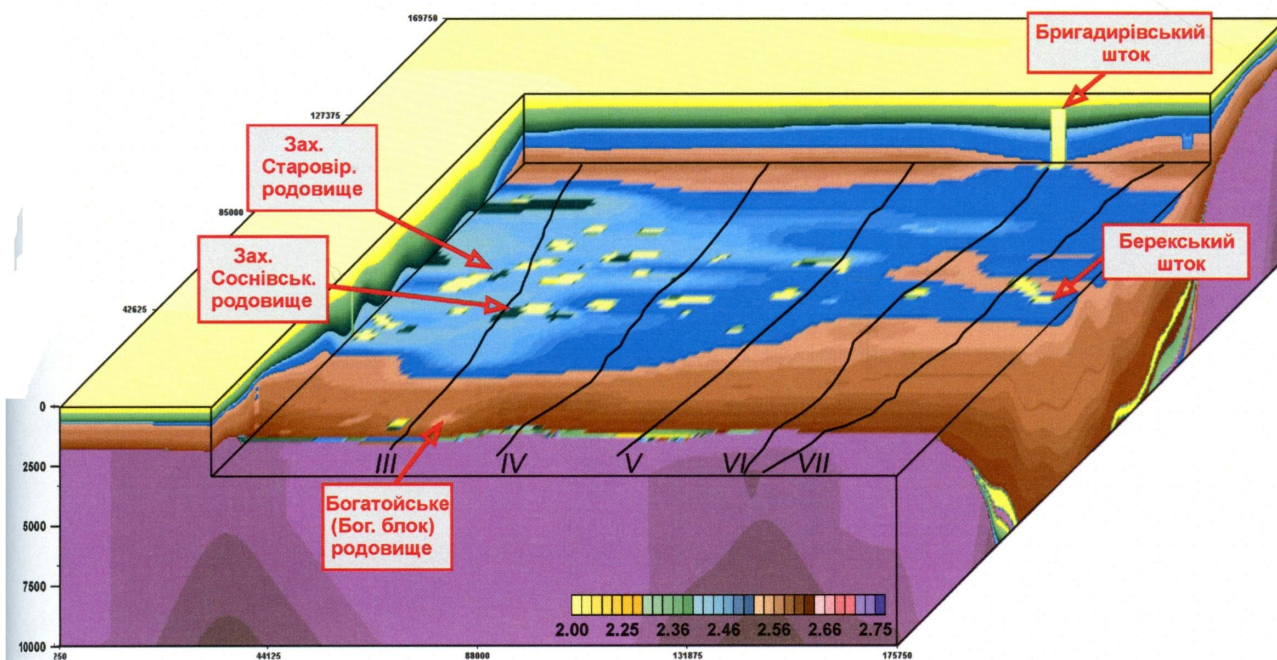


Рис. 3.11. Аксонометричне зображення апріорної просторової геогустинної моделі центральної частини ДДз:



- лінії регіональних профілів: III – Богатойка-Мерефа, IV – Левенцівка-Безлюдівка, V – Лозова-Шебелинка-Старопокрівка, VI – Мечобілово-Бригадирівка, VII – Близнюки-Півн. Голубівка

**Етап 5.** Створення просторової моделі неперервного розподілу геогустинних властивостей. Для забезпечення необхідної геологічно обумовленої детальності визначення параметрів просторової геогустинної моделі глибинної будови території досліджень були обрані такі параметри апроксимації гравітаційного поля та геолого-геофізичної моделі (таб. 3.9).

Параметри чисельної апроксимації гравітаційного поля та 3D моделі

№ з/п	Назва параметру	Прийняте значення, м
1	Крок між точками визначення площинного гравітаційного поля X×У	500×500
2	Розмір елементарної комірки при апроксимації геогустинної моделі в площині X×У	500×500
3	Розмір елементарної комірки при апроксимації геогустинної моделі по глибині	100
4	Абсолютний мінімальний рівень геогустинної моделі по глибині	-50
5	Абсолютний максимальний рівень геогустинної моделі по глибині	-64950
6	Абсолютний рівень лінії приведення для розрахунку гравітаційного поля	10

**Етап 6.** Гравітаційна верифікація якості апіорної просторової неоднорідної геогустинної моделі середовища шляхом зіставлення спостереженого гравітаційного поля з результатами розв'язку прямої просторової задачі гравірозвідки. Під час проведення гравітаційної верифікації якості створеної початкової геогустинної моделі шляхом розв'язку прямої просторової задачі гравірозвідки було виявлено її невідповідність спостереженому аномальному гравітаційному полю (середньоквадратичне відхилення становило  $57.5 \times 10^{-5} \text{ м/с}^2$ ).

Враховуючи складну тектонічну будову регіону досліджень та наявність різних типів земної кори, було зроблено припущення про залежність характеру гравітаційного поля від розподілу мас, що знаходяться нижче поверхні Мохоровичича. З метою усунення вказаної принципової невідповідності моделі існуючому гравітаційному полю було проведено

макрокорекцію та балансування моделі шляхом розв'язку оберненої лінійної та структурної задач гравірознавства та уточнено характер поведінки границі Мохо (рис. 3.12), що було доведено результатами досліджень [102, 103]. Середньоквадратичне відхилення гравітаційного поля від результуючої макромоделі склало  $5.2 \times 10^{-5} \text{ м/с}^2$ . Принципова відповідність отриманої моделі наявному гравітаційному полю свідчить про адекватність та правомірність отриманих глибинних побудов та правомірності прийняття отриманої моделі в якості початкового наближення.

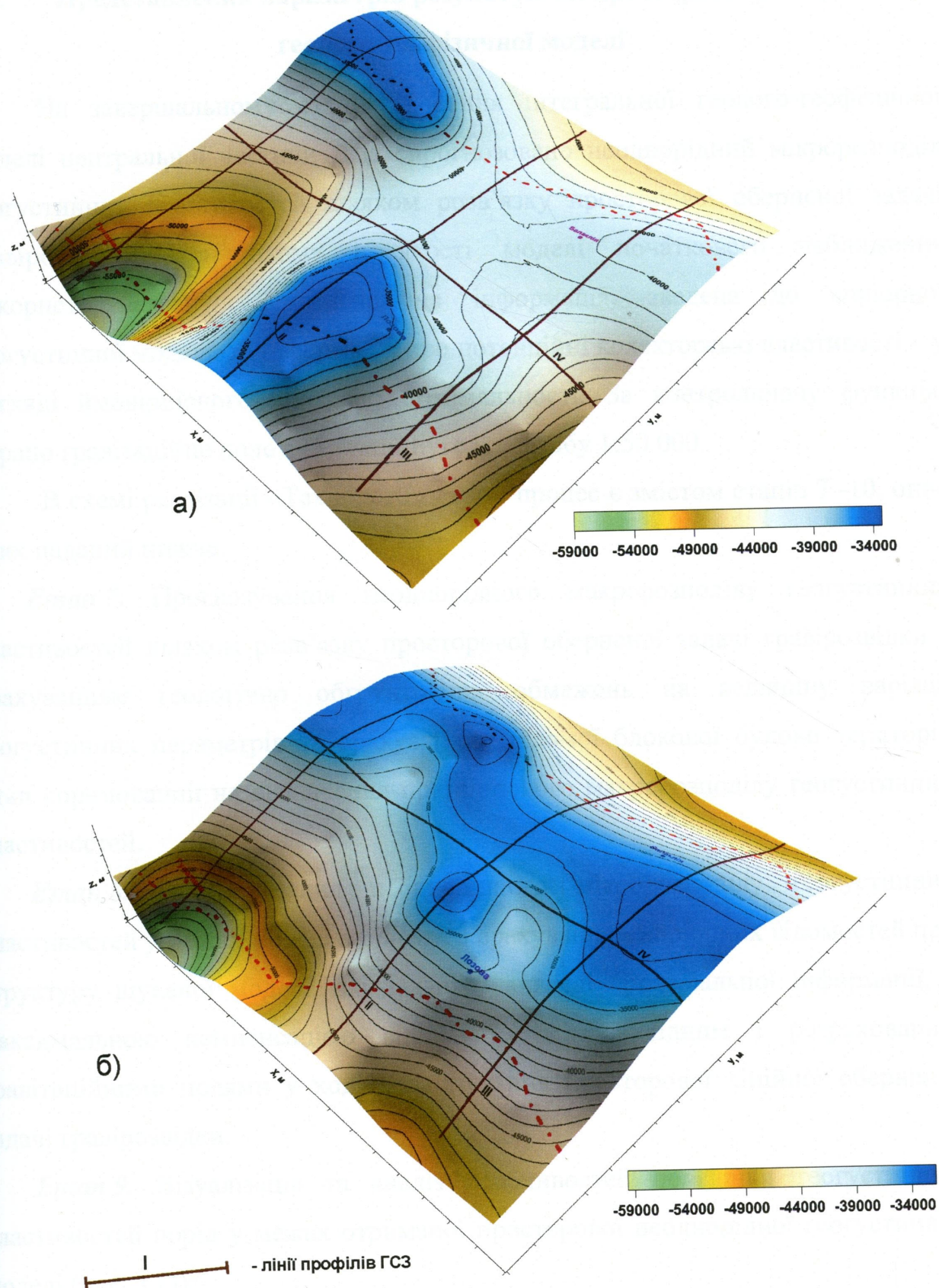


Рис. 3.12. Аксонометричне зображення поверхні Мохоровичича:  
 а) вихідне (за Соллогуб В.Б, Соллогуб Н.В.) , б) уточнене;  
 профіля ГСЗ: І – Царичанка-Богодухівка, ІІ – Синельниково-Чугуєво,  
 ІІІ – Шевченково-Близнюки, ІV - Диканька-Дружковка

### 3.2. Представлення параметрів результуючої просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі

На завершальному етапі створення інтегральної геолого-геофізичної моделі центральної частини ДДз спрогнозовано неоднорідний мікророзподіл геогустинних властивостей шляхом розв'язку просторової оберненої задачі гравірознавства. При цьому в якості моделі початкового наближення використовувалась сейсмогеологічна інформація, зведена до апріорної геогустинної моделі, та інформація про потенційні колекторські властивості – у вигляді ймовірнісного критерію оптимальності. За контролюючу функцію обрано гравітаційне поле в редукції Буге масштабу 1:50 000.

В схемі реалізації «Технології» даний процес є змістом етапів 7 -10, опис яких наданий нижче.

**Етап 7.** Прогнозування неоднорідного макророзподілу геогустинних властивостей шляхом розв'язку просторової оберненої задачі гравірознавства з урахуванням геологічно обґрунтованих обмежень на величину варіації геогустинних параметрів та врахуванням відомої блокової будови території. Етап спрямований на визначення принципового макророзподілу геогустинних властивостей.

**Етап 8.** Прогнозування неоднорідного мікророзподілу геогустинних властивостей у межах моделі в цілому, з врахуванням апріорних відомостей про структуру шуканої моделі, які задані у вигляді критеріальної інформації, з максимальною компенсацією відхилення між вихідним і розрахованим гравітаційними полями у ході розв'язування просторової лінійної оберненої задачі гравірознавства.

**Етап 9.** Візуалізація та аналіз особливостей поведінки геогустинних властивостей порід у межах отриманої просторової неоднорідної геогустинної моделі (рис. 3.13):

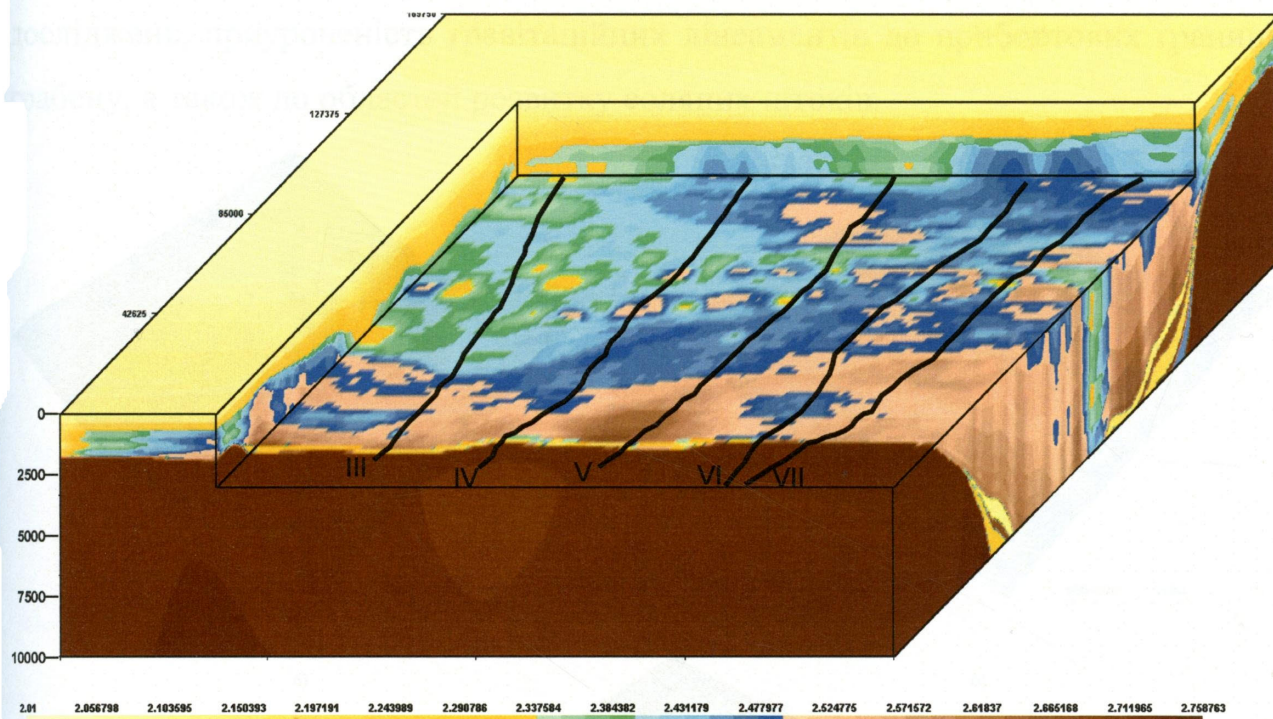
- 1 Горизонтальні зрізи вздовж осі  $OZ$  та вертикальні перерізи вздовж осей  $OX$  та  $OY$ ;



2 Вертикальні перерізи вздовж сейсмічних, геологічних та синтетичних профілів, які перетинають площу просторової геогустинної моделі.

3 Перерізи у межах окремих пластів:

- вздовж напластування порід відносно покрівлі пласта  $\varphi_{\Delta z}(x, y) = f_K(x, y) + \Delta z$ , де  $f_K(x, y)$  - глибини залягання точок покрівлі пласта,  $\varphi_{\Delta z}(x, y)$  - глибини залягання точок зняття значень геогустинних властивостей,  $\Delta z$  - величина зміщення поверхні зняття значень геогустинних властивостей відносно покрівлі пласта;
- вздовж напластування порід відносно підшови пласта  $\varphi_{\Delta z}(x, y) = f_{\Pi}(x, y) - \Delta z$ , де  $f_{\Pi}(x, y)$  - глибини залягання точок підшови пласта,  $\varphi_{\Delta z}(x, y)$  - глибини залягання точок зняття значень геогустинних властивостей,  $\Delta z$  - величина зміщення поверхні зняття значень геогустинних властивостей відносно підшови пласта;
- вздовж інтерпольованої поверхні, розташованої між поверхнею покрівлі та поверхнею підшови пласта, заданою співвідношенням  $\varphi_q(x, y) = (1 - q) \cdot f_K(x, y) + q \cdot f_{\Pi}(x, y)$ , де  $f_K(x, y)$  - глибини залягання точок покрівлі пласта,  $f_{\Pi}(x, y)$  - глибини залягання точок підшови пласта,  $\varphi_q(x, y)$  - глибини залягання точок зняття значень геогустинних властивостей,  $q$  - інтерполяційний коефіцієнт, який змінюється в діапазоні  $[0, 1]$  і відповідає положенню поверхні  $\varphi_q(x, y)$ .



градації густин,  $\times 10^3 \text{ кг/м}^3$

Рис. 3.13. Аксонометричне зображення результуючої просторової геолого-геофізичної моделі центральної частини ДДз



- лінії регіональних профілів: III – Богатойка-Мерефа, IV – Левенцівка-Безлюдівка, V – Лозова-Шебелинка-Старопокрівка, VI – Мечebilово-Бригадирівка, VII – Близнюки-Півн. Голубівка

**Етап 10.** Геологічна інтерпретація отриманої неоднорідної інтегральної геогустинної моделі з виділенням нових тектонічних елементів та ділянок з покращеними колекторськими властивостями та встановленням їх зв'язку з перспективами нафтогазоносності відкладів.

### 3.3. Оцінка якості отриманого рішення

В результаті розв'язку оберненої задачі була отримана просторова геогустинна модель, узгоджена з усім наявним комплексом геолого-геофізичних відомостей про територію досліджень та гравітаційним полем. Досягнуте середньоквадратичне відхилення між спостереженим гравітаційними полями склало  $0.177 \times 10^{-5} \text{ м/с}^2$  (рис. 3.14). Аналіз характеру поведінки величини некомпенсованого гравітаційного поля – відхилення (рис. 3.14 в) свідчить про суттєву неоднорідність тектонічної будови площі

досліджень, приуроченість гравітаційних лінементів до прибортових границь грабену, а також до областей розвитку соляних штоків.

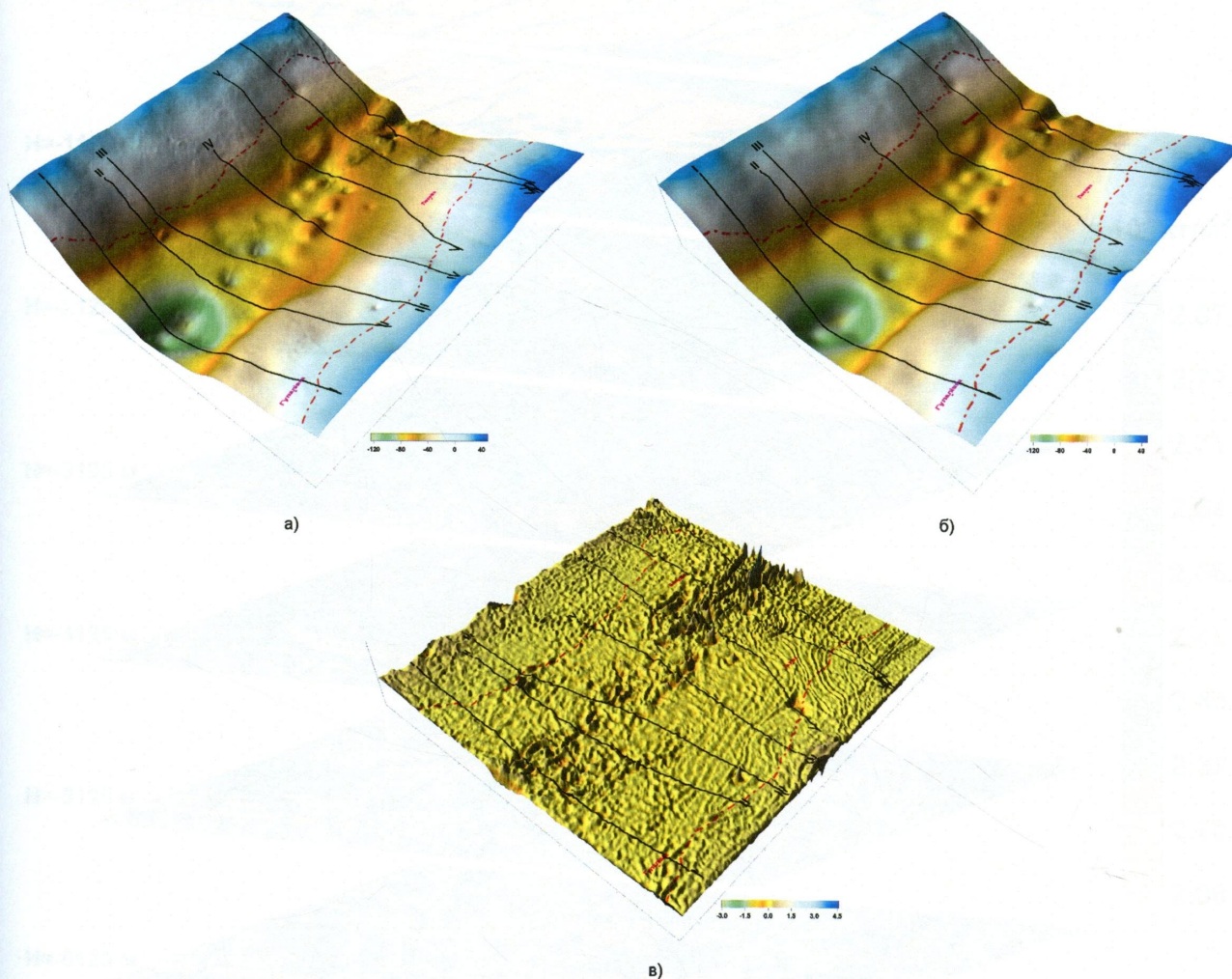


Рис. 3.14. Аксонометричне зображення гравітаційних полів:  
а) вихідне, б) розраховане, в) відхилення між вихідним та розрахованим

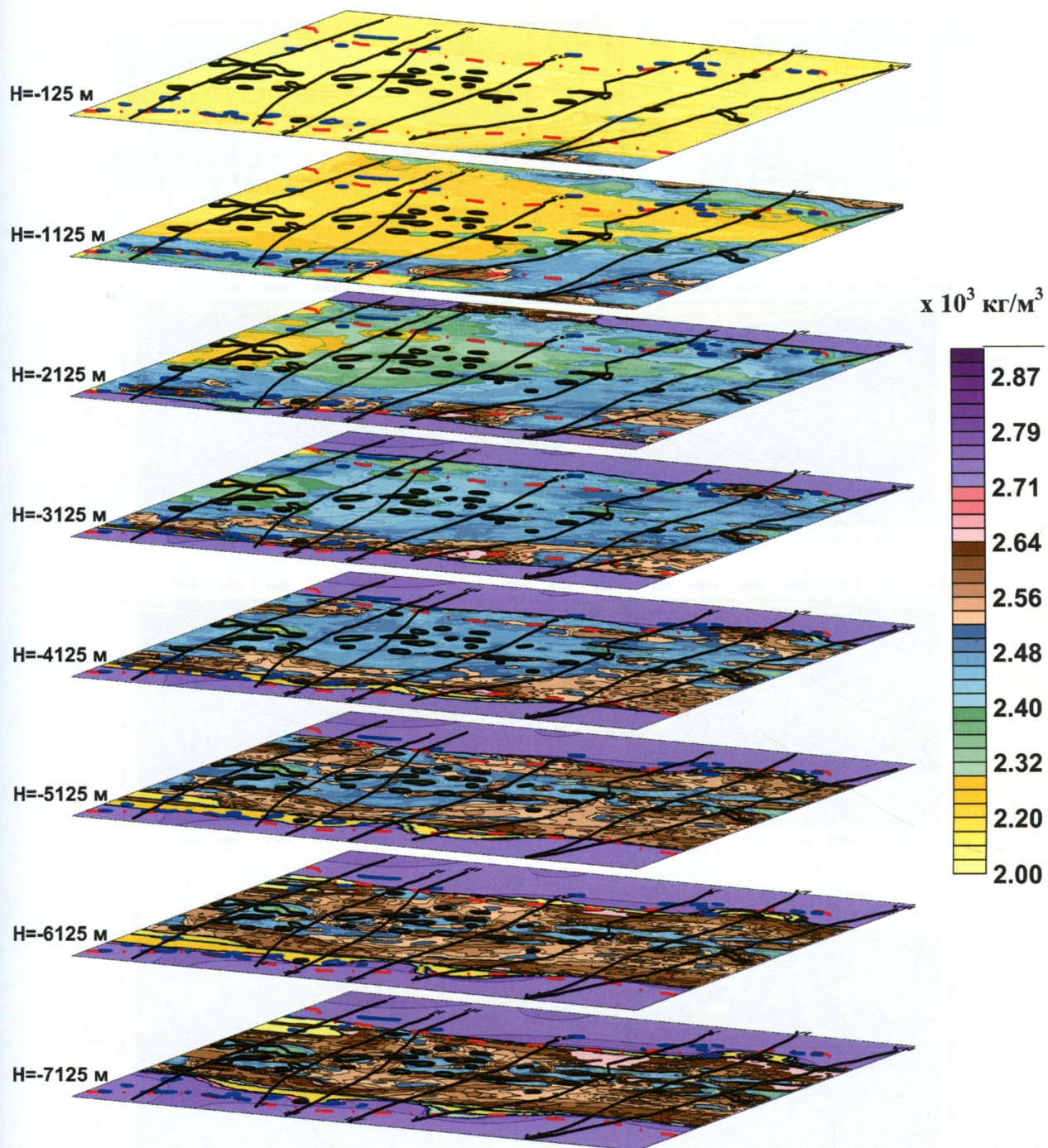


Рис. 3.15. Горизонтальні перетини просторової геогустинної моделі центральної частини ДДз в діапазоні глибин від -125 м до -7125 м.

Умовні позначення наведені на рис. 3.11



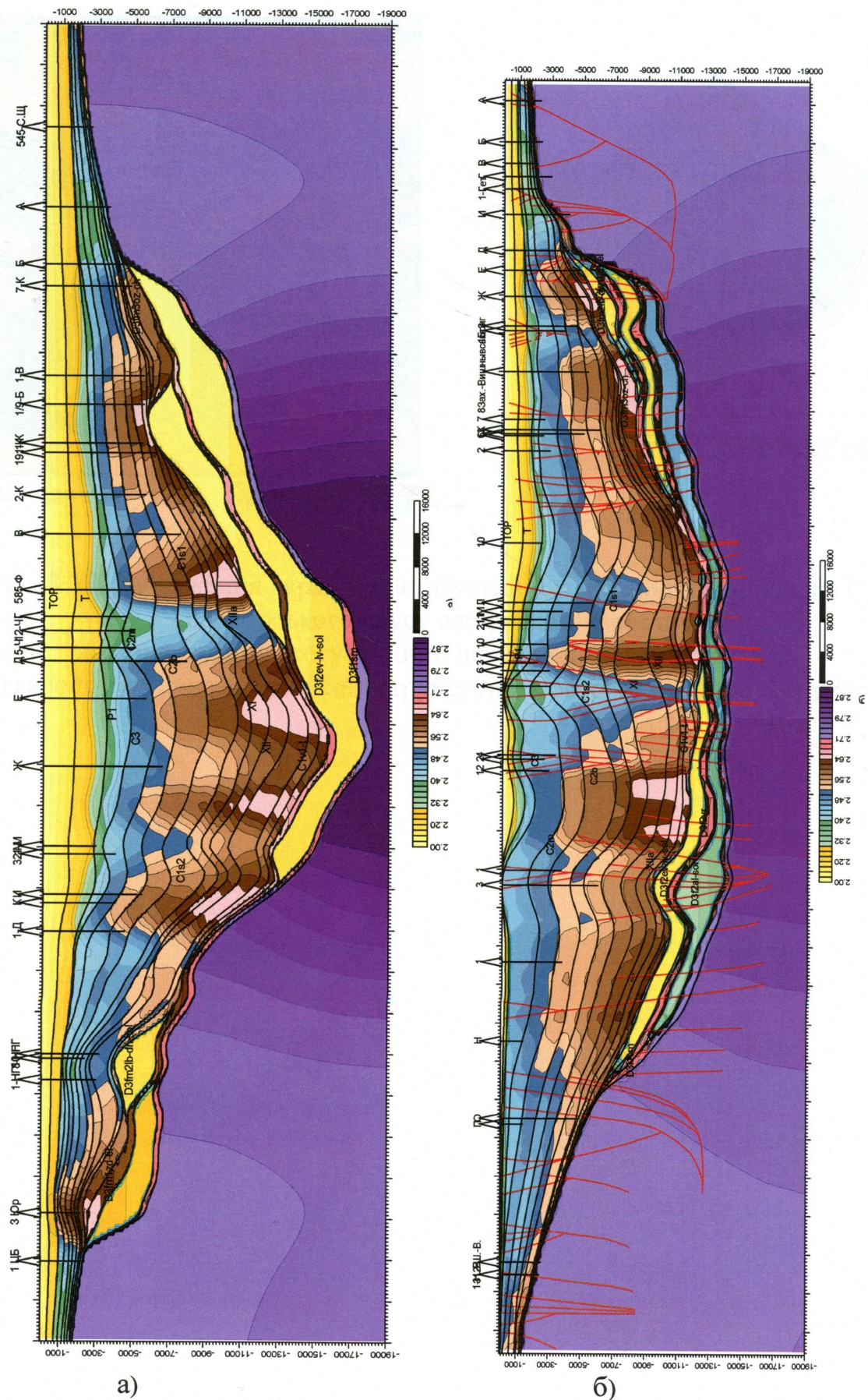
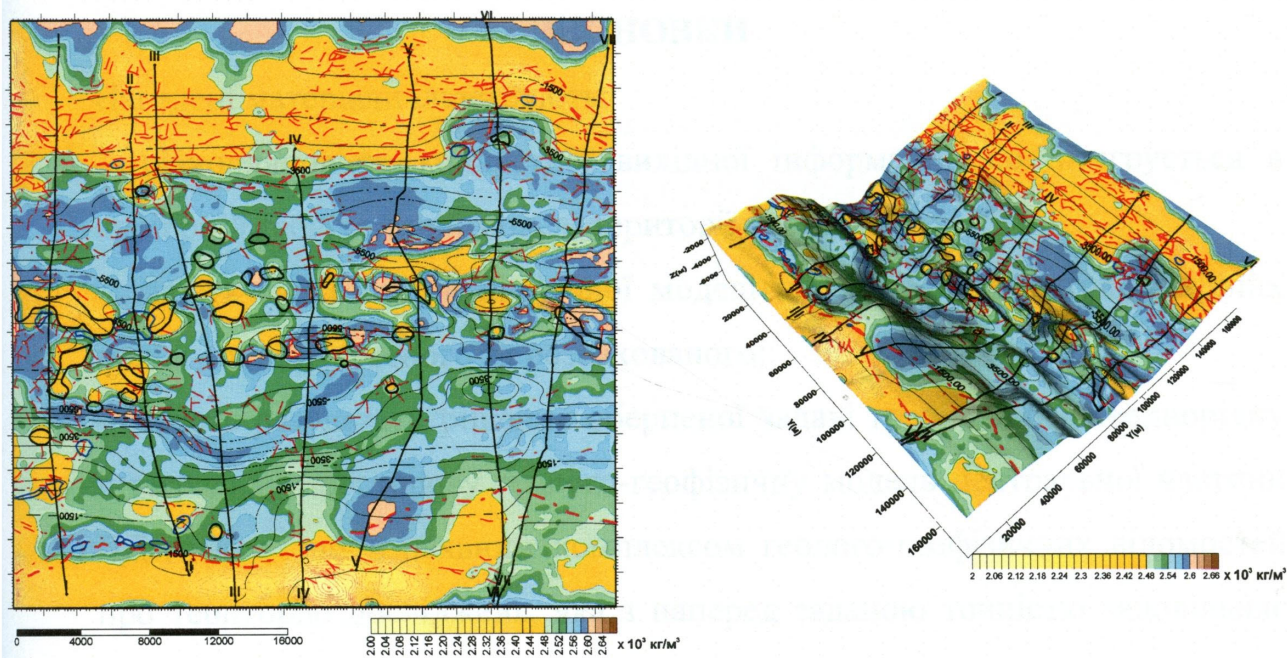


Рис. 3.17. Геогустинні розрізи вздовж ліній регіональних сейсмогеологічних профілів: а) Гупалівка-Гути (№ I на схемі рис. 3.2), б) Мечєбілово-Бригадирівка (№ VI на схемі рис. 3.2)



а)

б)

Рис. 3.18. Зображення характеру геогустинного розподілу відкладів  $C_2b$  башкірського ярусу середнього карбону:

а) конформний геогустинний перетин у межах відкладів;

б) аксонометричне зображення структурної поверхні та розподілу густин

## ВИСНОВКИ

Наведені матеріали ілюструють:

- різноплановість конкретної вихідної інформації, що інтегрується в апріорній геогустинній моделі території досліджень;
- якість синтезованої апріорної моделі на рівні різниць гравітаційних полів – спостереженого та розрахованого;
- якість результату рішення оберненої задачі гравіметрії - неоднорідну інтегральну просторову геолого-геофізичну модель центральної частини ДДз, узгоджену з наявним комплексом геолого-геофізичних відомостей про територію досліджень, яка з наперед заданою точністю задовільняє спостереженому гравітаційному полю.

