

ДЕРЖАВНИЙ КОМІТЕТ УКРАЇНИ  
ПО ГЕОЛОГІЇ І ВИКОРИСТАННЮ НАДР  
(ДЕРЖКОМГЕОЛОГІЇ УКРАЇНИ)  
ДЕРЖАВНЕ ГЕОФІЗИЧНЕ ПІДПРИЄМСТВО «УКРГЕОФІЗИКА»  
НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ  
«НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»

На правах рукопису

ГЛАДУН Василь Васильович

УДК 551.24+553.98.04(477.6) (043)

П 52

ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА І РЕЙТИНГ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ  
ОБ'ЄКТІВ ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО  
АВЛАКОГЕНУ

Спеціальність -04.00.17 - Геологія нафти і газу  
Дисертація на здобуття наукового ступеня  
кандидата геологічних наук

Науковий керівник  
ЛУКІН Олександр Юхимович,  
доктор геолого-мінералогічних наук



КИЇВ - 2000

181



## ЗМІСТ

ЗМІСТ.....	2
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ .....	3
ВСТУП .....	4
РОЗДІЛ 1. ОСНОВНІ РИСИ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДДА .....	15
1.1. Особливості будови .....	15
1.2. Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу .....	33
1.3. Тектоніка і районування .....	44
РОЗДІЛ 2. НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДДА .....	84
2.1. Нафтогазогеологічне районування .....	97
2.2. Нафтогазоносні і нафтогазоперспективні об'єкти .....	131
РОЗДІЛ 3. ВИЗНАЧЕННЯ ПРІОРИТЕТНИХ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ОБ'ЄКТІВ НА ОСНОВІ РЕЙТИНГОВОЇ ОЦІНКИ .....	240
РОЗДІЛ 4. НАФТОГАЗОВИЙ ПОТЕНЦІАЛ ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДДА І ПОДАЛЬШІ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНІ РОБОТИ З МЕТОЮ ЙОГО ОСВОЄННЯ .....	281
ВИСНОВКИ .....	308
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	313
ДОДАТКИ .....	331

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ:

ВА	-	Воронезька антекліза
ВВ	-	вуглеводні
ВКМ	-	Воронезький масив
ВНК	-	водогазовий контакт
ГВК	-	газоводяний контакт
ГДС	-	геофізичні дослідження свердловин
ГСЗ	-	глибинне сейсмічне зондування
ДДА	-	Дніпровсько-Донецький авлакоген
ДДНО	-	Дніпровсько-Донецька газонафтоносна область
ДДЗ	-	Дніпровсько-Донецька западина
Держкомгеології України - Державний комітет України по геології і використанню надр		
ДСС	-	Донецька складчаста споруда (Відкритий Донбас)
ІГН НАНУ України	-	Інститут геологічних наук Національної академії наук України
КМЗХ	-	кореляційний метод заломлених хвиль
МВХ	-	метод відбитих хвиль
МСГТ	-	метод спільної глибинної точки
м.ф.г.	-	мікрофауністичні горизонти
НГПО	-	нафтогазоперспективні об'єкти
НГР	-	нафтогазонасні райони
НДР	-	науково-дослідні роботи
Пнб	-	Північний борт
Пдб	-	Південний борт
СЕП	-	Східно-Європейська платформа
ССС	-	структурні смуги складок (структур, об'єктів)
СТЗ	-	структурно-тектонічні зони
СТП КНО	-	структурно-тектонічні підзони концентрації нафтогазоперспективних об'єктів
УЩ	-	Український щит
ф.е.в.	-	фільтраційно-ємкісні властивості
РФ, Росія	-	Російська Федерація

## ВСТУП

Найважливішою проблемою України є її енергозабезпеченість, в першу чергу, нафтою та газом, які є основною вуглеводневою сировиною. На жаль, встановлено стале зниження видобутку нафти і газу в її головному нафтогазовидобуваючому регіоні - Дніпровсько-Донецькій газонафтоноснай області. З 1994 року видобуток ВВ перевищив приріст запасів. Збільшилися глибини свердловин до 6,5 км, різко зменшився фонд антиклінальних структур, зросла кількість відкриттів малорозмірних родовищ ВВ, а з 1992 року України торкнулася і економічна криза.