Подальший аналіз отриманої моделі слугуватиме для вирішення поставлених геологічних завдань роботи на основі вивчення особливостей просторового розподілу геогустинних властивостей у межах різних стратиграфічних рівнів центральної частини ДДз.



## РОЗДІЛ 4.

### ОСОБЛИВОСТІ ГЛИБИННОЇ БУДОВИ ЦЕНТРАЛЬНОЇ ЧАСТИНИ ДДЗ ТА ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ У ПАРАМЕТРАХ ІНТЕГРАЛЬНОЇ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНОЇ МОДЕЛІ

Як показано у попередньому розділі, в результаті геогустинного моделювання у системі GCIS була створена неоднорідна геогустинна модель центральної частини ДДз, узгоджена з комплексом наявної інформації про геологічну будову, тектоніку та нафтогазоносність регіону.

На завершальному етапі інтегральної інтерпретації був проведений аналіз параметрів даної моделі, зокрема просторового розподілу геогустинних властивостей різновікових відкладів за системою різноманітних перерізів та їх геологічне осмислення з точки зору завдань подальших нафтопошукових досліджень.

Суть цих задач полягала у:

- дослідженні глибинної будови ДДз, особливо на рівні девонських відкладів;
- вивченні структур соляного тектогенезу (поховані соляні тіла, соляні штоки) з акцентом на приштокові ділянки, які є можливими зонами наявності колекторів та потенційної нафтогазоносності;
- прогнозуванні розповсюдження зон розвитку теригенних відкладів, які характеризуються наявністю ділянок понижених густинних властивостей, що, в свою чергу, є передумовою наявності колекторів та потенційної нафтогазоносності;
- прогнозуванні розповсюдження зон розвитку карбонатних відкладів, які за даними наших досліджень (рис. 3.3, б) характеризуються збільшенням густинних властивостей.

Кінцевим розв'язком даних задач є визначення першочергових напрямків пошукових ГГР у межах центральної частини ДДз (рис. 4.30) на основі

побудованих нами карт розташування перспективних ділянок в палеозойських відкладах території досліджень.

Визначення перспективних ділянок ґрунтується на таких засадах.

1. Основним критерієм виділення зон, перспективних у нафтогазовому відношенні, є наявність ділянок аномального значення густини, які локалізуються у межах різних стратиграфічних комплексів, насамперед регіонально нафтогазоносних. Для остаточного висновку відносно перспективності виділених ділянок нами враховані не тільки їх густинні властивості, але і їх просторове розміщення, приуроченість до зон тектонічних порушень, літологічні та петрофізичні характеристики відкладів у місцях простеження: пористість, наявність перекриваючих непроникних відкладів тощо.

Збільшення пористості і заміщення порового водневого флюїду вуглеводневим призводить до зменшення густини породи [102]. В результаті для теригенних колекторів пониження густини породи відповідатиме покращенню колекторських властивостей.

2. Підтвердженням достовірності отриманих результатів є приуроченість у 90% випадків планового положення відомих родовищ нафти і газу, які були включені до апріорної моделі території досліджень (розділ 3), до локальних зон аномальних значень густин. Кількість включених до моделі родовищ - 70, діапазон їх глибинного (500 – 6000 м) та планового розташування (з крайнього заходу до південного сходу) свідчить про те, що принцип виділення прогнозних зон за вказаними критеріями може бути використаний у різноманітних геологічних ситуаціях. Подібна оцінка достовірності спирається на широко відомий у геології нафти і газу метод аналогій, що застосовується у прогнозуванні, якісній та кількісній оцінці перспектив будь-якої нової маловивченої території [106, 107].

Для ілюстрації принципів виділення ділянок розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями на рис. 4.1 наведено фрагмент геогустинного розрізу по горизонту башкірської світи з винесеним положенням

відомих родовищ та відповідних контурів, які обмежують ділянки із зменшеними значеннями густини. Ці ділянки у подальшому розглядаються як перспективні; на рис. 4.2 – приклад виділення ділянок соляних козирків у приштоковому просторі на геогустинному зрізі по відкладах  $P_1$ . Розглянемо результати аналізу для конкретних геологічних задач.

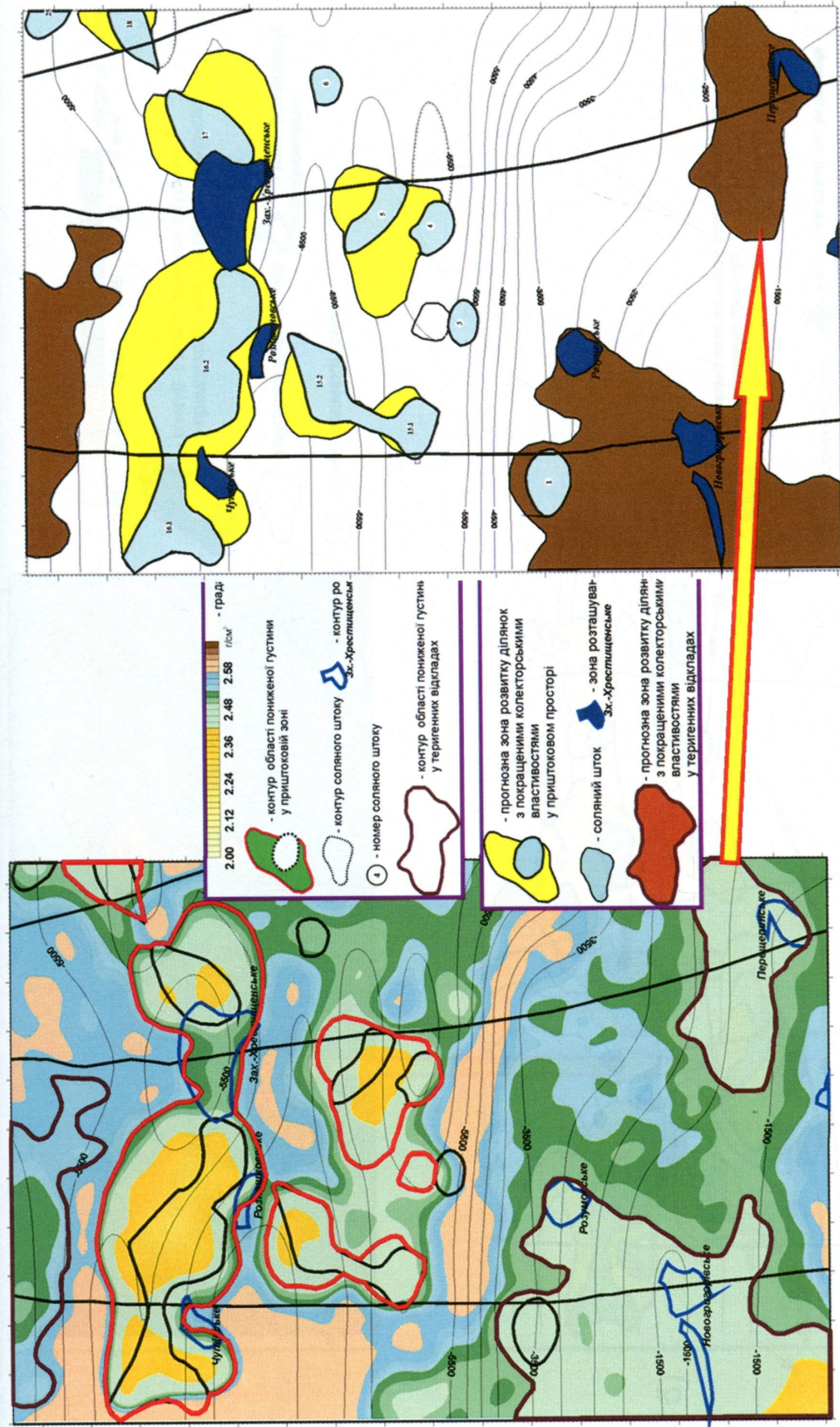


Рис. 4.1. Приклад виділення ділянок розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями по відкладах С<sub>2</sub>б: а) геогустинний зріз по відкладах С<sub>2</sub>б; б) карта прогнозу перспективних ділянок по відкладах С<sub>2</sub>б

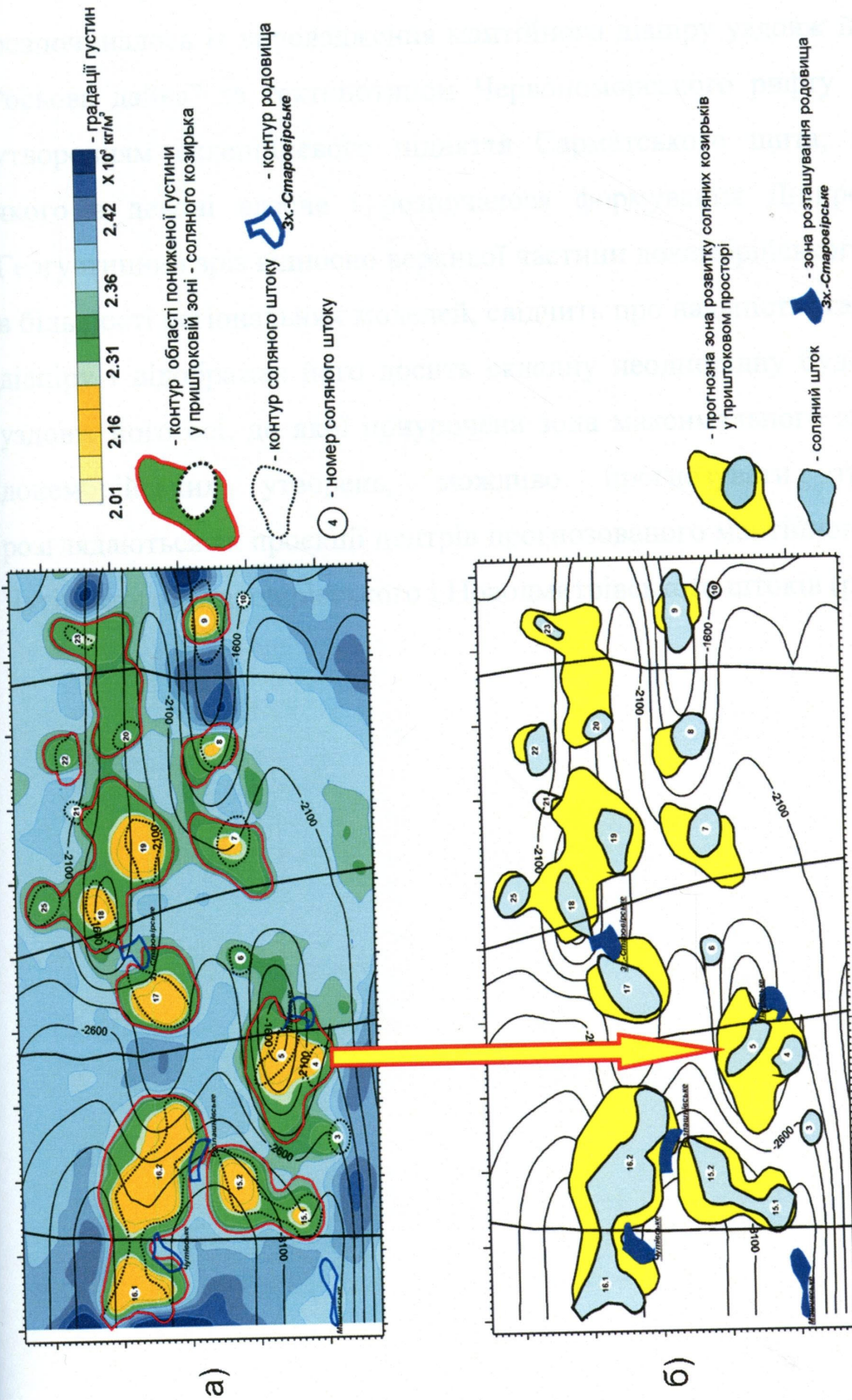
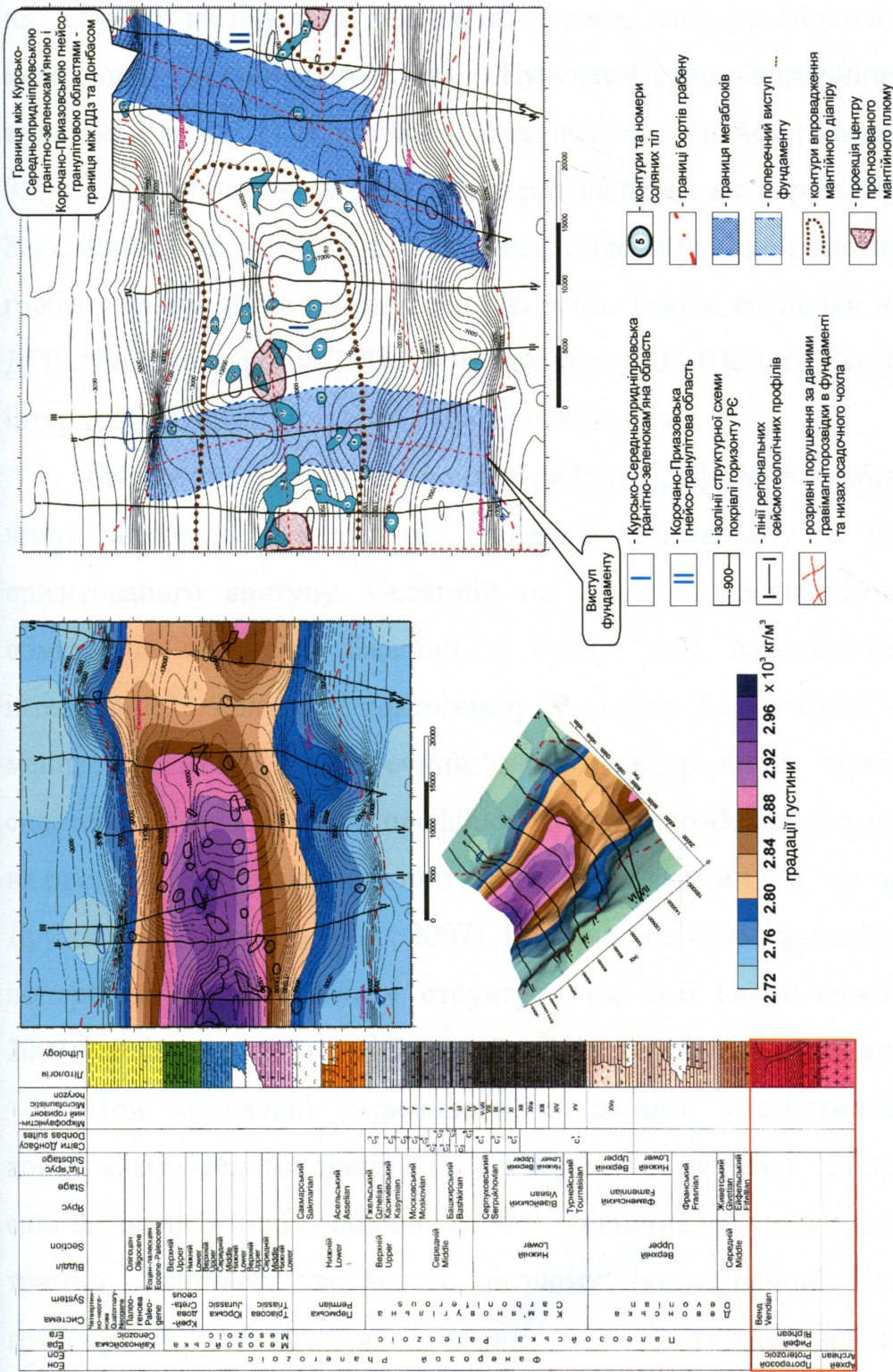


Рис. 4.2. Приклад виділення ділянок розвитку соляних козирків у приштоковому просторі на геогустинному зрізі по відкладах Р<sub>1</sub>:

а) геогустинний зріз по відкладах Р<sub>1</sub>; б) положення ділянок розвитку соляних козирків у приштокових зонах

#### 4.1. Відображення мантійного діапіризму у докембрійському фундаменті

Утворення Дніпровського грабену в тілі Сарматського щита розпочиналось із впровадження мантійного діапіру уздовж його осі (так звана “осьова дайка” за тектонотипом Червономорського рифту ). Це обумовлено утворенням склепінневого підняття Сарматського щита, після руйнування якого в девоні власне і розпочалося формування Дніпровського грабену. Геогустинний зріз відносно верхньої частини докембрійського фундаменту, як і в більшості регіональних моделей, свідчить про наявність згаданого мантійного діапіру і відображає його досить складну неоднорідну будову (рис. 4.3). Так, уздовж його осі, до якої приурочена зона максимального занурення поверхні докембрійських утворень, можливо прогнозувати три області, які розглядаються як проекції центрів прогнозованого мантійного пліуму - в районі Чутівського, Старовірівського і Новодмитрівського штоків (рис. 4.3).



а) стратиграфічна колонка; б) густинні властивості у межах докембрійського фундаменту; в) тектонічні зони фундаменту

Рис. 4.3. Глибинна будова докембрійського фундаменту

В районі профілю Мечобілово-Бригадирівка (позначений номером VI на рис. 4.3) спостерігається найбільш потужна поперечна тектонічна зона, уздовж якої вісь мантійного діапіру суттєво (~15-20 км ?) зміщена. Ця зона, зважаючи на існуючі регіональні тектонічні схеми, загалом відповідає границі двох мегаблоків Сарматського щита – Курсько-Середньопридніпровської гранітно-зеленокам'яної і Корочано-Приазовської гнейсо-гранулітової областей. Зафіксовану поперечну зону можа розглядати і як перехідну між ДДз і ДСС. Зауважимо, що всі крупні родовища південно-східної частини Дніпровського грабену зосереджені на захід від цієї зони. Такі ж висновки наведено і в роботі ДГЕ “Дніпрогеофізика” (В.В. Омельченко, В.Г. Шемет, 2007) на основі якісної інтерпретації гравітаційного і магнітного полів.

Поперечна тектонічна зона в районі профілю Мечобілово-Бригадирівка чітко виражена і в рельєфі поверхні фундаменту у вигляді відповідно орієнтованого виступу. Останній на більшості девонського часу очевидно обмежував соленосні басейни зі сходу, чим пояснюється значно менша інтенсивність соляного тектогенезу у межах Бахмутської котловини. Дещо менш виражений поперечний виступ в рельєфі поверхні фундаменту спостерігається і в районі профілю Перещепино-Валки (позначений номером II на рис. 4.1). Його наявність підтверджується даними ГЗС по профілю Диканька-Дружківка (Козленко та ін., 2007). Імовірно він обумовлений наявністю крупної поперечної докембрійської структури (за В.В. Омельченком, В.Г. Шеметом, 2007 - це фрагмент Сторожівсько-Борисівського зеленокам'яного поясу ВКМ).

При зіставленні отриманого за даними геогустинного моделювання контура мантійного діапіру із крайовими розломами Дніпровського грабену слід відзначити такі особливості. Його північна границя практично співпадає із трасою північного крайового розлому (крім районів структурних заток грабену), в той час як південна проходить субпаралельно південному крайовому розлому на значній віддалі (~25 км) від нього і загалом збігається із Октябрсько-Сахновщинською регіональною флексурою. Таким чином, дані моделювання дозволяють прогнозувати вздовж південної границі мантійного



діапіру наявність потужної розломно-тектонічної зони. Остання також підтверджується даними інших досліджень. Зокрема вона досить чітко виражена в магнітному полі, зафіксована при регіональних дослідженнях МТЗ, чітко виражена на деяких регіональних сейсмопрофілях, зокрема Перещепино-Валки, у вигляді серії крупно-амплітудних скидів на рівні поверхні фундаменту.

Проведений аналіз свідчить про приуроченість переважної більшості соляних штоків у межах площі досліджень до центральної частини мантийного діапіру. Очевидно на етапі закладання штоків вона була найбільш тектонічно-активною. В зв'язку з цим слід прогнозувати наявність тут і значної кількості похованих соляних тіл, які не трансформувались в штоки. На жаль, вони залягатимуть на великих і значних глибинах.

#### **4.2. Відображення особливостей будови девонських відкладів**

Регіональні особливості літології головних літолого-стратиграфічних комплексів девону характеризують геогустинні зрізи по окремих горизонтах верхньодевонських відкладів. Коротко їх охарактеризуємо із наголосом на територію прибортових зон Дніпровського грабену, де девонські відклади знаходяться на досяжних для буріння глибинах.

Як відомо, розповсюдження девонських відкладів контролюється крайовими розломами Дніпровського грабену, положення яких на деяких ділянках, незважаючи на багаторічні сейсмогеологічні дослідження в ДДз, визначено невпевнено. За даними проведених досліджень виділяються дві локальні ділянки, на яких девонські відклади “виходять” за межі крайового розлому на територію борту. Перша із них розташована в районі Шевченківської затоки грабену, західна межа якої чітко не визначена. Тому не виключено розповсюдження девонських відкладів невеликої потужності на захід від існуючої границі затоки. Друга ділянка виділяється в районі Брусівської структури, де по профілю Лозова-Старопокрівка суттєво зміщено

положенням південного крайового розлому (Ларін). Відзначимо, що роботами ДГЕ “Дніпрогеофізика” (В.В. Омельченко, В.Г. Шемет, 2007) тут також прогнозувалась невеликих розмірів Брусіївська затока грабену, обумовлена відповідним вигином крайового розлому (рис. 4.4).

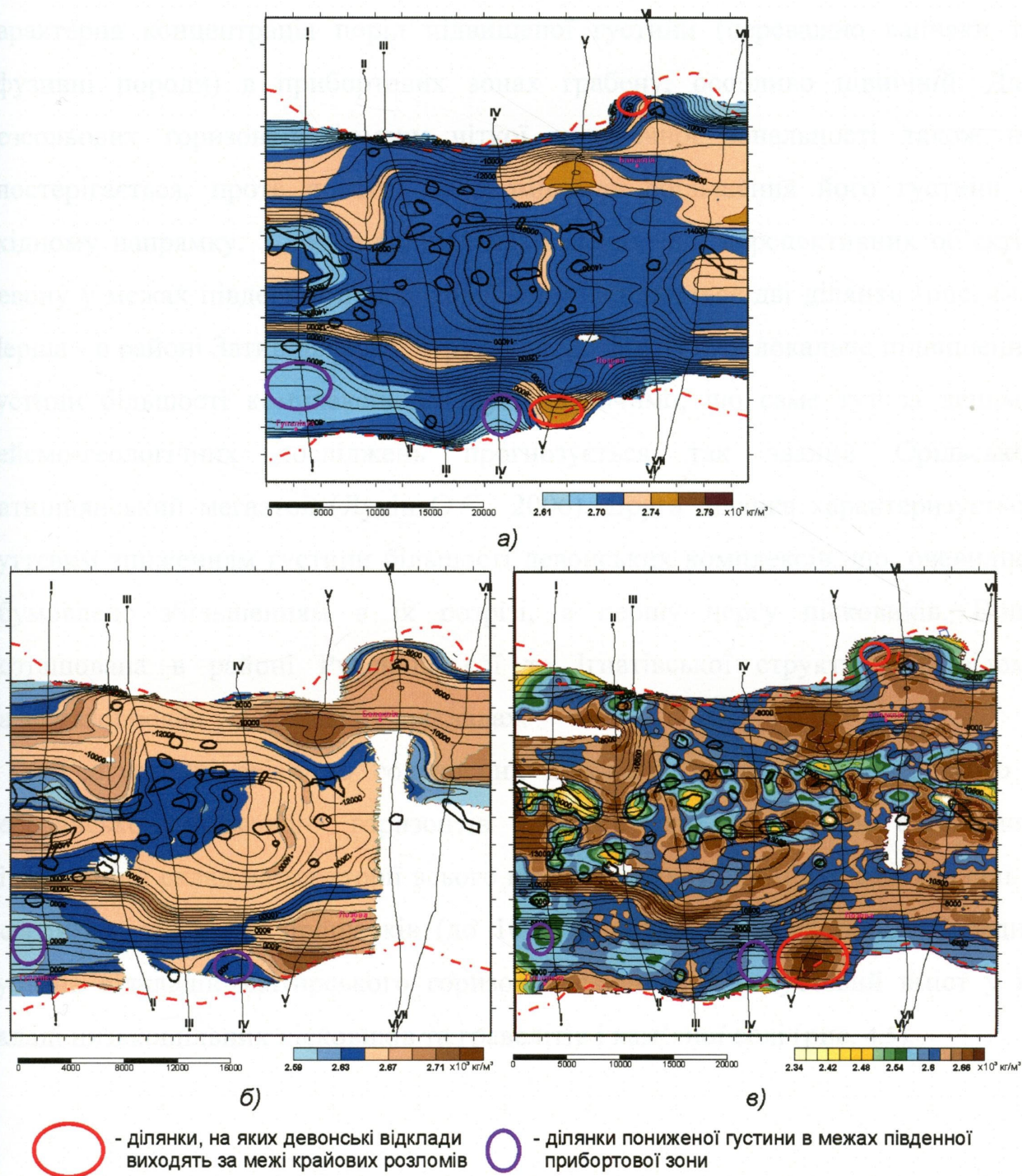
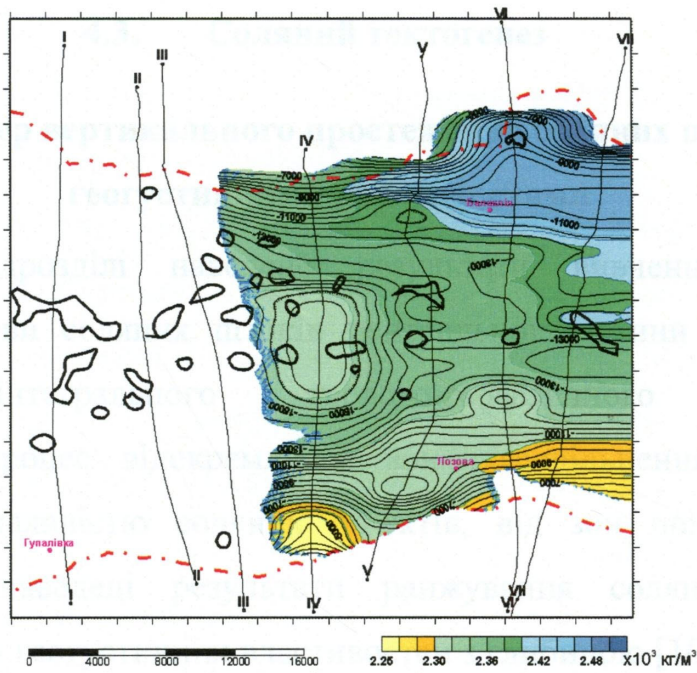


Рис. 4.4. Перерізи просторової інтегральної моделі у межах верхньодевонських відкладів:

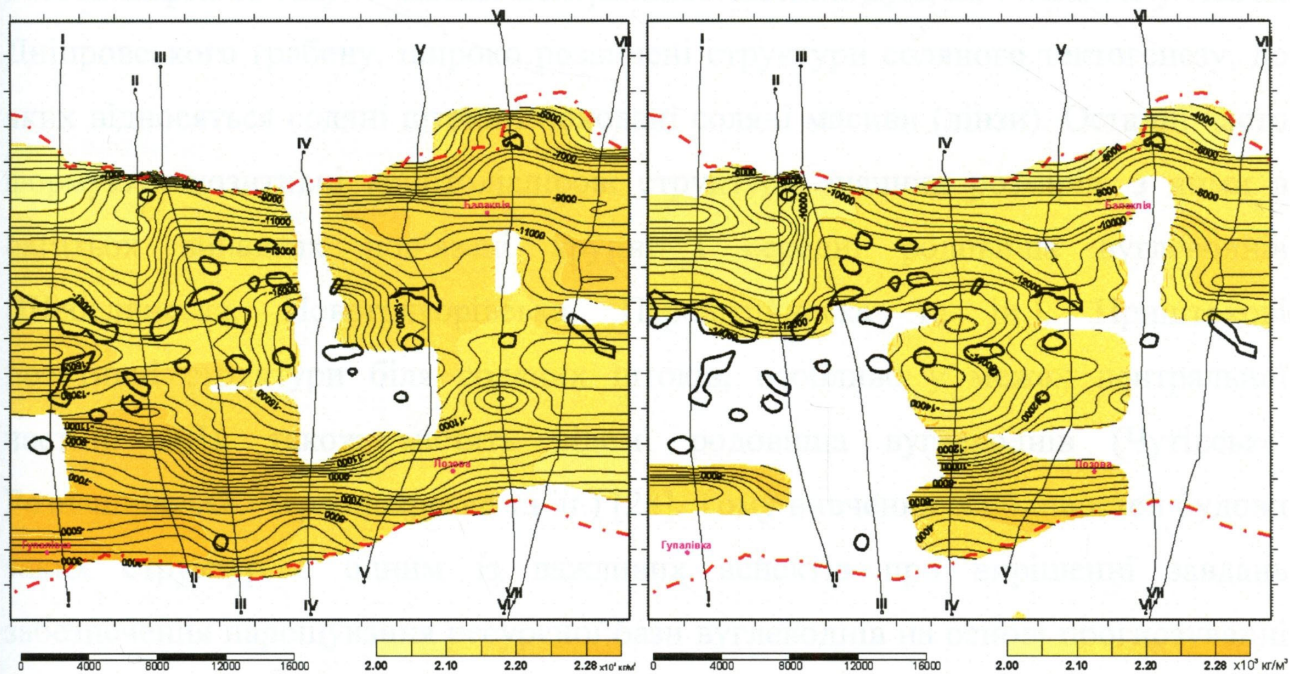
- а) середньофранський ярус, семилуцький горизонт  $D_3f_1sm$ ,  
 б) нижньофаменський ярус, задоно-елецький горизонт  $D_3fm_1zd-el$ ,  
 в) верхньофаменський ярус, озерсько-хованський під'ярус  $D_3fm_3oz-ch$

Чітких закономірностей в розповсюдженні різногустинних і, відповідно, різнолітологічних безсолевих комплексів франського і фаменського ярусів не спостерігається, що підтверджує різку зміну складу девонських утворень як в розрізі, так і в плані. Для семилуцького і воронезького горизонтів франу характерна концентрація порід підвищеної густини (переважно вапняки та ефузивні породи) в прибортових зонах грабену, особливо північній. Для безсолевих горизонтів фамену чіткої поперечної зональності також не спостерігається, проте помітна закономірність збільшення його густини в східному напрямку. З точки зору пошуків локальних перспективних об'єктів девону у межах південної прибортової зони виділяються дві ділянки (рис. 4.4). Перша - в районі Затишнянської структури, де фіксується локальне підвищення густини більшості комплексів девону. Відзначимо, що саме тут за даними сейсмо-геологічних досліджень прогнозується так званий Орільсько-Затишнянський мегаатол (Лукін О.Є., 2006). Друга ділянка характеризується суттєвим зниженням густини більшості девонських комплексів, що, очевидно, обумовлено збільшенням в їх розрізі, в першу чергу пісковиків. Вона розташована в районі Руденківської та Ігнатівської структур, де відомі нафтогазопрояви у девонських відкладах.

Геогустинні зрізи по соленосних відкладах євланівсько-лівенського і лебедянсько-данківського горизонтів свідчать про їх досить стабільний літологічний склад на території всього грабену, в якому домінує кам'яна сіль з невеликою кількістю прошарків (до 10-15%) більш щільних порід. Середня густина відкладів алатирського горизонту свідчить про суттєвий вміст у їх складі низькощільних пісковиків та гравелітів і кам'яної солі (рис. 4.5).



а)



б)

в)

Рис. 4.5. Перерізи просторової інтегральної моделі у межах соленосних верхньодевонських відкладів:

- а) середньофранський ярус, алатирський горизонт  $D_3f_2al$ ,
- б) верхньофранський ярус, євлано-ливенський горизонт  $D_3f_2ev-lv$ ,
- в) верхньофаменський ярус, лебедяно-данківський під'ярус  $D_3fm_2lb-dn$

### 4.3. Соляний тектогенез

#### 4.3.1. Характер вертикального простеження соляних штоків за їх геогустинними властивостями

В даному підрозділі наведено результати вивчення регіональних особливостей будови соляних штоків центральної частини ДДз за даними просторового інтегрального геолого-геофізичного моделювання. Проілюстровано процес відокремлення зон розущільнення, які пов'язані безпосередньо з наявністю соляних об'єктів, від зон пониженої густини навколо штоку; наведені результати ранжування соляних об'єктів за характером зміни їх геогустинних властивостей з глибиною [108].

Соляний тектогенез відіграє суттєву роль при формуванні різного типу пасток нафти та газу. У межах центральної частини ДДз, як і загалом у межах Дніпровського грабену, широко розвинені структури соляного тектогенезу, до яких відносяться соляні штоки і поховані соляні масиви (лінзи). Останні часто формують позитивні криптодіапирові структури значних розмірів: з ними в багатьох випадках пов'язані крупні і середні родовища вуглеводнів (Шебелинська, Новогригорівська, Перещепинська та ін.). Приштокові позитивні структури біля соляних штоків, особливо у межах центральної частини ДДз, також містять відомі родовища вуглеводнів (Чутівське, Розпашнівське, Червоноярське та ін.) [28]. Тому вивчення особливостей будови таких структур є одним із важливих аспектів при вирішенні завдань забезпечення нарощування ресурсної бази вуглеводнів на основі прогнозуванні зон з покращеними колекторськими властивостями за результатами інтегральної інтерпретації геогустинної просторової моделі центральної частини ДДз.

При вивченні особливостей розподілу густинних характеристик за результатами геогустинного моделювання складність даної задачі обумовлена необхідністю відокремлення зон розущільнення, які пов'язані безпосередньо з наявністю соляних об'єктів, від зон пониженої густини навколо штоку, які є

потенційно перспективними у нафтогазовому відношенні. Така ідентифікація потребує вивчення характеру вертикального простеження соляних штоків за їх геогустинними властивостями.

Необхідно відмітити, що питання, пов'язані з історією формування материнських товщ солі, розвитку штоків і впливу цих процесів на породи, які їх оточують, та низка інших теоретичних і практичних питань розглядалися великою кількістю науковців (див. розділ 1). Отримані результати дали змогу дослідити особливості будови значної кількості соляних утворень на території центральної частини ДДз та відкрити низку приштокових нафтогазоперспективних об'єктів.

Однак, аналіз цих робіт свідчить про те, що існує ряд невирішених проблем щодо пошуково-розвідувального процесу на нафту і газ у приштокових зонах. В першу чергу це стосується регіональних особливостей будови соляних штоків, розташованих на території центральної частини ДДз, чому і присвячений даний розділ.

**Методика підготовки даних для аналізу.** На території робіт за результатами багатьох геолого-геофізичних досліджень виділений 31 соляний шток (рис. 4.5). Кожний з них був включений при обробці в апріорну просторову модель центральної частини ДДз у вигляді вертикальної призми, форма та діаметр якої змінювалися з глибиною згідно з формою контура (якщо він був відомий за даними сейморозвідки та буріння) на кожному стратиграфічному рівні (рис. 4.6). Рівні залягання поверхонь та ніжок штоків, зміна значень густин з глибиною були задані за даними сейсмогравітаційних досліджень минулих років.

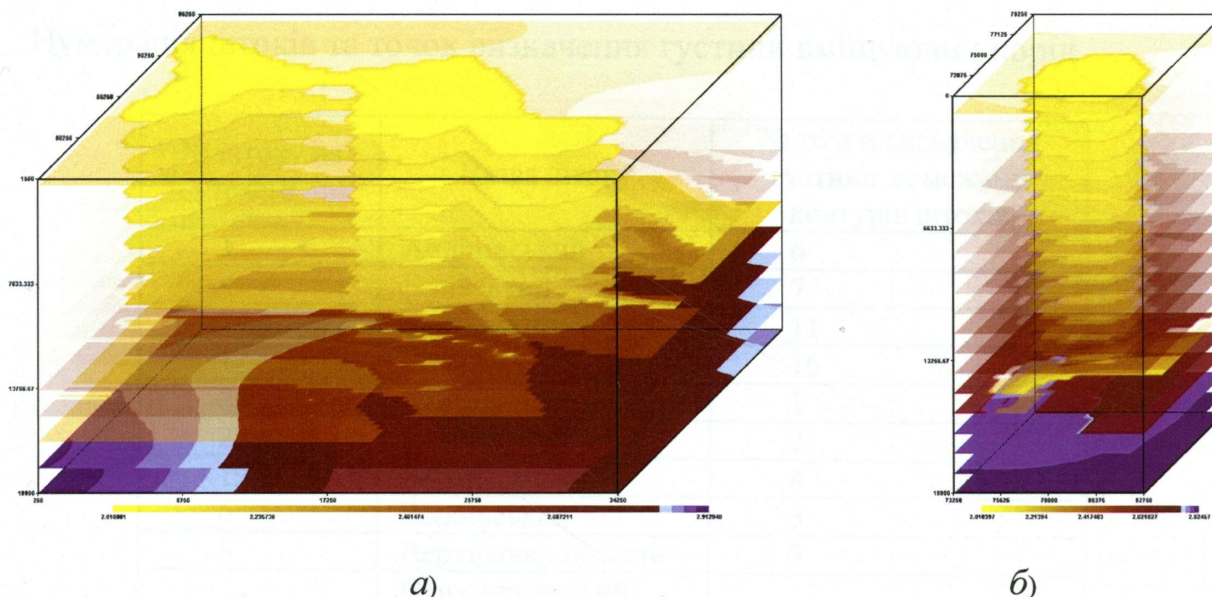


Рис. 4.6. Фрагменти апріорної просторової моделі центральної частини ДДз - аксонометричні зображення Чутівсько-Розпашнівського (а) та Павлівського (б) штоків у вигляді погоризонтних перерізів

Оцінка характеру вертикального простеження соляних штоків за їх густинними властивостями, отриманими в результаті інтегральної інтерпретації, проведена за такою методикою.

1. Визначено координати центрів контурів соляних штоків на рівні залягання їх поверхонь.
2. Для оцінки густини вміщуючих порід визначено координати точок, які розміщуються за межами штоку. Їх положення вибрано з умови найближчої відстані до центру штоку та розташування на всіх стратиграфічних рівнях в зонах підвищеної густини порівняно із густиною у межах контура штоку (рис. 4.7, таблиця 4.1).

Таблиця 4.1

Нумерація штоків та точок визначення густини вміщуючих порід

№ штоку на схемі	Назва штоку	№ точки визначення густини за межами контурів штоків
1	Андріївський	6
4	Басівський	7
14.1	Берекський	11
12	Біляївський	16
29	Бригадирівський	1
28	Валківський	2
19	Ведмедівський	4
6	Вербівський	5
5	Верхньоланівський	7
15.1	Єлизаветінський-півд.	5
15.2	Єлизаветінський-півн.	6
23	Єфремівський	9
20	Зах.-Єфремівський	8
11	Краснопавлівський	16
9	Миронівський	15
14.2	Новодмитрівський	11
26	Нововодолазький	3
24	Олексіївський	9
8	Павлівський	14
22	Парасковійський	13
16.2	Розпашновський	5
27	Рябухинський	3
7	Соснівський	14
18	Старовірівський	4
13	Степківський	10
21	Сх.-Ведмедівський	13
10	Тимченківський	19
25	Токарівський	3
3	Федорівський	17
17	Хрестищенський	4
16.1	Чутівський	18

3. Зроблено вертикальні перерізи інтегральної моделі в діапазоні глибин від 0 до 18000 м в точках, що відповідають центру штоку.

4. Зроблено вертикальні перерізи інтегральної моделі в діапазоні глибин від 0 до 18000 м в точках, що відповідають точкам визначення густини вміщуючих порід.



5. За отриманими вертикальними перерізами побудовано графіки залежності густини порід від глибини їх залягання як у межах залягання соляних штоків, так і за межами їх простеження (рис. 4.8, 4.9).

6. За цими даними для кожного штоку проведено візуальний (якісний) аналіз ступеня простеження соляного штоку з глибиною за трьома градаціями: «впевнено простежується», «непевнено простежується», «не простежується».

7. Для кількісної оцінки ступеня простеження кожного штоку по глибині розраховано аномальні значення густин штоку на рівні залягання його поверхні як різниця між густиною вміщуючої породи та густиною всередині штоку. Оскільки значення густин у межах стратиграфічних рівнів залягання поверхні всіх штоків (Р та Т) незначно відрізняються одне від одного, нами визначено стратиграфічні рівні максимальної аномальної густини в верхній його частині. Аналогічно оцінювалися аномальні значення та відповідні стратиграфічні рівні максимальної аномальної густини залягання нижньої частини соляних штоків.

8. Розраховано вертикальну зміну аномальної густини штоку як різницю між аномальною густиною нижньої та верхньої його частин.

На підставі отриманих даних усі соляні штоки, залучені до аналізу, за якісним критерієм оцінки простеження як в верхній, так і нижній їх частині були поділені на дві основні групи. До першої було віднесено штоки, для яких різниця густин всередині штоку та за його межами складала величину  $\leq 0.01 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ , що відповідає половині точності задання значень густини при формуванні апріорної геогустинної моделі. Ці соляні штоки практично не виділяються в просторовій інтегральній моделі. До першої групи віднесено 5 штоків: Берекський, Валківський, Новодмитровський, Рябухинський, Сх.-Ведмедівський (рис. 4.9 в).

Для решти штоків, які склали другу групу, проведено статистичну обробку: ранжування за кількісною оцінкою відповідної максимальної аномальної густини штоку в верхніх та нижніх його частинах та якісною оцінкою ступеня простежування.

Отримані дані свідчать про повну збіжність результатів якісної та

кількісної оцінок. Так, до групи соляних штоків, які простежуються не впевнено, відносяться 9 штоків: Тимченківський, Зах.-Єфремівський, Вербівський (рис. 4.9 б, таб.4.2), Новодолазький, Бригадирівський, Степківський, Андріївський, Токарівський та Старовірівський штоки, які характеризуються аномальними значеннями густини у верхній частині в діапазоні від 0.033 до 0.079 ( $\times 10^3 \text{ кг/м}^3$ ).

Усі інші штоки, кількість яких дорівнює 19: Верхньоланівський, Басівський, Федорівський, Краснопавлівський, Чутівський, Парасковійський, Єлизаветінський-півд., Павловський, Соснівський (рис. 4.9 а), Ведмедівський, Олексіївський, Єлизаветінський-півн., Розпашнівський, Біляївський, Єфремівський, Миронівський, Хрестищенський, характеризуються аномальними значеннями густини у верхній частині в діапазоні від 0.106 до 0.46 ( $\times 10^3 \text{ кг/м}^3$ ) та простежуються впевнено (таб. 4.3 , рис. 4.10) . Тож можна стверджувати, що мінімальний рівень простеження верхнього рівня соляних штоків складає  $\geq 0.1$  ( $\times 10^3 \text{ кг/м}^3$ ), рис. 4.11. Аналіз поведінки гістограм аномальних значень густин у верхній частині штоків, що простежуються, вказує, що для більшості штоків – для 19 з 26, значення аномальної густини складає від 0.11 до 0.18 ( $\times 10^3 \text{ кг/м}^3$ ).

Таблиця 4.2

Штоки, у яких верхня частина простежується не впевнено

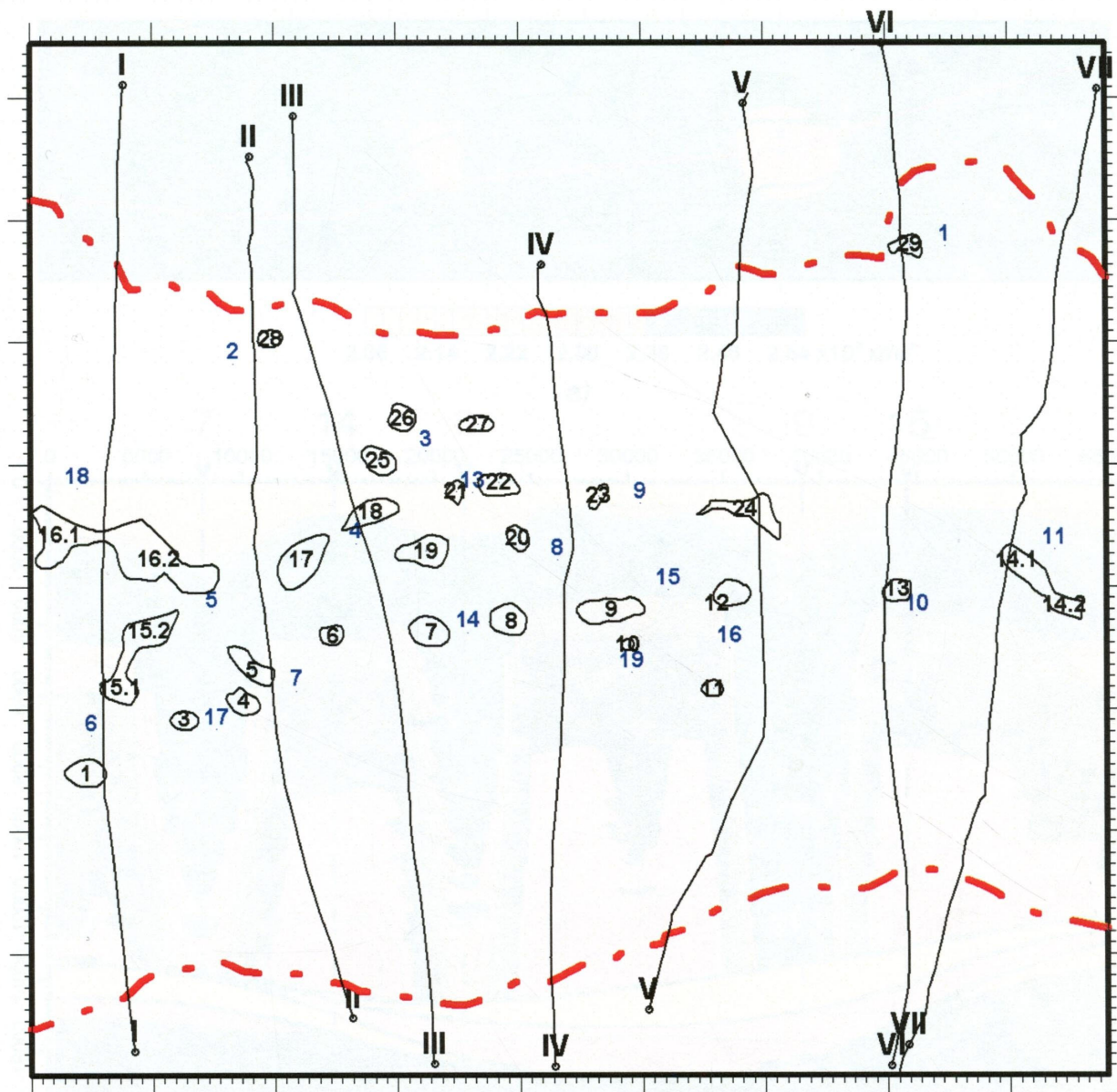
№ з/п	Назва штоку	Аномальна густина, ( $\times 10^3 \text{ кг/м}^3$ )	Оцінка простеження верхньої частини штоку
1	Тимченківський	0.033	не впевнено
2	Зах.-Єфремівський	0.040	не впевнено
3	Вербівський	0.042	не впевнено
4	Новодолазький	0.056	не впевнено
5	Бригадирівський	0.056	не впевнено
6	Токарівський	0.063	не впевнено
7	Степківський	0.070	не впевнено
8	Андріївський	0.078	не впевнено
9	Старовірівський	0.079	не впевнено

Таблиця 4.3

## Штоки, у яких верхня частина простежується впевнено

№ з/п	Назва штоку	Аномальна густина, ( $\times 10^3 \text{ кг/м}^3$ )	Оцінка простеження верхньої частини штоку
1	Краснопавлівський	0.100	впевнено
2	Верхньоланівський	0.106	впевнено
3	Басівський	0.106	впевнено
4	Федорівський	0.114	впевнено
5	Чутівський	0.115	впевнено
6	Парасковійський	0.116	впевнено
7	Єлизаветінський-півд.	0.117	впевнено
8	Павлівський	0.132	впевнено
9	Соснівський	0.146	впевнено
10	Ведмедівський	0.160	впевнено
11	Олексіївський	0.170	впевнено
12	Єлизаветінський-півн.	0.192	впевнено
13	Розпашнівський	0.197	впевнено
14	Біляївський	0.198	впевнено
15	Єфремівський	0.198	впевнено
16	Миронівський	0.235	впевнено
17	Хрестищенський	0.460	впевнено

Для штоків даної групи також виконано ранжування за кількісною оцінкою відповідної максимальної аномальної густини штоку в нижній його частині та якісною оцінкою ступеня простежуваності (таб. 4.4, 4.5).



Умовні позначення:

⑦ - номер штоку      14 - номер точки у вміщуючих породах

Рис. 4.7. Схема нумерації штоків та точок визначення густини порід за межами контурів штоків

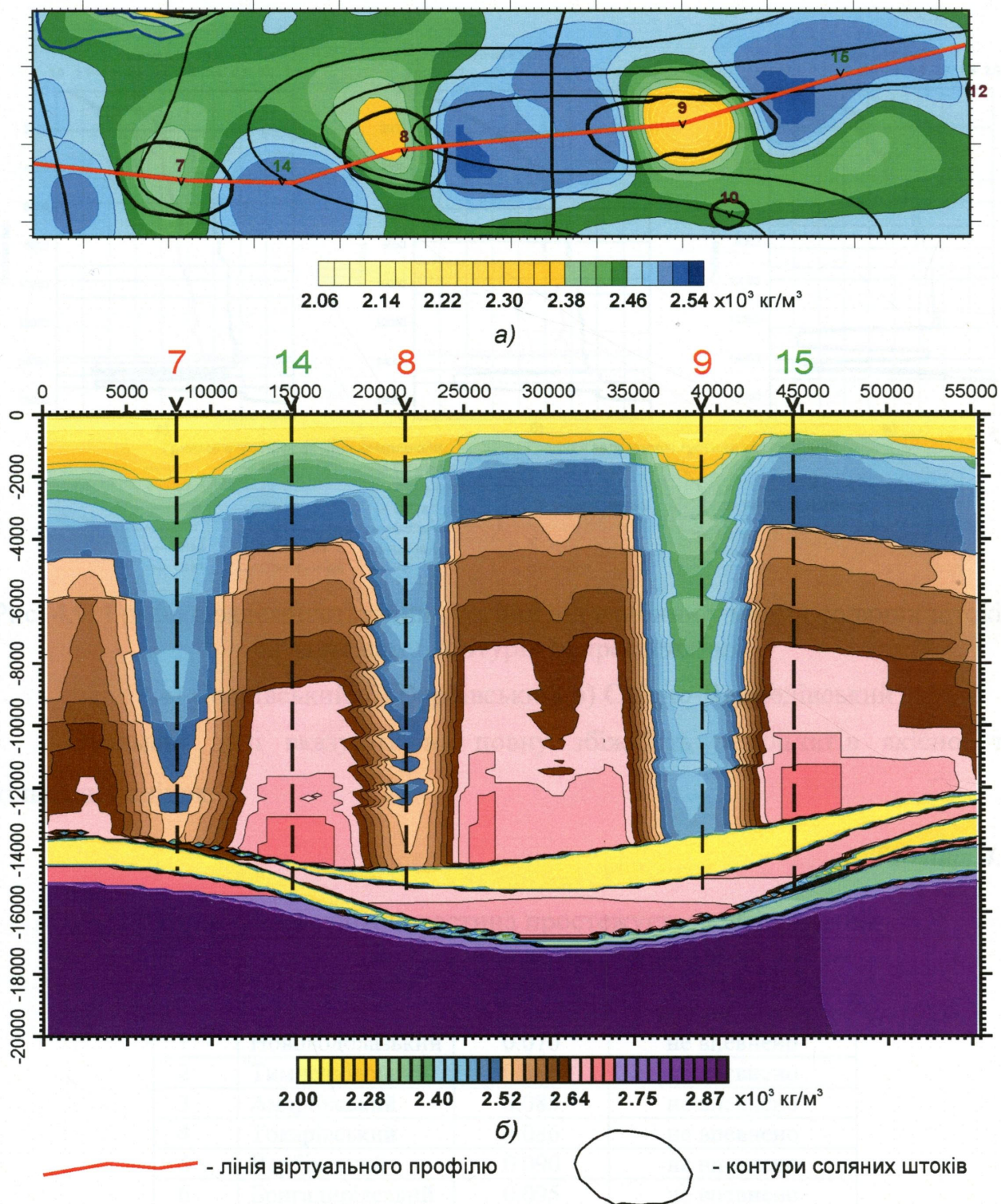


Рис. 4.8. Переріз інтегральної геогустинної моделі вздовж лінії віртуального профілю, що проходить через соляні штоки:

а) планове положення профілю та точок вертикальних перерізів на фрагменті геологічного зрізу, який зроблено на рівні 50 м нижче за покрівлю відкладів  $S_3$ ,

б) геогустинній переріз вздовж лінії віртуального профілю;

номери точок, в яких зроблено вертикальні перерізи у межах штоків:

7 – Соснівського, 8 – Павлівського, 9 – Миронівського;

14, 15 – номери точок, в яких зроблено вертикальні перерізи за межами контурів штоків

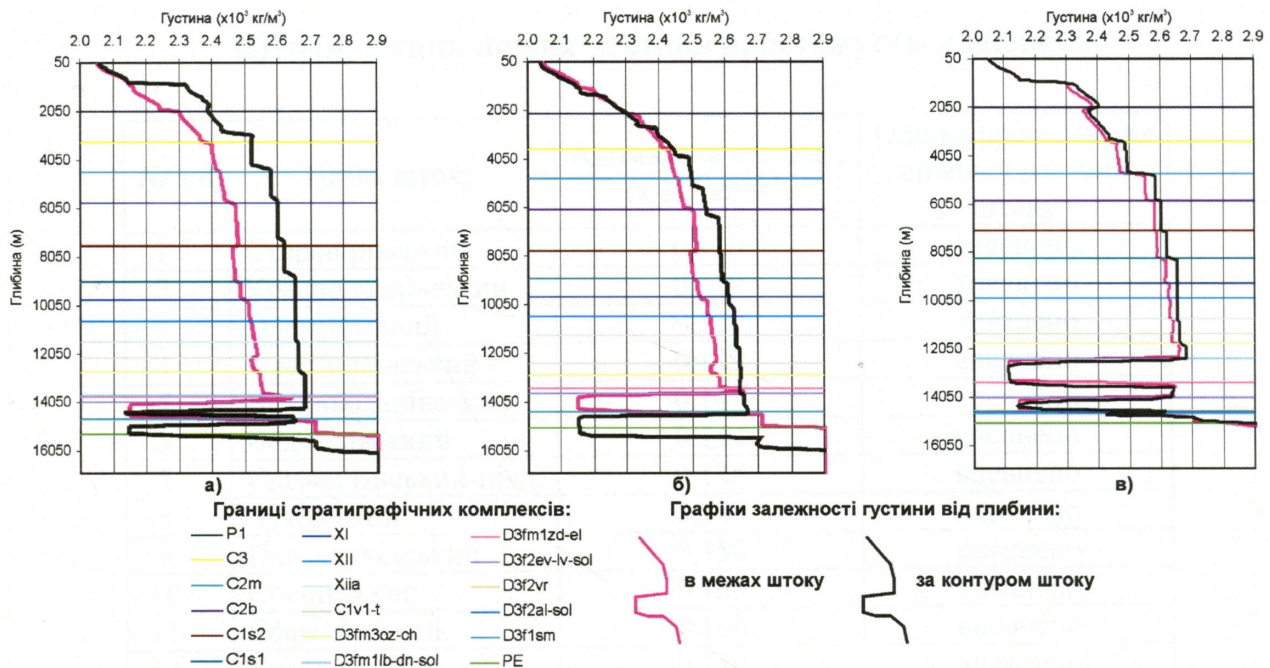


Рис. 4.9. Графіки залежності зміни густини від глибини у межах соляних штоків та за межами контурів їх простеження:

а) Соснівський, б) Вербівський, в) Східно-Ведмедівський

Отримані дані вказують на повну збіжність результатів якісної та кількісної оцінок.