В історії вивченості геології і нафтогазоносності ДДГНО територія Північного борту ДДА знала роки незначних підйомів і десятиріччя забуття геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Потрібні були нові ідеї, нові знання, нова інтерпретація усіх геолого-геофізичних досліджень і даних глибокого буріння, щоб на цій основі запропонувати розворот геологорозвідувальних робіт на нафту і газ на Північному борту ДДА. Завдяки зусиллям цілого колективу геологів, геофізиків і співробітників наукових і виробничих інститутів і тематичних партій, в тому числі автора [101], з середини 80-х до початку 90-х років Північний борт почав перетворюватись в новий об'єкт пошуків нафти і газу в ДДГНО. Відкриття родовищ ВВ в кам'яновугільних відкладах та докембрійських кристалічних утвореннях на Північному борту ДДА стало можливим завдяки ідеї комплексування робіт в чохлі і фундаменті.

Брак коштів вимагав нових прийомів в оцінці перспективних земель і нафтогазоперспективних об'єктів. Знову на першому плані з'явилися території з неглибоким заляганням продуктивних горизонтів і незначними (малими) глибинами залягання підшви осадового комплексу (до 4,5 км). Північний борт відповідає усім вимогам теперішнього часу. Щоб затримати спад в підготовці запасів і ресурсів ВВ, а також підвищити видобуток нафти і газу в Україні та ДДГНО, необхідно на Північному борту вивчити особливості геологічної будови і нафтогазоносності, здійснити рейтинг і ранжування підготовлених та виявлених нафтогазоперспективних об'єктів та визначити пріоритетні об'єкти і напрямки геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Такі дослідження спрямовані на



вирішення актуальних практичних питань нафтогазової промисловості України по забезпеченню країни власною вуглеводневою сировиною.

**Актуальність проблеми.** Найважливішою проблемою України є її енергозабезпеченість, в першу чергу власною природною сировиною. На жаль, вже встановлене зниження видобутку газу до 18 млрд м<sup>3</sup> (з 68,3 млрд м<sup>3</sup>) і нафти з конденсатом до 4 млн т (з 14,4 млн т). За рахунок відкриття малорозмірних родовищ вуглеводнів (ВВ) різко зменшилось відкриття крупних і середніх родовищ. Зросли глибини свердловин до 6,5 км, вичерпується фонд антиклінальних структур. З 1994 р. видобуток ВВ перевищив приріст запасів. У той же час потенційні нафтогазові ресурси Дніпровсько-Донецької газонафтоносної області (ДДГНО) становлять 3,2 млрд т умовного палива (ум. п.). За М.І.Євдошук (1997), очікування переважно дрібних родовищ в ДДГНО вимагає переорієнтації нафтогазорозвідувальних робіт від локального до зонального (групового) способу, тобто до виявлення зон територіальної концентрації малорозмірних потенційно нафтогазових об'єктів (прогнозованих нафтогазоконденсатних родовищ). Разом з тим не менш актуальним є виявлення, підготовка, ранжування нафтогазоперспективних об'єктів (НГПО), їх групування у зони концентрації для ефективного опішукування на основі структурно-тектонічного і нафтогазогеологічного районування з обґрунтуванням напрямків робіт у Дніпровсько-Донецькому авлакогені (ДДА) в умовах малих глибин залягання продуктивних комплексів.

Наукове обґрунтування пошуків нафти і газу на Північному борту (Пнб) ДДА мало теоретичне і практичне значення у виборі подальших геологорозвідувальних робіт. Було важливим знати, чи мали локальні відкриття родовищ ВВ на Пнб ДДА (у нинішніх межах) серйозне наукове підґрунтя для розгортання робіт, чи були тут потреба і необхідність зосереджувати кошти і техніку. На жаль, більшість думок і досліджувань в 60—70-х — на початку 80-х років, за рідким виключенням, були негативними у визначенні перспектив нафтогазоносності Пнб або песимістичними. У 1972 р. із 116 експертів з геології нафти і газу в ДДЗ 44 % видали негативну характеристику перспективам нафтогазоносності Пнб, ще 15,5 % утрималися від

голосування. У 1984 р. науковці оцінили потенціал Пнб таким чином: за ступенем концентрації запасів нафти його територія віднесена до останньої, VII, категорії, запасів газу — до V категорії.