Таблиця 4.4

Штоки, у яких нижня частина простежується не впевнено

№ з/п	Назва штоку	Аномальна густина, ( $\times 10^3 \text{ кг/м}^3$ )	Оцінка простеження нижньої частини штоку
1	Нововодолазький	0.070	не впевнено
2	Тимченківський	0.080	не впевнено
3	Андріївський	0.085	не впевнено
4	Токарівський	0.086	не впевнено
5	Вербівський	0.090	не впевнено
6	Бригадирівський	0.095	не впевнено

## Штоки, у яких нижня частина простежується впевнено

№ з/п	Назва штоку	Аномальна густина, ( $\times 10^3 \text{ кг/м}^3$ )	Оцінка простеження нижньої частини штоку
1	Старовірівський	0.110	впевнено
2	Краснопавлівський	0.119	впевнено
3	Олексіївський	0.120	впевнено
4	Хрестищенський	0.129	впевнено
5	Верхньоланівський	0.142	впевнено
6	Ведмедівський	0.144	впевнено
7	Єлизаветінський-півд.	0.145	впевнено
8	Чутівський	0.147	впевнено
9	Парасковійський	0.150	впевнено
10	Соснівський	0.150	впевнено
11	Єфремівський	0.150	впевнено
12	Степківський	0.150	впевнено
13	Басівський	0.151	впевнено
14	Федорівський	0.160	впевнено
15	Павлівський	0.160	впевнено
16	Біляївський	0.203	впевнено
17	Миронівський	0.220	впевнено
18	Розпашнівський	0.245	впевнено
19	Єлизаветінський-півн.	0.343	впевнено

Так, до групи соляних штоків, які простежуються в нижній частині не впевнено і які характеризуються аномальними значеннями густини в нижній частині в діапазоні від 0.067 до  $0.095 (\times 10^3 \text{ кг/м}^3)$ , входять 6 штоків: Нововодолазький, Тимченківський, Андріївський, Токарівський, Вербівський, Бригадирівський штоки (таб. 4.4).

Усі інші штоки, кількість яких дорівнює 19: Старовірівський, Краснопавлівський, Олексіївський, Хрестищенський, Верхньоланівський, Ведмедівський, Єлизаветінський-півд., Чутівський, Єфремівський, Парасковійський, Соснівський, Степківський, Басівський, Павловський, Федорівський, Біляївський, Миронівський, Розпашнівський, Єлизаветінський-півн., характеризуються аномальними значеннями густини в нижній частині в діапазоні від 0.11 до  $0.343 (\times 10^3 \text{ кг/м}^3)$  та простежуються впевнено (таб. 4.5).

Тож можна стверджувати, що мінімальний рівень простеження як верхнього рівня соляних штоків, так і нижнього складає  $\geq 0.1(\times 10^3 \text{ кг/м}^3)$ .

Аналіз поведінки гістограм аномальних значень густин в нижній частині штоків, що простежуються (рис. 4.12), вказує, що для більшості штоків – для 14 з 25, значення аномальної густини складає  $0.16 (\times 10^3 \text{ кг/м}^3)$ , рис. 4.13.

На підставі отриманих даних проаналізовано характер простеження верхньої та нижньої частин штоків. Для штоків, які впевнено простежуються на обох рівнях (їх кількість дорівнює 17), розраховано оцінку різниці аномальних значень густин на верхній та нижній їх частинах (таб. 4.6). Ми вважали, що від'ємна різниця значень аномальних густин між нижньою та верхньою частинами штоку свідчить про відсутність кореня штоку. Таким чином, із 17 штоків, що впевнено простежуються у розрізі площі досліджень, 12 мають зв'язок із девонськими соленосними породами, а 5 – не мають (таб. 4.6). Також виконано оцінку частоти простеження нижньої частини штоків на різних стратиграфічних рівнях (рис. 4.14).

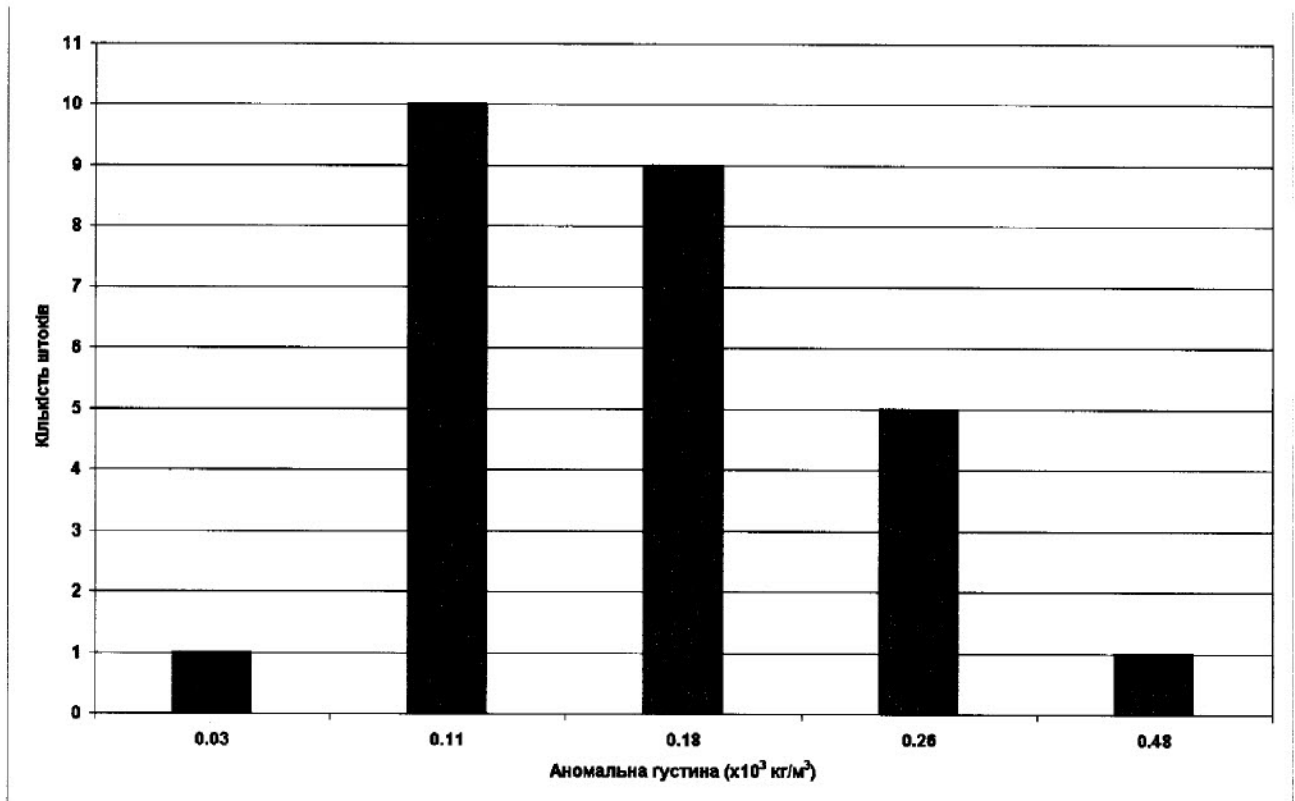


Рис. 4.10. Гістограма розподілу значень аномальної густини у верхній частині штоків



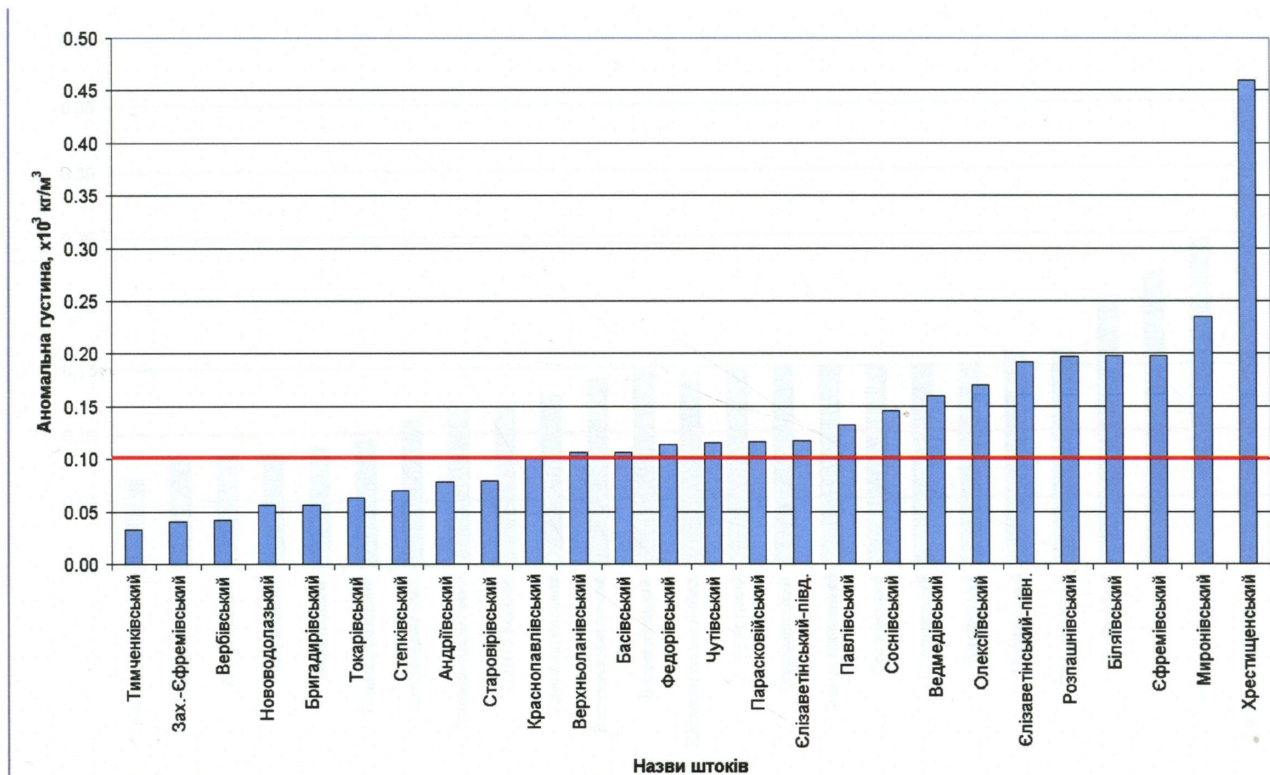


Рис. 4.11. Діаграма розподілу значень аномальної густини у верхній частині штоків, відсортована за величиною аномалії у верхній частині (червона лінія – прийнятий рівень простеження  $0.1 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ )

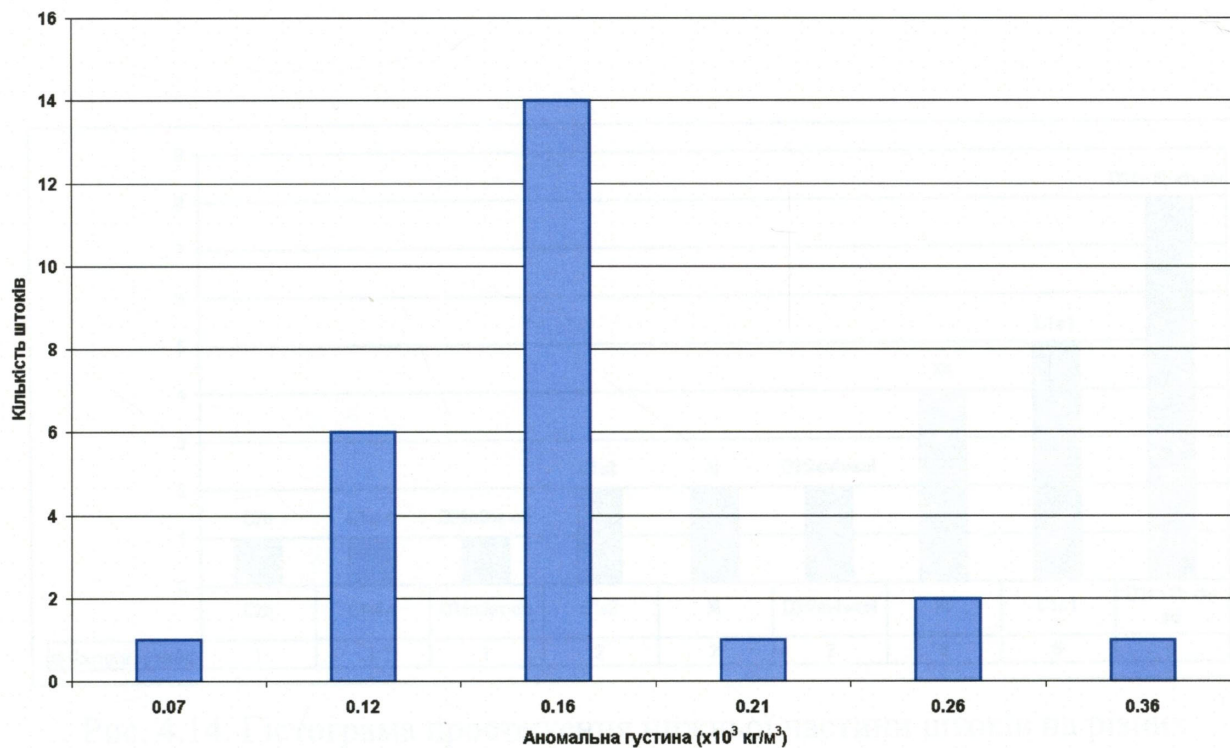


Рис. 4.12. Гістограма розподілу значень аномальної густини у нижній частині штоків

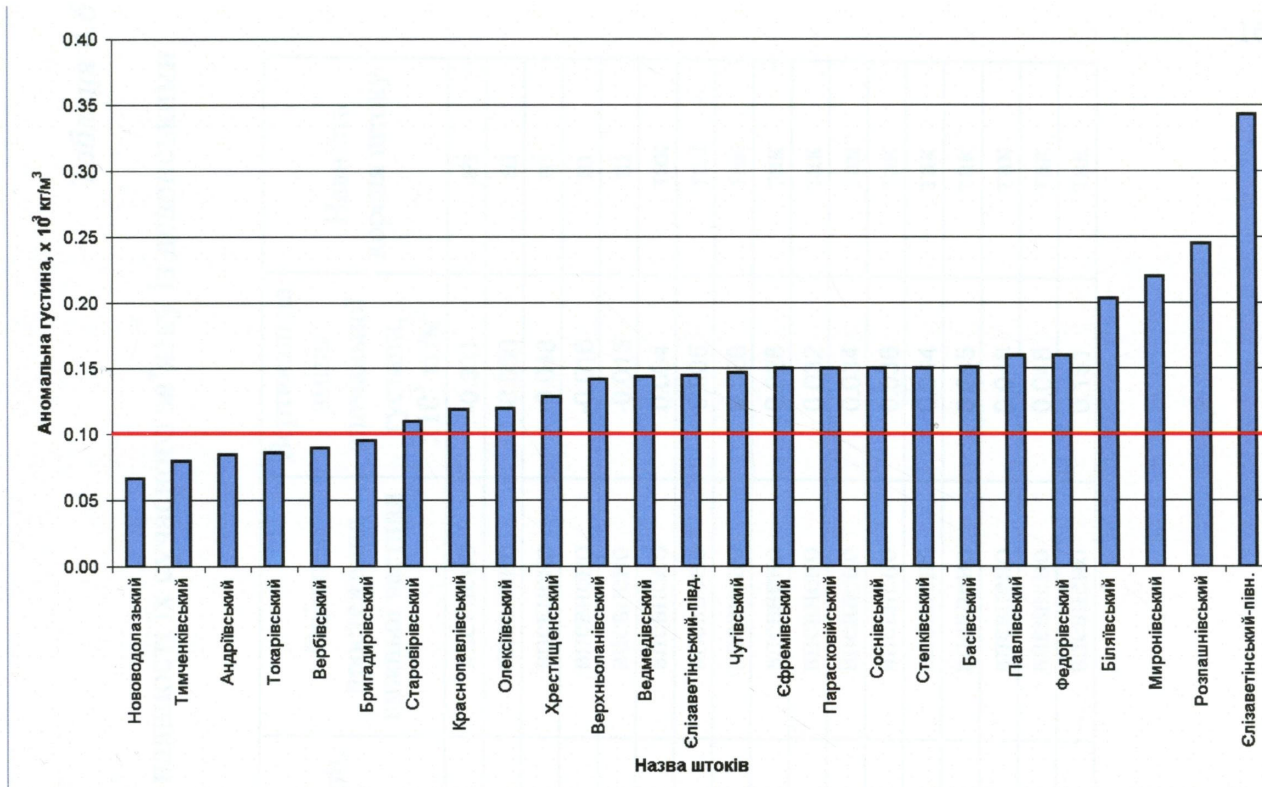


Рис. 4.13. Діаграма розподілу значень аномальної густини у нижній частині штоків, відсортована за величиною аномалії у нижній частині (червона лінія – рівень простеження  $0.1 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ )

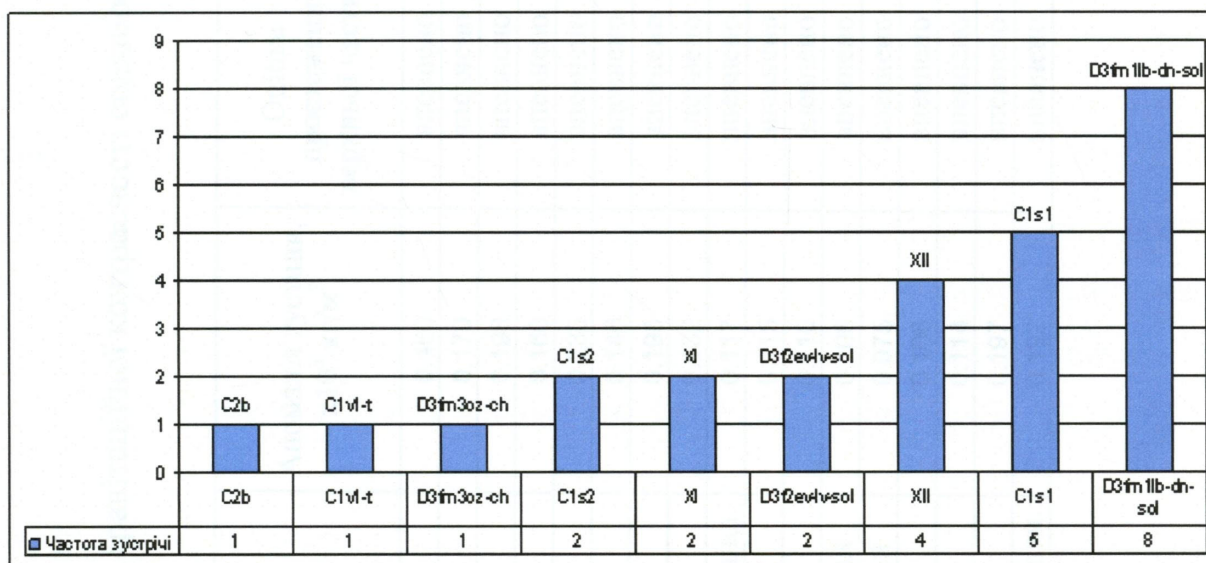


Рис. 4.14. Гістограма простеження нижньої частини штоків на різних стратиграфічних рівнях

Характеристика гравітаційної контрастності соляних штоків та оцінка наявності їх сучасного зв'язку із девонськими відкладами

Назва штоку	Аномалія густини, $\times 10^3 \text{ кг/м}^3$	Оцінка простеження верхньої частини	Аномалія густини, $\times 10^3 \text{ кг/м}^3$	Оцінка простеження нижньої частини	Вертикальна зміна аномальної густини, $\times 10^3 \text{ кг/м}^3$	Наявність кореня штоку
Хрестищенський	0.460	впевнено	0.129	впевнено	-0.331	ні
Олексіївський	0.170	впевнено	0.120	впевнено	-0.050	ні
Єфремівський	0.198	впевнено	0.150	впевнено	-0.048	ні
Ведмедівський	0.160	впевнено	0.144	впевнено	-0.016	ні
Миронівський	0.235	впевнено	0.220	впевнено	-0.015	ні
Соснівський	0.146	впевнено	0.150	впевнено	0.004	так
Біляївський	0.198	впевнено	0.203	впевнено	0.005	так
Павлівський	0.132	впевнено	0.160	впевнено	0.028	так
Слізаветінський-півд.	0.117	впевнено	0.145	впевнено	0.028	так
Чутівський	0.115	впевнено	0.147	впевнено	0.032	так
Парасковійський	0.116	впевнено	0.150	впевнено	0.034	так
Верхньоланівський	0.106	впевнено	0.142	впевнено	0.036	так
Краснопавлівський	0.075	впевнено	0.119	впевнено	0.044	так
Басівський	0.106	впевнено	0.151	впевнено	0.045	так
Федорівський	0.114	впевнено	0.160	впевнено	0.046	так
Розпашновський	0.197	впевнено	0.245	впевнено	0.048	так
Слізаветінський-півн.	0.192	впевнено	0.343	впевнено	0.151	так

#### 4.3.2. Характер просторового простеження соляних козирків та зон покращених колекторських властивостей у приштоковому просторі

Проведене моделювання уможливило прогнозування розташування стратиграфічного рівня підосви соляних штоків, розвинутих у межах площі досліджень. Найбільш високий стратиграфічний рівень залягання підосви солі ( $C_2b$ ) прогнозується для Бригадирівського штоку. Відзначимо, що свердловиною Бригадирівська-1 під товщею штокової солі потужністю 2.5 км розкрито саме башкірські відклади, із яких, до речі, підняті нафтонасичені керни. За даними сейсморозвідки в тілі штоку отримано чіткі відбиття, які зв'язувались із запечатаним теригенним блоком, та встановлено неузгоджене залягання відкладів середнього і нижнього карбону. Зважаючи на дані наших досліджень, не виключена наявність знаходження невеликої позитивної структури під тілом штоку на рівні серпухівських і візейських відкладів або запечатаного теригенного блоку. За даними сейсморозвідки ще в 70-х роках в районі штоку виділялась значна кількість позитивних структур – Південно-, Північно- і Західно-Бригадирівська, Печенізька, Добровольська. Крім того, під Бригадирівським штоком за даними магніторозвідки прогноуються специфічні пастки ВВ, які пов'язуються із інтрузивним тілом девонського віку та антиклінальною структурою його облягання (Тесленко, титул 1018/78 ДГТЕ; Попович, тема 232/76 ДГЕ ). Зважаючи на отримані при пошуковому і структурно-пошуковому бурінні прямі ознаки нафтогазоносності надштокових і приштокових відкладів, Бригадирівський шток слід віднести до високоперспективних об'єктів для комплексного першочергового вивчення.

Серпухівський рівень залягання підосви солі прогнозується для Андріївського, Тимченківського, Західно-Єфремівського, Вербівського, Токарівського, Нововодолазького і Олексіївського штоків. Серед цих штоків на сьогоднішньому рівні знань найбільш перспективним і першочерговим для вивчення представляється Андріївський. Зауважимо, що за даними сейсморозвідки (Ігнатов О.П, партія 29/86 СУГРЕ) в тілі штоку саме на рівні

серпухівських відкладів виділявся крупний запечатаний теригенний блок. В районі штоку проведений досить потужний комплекс геофізичних досліджень (сейсморозвідка 2Д; електророзвідка в модифікаціях ЗСБ, МТЗ, ТЕМЗ по окремих профілях; гравімагнітна зйомка масштабу 1: 10000; біолокаційні і геохімічні дослідження), переінтерпретація і узагальнення яких було виконано НТ “Сервіс” на замовлення НАК “Нафтогаз України” (Варфоломєєв В.О., Жанталай А.М, 2005). При цьому окреслено цілу низку перспективних об’єктів, до яких відносяться: Західно-Розумівське підняття (проявлене на рівні серпухівських відкладів і перекрите соляним карнизом), приштоковий припіднятий блок з північного боку штоку, приштокове Розумівське підняття на рівні серпухів-візе. Отримані дані дозволяють прогнозувати нові перспективні об’єкти під штоковою сіллю. Тому пропонується першочергове комплексне вивчення цього соляного штоку.

Дані по положенню подошви Вербівського штоку підтверджуються даними електророзвідки МТЗ (Креймер О.Ю., партія 223/77 ДГЕ). На жаль через слабку геолого-геофізичну вивченість решти штоків матеріали, що підтверджують отримані дані, відсутні. Із цієї групи штоків, з точки зору пошуків запечатаних теригенних блоків або похованих підштокових структур заслуговує на увагу Нововодолазький шток, в районі якого серпухівські відклади знаходяться на досяжних для буріння глибинах.

Візейський рівень залягання подошви солі прогнозується для Старовірівського, Степківського, Федорівського, Парасковійського, Павлівського, Соснівського і Єфремівського штоків. Але, оскільки візейські відклади залягають тут на великих глибинах, ці штоки з точки зору пошуків вказаних перспективних об’єктів (запечатані блоки, підштокові структури) інтересу на сьогодні не представляють. Ніжки інших соляних штоків досягають рівня материнських девонських відкладів. Це стосується більшості крупних соляних штоків центральної зони Дніпровського грабену – Чутівсько-Розпашівсько-Белухівського, Хрестищенського, Єлизаветівсько-Тарасівського, Верхньоланівського, Басівського та ін.

Не знайшли відображення в просторовій геогустинній моделі Валківський, Новодмитрівський, Східно-Ведмедівський і Рябухинський соляні штоки. Якщо для перших трьох із них це обумовлено їх незначними розмірами, що підтверджується і сейсмо-геологічними даними, то Рябухинський шток згідно з останніми представлений достатньо крупним соляним тілом. Така значна розбіжність даних геогустинного моделювання і сейсмо-геологічних даних заслуговує, на наш погляд, на пильну увагу, оскільки під соляним штоком, який очевидно розвинутий переважно на рівні відкладів  $P_1$ , можлива наявність запечатаних та припіднятих блоків. Про наявність таких блоків свідчать зокрема дані буріння св. Кленівська-13, яка біля ніжки штоку під нижньопермськими (?) відкладами розкрила теригенні утворення девонського віку. Аналіз сейсмічних матеріалів (Підпригора Г.С., партія 27/94 СУГРЕ) свідчить, що втрата кореляції відбиттів на рівні відкладів  $C_3$  і  $C_{2m}$  може бути обумовлено не сіллю, а зоною тектонічно порушених порід. Тому комплексне вивчення морфології Рябухинського штоку і його приштокового простору є доцільним і перспективним.

Аналіз розподілу густини верхньо - і середньокам'яновугільних відкладів (вони в районі центральної зони соляних штоків грабену знаходяться на досяжних для буріння глибинах) дає підстави провести оцінку розмірів ніжок соляних штоків та спрогнозувати приштокові ділянки із покращеними колекторськими властивостями для цього рівня відкладів. Спостерігається суттєва різниця для деяких штоків у розмірах контура і конфігурації їх ніжок за даними сейсмозвідки і тими ж параметрами різкоградієнтних аномалій пониженої густини, які ними обумовлені. Інколи вони навіть характеризуються ортогональною орієнтацією. Останнє, зокрема, стосується Павлівського, Парасковіського, Старовірівського, Соснівського, Степківського штоків. Крім них суттєву різницю даних геогустинного моделювання і сейсмозвідки за розмірами ніжок штоків на рівні середньо - і верхньокам'яновугільних відкладів можливо відзначити для Андріївського, Олексіївського, Хрестищенського, Токарівського, Берекського, Новодмитрівського штоків.

Крім цього, інколи спостерігається суттєва зміна розмірів геогустинної аномалії від ніжки штоку на рівні різних відкладів ( $C_3, C_2m, C_2b$ ). За такою зміною можливо прогнозувати наявність невеликих карнизів на відповідному стратиграфічному рівні. На такі особливості будови штоків, що обумовлено їх пульсаційним ростом, вказав І.В. Височанський та деякі інші дослідники. Імовірну наявність таких карнизів можливо прогнозувати для Андріївського, Федорівського, Хрестищенського, Старовірівського та деяких інших штоків. Тому для частини згаданих вище штоків, приштокові частини яких представляють пошуковий інтерес, доцільно провести аналіз і переінтерпретацію наявних геолого-геофізичних даних з метою окреслення найбільш перспективних об'єктів.