У той же час колектив геологів і геофізиків, науковців і виробничників, під керівництвом академіка АН УРСР В.Б.Порфір'єва пропонував здійснити перші серйозні кроки в напрямку пошуків нафти і газу в “безперспективних утвореннях кристалічного фундаменту” на “малоперспективних землях” Пнб ДДЗ. У 1985—1987 рр. ці зусилля були винагороджені відкриттям промислової нафтогазоносності у породах докембрійського фундаменту (Хухринська, Юліївська площі). Проте для вирішення проблеми регіональної нафтогазоносності порід фундаменту необхідно було об'єднати зусилля науковців і виробничників незалежно від їх поглядів на походження нафти, а також пошуки у фундаменті проводити разом з головним завданням — пошуками нафти і газу в осадовому чохлі. Була складена «Комплексна програма вивчення перспектив нафтогазоносності кристалічного фундаменту Північного борту ДДЗ на 1989—1995 рр.». Великий колектив фахівців — знавців геології і нафтогазоносності ДДЗ, буріння, випробування геофізичних, дистанційних та інших досліджень, співробітників Академії наук та виробничих організацій Мінгео України, Укрнафти, Укргазпрому — за короткий час, з 1985 по 1991 р., одержав значні позитивні результати (відкриття багатьох родовищ нафти і газу на Пнб ДДА). На жаль, економічна скрута в Україні з 1992 р. призвела до різкого зменшення усіх робіт, пов'язаних з пошуками і розвідкою нафти і газу в Україні, в тому числі й на Пнб. Склалася певна ситуація: з одного боку, економічна криза, з другого — визначення ідеї, яка одержала позитивну оцінку, виявлення нового об'єкта пошуків, складання Програми робіт, початок науково-тематичних досліджень, виконання черговості регіональних і пошукових робіт, підготовка нових структур під буріння і виявлення структур для постановки геофізичних робіт, глибокі дослідження будови Пнб, планування узагальнюючих робіт і нових програм. Пнб ДДА одержав статус першочергового об'єкта в ДДГНО з урахуванням одержаних попередніх результатів і, головне, малих глибин залягання продуктивних горизонтів у чохлі і фундаменті (до 4,5 км і менше). Щоб підвищити

ефективність пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ, потрібно детально, за допомогою рейтингу і ранжування, визначити першочергові НГПО з фонду підготовлених і виявлених структур, встановити їх територіальну концентрацію для зосередження зусиль геологорозвідувальних організацій на пріоритетних полігонах, обґрунтувати нові напрямки пошуково-розвідувальних і геофізичних робіт в умовах малих глибин залягання продуктивних горизонтів у Пнб на основі нових розробок структурно-тектонічного і нафтогазогеологічного районування з позиції розломно-блокової тектоніки. Автор з 1978 р. бере участь у вирішенні проблеми промислової нафтогазоносності Пнб ДДА. Розв'язанню цих питань присвячена дисертаційна робота, в цьому її актуальність.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертація підготовлена автором під час праці у Державному геофізичному підприємстві (ДГП) “Укргеофізика” Держкомгеології України і Національній акціонерній компанії (НАК) “Нафтогаз України”. Основою дисертації стали результати виконання державних програм і планів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні у 1978—1998 рр.

Дослідження по Пнб ДДА проведені відповідно до таких державних галузевих програм, планів і науково-дослідних тем: “Національна програма “Нафта і газ України до 2000 р.” (НАН України, 1993 р.), а також уточнення, корективи до неї (НАН України, 1998 р.); наукове обґрунтування планів (1988—1998) регіональних і пошуково-розвідувальних, а також геофізичних робіт на нафту і газ (Держкомгеології, Держнафтогазпрому України); “Комплексна програма вивчення перспектив нафтогазоносності кристалічного фундаменту Північного борту Дніпровсько-Донецької западини на 1989—1995 рр.”; щорічні і перспективні плани Держкомгеології України (ДГП “Укргеофізика”, 1978—1998 рр., “Полтаванафтогазгеологія”, “Чернігівнафтогазгеологія”) та Держнафтогазпрому України і Національної акціонерної компанії “Нафтогаз України”. Науковою основою для визначення пріоритетних напрямків геологорозвідувальних і геофізичних робіт на Пнб ДДА є структурно-тектонічна карта ДДЗ масштабу 1:200000, 1996 р., яка

складена за безпосередньою участю дисертанта, і монографія 1996 р. колективу авторів.

**Мета і задачі дослідження.** Метою є наукове обґрунтування та практичні рекомендації щодо напрямків геологорозвідувальних робіт на нафту і газ на Пнб ДДА у межах України з використанням матеріалів по території Росії, пропозиції щодо освоєння його нафтогазового потенціалу при високій ефективності проведення пошуково-розвідувальних робіт в умовах малих глибин залягання продуктивних горизонтів в осадовому чохла і верхній частині фундаменту.

**Основні задачі досліджень:**

- вивчення особливостей геологічної будови осадового чохла і фундаменту Пнб ДДА (територія України) на основі нових геофізичних та геологічних матеріалів і даних глибокого буріння;
- уточнення, деталізація розломно-блокової тектоніки Пнб (Україна, Росія) на основі його структурно-тектонічного районування;
- обґрунтування і виділення структурно-тектонічних зон (СТЗ), підзон концентрації НГПО, структурних смуг складок (ССС) Пнб, в тому числі слабовивчених його ділянок;
- здійснення нафтогазогеологічного районування нафтогазоносної субобласті Пнб, виявлення зон нафтогазоносності, оцінка перспектив нафтогазоносності з рейтингом і виділенням першочергових нафтогазоперспективних об'єктів;
- вибір пріоритетних і уточнення відомих напрямків подальших геологорозвідувальних робіт на нафту і газ на Пнб ДДА (Україна) з метою швидкого освоєння його нафтогазового потенціалу в найближчі роки для підвищення власного нафтогазовидобутку в Україні (в умовах малих глибин залягання продуктивних горизонтів чохла і фундаменту).

Фактичним матеріалом слугували дані стосовно 57 родовищ нафти і газу на Пнб ДДА (37 — на території України, 20 — Росії) і 397 нафтогазоносних, нафтогазоперспективних і прогнозних об'єктів Пнб (295 — в Україні, 102 — Росії), а також близько 300 свердловин (Україна, Росія) і десятків сейсмопрофілів. Автором врахований увесь накопичений геолого-геофізичний матеріал під час

вивчення будови і нафтогазоносності ДДГНО з 1978 р. Завдання виконувались з використанням структурно-тектонічного і комплексного аналізів, порівняльних аналогій та систематизації геолого-геофізичних матеріалів з геологічної будови нафтогазоносності ДДГНО і Пнб.

**Наукова новизна одержаних результатів.** Дисертантом у співавторстві з іншими фахівцями науково обґрунтований новий, раніше малоперспективний об'єкт для пошуків нафти і газу — Північний борт ДДА, який за короткий час перетворився в один з провідних нафтогазоносних районів ДДГНО. Результати, одержані в дисертації, сприятимуть реалізації нафтогазового потенціалу ДДНГО, що, в свою чергу, зменшить залежність країни від імпорту вуглеводневої сировини. У дисертації вперше проведене структурно-тектонічне і нафтогазогеологічне районування (поздовжнє і поперечне) нафтогазоносної субобласті Пнб ДДА (у межах України та Росії). За допомогою рейтингової оцінки створено фонд першочергових підготовлених і виявлених НГПО Пнб ДДА. На цій основі з урахуванням нафтогазового потенціалу, розломно-блокової тектоніки обґрунтовані пріоритетні напрямки геологорозвідувальних робіт на пошуки ВВ для підприємств, які проводять на Пнб пошуково-розвідувальні роботи, а також для власних і зарубіжних інвесторів. Новизна полягає у комплексному вивченні продуктивних горизонтів в осадовому чохла і фільтраційно-ємнісних властивостей розущільнених порід фундаменту та його кори вивітрювання в структурно-тектонічних підзонах концентрації нафтогазоперспективних об'єктів (СТП КНО) з використанням зонального способу їх виявлення, пошуку й оцінки.

**Наукове і практичне значення одержаних результатів.** До найважливіших наукових і практичних результатів дисертації слід віднести:

- побудову структурно-тектонічної карти з поздовжньою і поперечною зональністю структур Північного борту ДДА (вперше по територіях України та Росії);

- виділення поздовжніх за простяганням структурно-тектонічних зон: 5 — на Пнб ДДА; 5 — у Північній зоні дрібної складчастості і насувів Дніпровської складчастої споруди (ДСС); в їх межах — структурно-тектонічних підзон

концентрації нафтогазоперспективних об'єктів (9 — на Пнб ДДА і 1 — у Північній зоні дрібної складчастості і насувів ДСС), а також 33 структурних смуг складок (об'єктів);

- побудову карти нафтогазогеологічного районування нафтогазоносної субобласті Північного борту ДДА на територіях України і Росії з виділенням елементів поздовжнього і поперечного простягання;

- наукову обґрунтованість пріоритетних напрямків геологорозвідувальних робіт на нафту і газ на Пнб ДДА (Україна) на засадах нафтогазового потенціалу, рейтингу НГПО з виділенням першочергових об'єктів для постановки глибокого буріння і геофізичних досліджень.