Суттєвий вихід аномалій пониженої густини відкладів  $C_2 - C_3$  невеликої інтенсивності за межі контурів ніжок штоків дає змогу з певною імовірністю прогнозувати ділянки покращення їх колекторських властивостей в навколоштоковому просторі. Підтвердженням цього може слугувати кореляція таких геогустинних аномалій із деякими відомими приштоковими родовищами ВВ – Новоукраїнським, Чутівським, Червоноярським. Такі ділянки покращених колекторських властивостей можливо прогнозувати з північного боку Чутівсько-Розпашнівського ( $C_2 - C_3$ ), південного боку Хрестищенського ( $C_2b, C_2m$ ), з північного боку Соснівського і Павлівського ( $C_2b, C_2m$ ), південного боку Єфремівського ( $C_2 - C_3$ ) штоків (рис. 4.15).

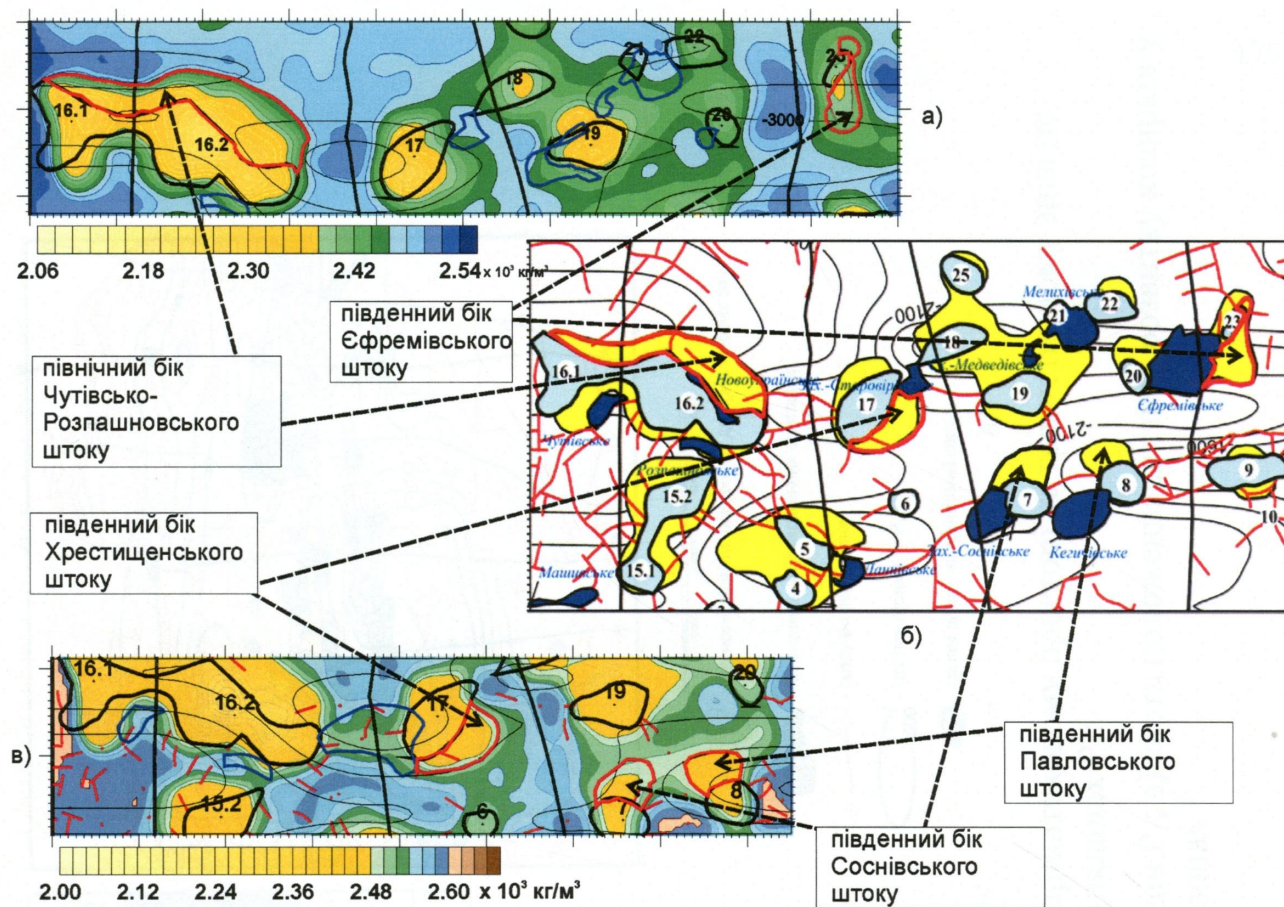


Рис. 4.15. Поширення зон з покращеними колекторськими властивостями в навколоштоковому просторі (за Н.С. Ганженко, О.Ю. Зейканом, 2010):

ділянки пониженої густини
  прогнозовані ділянки покращених колекторських властивостей

а) фрагмент геогустинного зрізу по відкладах  $C_3$ ; б) фрагмент карти прогнозу ділянок з покращеними колекторськими властивостями у навколоштоковому просторі, в) фрагмент геогустинного зрізу по відкладах  $C_{2b}$

Деякі крупні соляні штоки центральної частини Дніпровського грабену мають спільні козирки, розвинені на рівні нижньопермських хомогенних відкладів. Це яскраво демонструє геогустинний зріз по нижньопермських відкладах (рис. 4.16).



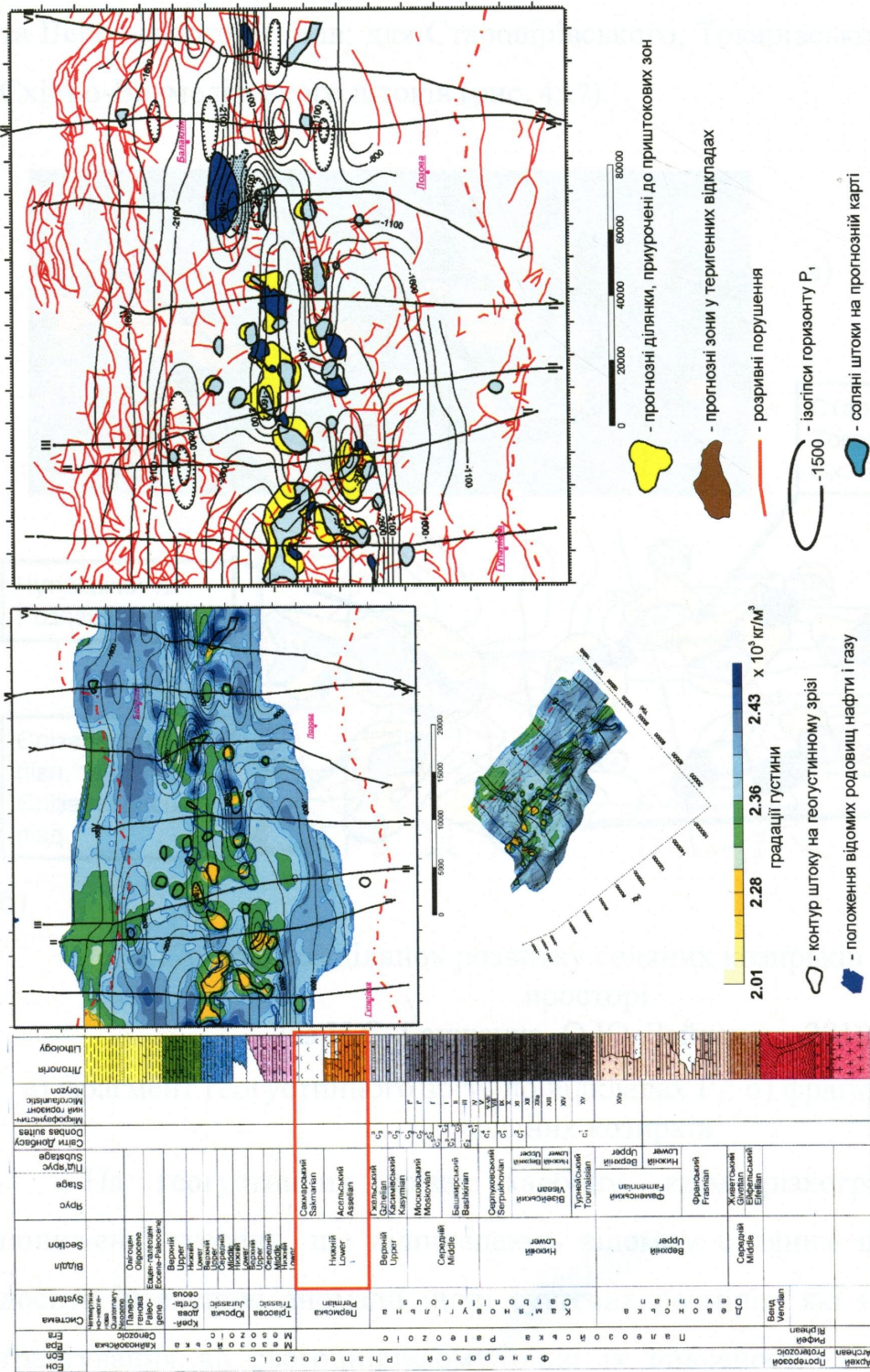


Рис. 4.16. Виділення ділянок розвитку соляних козирків у приштоковому просторі на геогустинному зрізі по нижньопермських відкладах Р<sub>1</sub>:

а) стратиграфічна колонка; б) геогустинні зрізи у межах відкладів Р<sub>1</sub>; в) карта положення ділянок розвитку козирків у приштокових зонах

Так, чіткі спільні козирки слід прогнозувати для Чутівського, Розпашнівського і Белухівського штоків; для Єлизаветівського і Тарасівського штоків; для Верхньоланівського, Басівського, а також можливо і Федорівського та Вербівського штоків; для Старовірівського, Токарівського, Ведмедівського і Східно-Ведмедівського штоків (рис. 4.17).

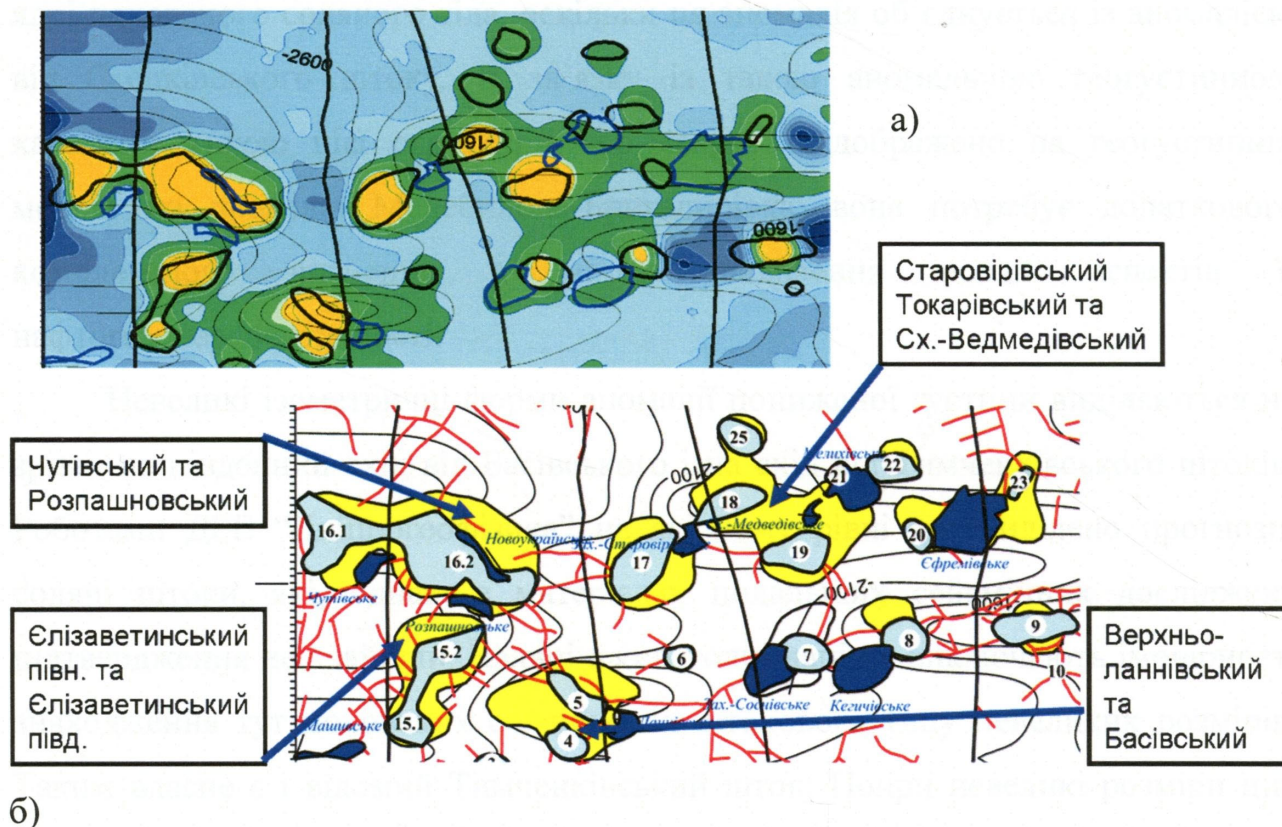


Рис. 4.17. Прогноз ділянок розвитку соляних козирків у приштоковому просторі  
(за Н.С. Ганженко, О.Ю. Зейканом, 2010):

а) фрагмент геогустинного зрізу по відкладах  $P_1$ ; б) фрагмент карти розвитку соляних козирків

На геогустинних зрізах карбону, крім різкоградієнтних аномалій пониженої густини, що відповідають відомим соляним штокам, виділяються досить інтенсивні аномалії іноді суттєвих розмірів, які не знаходять чіткого трактування на сьогоднішньому рівні їх вивченості. Зокрема такі аномалії фіксуються у межах Гусарівського і Північно-Олексіївського прогинів, в східній частині Грушинського прогину, у межах Оскольського та Комишувахсько-Лиманського прогинів. Чітка приуроченість цих аномалій до

глибоких прогинів дає змогу ув'язати їх природу із локальними ділянками максимальної потужності хомогенної товщі нижньої пермі, у межах яких розвинені потужні шари кам'яної солі. Наявність таких ділянок підтверджується даними буріння.

Чітка локальна аномалія пониженої густини приурочена до крупної Валвенківської брахіантикліналі. Найімовірніше це свідчить про наявність в її ядрі похованого соляного тіла, оскільки ця аномалія об'єднується із аномалією від Степківського штоку. В зв'язку із такою аномальною геогустинною характеристикою цієї структури, що яскраво відображено на геогустинній моделі по профілю Мечебилово-Бригадирівка, вона потребує додаткового комплексного вивчення з метою виявлення нових аспектів її нафтогазоперспективності.

Невеликі ізометричні форми аномалії пониженої густини виділяються на зрізах на південний схід від Басівського і на схід від Тимченківського штоків. Роботами ДГЕ “Дніпрогеофізика” на якісному рівні тут виділено прогнозні соляні штоки, які, однак, в матеріалах подальших сейсмічних досліджень підтвердження не знайшли. Наявні на сьогодні дані не виключають імовірності знаходження тут похованих соляних тіл штокового типу невеликих розмірів. Таким власне є і відомий Тимченківський шток. Попри невеликі розміри цих прогнозних об'єктів, вони представляють певний пошуковий інтерес і потребують подальшого комплексного вивчення.

Поховані солені масиви (лінзи) найбільш широко розвинені в південній прибортовій зоні Дніпровського грабену, де їх наявність підтверджується даними буріння. Крім відомих соляних масивів у ядрах крупних структур, що чітко відображені на геогустинних зрізах аномаліями пониженої густини (Руденківський, Новогригорівський, Личківський, Перещепинський), тут за даними проведених досліджень можливо спрогнозувати малопотужне поховане соляне тіло в районі Орільської площі. Відзначимо, що роботами ДГЕ “Дніпрогеофізика” (В.С. Попович, партія 235/87 ДГЕ) тут також виділявся прогнозний Іванівський соляний масив.

В північній прибортовій зоні грабену найбільш крупними похованими соляними тілами за даними геолого-геофізичних досліджень минулих років є відомі Валківський і Коломацький та прогнозний Кисівський масиви (останній виділявся В.С. Поповичем ще в 1982 році). Імовірний розвиток невеликих соляних масивів у районі Качалівки-Високопілля, а також на західному продовженні Шебелинського криптодіапіру (район Казачківської і Західно-Шебелинської структур). Аналіз матеріалів свідчить, що навіть глибокопоховані соляні тіла з глибиною залягання покрівлі солі 7-10 км впливали на тектонічну будову, літологічний склад і колекторські властивості відкладів, що залягали над ними. Тому вивчення цих геологічних об'єктів має досить важливе значення і потребує спеціальних більш детальних досліджень.

Аналіз просторової геогустинної моделі центральної і східної частин Дніпровського грабену дав змогу виявити низку нових аспектів у будові структур соляного тектогенезу, зокрема за оцінкою підшви соляних штоків, прогнозного розвитку колекторів у навколоштоковому просторі та ін.

За даними проведених досліджень з врахуванням результатів раніше виконаних робіт першочерговими для подальшого вивчення є Андріївський і Бригадирівський штоки. Також для подальшого вивчення рекомендуються Рябухинський, Нововодолазький, Чутівсько-Розпашнівсько-Белухівський, Хрестищенський, Павлівський, Миронівський, Краснопавлівський і Степківський штоки.

#### **4.4. Прогнозування ділянок з покращеними колекторськими властивостями у теригенних відкладах**

##### **4.4.1. Нижній карбон**

*Візейські відклади.* Їх геогустинна характеристика представлена на зрізах по покрівлі мікрофауністичних горизонтів XI, XII, XIIa та нижнього візе. Середня густина всіх горизонтів візе змінюється у незначних межах (за винятком ділянок розвитку соляних штоків), оскільки карбонатно-теригенні утворення, що його складають, характеризуються досить близькими значеннями густини, зважаючи на переважно значні глибини залягання відкладів.

Чітких регіональних закономірностей у зміні середньої густини і, відповідно, літології візейських відкладів, не спостерігається.

Звернемо увагу на декілька найбільш чітких і суттєвих за розмірами локальних ділянок зменшення густини візейських відкладів, які можна пов'язати, насамперед, із збільшенням у їх складі пісковиків (останні характеризуються найменшою густиною), тобто покращенням їх колекторських властивостей (рис. 4.18).

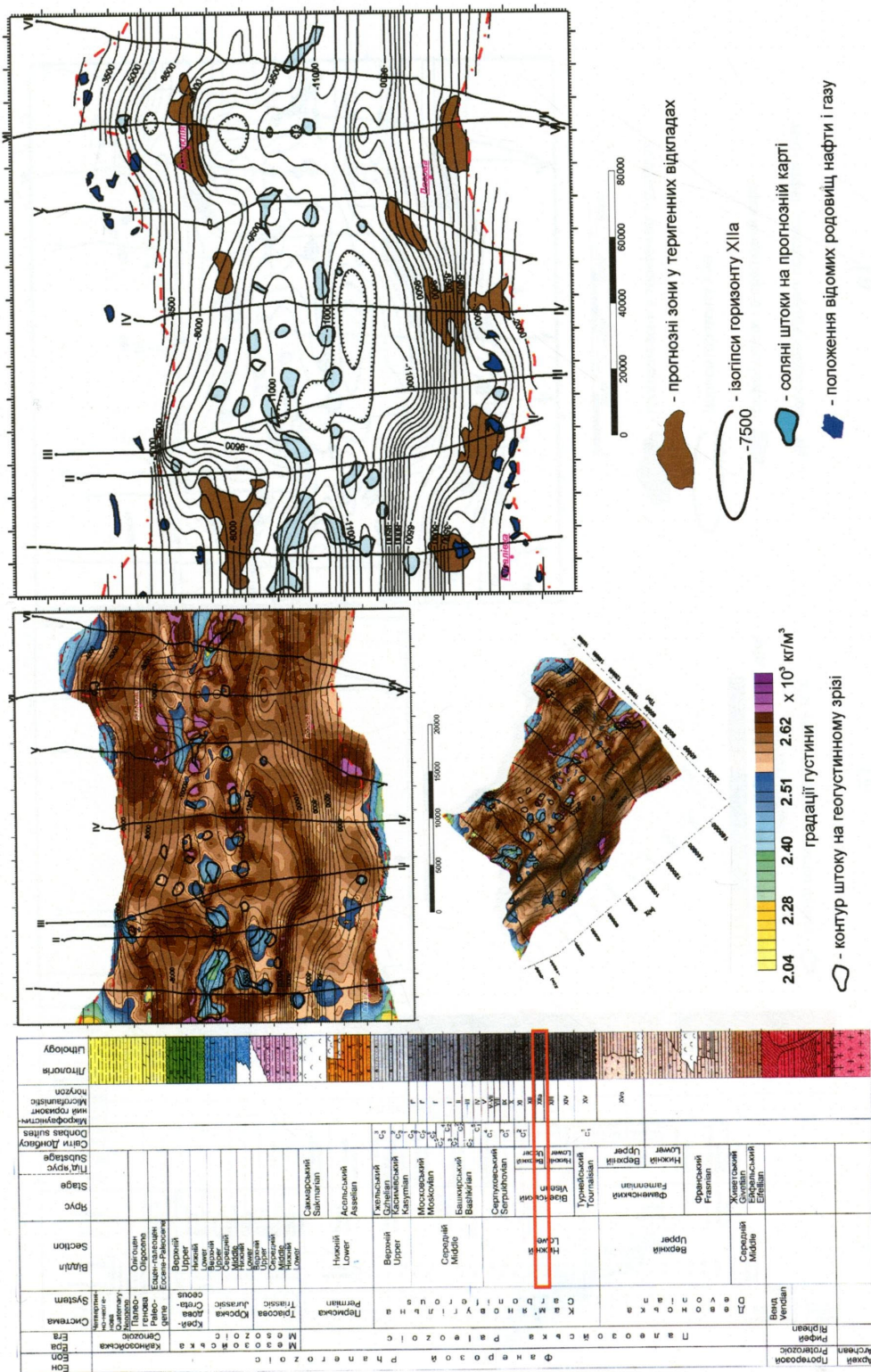


Рис. 4.18. Поширення зон з покращеними колекторськими властивостями у межах нижньокам'яновугільних відкладів верхньовізейського ярусу C<sub>1</sub>V<sub>2</sub>, горизонт XPa: а) стратиграфічна колонка; б) геогустинні зрізи у межах відкладів XPa; в) карта прогнозу розвитку ділянок з покращеними колекторськими властивостями

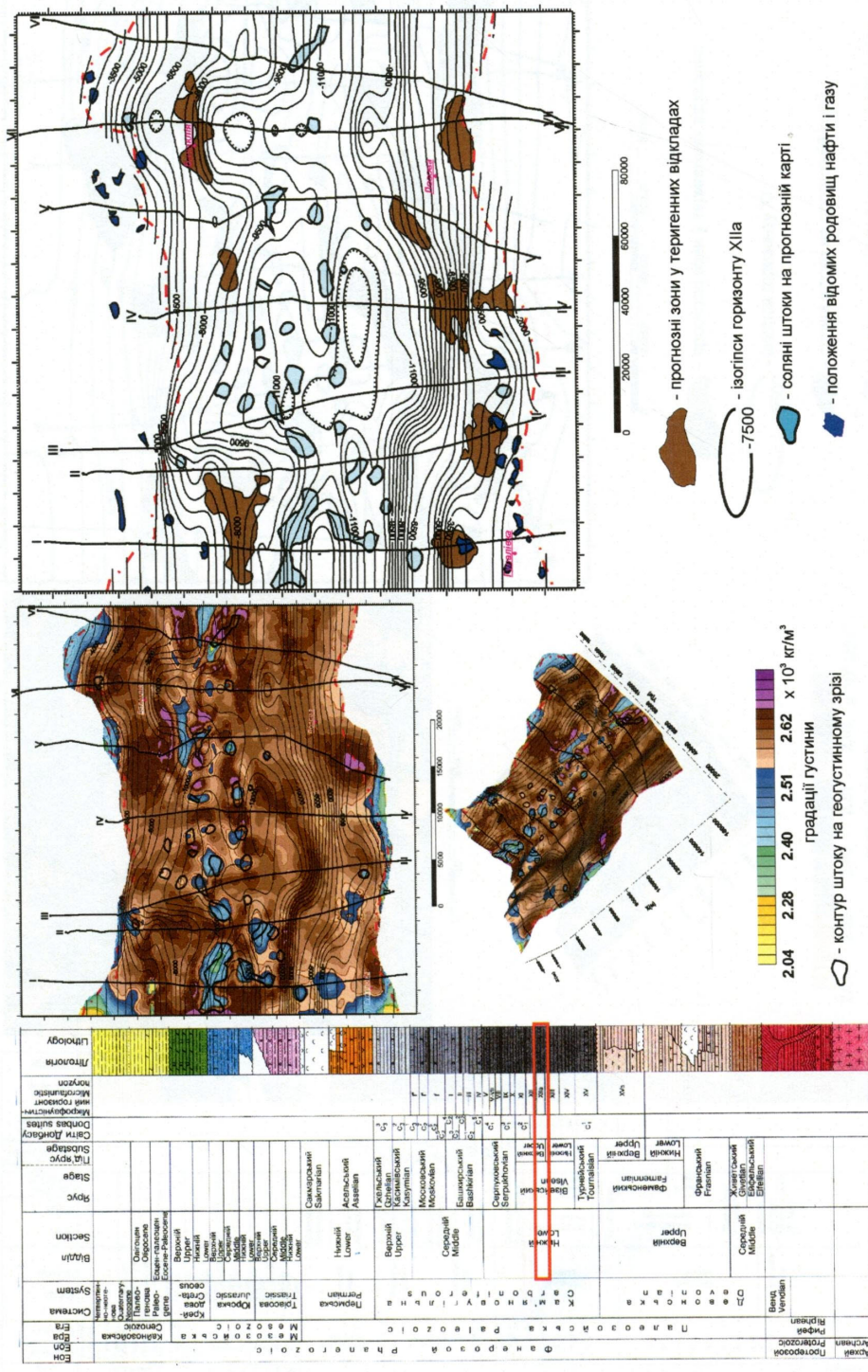


Рис. 4.19. Поширення зон з покращеними колекторськими властивостями у межах нижньокам'яновугільних відкладів верхньовізейського ярусу  $C_{1V2}$ , горизонт XII: а) стратиграфічна колонка; б) геогустинні зрізи у межах відкладів XII; в) карта прогнозу розвитку ділянок з покращеними колекторськими властивостями

в)

б)

а)

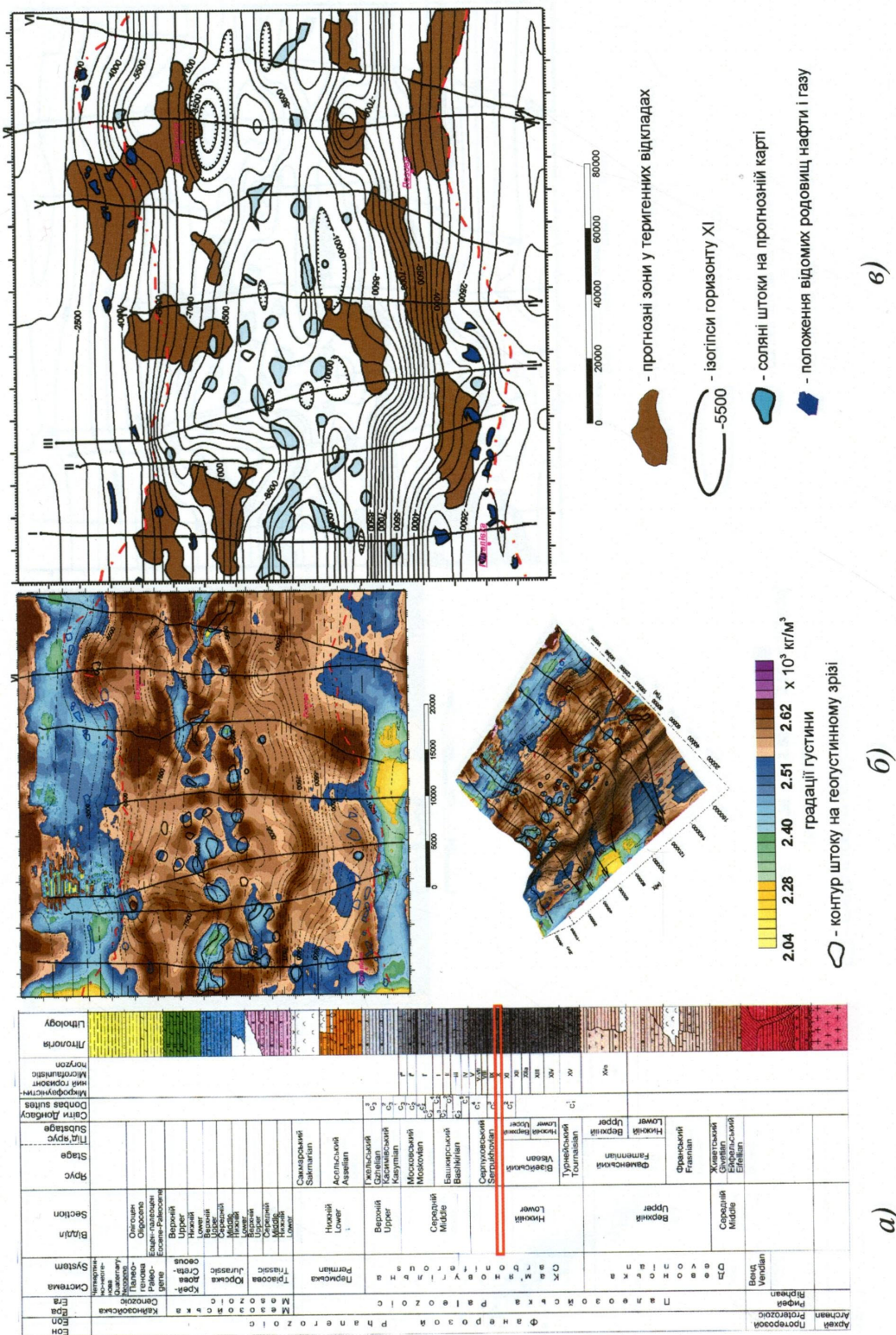


Рис. 4.20. Поширення зон з покращеними властивостями колекторськими в межах нижньокам'яновугільних відкладів верхньовізейського ярусу С<sub>1</sub> V<sub>2</sub>, горизонт XI: а) стратиграфічна колонка; б) геогустинні зрізи у межах відкладів XI; в) карта прогнозу розвитку ділянок з покращеними колекторськими властивостями