Результати дисертації, як і попередні публікації автора, мають прямий вихід на практику геологорозвідувальних робіт на нафту і газ та безпосередньо впливають на вироблення програм і планів подальших робіт на пошуки ВВ у ДГП “Укргеофізика”, ДГП “Полтаванафтогазгеологія”, ДГП “Чернігівнафтогазгеологія”, НАК “Нафтогаз України”, які проводять роботи в ДДГНО і на Пнб ДДА.

Наукова цінність роботи полягає у вивченні будови нових територій Пнб, деталізації структури його маловивчених земель і уточненні глибинної будови об'єктів, де проведений певний обсяг досліджень і буріння.

Освоєння СТП КНО у межах виділених автором СТЗ Пнб поздовжнього (північно-західного, субширотного) простягання дозволяє підвищити ефективність геологорозвідувальних робіт на нафту і газ за рахунок менших площ освоєння, переважно груповим методом, малих глибин залягання поверхні фундаменту і продуктивних горизонтів чохла. Карти напрямків пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ, у складенні яких брав участь автор, використовувались у практичній діяльності Держкомгеології України та Держнафтогазпрому України в 1989—1998 рр., а також при розробці планів і програм на найближчі роки, навіть за умов економічної кризи.

Практичне значення результатів дисертації полягає в тому, що більшість її положень, розробок і рекомендацій відображені в щорічних планах, комплексних і довгострокових програмах, монографіях, препрінтах, статтях і звітах. Головним є

те, що автором обґрунтоване науково і підкріплене практично, разом із співавторами, положення про новий об'єкт пошуків нафти і газу — Північний фронт ДДА, нову нафтогазоносну субобласть Пнб ДДА, завдяки чому відкриті 15 родовищ нафти і газу в останній, починаючи з 1985 р., як в породах осадового чохла, так і в утвореннях фундаменту.

Цінність одержаних результатів ще й в тому, що вони допомагають визначити закономірності розміщення родовищ ВВ у ДДГНО. Це є науковим підґрунтям прогнозування і дозволяє формувати напрямки пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ на Пнб. Використання зонального способу підготовки НГПО забезпечує підвищення ефективності проведення геологорозвідувальних робіт з метою збільшення нафтогазового потенціалу ДДГНО. Застосування карт, складених особисто чи в співавторстві, дозволило сконцентрувати роботи на нафту і газ у центральній і південно-східній частинах Пнб ДДА, де і розташовані усі родовища ВВ, що відкриті останніми роками.

#### **Особистий внесок здобувача:**

- виділення структурно-тектонічних зон, структурно-тектонічних підзон концентрації нафтогазоперспективних об'єктів Пнб ДДА; нафтогазоносних зон вперше визначеної нафтогазоносної субобласті Пнб ДДГНО. Всі вони мають північно-західне і субширотне простягання;

- побудова структурно-тектонічної і нафтогазогеологічної карти Пнб ДДА на територіях України і Росії, включаючи Північно-Донбаський район і північ ДСС, на основі розробок автора і раніше побудованих карт у співавторстві з іншими спеціалістами;

- проведення рейтингової оцінки НГПО ДДА і Пнб по території України з метою визначення першочергових об'єктів і економічно найефективніших напрямків пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ.

Автор безпосередньо брав участь у геологорозвідувальних роботах на нафту і газ у ДДГНО, їх систематизації, інтерпретації та аналізі матеріалів з метою створення фонду першочергових підготовлених і виявлених нафтогазоперспективних об'єктів



ДДА, а також у відкритті 15 родовищ на Пнб ДДА (Юліївського, Чернечинського, Скворцівського, Острроверхівського, Кримського, Теплого та ін.).

Здобувачем узагальнені нові геолого-геофізичні матеріали і дані глибокого буріння в ДДА до 1999 р., головним чином, стосовно Пнб у межах центральної і південно-східної частин, а також суміжної території Росії; виконане наукове обґрунтування пошукових об'єктів (і свердловин) та напрямків подальших геологорозвідувальних робіт на нафту і газ на основі розломно-блокової тектоніки, рейтингу в умовах малих глибин залягання продуктивних горизонтів, що є дуже важливим під час економічної кризи.