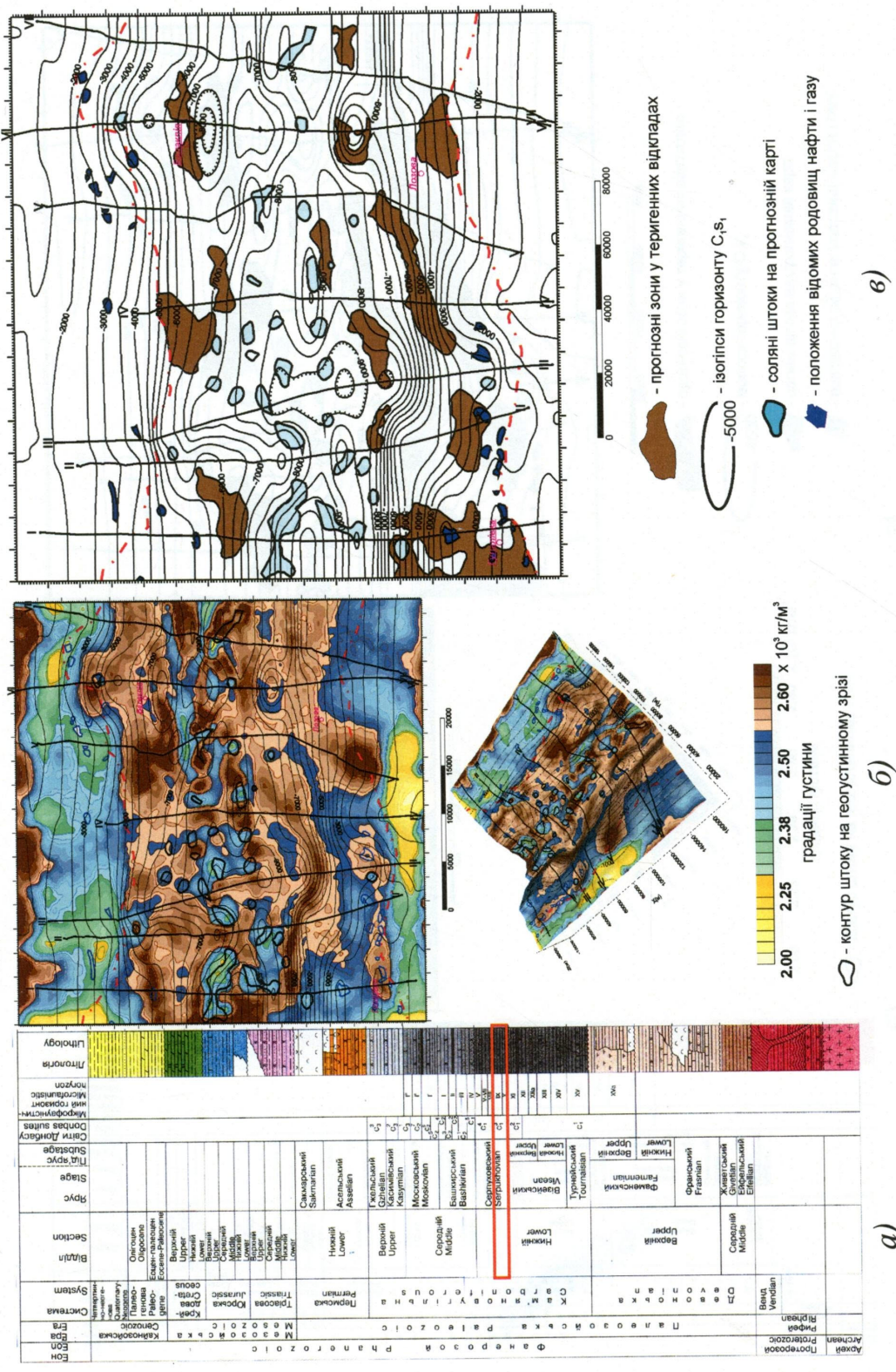


Рис. 4.21. Поширення зон з покращеними колекторськими властивостями у межах нижньокам'яновугільних відкладів нижньосерпучівського ярусу C<sub>1S1</sub>: а) стратиграфічна колонка; б) геоустинні зрізи у межах відкладів C<sub>1S1</sub>; в) карта прогнозу розвитку ділянок з покращеними колекторськими властивостями

а)

б)

в)



В північній прибортовій зоні, де візейські відклади залягають на досяжних для буріння глибинах, можна окреслити п'ять таких ділянок (рис. 4.28):

- на північ від Чутівського-Розпашнівського штоку;
- в районі Мар'їнської і Західно-Качалівської структур;
- в районі Рябухинського штоку і Шуринської структури;
- на північ і північний схід від Східно-Шебелинського прогину;
- в районі Західно-Шебелинської структури.

У межах цих ділянок розташований цілий ряд відомих структур із різним ступенем вивченості. На деяких із них отримані промислові припливи ВВ або прямі ознаки нафтогазоносності із візейських відкладів (Кисівська, Турівська, Шуринська, Безпалівська, Мар'їнська та інші площі). Причому деякі із виявлених покладів приурочені до пасток неантиклінального типу. З точки зору пошуків нових об'єктів і перспективних площ найбільший інтерес, на наш погляд, представляють обширні ділянки на північ від Східно-Шебелинського прогину та Чутівсько-Розпашнівського штоку.

Три прогностичні локальні ділянки покращення колекторських властивостей візейських відкладів окреслюються у межах південної прибортової частини грабену (рис 4.28):

- на північ від Личківської і Перещепинської структур;
- в районі Шандрівської і Герсеванівської структур;
- в районі Остерської структури.

З точки зору пошуків нових об'єктів найбільший інтерес представляє, очевидно, Шандрівсько-Герсеванівська ділянка, де в свердловинах Шандрівської, Орільської та Північно-Орільської площ отримані прямі ознаки газоносності візейських відкладів.

У межах центральної зони грабену окреслюються дві ділянки - в районі Кобзівської структури і на західній перикліналі крупного Новомечебілівського підняття. Але, на жаль, в їх межах візейські відклади знаходяться здебільшого на значних глибинах (понад 6 км).

#### 4.4.2. Середній карбон

Для цих утворень, представлених геогустинними зрізами на рівні башкірських і московських відкладів, особливо башкіру, характерний широкий прояв субмеридіально орієнтованих геогустинних зон, які переважно сконцентровані на ділянці від Хрестищенського штоку на заході до Біляївського на сході. Серед них заслуговують на увагу зони пониженої густини, які пов'язуються із ділянками покращення колекторських властивостей. Найбільш чітка і протяжна поперечна зона пониженої густини  $C_2b$  трасується практично через увесь Дніпровський грабен від Шуринської до Орільської структур. В неї вкладаються Рябухинський, Парасковійський, Західно-Єфремівський, Павлівський штоки, частково Кобзівська структура. Безумовно, такі зони пов'язані із древніми структурно-тектонічними докембрійськими лінеаментами, які активізувались на певних етапах розвитку ДДз. На наявність цих зон, їх вплив на колекторські властивості порід і, відповідно, нафтогазоперспективність розташованих в їх межах об'єктів вказувалось багатьма дослідниками (Н.Т. Пашова, 1976; А.В. Лизанець, 1993; В.В. Омельченко, В.Г. Шемет, 2007). В наших матеріалах положення цих поперечних зон визначено не на якісному рівні, а на основі 3D моделювання з використанням сучасних технологій. А загалом, на геогустинних зрізах по  $C_2b$  і  $C_2m$  домінує північно-західна, характерна для структурних ліній ДДз, орієнтація геогустинних зон.

Що стосується локальних ділянок пониженої густини середньокам'яновугільних відкладів, то вони здебільшого збігаються із серпухівськими, відрізняючись лише в деталях (рис.4.23, 4.24).

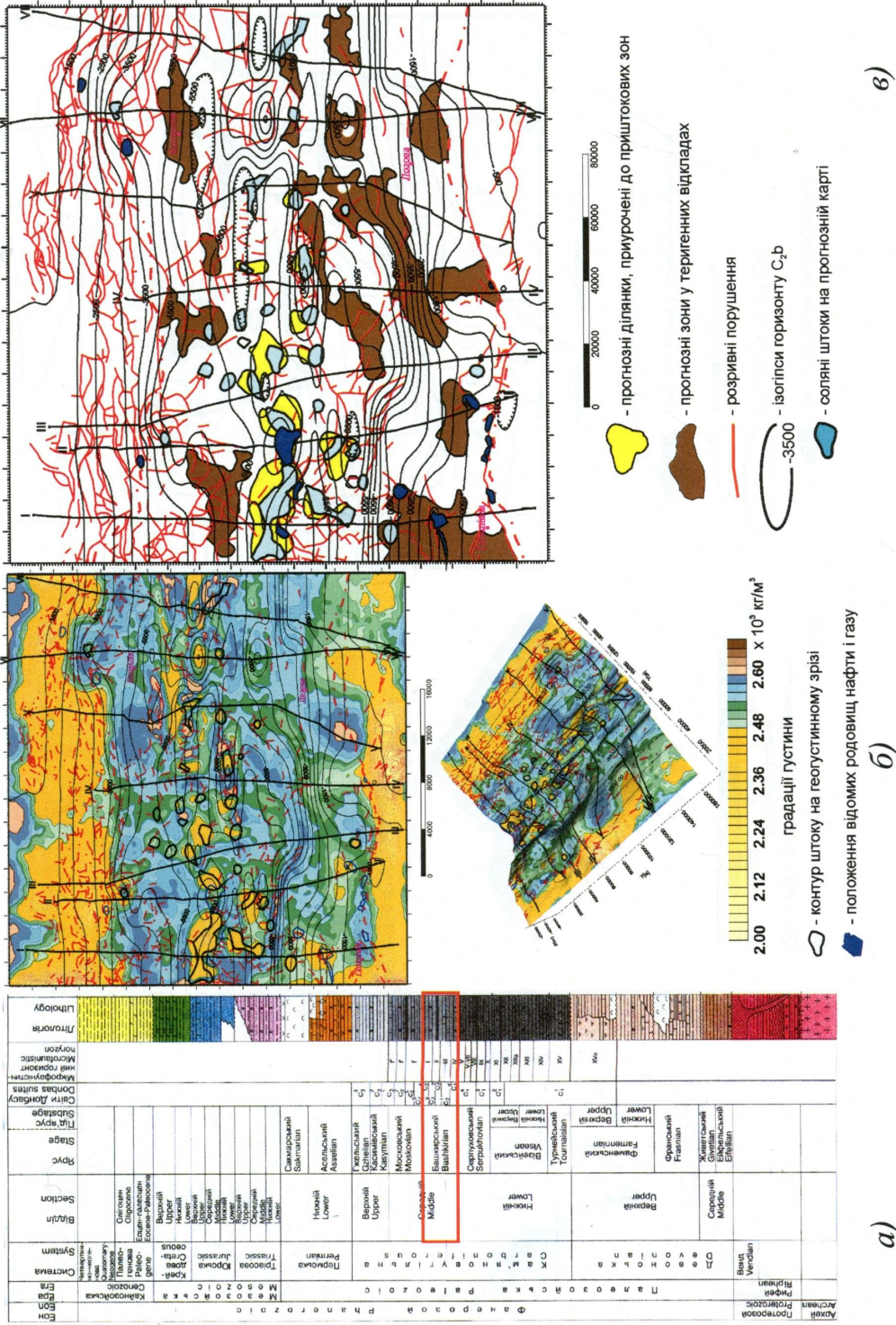
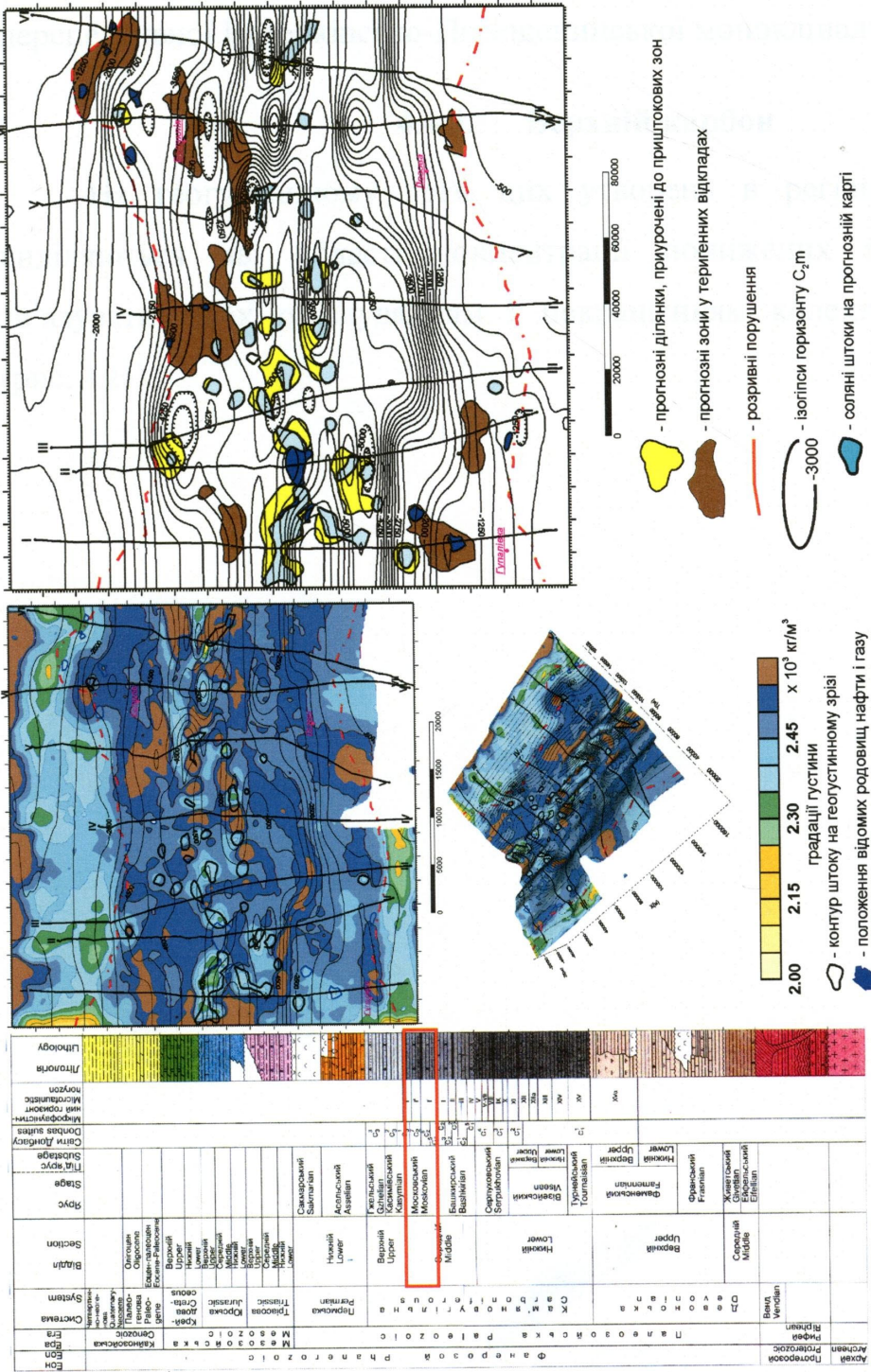


Рис. 4.23. Поширення зон з покращеними колекторськими властивостями у межах середньокам'яновугільних відкладів башкірського ярусу С<sub>2</sub>б: а) стратиграфічна колонка; б) геогустинні зрізи у межах відкладів С<sub>2</sub>б; в) карта прогнозу розвитку ділянок з покращеними колекторськими властивостями



а)

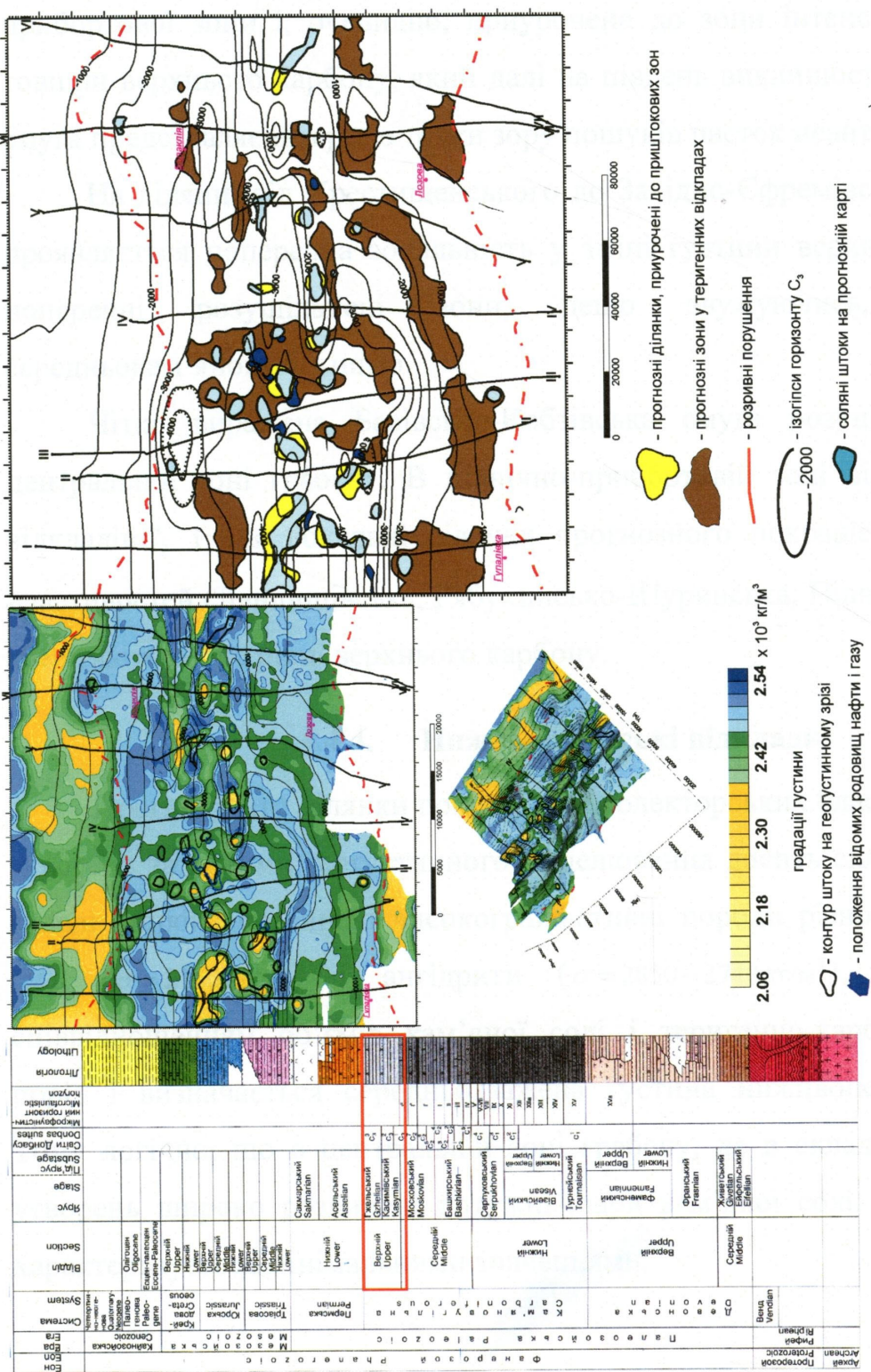
б)

Рис. 4.24. Поширення зон з покращеними колекторськими властивостями у межах середньокам'яновугільних відкладів московського ярусу С<sub>2</sub>т: а) стратиграфічна колонка; б) геогустинні зрізи у межах відкладів С<sub>2</sub>т; в) карта прогнозу розвитку ділянок з покращеними колекторськими властивостями

Зокрема збільшуються в розмірах Шандрівсько-Герсеванівська, охоплюючи і район Краснопавлівського штоку, та Західно-Новомечобілівська ділянки. Як на серпухівському, так і середньокам'яновугільному рівнях, чітко виражена Північно-Перещепинська ділянка, яка за даними УкрДГРІ входить до перспективної Руденківсько-Перещепинської моноклінальної зони.

#### **4.4.3. Верхній карбон**

На геогустинному зрізі цих утворень в регіональному плані чітко виділяються дві області концентрації понижених густин, які можливо зв'язувати із їх опіскуванням і покращенням колекторських властивостей (рис. 4.25).



а) стратиграфiчна колонка; б) геопустиннi зрiзи у межах вiдкладiв  $C_3$ ; в) карта прогнозу розвитку дiлянок з покращеними колекторськими властивостями

Рис. 4.25. Поширення зон з покращеними колекторськими властивостями у межах верхньокам'яновугiльних вiдкладiв  $C_3$ : а) стратиграфiчна колонка; б) геопустиннi зрiзи у межах вiдкладiв  $C_3$ ; в) карта прогнозу розвитку дiлянок з покращеними колекторськими властивостями



Перша - розташована в центральній зоні Дніпровського грабену, де зосереджені крупні відомі родовища, приурочені до верхньокам'яновугільних відкладів. Друга смугоподібно простягається через увесь моноклінальний схил південної прибортової зони і, очевидно, приурочена до зони інтенсивного зменшення товщин верхнього карбону, який далі на південь виклинюється. Безумовно, ця смуга представляє інтерес з точки зору пошуків пасток неантиклінального типу.

На ділянці від Хрестищенського до Західно-Єфремівського штоків чітко проявляється поперечна зональність у зміні густини верхнього карбону. Тут поперечні розуцільнені зони, дещо звужуючись, збігаються із середньокам'яновугільними.

Чітко виражена Басівсько-Кобзівська смуга розуцільнених порід в центральній зоні грабену. В північно-прибортовій зоні відзначені вище для відкладів  $C_2$  і  $C_{1s}$  локальні ділянки прогнозного покращення колекторських властивостей (Ландишівська, Рябухинсько-Щуринська, Північно-Шебелинська) зберігаються і на рівні верхнього карбону.

#### 4.4.4. Нижньопермські відклади

Прогнозувати ділянки покращення колекторських властивостей порід цих утворень за даними геогустинного моделювання досить складно, оскільки в їх складі широко розвинені високогравіакивні породи різного знаку – кам'яна сіль ( $\sigma = 2160 \text{ кг/м}^3$ ) і ангідрити ( $\sigma = 2850 - 2740 \text{ кг/м}^3$ ). В першу чергу, співвідношенням об'ємів кам'яної солі і теригенно-карбонатно-сульфатних порід і визначається середньозважена густина нижньопермських відкладів. Тому логічно, що в центральній зоні грабену, де в складі нижньопермських утворень широко розвинені потужні шари кам'яної солі, їх середня густина характеризується мінімальними значеннями.

#### **4.5. Прогнозування поширення локальних ділянок підвищення середньої густини у карбонатних відкладах**

З точки зору пошуків покладів ВВ в тріщинуватих вапняках  $C_1v_1 - C_1t$  представляють інтерес локальні ділянки підвищення їх середньої густини. В південній прибортовій зоні такі ділянки окреслюються в районі Кременівської, Богатойської і Затишнлянської структур (рис. 4.26). Відзначимо, що частина покладів відомого Богатойського родовища приурочені саме до тріщинуватих кавернозних вапняків цього віку. В північній прибортовій зоні найбільш крупні ділянки підвищеної щільності відкладів  $C_1v_1 - C_1t$  розташовані на південь від Бригадирівського штоку, на північ від Шебелинського підняття, в районі Коломацької, Турівської, Краснокутської структур.

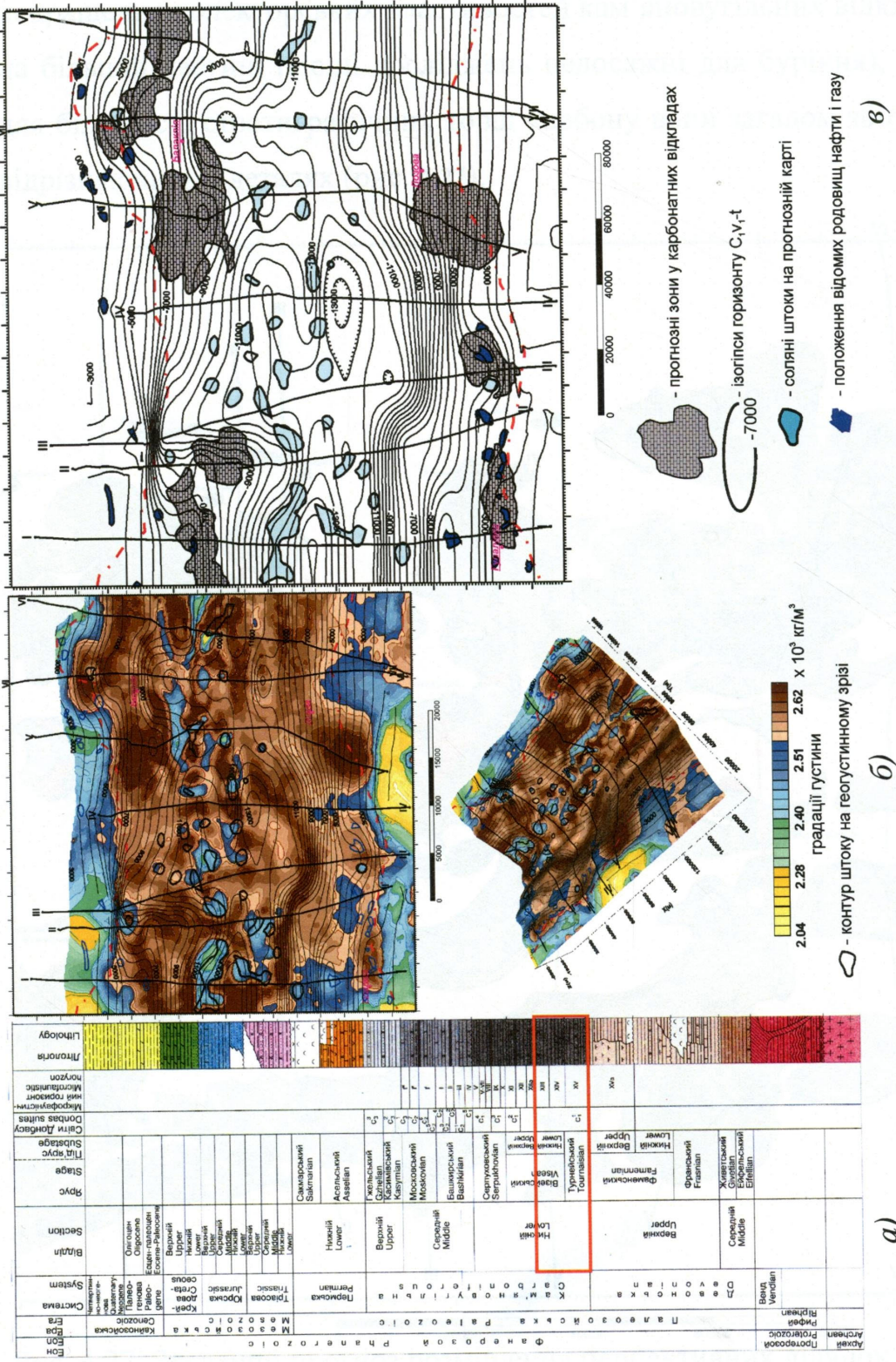


Рис. 4.26. Поширення зон з покращеними колекторськими властивостями у межах нижньокам'яновугільних відкладів турнейсько-візейського ярусу С<sub>1</sub>V<sub>1</sub>-t: а) стратиграфічна колонка; б) геогустинні зрізи у межах відкладів С<sub>1</sub>V<sub>1</sub>-t; в) карта прогнозу розвитку ділянок з покращеними колекторськими властивостями

#### 4.6. Першочергові напрямки нафтогазопошукових робіт

Узагальнюючи викладені вище результати прогнозування ділянок покращення колекторських властивостей кам'яновугільних відкладів (девонські на більшій частині площі досліджень недосяжні для буріння), відзначимо, що для більшості стратиграфічних товщ карбону вони загалом збігаються в плані, відрізняючись в деталях (рис. 4.27).

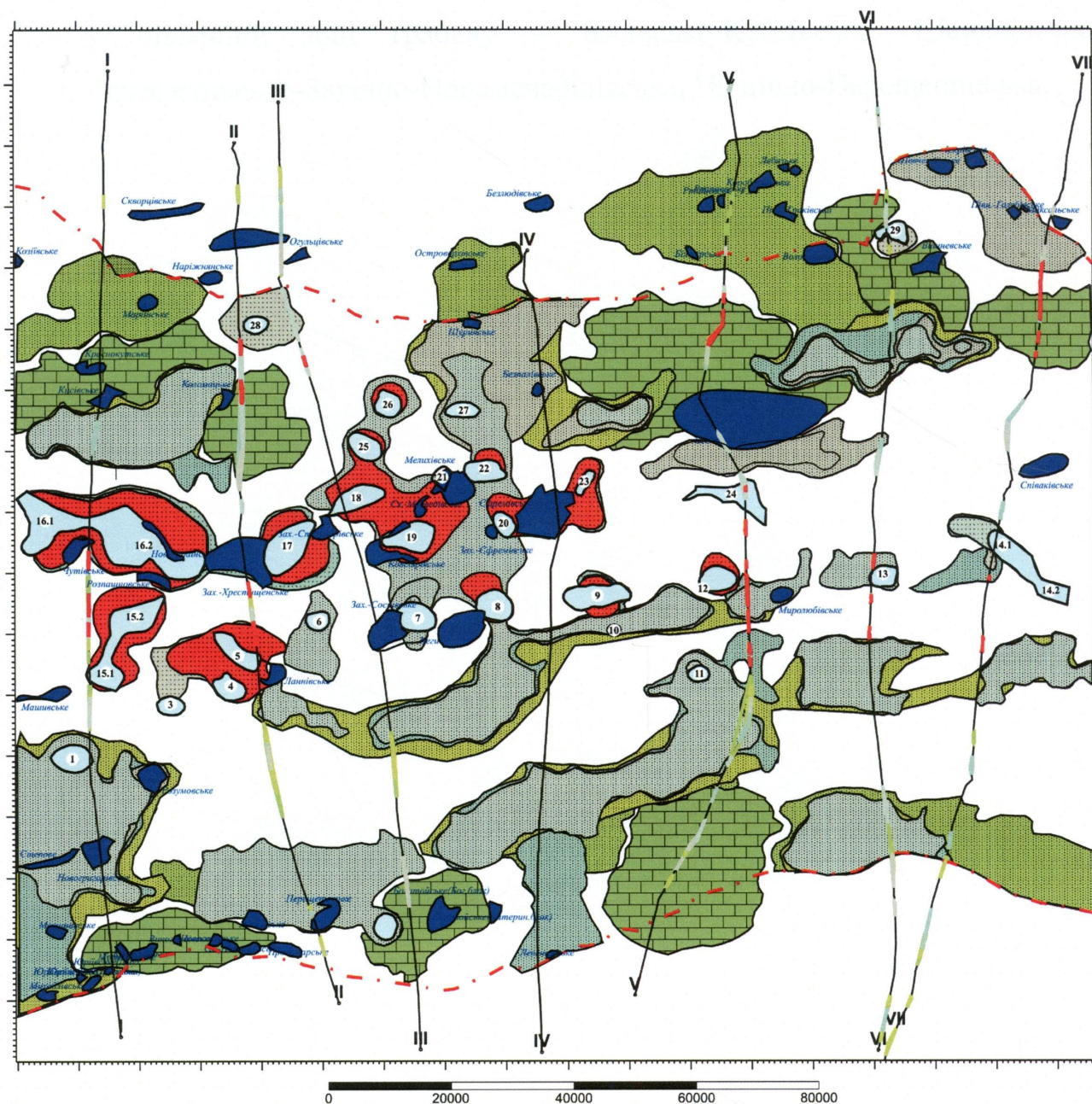


Рис. 4.27. Зведений прогноз розміщення перспективних ділянок у палеозойських відкладах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини (за О.Ю. Зейканом, 2010)

Це свідчить, що їх природа обумовлена тими ж глибинними факторами, які, однак, різняться для різних ділянок, зважаючи на їх відмінну морфологію в площі (витягнуті, смугові, ізометричні).

До найбільш перспективних ділянок, виходячи із їх розмірів у плані і вираженості в геогустинній моделі, відносяться (рис. 4.28):

- у північній прибортовій зоні грабену – Ландишівська (Кисівсько-Турівська), Рябухинсько-Шуринська, Західно- і Північно-Шебелинська;
- у південній зоні грабену – Басівсько-Кобзівська, Шандрівсько-Герсеванівсько-Західно-Новомечибілівська, Північно-Перещепинська.

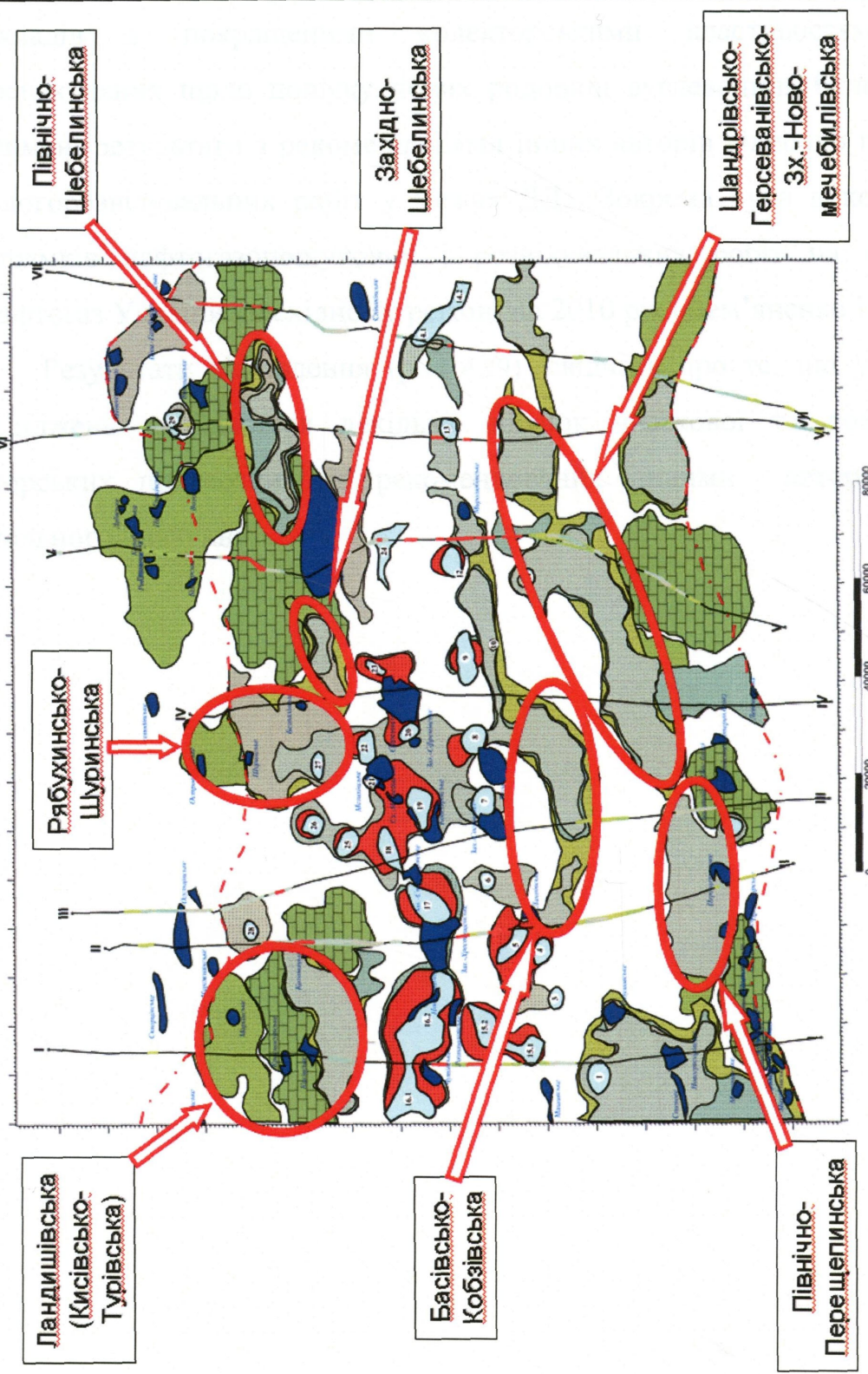


Рис. 4.28. Карта розташування перспективних ділянок у палеозойських відкладах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини (за О.Ю. Зейканом, 2010)

Зазначені ділянки вважаємо першочерговими для постановки більш детальних пошукових геологорозвідувальних робіт.

Додатково до прогнозої карти розповсюдження ділянок розвитку відкладів з покращеними колекторськими властивостями, найбільш перспективних щодо пошуку нових родовищ вуглеводнів, було співставлень отримані результати з рекомендаціями інших авторів відносно першочергових геологорозвідувальних робіт у межах ДДз. Зокрема була використана карта напрямків нафтогазопошукових і розвідувальних робіт на об'єктах НАК «Нафтогаз України» в східному регіоні на 2010 рік (Дем'яненко І.І., УКРДГРІ).

Результати зіставлення (рис. 4.29) свідчать про те, що у межах площі досліджень виділяються декілька ділянок часткової та повної збіжності авторських прогнозних та рекомендованих іншими авторами до більш детального вивчення.

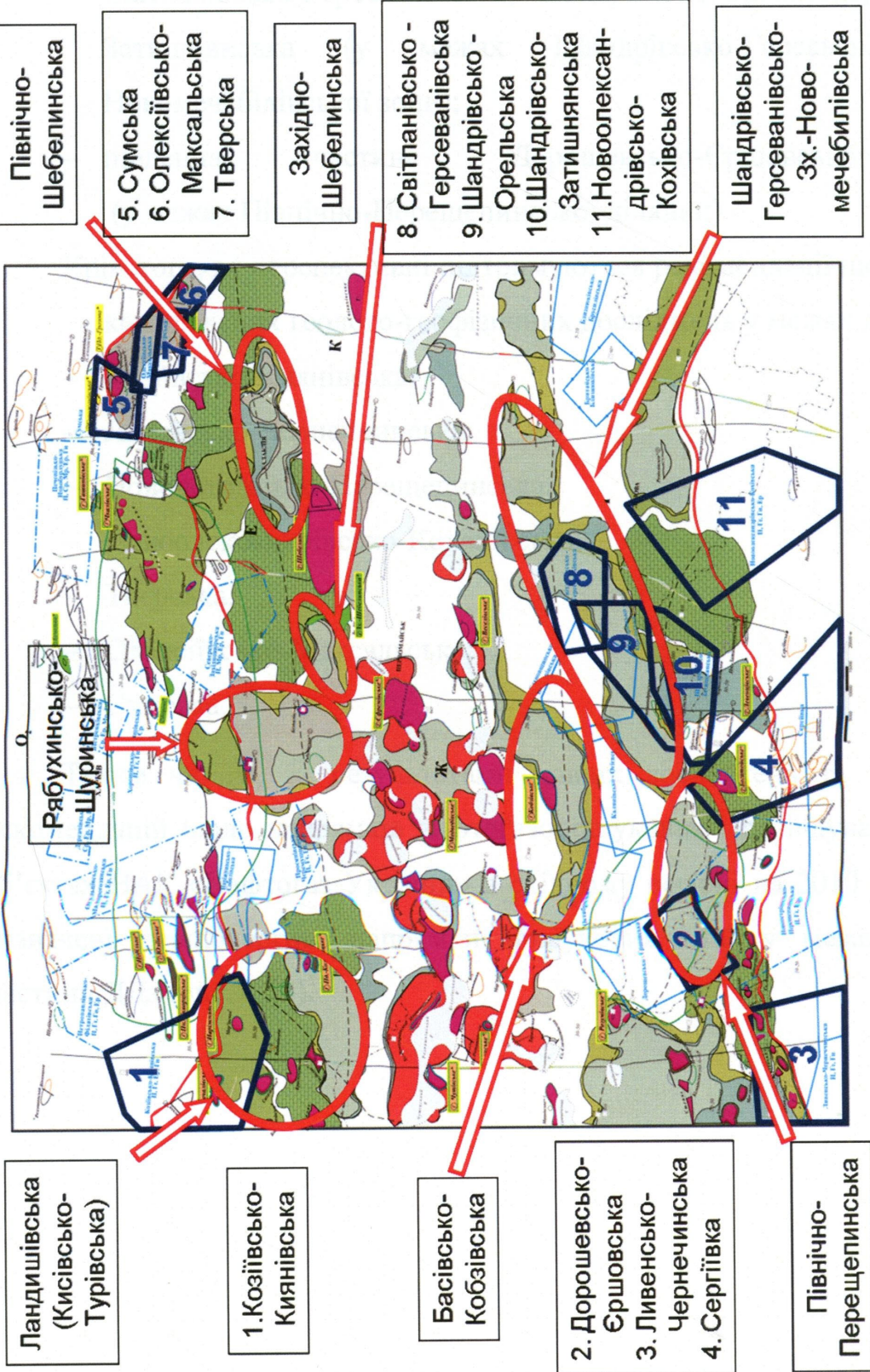


Рис. 4.29. Зіставлення положення прогнозних ділянок та областей, рекомендованих УкрДГРІ як першочергових для проведення ГРР



Останні можемо вважати першочерговими для НАК «Нафтогаз України» для подальшого опoшукування. Зокрема до таких об'єктів відносяться:

- Світланівсько-Герсеванівська, Шандрівсько-Орельська, Шандрівсько-Затишнлянська (у межах Шандрівсько-Герсеванівсько-Західно-Новомечобілівської зони);
- південна частина Дорошевсько-Єршовського об'єкта (у межах Північно-Перещепинської ділянки).

Крім того, як перспективні підтримуються рекомендації щодо постановки комплексних геолого-геофізичних досліджень у межах ділянок:

- Козіївсько-Киянівська;
- Ливенсько-Чернечинська;
- Новопетрівсько-Перещепинська;
- Новоолександрівсько-Коханівська;
- Тверська;
- Олексіївсько-Максальська;
- Сумська.

Таким чином, за результатами наших досліджень та з урахуванням рекомендацій щодо напрямків нафтогазопoшукових і розвідувальних робіт на об'єктах НАК «Нафтогаз України» в східному регіоні на 2010 рік, нами були визначені першочергові напрямки пошукових ГГР у межах центральної частини ДДз (рис. 4.28).



Також на підставі карти напрямків та даних про розподіл щільності нерозвіданих видобувних ресурсів ВВ категорії Д+С<sub>3</sub> (Дем'яненко І.І., 2010) були розраховані оцінки відповідних об'ємів по виділених прогнозних ділянках [111].

Оцінка ресурсів проведена за такою схемою.

1. Розраховані величини площ прогнозних ділянок, виділених у палеозойських відкладах та у приштокових зонах та рекомендованих для першочергових напрямків пошукових ГТР.

2. Вказані ділянки були винесені на карту нерозвіданих видобувних ресурсів (ЧВ УкрДГРІ, Дем'яненко І.І. та ін., 2010), на основі чого для кожної було встановлено категорію, до якої згідно з показником щільності нерозвіданих видобувних ресурсів ВВ категорії Д+С<sub>3</sub>, вона належить.

3. Для кожної ділянки була розрахована оцінка Р її прогнозних ресурсів за таким співвідношенням

$$P = P_k \times \Pi$$

де  $P_k$  – площа ділянки, км<sup>2</sup>,  $k$  - номер категорії, у межах якої розташована дана ділянка;  $\Pi$  – значення щільності нерозвіданих ресурсів для  $k$ -ої категорії.

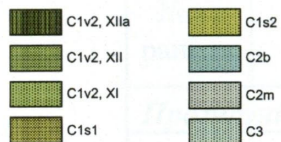
4. Отримані результати, ранжовані по прогнозних ресурсах, наведені у таб. 4.2. та представлені на рис. 4.32, 4.33.

**Умовні позначення**

**До карти прогнозу розвитку ділянок з покращеними колекторськими властивостями**

Прогнозні зони розвитку відкладів з покращеними колекторськими властивостями, приурочені до ділянок розвитку пасток різного типу

У теригенних відкладах



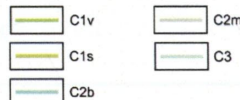
У карбонатних відкладах



Пов'язані з приштоковими областями

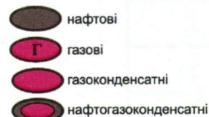


Положення вздовж профілю прогнозованих ділянок розвитку вузлових піщаних акумулятивних тіл (ВПАТ) у відкладах різного віку:

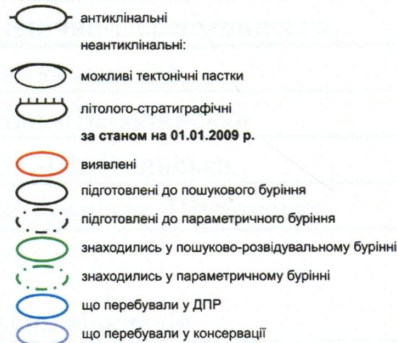


**До карти напрямків нафтогазопошукових і розвідувальних робіт на об'єктах НАК «Нафтогаз України» в східному регіоні на 2010 рік (автор Дем'яненко І.І.)**

Родовища і продуктивні товщі



Структури



- Трьохізбська\* об'єкти НАК «Нафтогаз України»
- Грушська\* @ ВАТ «Укрнафта»
- Ольшична\* @ ДК «Укргазвидобування»
- Березнева об'єкти Міністерства охорони навколишнього природного середовища України (Державна геологічна служба)
- + Путивльська об'єкти НАК «Надра України»
- Подільська\* об'єкти, передані іншим комерційним організаціям

Об'єкти геологорозвідувальних робіт:

- Копилівське** пріоритетні:
- Кобзівське** об'єкти, на яких буряться свердловини у 2009 р. і будуть буритись нові у 2010 р.
- перспективні: що знаходяться в бурінні у 2009 р. або прогнозується початок буріння в другій половині 2009 р.
- що пропонуються до уводу буріння у 2010 р.
- найбільш перспективні ділянки для пошукових геолого-геофізичних робіт на глибинах до -4000м(а), до -5000м(б)

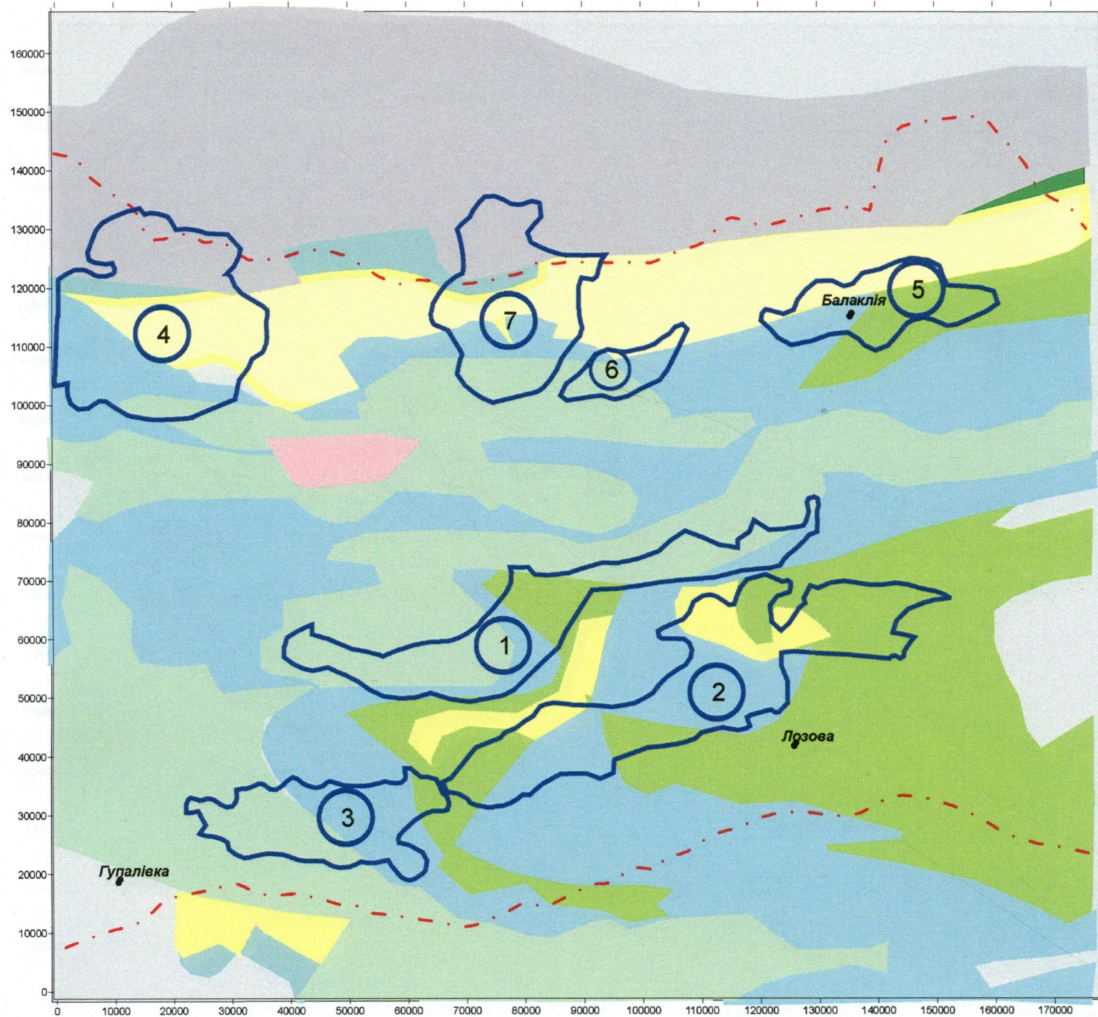
- регіональні профілі МСГТ
- ділянки сейсмозрозвідки; Е - електророзвідки
- ділянки перегляду геофізичних матеріалів та при необхідності деталізаційної сейсмозрозвідки
- ділянки комплексних геолого-геофізичних і геохімічних досліджень: П - перегляд геолого-геофізичних матеріалів, переобробка і комплексна інтерпретація; Ср - сейсмозрозвідувальні роботи; Гг - гідрогазогеохімічні; Гн - наземні газо- і літогеохімічні; Мр - магніторозвідувальні; Ер - електророзвідувальні
- Першочергові ділянки, приурочені до прогнозних зон поширення відкладів з покращеними колекторськими властивостями

Рис. 4.31. Умовні позначення до карт на рис. 4.27 - 4.30

Таблиця 4.7

## Оцінка прогнозних нерозвіданих ресурсів ВВ по прогнозних ділянках

№ за рангом	Назви ділянок	Оцінка ресурсів, тис. т
<b>Прогнозні ділянки у межах палеозойських відкладів</b>		
1	Басівсько-Кобзівська	29840
2	Шандрівсько-Герсеванівсько-Зах.-Новомечоблівська	28000
3	Північно-Перещепинська	27120
4	Ландишевська	23500
5	Півн.-Шебелинська	7200
6	Зах.-Шебелинська	6872
7	Рябухинсько-Шуринська	480
Всього у межах палеозойських відкладів		123012
<b>Прогнозні ділянки, приурочені до приштокових зон</b>		
1	Чутівсько-Розпашнівська (північна)	15475
2	Єлізаветинська	8345
3	Чутівсько-Розпашнівська (південна)	7625
4	Басівсько-Верхньоланівська	4174
5	Старовірівсько-Токарівська	3770
6	Хрестищенська	3418
7	Ведмедівська	2592
8	Нововодолазька	1255
9	Єфремівська	986
10	Соснівська	692
11	Павлівська	614
12	Біляївська	513
13	Зах.-Єфремівська	416
14	Миронівська (південна)	359
15	Миронівська (північна)	263
16	Парасковійська	253
17	Токарівська	166
Всього у приштокових зонах		50917



①

номер прогновної ділянки за рангом

Градації щільності ресурсів:



II категорія (100-200)



VI категорія (10 - 20)



III категорія (50 - 100)



VII категорія (5 - 10)



IV категорія (30 - 50)



VIII категорія (до 5)

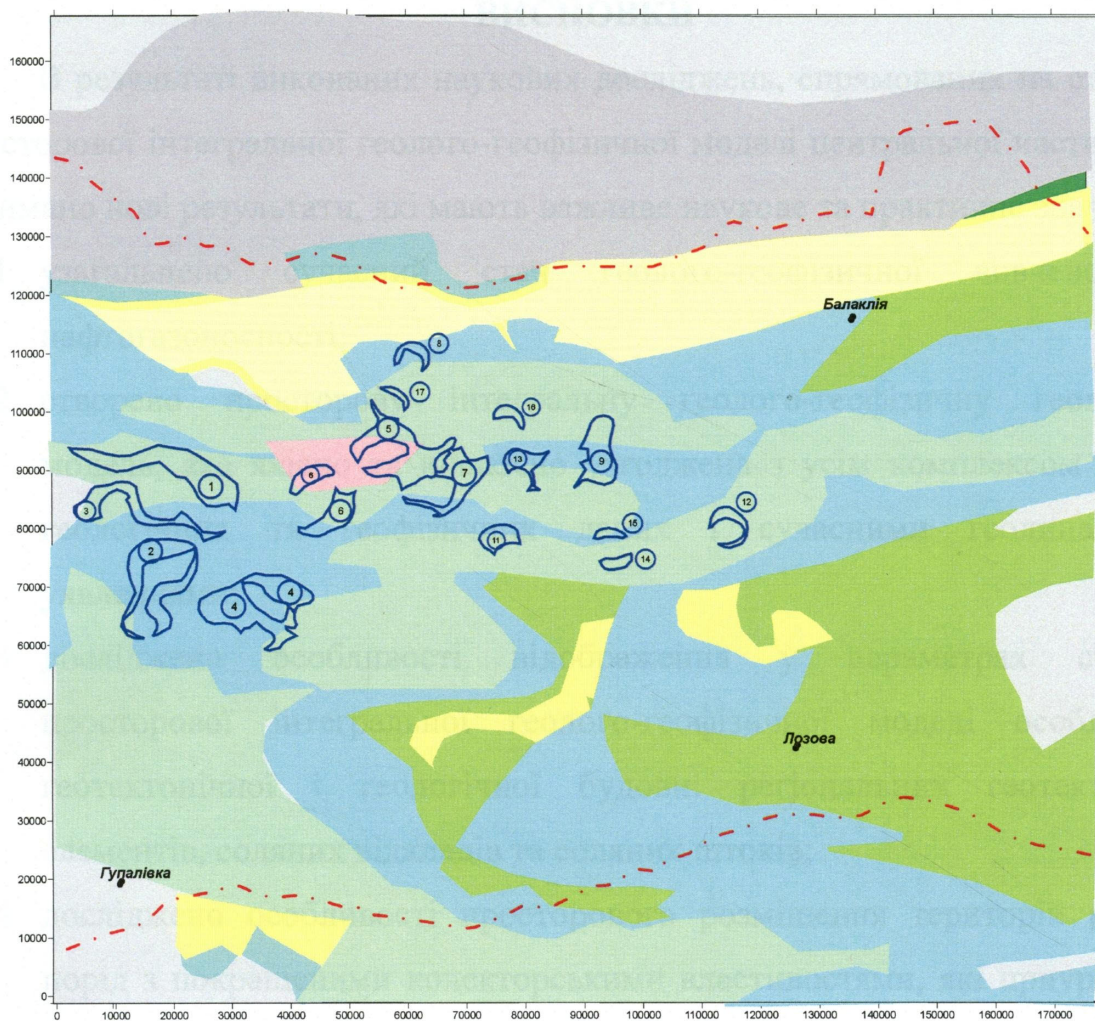


V категорія (20 - 30)



без кількісної оцінки

Рис. 4.32. Положення прогнозних ділянок у теригенних відкладах на карті категорій прогнозних ресурсів



①

номер прогноної ділянки за рангом

Градації щільності ресурсів:

	II категорія (100-200)		VI категорія (10 - 20)
	III категорія (50 - 100)		VII категорія (5 - 10)
	IV категорія (30 - 50)		VIII категорія (до 5)
	V категорія (20 - 30)		без кількісної оцінки

Рис. 4.33 Положення прогнозних ділянок у приштокових зонах на карті категорій прогнозних ресурсів

## ВИСНОВКИ

В результаті виконаних наукових досліджень, спрямованих на створення просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі центральної частини ДДз, отримано нові результати, які мають важливе наукове та практичне значення:

- 1 узагальнено сучасний стан геолого-геофізичної вивченості та нафтогазоносності;
- 2 створено просторову інтегральну геолого-геофізичну геогустинну модель, яка якісно та кількісно узгоджена з усім комплексом наявних геологічних та геофізичних даних і сучасними геодинамічними уявленнями;
- 3 досліджено особливості відображення у параметрах створеної просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі особливостей геотектонічної і геологічної будови: регіональних геотектонічних елементів, соляних відкладів та соляних штоків;
- 4 досліджено особливості просторового розміщення територій розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями, які приурочені до карбонатних і теригенних відкладів та приштокових ділянок;
- 5 визначено та обгрунтовано першочергові напрямки пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ:

– для теригенних комплексів виділено 7 нафтогазоперспективних ділянок загальною площею 4680 км<sup>2</sup> з оцінкою об'єму прогнозних нерозвіданих ресурсів на рівні 123 млн.т ум. умовного палива; першочерговими ділянками для постановки пошуково-розвідувальних робіт є Басівсько-Кобзівська (площа 721 км<sup>2</sup>; 29.8 млн.т у.п.), Шандрівсько-Герсеванівсько-Зах.-Новомечобілівська (площа 1363 км<sup>2</sup>; 28 млн.т у.п.), Північно-Перещепинська (площа 441 км<sup>2</sup>; 27.1 млн.т у.п.);

– для приштокових зон виділено 17 нафтогазоперспективних ділянок загальною площею 503 км<sup>2</sup> з оцінкою прогнозних нерозвіданих ресурсів 50.9 млн.т умовного палива; першочерговими площами для постановки детальних геолого-геофізичних досліджень є північна та південна ділянки



навколо Чутівсько-Розпашнівського (площа 115.5 км<sup>2</sup>; 23.1 млн.т у.п.) та Єлизаветинського (площа 41.7 км<sup>2</sup>; 8.3 млн.т у.п.) соляних штоків.

**СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ**

- 1 Дем'яненко І.І. Проблеми і оптимізація нафтогазопошукових і розвідувальних робіт на об'єктах Дніпровсько-Донецької западини / І.І. Дем'яненко .- Чернігів: ЦНТЕШ, 2001. - 156 с.
- 2 Сучасний стан ресурсної бази вуглеводнів у нафтогазоносних регіонах України / М.А. Вуль, В.М. Гаврилко, Б.М. Полухтович та ін. // Газ і нафта. - 2006. - №11. - С.32-36.
- 3 Лукін О.Ю. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрями його освоєння / О.Ю. Лукін // Вісн. НАН України. - 2008. -№4.- С.56-67.
- 4 Чебаненко І.І. Стан пошуково-розвідувальних робіт та проблеми уточнення моделей покладів вуглеводнів / [І.І. Чебаненко, І.І. Дем'яненко, Б.Л. Крупський та ін.] // Доповіді Національної академії наук України. – 2008. - №11. – С. 127 – 128.
- 5 Зейкан О.Ю. Роль геофізичних методів в нафтопошуковому комплексі - досягнення та актуальні проблеми / О.Ю. Зейкан, А.П. Толкунов, О.Г. Цьоха // Нафтогазова геофізика - стан та перспективи: тези Міжнар. наук. – практ. конф., (м. Івано-Франківськ, 25 - 29 трав. 2009 р.) – Івано-Франківськ, 2009.- С. 9 – 13.
- 6 Китык В.И. Соляная тектоника ДДВ / В.И. Китык. – К: Наукова думка, 1970. - 203 с.
- 7 Доленко Г.Н. Соляной тектогенез и нефтегазоносность / Г.Н. Доленко // Геология и геохимия соленосных отложений нефтегазоносных провинций. – К: Наукова думка, 1990. – С. 252 - 261.
- 8 Толкунов А.А. Огляд деяких басейнів світу з проявами соляної тектоніки у зв'язку з нафтогазоносністю / А. А. Толкунов // Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць. – К. - 2005. – Вип. 2. – С. 65–69.
- 9 Чирвинская М.В. Тектоническое строение Днепровско-Донецкой впадины и Припятского прогиба / М.В. Чирвинская // Тектоника нефтегазоносных областей. - М.: Гостоптехиздат, 1968. - Т.2. - С.211-226.

- 10 Пашова Н.Т. О поперечных тектонических линиях в юго-восточной части ДДВ / Н.Т. Пашова // Разведка и направление нефтепоисковых работ на территории УССР: труды ВНИГНИ. - 1976. – Вип. 193 - С.126-128.
- 11 Чекунов А.В. О раздвигании и вращении блоков земной коры при формировании Днепровско-Донецкого авлакогена / А.В. Чекунов // Геол. журнал. – 1976. - Т.36 (вып.1). - С.123-127.
- 12 Бородулин М.А. Системы глубинных разломов Донбасса и их характеристика по данным глубинного сейсмического зондирования / М.А. Бородулин / М.А. Бородулин // Геол. журнал. – 1974. – Т. 33. - №5. – С.20 – 25.
- 13 Чирвинская М.В. Глубинная структура Днепровско-Донецкого авлакогена по геофизическим данным / М.В. Чирвинская, В.Б. Соллогуб. – К: Наукова думка, 1980. - 180 с.
- 14 Чирвинская М.В. Глубинная структура Днепровско-Донецкого авлакогена по геофизическим данным / М.В. Чирвинская, В.Б.Соллогуб . - К.: Наукова думка, 1980. – 178 с.
- 15 Тектоника и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины / Г.Н. Доленко, С.А. Варичев, И.В. Высочанский и др. – К: Наукова думка, 1981. - 228 с.
- 16 Гавриш В.К. Проблема тектонического районирования ДДВ и прогнозирование ее нефтегазоносности / В.К. Гавриш // Геологічний журнал. – 1986. - № 6. – С. 97-104.
- 17 Ермаков И.М. Додевонский грабен Днепровско-Донецкого авлакогена / И.М. Ермаков, А.Е. Лукин, Н.Т. Турчаненко //Докл. АН УССР, сер. Б. - 1988. - С. 10-13.
- 18 Гавриш В.К. Тектоническое районирование Днепровско-Донецкой впадины и смежных регионов / В.К. Гавриш // Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. – К.: Наукова думка. - 1988. – С. 87-88.

- 19 Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины [отв. ред. В.К. Гавриш]. - К: Наук. думка, 1989. -208 с.
- 20 Высочанский И.В. Особенности тектоники Днепровско-Донбасского авлакогена (роль сдвигов в структурообразовании). / И.В. Высочанский, В.В. Крот, И.И. Чебаненко и др. 1990. - 42 с. - (Препринт/ К: Из-во АН УССР, 1990. – 42 с. Ин.-т геол.-наук; № 90-28).
- 21 Чекунов А.В. Глубинное строение, модель развития и нефтегазоносность Днепровско-Донецкого палеорифта / А.В. Чекунов, Л.Т. Калюжная, И.К. Пашкевич, Л.И. Рябчун // Геотектоника. – 1991. - №1. - С.37-46.
- 22 Голиздра Г.Я. Основные черты развития верхнедевонского рифта Доно-Днепровского авлакогена в Западном Донбассе / Г.Я. Голиздра, В.С. Попович, В.Н. Логвин и др. // Геофиз. журнал. - 2005. - т.27, № 5. - С.730-735.
- 23 Козленко В.Г. Строение земной коры переходной зоны Днепровско-Донецкого авлакогена по данным сейсмогравитационного моделирования / В.Г. Козленко, М.В. Козленко // Геофиз. журнал. – 2007. - № 5, т.29. - С.162-177.
- 24 Малюк Б.И. Геологическое строение фундамента и его влияние на формирование осадочного чехла Днепровско-Донецкой впадины (в связи с нефтегазоносностью): дис. канд. геолого-минералогических наук: 04.00.04 / Малюк Борис Игоревич. – Львов, 1984. – 234 с.
- 25 Гавриш В.К. Генезис и нефтегазоносность краевых глубинных разломов Днепровско-Донецкого рифта / В.К. Гавриш, Л.И. Рябчун. – К: Наукова думка, 1981. - 151с.
- 26 Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. / Ю.А. Арсирий, В.А. Витенко, А.М. Палий, А.К. Цыпко – Киев: Изд. УкрНИГРИ, 1984. – 318 с.
- 27 Кившик Н.К. Некоторые особенности строения Днепровско-Донецкой впадины по данным региональных сейсмостратиграфических

- исследований / Н.К. Кившик, С.Н. Стовба, Н.Т. Турчаненко // Геол. журн.. – 1993.- №2.- С. 87 – 98.
- 28 Атлас родовищ нафти і газу України: у 6 т. / [за заг. редакцією Іванюти М.М., Федішина В.О., Денегі Б.І та ін.]. – Львів: Центр Європи, 1998. Т.І – III: Східний нафтогазоносний регіон. – 1998. – 1424 с.
- 29 Омельченко В.В. Результати тематичних робіт “Аналіз даних граві-магніто-електророзвідки в межах південно-східної частини Дніпровського грабену з метою визначення крупних прогнозних перспективних об’єктів для першочергового вивчення” (2006-2007; договірні роботи з НАК “Нафтогаз України”) // В.В. Омельченко, В.Г. Шемет. - м. Дніпропетровськ, 2007. – 172 с.
- 30 Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия / [Айзенберг Д.Е., Берченко О.И., Бражникова Н.Е. и др] – К: Наук. думка, 1988. – 148 с.
- 31 Лукин А. Прямые поиски нефти и газа: причины неудач и пути повышения эффективности / А. Лукин // Геолог Украины. – 2004.- №3. - С.18-43.
- 32 Дворянин Є.С. Геологічні дослідження Північного борту Дніпровсько-Донецької западини (у зв’язку з нафтогазоносністю) / Є.С. Дворянин, В.П. Клочко, Є.М. Довжок – К.: 1995. – 65 с.- (Препринт / Укр. нафтогазовий інститут; 95-2).
- 33 Голиздра Г.Я. Комплексная интерпретация геофизических полей при изучении глубинного строения земной коры / Г.Я. Голиздра — М.: Недра, 1988. - 212 с.
- 34 Нафтогазоперспективні об’єкти України / [М.Г Єгурнова, М.Я. Зайковський, О.Ш. Загоротько та ін.]. - Київ: Наукова думка, 2005. - 195 с.
- 35 Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу України / [І.М. Карп, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін та ін.]. - Київ: Наукова думка, 2006. - 305 с.

- 36 Дніпровсько-Донецька западина (геофізика, глибинні процеси) / [В.В. Гордієнко, І.В. Гордієнко, О.В. Завгородня та ін.]. - К: Корвін прес, 2006. - 144 с.
- 37 Гладун В.В. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Дніпровсько-Донецький авлакоген / В.В. Гладун. – К: Наук. думка, 2001. – 323 с.
- 38 Перспективи газоносності продуктивних горизонтів верхньовізейського комплексу ДДЗ на глибинах понад 5000 м / Ю.О. Арсірій, Т.М. Пригарина, А.Б. Холодних [та ін.]: // Збірник наукових праць ІФНТУНГ. – 2005. - № 1. - С. 120-124.
- 39 Богатойско-Орельско-Затышьянский мегаатолл – крупный ареал нефтегазонакопления на юго-востоке Днепровско-Донецкой впадины / А. Лукин, В. Бенько, В. Гладун, М. Здоровенко [и др.] // Геолог України. – 2005. - №1. - С. 30-42.
- 40 Перспективи моноклінальних схилів південного сходу Дніпровсько-Донецької западини на відкриття середніх та великих за запасами родовищ вуглеводнів / Р.К. Радул, І.В. Карпенко, В.О. Масляк В.О. // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2005. - № 3. - С. 186-193.
- 41 Вертюх А.М. Розчленування та по пластова кореляція нижньовізейських відкладів, їх розповсюдження та мінливість літологічного складу у південній прибортовій зоні ДДз / А.М. Вертюх // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2005. - № 2. - С. 105-111.
- 42 Євдошук М.І. Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ / М.І. Євдошук - К: Наукова думка, 1997.- 278 с.
- 43 Ханин А.А. Порода-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР / А.А. Ханин . -М.: Недра, 1973. – 301 с.
- 44 Лукин А.Е. Перспективы поисков неантиклинальных залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине / А.Е. Лукин // Советская геология. – 1976. - № 8. – С. 14-25.

- 45 Вакарчук Г.И. Перспективы нефтегазоносности ловушек неантиклинального типа в палеозойских отложениях ДДВ / Г.И. Вакарчук, С.Г. Вакарчук С.Г. – М.: Московский университет, 2001. – 183 с.
- 46 Мачужак М.И. Новые данные о нижневизейско-турнейском нефтегазоносном комплексе южной прибортовой зоны Днепровско-Донецкой впадины. / М.И. Мачужак // Советская геология. – 1991. - № 4. – С. 19-27.
- 47 Вакарчук Г.І. Перспективи пошуків покладів нафти і газу в пастках літолого-стратиграфічного типу у відкладах нижнього карбону північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини / Г.І. Вакарчук, С.Г. Вакарчук, К.К. Філюшкін: [зб. наук. пр.]. – Полтава: УНГА. – 1998. – Т. 1. – С. 139-140.
- 48 Лукин А.Е. О строении карбона Днепровско-Донецкого авлакогена / А.Е. Лукин, А.И. Резников, В.Т. Кривошеев // Доклады АН СССР. - 1980. -№1, Т.251. - С. 176-179.
- 49 Формирование и размещение залежей нефти и газа Днепровско-Донецкой впадины / В.А. Витенко, С.П. Витрик, В.Г. Демьянчук [и др.]. – К: Техніка, 1970. - 184 с.
- 50 Витенко В.А. Закономерности строения и формирования тектонически экранированных залежей нефти и газа / В.А. Витенко, Б.П. Кабышев. – Львов: ЛГУ, 1971. – 122 с.
- 51 Высоцкий И.В. Формирование нефтяных, газовых и конденсатногазовых месторождений / И.В. Высоцкий – М: Недра, 1986. – 193 с.
- 52 Лебідь В.П. До проблеми нафтогазоносності виступів фундаменту Дніпровсько-Донецького розсуву / В.П. Лебідь // Мінеральні ресурси України. – 2007. – №4. - С .34-38.
- 53 Омельченко В.В. Вплив поперечних структур фундаменту на геологічну будову і нафтогазоносність Дніпровського грабену: Тези доповідей науково-практичної конференції „Нафтогазова геофізика – стан та

- перспективи”, м. Івано-Франківськ, 25-29 травня 2009 р. - Івано-Франківськ: Факел, 2009 - с.210-213.
- 54 Шустер В.Л. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов) / В.Л. Шустер., В.Б. Левант, М.М. Элланский – М.: Техника, ГУМА ГРУПП, 2003. – 176 с.
- 55 Лукін О.Ю. Про деякі закономірності нафтогазоносності кристалічного фундаменту / [Лукін О.Ю., Донцов В.В., Бурлін Ю.К., Гладун В.В.] // Геол. журн. - 2005. - №3. – С. 7-22.
- 56 Ляшкевич З.М. Про давні кори вивітрювання порід кристалічного фундаменту Дніпровсько-Донецької западини / З.М. Ляшкевич, М.О. Альохіна // Геологія і геохімія горючих копалин. - 2004. – №2. – С. 108-113.
- 57 Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента Днепровско-Донецкой впадины; под. ред. И.И. Чебаненко. – К.: Наукова думка, 1991. – 148 с.
- 58 Наукова концепція пошуків пасток вуглеводнів несклепінного типу в Дніпровсько-Донецькій западині. / І.В. Височанський: Матеріали міжнародної наукової конференції «Вторинні природні резервуари та не структурні пастки як об’єкти істотного приросту запасів вуглеводнів в Україні», (Харків, 24-26 травня 2006 р.), Харків, УкрРДГаз, 2006. - с. 13-14.
- 59 Шарданов А.Н. Тектонически экранированные залежи нефти и газа Днепровско-Донецкой впадины / А.Н. Шарданов, Е.К. Гончаров – М.: Наука, 1981. – 81 с.
- 60 Перспективы нефтегазоразведки на юго-западном склоне Воронежского кристаллического массива / И.И. Чебаненко, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко [и др.] // Доклады Национальной академии наук Украины. - 2002. - №5. – С. 149 – 156.



- 61 Бабадоглы В.А. Методы поисков неантиклинальных залежей углеводородов на Украине / В.А. Бабадоглы, Г.И. Вакарчук, Б.И. Кельбас – М.: Недра, 1982. – 232 с.
- 62 Обстановки осадконакопления и фации / в 2-х т.: пер. с англ. / под. ред. Х. Рединг. – М.: Мир, 1990. – 352 с.
- 63 Бабб Дж. Н. Выделение карбонатных построек по сейсмическим данным / Дж. Н. Бабб, В.Г. Хетлелид; пер. з англ. / ред. Ч. Пейтон]. - М.: Мир, 1982. – Часть 1. – С. 306-308. – (Сейсмическая стратиграфия).
- 64 О строении карбона Днепровско-Донецкого авлакогена / А.Е. Лукин, А.И. Резников, В.Т. Кривошеев // Доклады АН СССР. – 1980. - № 1. – Т. 251. – С. 176-179.
- 65 Вакарчук С.Г. Геологія, літологія і фації карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпровсько-Донецької западини в зв'язку з нафтогазоносністю : монографія / С.Г. Вакарчук - Чернігів, 2003. - 160 с.
- 66 Вакарчук Г.И. Перерывы и несогласия в разрезе палеозоя Днепровско-Донецкой впадины / Вакарчук Г.И., Гавриш В.К. // Геол. журнал. - 1991. - № 1. – С.119-129.
- 67 Лукин А.Е. О перспективах поисков нефтеносных биогермов в палеозое Днепровско-Донецкой впадины / А.Е. Лукин // Геология и нефтегазоносность западных областей европейской части СССР. – М.: Институт геологии и разработки горючих ископаемых. – 1974. – С. 71-78.
- 68 Лазарук Я.Г. Теоретичні аспекти та методика пошуків покладів вуглеводнів у неантиклінальних пастках (на прикладі XIIа мікрофауністичного горизонту Дніпровсько-Донецької западини) [монографія] / Я.Г. Лазарук – К.: УкрДГРІ, 2006. – 110 с.
- 69 Лебедь В.П. Особенности строения нетрадиционных ловушек в Днепровско-Донецкой впадине и прогноз их распространения / В.П. Лебедь // Методы поисков и прогнозирование нетрадиционных ловушек

- нефти и газа на территории Украины - Львов.: УкрНИГРИ. - 1991. – С. 23-30.
- 70 Лукин А.Е. Нефтегазоносные структуры, связанные с узловыми песчаными телами / А.Е. Лукин, В.Т. Кривошеев, А.Я. Ларченков // Советская геология. – 1976. - № 10. – С. 39-45.
- 71 Уилсон Дж. Карбонатные фации в геологической истории / Уилсон Дж. – М.: Недра, 1980. – 462 с.
- 72 Гаврилко В.М. Турнейсько-нижньовізейські карбонати південного борту ДДЗ – перспективний комплекс для пошуків покладів вуглеводнів / В.М. Гаврилко // Нафта і газ України. - 1995. – Т.1. - С. 87-88.
- 73 Лукин А.Е. Турнейско-нижневизейский рифогенно-карбонатный комплекс Днепровско-Донецкой впадины и общие проблемы формирования раннекаменноугольных нефтегазоносных рифов / А.Е. Лукин, С.Г. Вакарчук // Геол. журнал. – 1999. - № 2. – С. 21-33.
- 74 Устинова В.Н. Залежи углеводородов. Особенности их проявления в геофизических полях / В.Н. Устинова // Геофизика. - 2002. -№ 5. - С. 25-31.
- 75 Вакарчук С.Г. Геологія, літологія і фації карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпровсько-Донецької западини в зв'язку з нафтогазоносністю / С.Г. Вакарчук. – Чернігів.: ЦНТІ, 2003. – 163 с.
- 76 Самостійний об'єкт пошуків вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій газонафтоносній області / В.В. Гладун, Т.Є. Довжок Т.Є., М.І. Євдошук [та ін.] // Нафт. і газова пром-сть. - 2000. - №5. – С. 6-10.
- 77 Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ: підручник / Борис Маєвський, Олег Лозинський, Василь Гладун, Петро Чепіль. – К. : Наукова думка, 2004. – 446 с.
- 78 Dulac J-C. The needs of Subsurface Modeling Prompt a Search for the "Generation Next" Solution / Jean-Claude Dulac // Oil&GasEURASIA - 2008. - №4. - P. 22-28.

- 79 Информационные системы / [Балашов Е.П., Негода В.Н., Пузанков Д.В. и др.]; под ред. Е.П.Балашова и В.Б.Смолова. -Л.: Энергоатомиздат. Ленинград. отд-ние, 1985. - 184 с.
- 80 Аксенов В.В. Комплексная интерпретация геофизических данных / В.В. Аксенов // Геофизический журнал. – 1998. – Т. 20, № 1. – С. 44–55.
- 81 О проблеме параметризации в математических моделях геологических сред при решении обратных задач / А. И. Кобрунов // Геофизический журнал. – 2001. – Т. 23, № 5 – С. 3–12.
- 82 Красножон М.Д. Інтегрована інтерпретація матеріалів геофізичних досліджень нафтогазових свердловин: дис. доктора геол. наук: 04.00.22 / Красножон Михайло Дмитрович. – Київ, 2002. – 311 с.
- 83 Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии / Е.А. Козлов - Тверь.: ГЕРС, 2000. - 480 с.
- 84 Mallet J. L. Geomodeling / J. L. Mallet. – New York: Oxford University Press. – 2002. – 600 p.
- 85 Красножон М.Д. Технология «ГеоПоиск» для изучения сложнопостроенных коллекторов / М.Д. Красножон // НТВ Каротажник. – 2005. – Вып. 130 – 131. – С. 60 – 68.
- 86 Долгушин С.С. Геолого-геофизическое моделирование как способ прогноза и оценки скрытого оруденения / С.С. Долгушин, В.Л. Хомичев, О.Г. Садур // Актуальные проблемы рудообразования и металлогении.- Новосибирск.- 2006. -№4. – С. 23 - 32.
- 87 Кудеравец Р.С. Геомагнітні моделі родовищ вуглеводнів та перспективних структур центральної частини Дніпровсько-Донецької западини / Р.С. Кудеравец, В.Ю. Максимчук, Ю.М. Городиський // Науковий вісник національного технічного університету нафти і газу. – 2009. - №1(19). – С. 73-81.
- 88 Петровский А.П. Математические модели и информационные технологии интегральной интерпретации комплекса геолого-геофизических данных (на примере нефтегазопоисковых задач): дис. доктора физ.-мат. наук:

04.00.22 / Петровский Александр Павлович. – Ивано-Франковск, 2004. – 367 с.

- 89 Петровский А.П. Информационное обеспечение и модельные представления интегрированной интерпретации геолого-геофизических данных при изучении нефтегазоносных структур / А. П. Петровский // Геофизический журнал. – 2004. – № 3, Т.26. – С. 77-86.
- 90 Петровский А. П. Математическая модель интегральной интерпретации комплекса геолого–геофизических данных / А. П. Петровский // Геофизический журнал. – 2005. – № 5, Т. 27. – С. 900–904.
- 91 Петровський О.П. Автоматизована система кількісної комплексної інтерпретації геофізичних даних GCIS як основа технології інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичної інформації для пошуків нафти і газу / О.П. Петровський, О.І. Кобрунов, Н.С. Ганженко [та ін.] // Геоінформатика. – 2003. -№2. –С. 25-34.
- 92 Федченко Т.А. Принципы создания геолого-геофизически согласованных пространственных моделей начального приближения // Геофизический журнал. - 2009. - № 3, Т.31. - С. 77–86.
- 93 Карпинская Н.Н. Плотностные разрезы осадочных отложений Днепровско-Донецкой впадины / Н.Н. Карпинская // Геофизические исследования на Украине. -К: Техника. - 1969. - С.82 - 89.
- 94 Семенова С.Г. Днепровско-Припятская газонефтеносная провинция / С.Г. Семенова, Н.Н. Карпинская, А.И. Воробьев // Петрофизическая характеристика осадочного покрова нефтегазоносных провинций СССР. - М.:Недра. - 1985. -С.67 - 82.
- 95 Старостенко В.И. Трехмерное распределение плотности в коре Днепровского грабена / В.И. Старостенко, В.Г. Козленко, С.М. Оганесян и др. // Геофизический журнал. - 1986. -Т.8, №6. - С. 3-19.
- 96 Олексюк В.И. Порода-коллекторы каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины на глубине более пяти километров. / В.И.

- Олексюк, А.А. Лагутин, А.В. Лизанец, С.В. Литвин // Питання розвитку газової промисловості. – 1999. – Вип..XXVII. - С. 55 - 63.
- 97 Голиздра Г.Я. Связь параметров плотность-скорость пород осадочной толщи юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины / Г.Я. Голиздра, В.С. Попович // Геофиз. журнал. – 1999. - т.21, №5. - С. 72-75.
- 98 Егорова Т.П. Трехмерное гравитационное моделирование строения земной коры Днепровско-Донецкой впадины и Донбасса. Осадочная толща / Т.П. Егорова // Геофиз. журнал. – 2000. - т. 22, № 5. - С. 109-119.
- 99 Егорова Т.П. Трехмерное гравитационное моделирование строения земной коры Днепровско-Донецкой впадины и Донбасса. - II. Неоднородности консолидированной коры / Т.П. Егорова, Р.А. Стифенсон, В.Г. Козленко [и др.] // Геофиз. журнал. - 2000. т. 22, № 6. - С. 81-92.
- 100 Егорова Т.П. Детализация плотностной модели осадочной толщи юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины и западной части Донбасса / Т.П. Егорова, В.Г. Козленко // Геофиз. журнал. – 2003. - т. 25, № 3. - С. 139-152.
- 101 Петровський О.П. Принципи створення просторової геогустинної моделі глибинної будови центральної частини Дніпровсько-Донецької западини / О.П. Петровський, О.Ю. Зейкан, Н.С. Ганженко // Науковий вісник національного технічного університету нафти і газу. - 2011. - №1(27). – С. 9 – 16.
- 102 Ганженко Н.С. Особливості поведінки геогустинних властивостей різновікових відкладів центральної частини ДДЗ / Н.С. Ганженко, О.Ю. Зейкан // Науковий вісник національного технічного університету нафти і газу. – 2010. - №4(26). – С. 21-26.
- 103 Петровський О.П. Регіональний прогноз територій, перспективних на нафту і газ на основі комплексного аналізу гравітаційного поля та комплексу геолого-геофізичних даних у межах Карпатського регіону /

- О.П. Петровський, Н.С. Ганженко [та ін.] // Звіт про НДР. - ГМ-9 (66-931), ІФНТУНГ. - 2003. – 350 с.
- 104 Габльовський Б.Б. Априорна просторова сейсмогравітаційна модель глибинної будови північно-західного шельфу Чорного моря - перший крок до розуміння / Б.Б. Габльовський, Т.О. Федченко, О.П. Петровський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2010. -№2 (35) – С.9 – 16.
- 105 Зейкан А.Ю. Изучение глубинного строения центральной части ДДВ на основе интегрального геолого-геофизического моделирования / А.Ю. Зейкан, Н.С. Ганженко, А.П. Петровский // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: Материалы 38-ой сессии Международного научного семинара им. Д.Г. Успенского. Пермь, 24-28 января 2011. - Пермь: ГИ УрОРАН - 2011. -С. 110-111.
- 106 Методы оценки перспектив нефтегазоносности; под ред. Н.И. Буялова и В.Д. Наливкина. - М.: Недра, 1979. – 339 с.
- 107 Теория и практика разведки месторождений нефти и газа / [ И.Н. Нестеров, В.Б. Васильев, А.М. Волков и др.]. - М.: Недра, 1985. - 216 с.
- 108 Петровський О.П. Особливості будови соляних штоків центральної частини Дніпровсько-Донецької западини за даними просторового інтегрального геолого-геофізичного моделювання / О.П. Петровський, Н.С. Ганженко, О.Ю. Зейкан // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2011. - №1 (38). – С. 40 – 46.
- 109 Ганженко Н.С. Відображення особливостей будови соляних штоків та приштокового простору у параметрах 3D геолого-геофізичної моделі центральної частини Дніпровсько-Донецької западини / Н.С. Ганженко, О.Ю. Зейкан, О.П. Петровський: Тези доповідей науково-практичної конференції „Нафтогазова геофізика – інноваційні технології”, м. Івано-Франківськ, 25-29 квітня 2011 р. - Івано-Франківськ: Факел, 2011. - С. 111 - 115.

- 110 Зейкан О.Ю. Нові напрямки нарощування ресурсної бази вуглеводнів у межах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини за даними просторового інтегрального геолого-геофізичного моделювання / О.Ю. Зейкан: Тези доповідей науково-практичної конференції „Нафтогазова геофізика – інноваційні технології”, м. Івано-Франківськ, 25-29 квітня 2011 р. - Івано-Франківськ: Факел, 2011. - С. 210-213.
- 111 Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. - М: ВНИГНИ, 1983. - 55 с.
- 112 Лизун С.О. Геолого-геофізична характеристика типових розрізів нижньовізейської «плити» Срібненького прогину / С.О. Лизун, І.М. Куровець, П.С. Чепусенко, О.В. Шеремета // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології. – Т.1. – Київ, 2000. – 5 с.
- 113 Кнішман О.Ш. Головні фактори, які визначають петрофізичні властивості порід-колекторів візейських рифогенно-біогермних споруд Дніпровсько-Донецької западини / О.Ш. Кнішман, І.М. Куровець, П.С. Чепусенко, О.В. Шеремета // Тези Міжнар. конф. “Геологія горючих копалин України”. – Львів. – 2001. – С.111-113.
- 114 Куровець І.М. Петрофізичні моделі складнобудованих колекторів вуглеводнів / І.М. Куровець, Г.Й. Притулка [та ін.] // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2006. – № 3—4. – С. 119–139.