Внесок дисертанта у спільних роботах [1—7, 10, 11, 14] полягає у виборі пріоритетних напрямків геофізичних робіт та місць закладання глибоких свердловин з метою вивчення будови і нафтогазоносності окремих полігонів, районів, ділянок і локальних структур на Пнб ДДА. У працях [8—10, 12—15] автор дисертації брав участь у складанні структурної, нафтогазогеологічного районування, структурно-тектонічної карт ДДЗ, масштаб 1:200 000, 1991, 1996 рр. Приділена увага нафтогазовому потенціалу ДДЗ, Пнб і, по аналогії з останнім, південному борту ДДА, розломно-блоковій тектоніці, елементам поздовжнього районування.

У колективній монографії [2], препрінті [11], картах і статтях [1, 3—10, 12—15] дисертант є повноправним співавтором. У 1999 р. монографія [2] удостоєна I премії Української нафтогазової академії.

**Апробація результатів дисертації.** Головні результати досліджень і основні положення доповідалися на геологічних конференціях, радах і т. ін., в тому числі на нараді Міжвідомчої робочої групи по вивченню нафтогазоносності кристалічних порід фундаменту Дніпровсько-Донецької западини (Київ, 5 квітня, 1990 р. ), науково-практичній конференції “Нафта і газ України” (Харків, 1996), Міжнародній конференції “Нафта-Газ України-98” (Полтава, 1998), Міжнародній конференції “Тектонічні і палеогеоморфологічні аспекти нафтогазоносності” (Симферополь—Миколаївка, 1996), науково-технічних нарадах Держкомгеології України та їх державних геологічних і геофізичному підприємствах, Держнафтогазпрому

України, Національної акціонерної компанії “Нафтогаз України”, Української нафтогазової академії, вчених радах Українського державного геологорозвідувального інституту (м. Львів) та його Чернігівського відділення.

**Публікації.** Матеріали дисертаційної роботи опубліковані в 15 наукових працях, включаючи 1 особисту монографію, одну колективну монографію, один препрінт і 12 статей.

**Основні положення, що захищаються.**

1. Північний борт ДДА на територіях України і Росії — це складнопобудована розломно-седиментаційно-блокова геоструктурна зона з широким розвитком різнотипних тектонічних і палеогеоморфологічних структур, сукупність яких утворює зони нафтогазонакопичення.

2. Зони нафтогазонакопичення у межах Пнб при провідній ролі розломно-блокової тектоніки утворювались внаслідок її взаємодії з стратиграфічним, прибережно-баровим, палеорусловим виклинюванням, рештками кор вивітрювання і блоками розуцілених порід докембрійського фундаменту.

3. Багатофакторність формування покладів ВВ у межах Пнб, дискусійність питань щодо джерела вуглеводнів створюють передумови для впровадження рейтингової оцінки нафтогазоперспективних об’єктів, ефективність якої при локальному прогнозі нафтогазоносності доведена в дисертації.

**Структура і обсяг роботи.** Дисертація складається з: вступу, 4 розділів основної частини, висновків, переліку використаних джерел. Текст викладено на 158 стор., ілюстровано 44 рисунками на 89 стор. і 10 таблицями на 50 стор. Додатків 13 на 36 стор. Перелік використаних джерел містить 175 назв на 18 стор.

Автор вважає своїм обов’язком висловити щире подяку науковому керівнику, доктору геолого-мінералогічних наук, лауреату Державної премії України О.Ю.Лукіну, керівництву і співробітникам Держкомгеології України, Державного геофізичного підприємства “Укргеофізика”, Національної акціонерної компанії “Нафтогаз України”, Інституту геологічних наук НАН України, Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу, Українського

державного геологорозвідувального інституту за наукові консультації та практичну допомогу під час виконання роботи.

# РОЗДІЛ І

## ОСНОВНІ РИСИ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДДА

Геологічна будова і нафтогазоносність ДДА вивчаються понад 60 років. Існують десятки карт і схем тектонічного районування, в тому числі і за участю автора [140, 61 та інш.]. Незважаючи на це, питання тектонічного та нафтогазогеологічного районування завжди були у центрі уваги фахівців. Дискусійними є: межі ДДА, ДДЗ, ДСС; співвідношення і пріоритет поздовжньої чи поперечної зональності; визначення меж тектонічних елементів; наявність прояву і інтенсивності розломно-блокової тектоніки чи плитної тектоніки; дислокованість осадового чохла; вірогідність існування неоднорідностей (чи їх зон) в товщі кристалічного фундаменту; співвідношення структурних планів поверхні кристалічного фундаменту з відкладами верхньопалеозойського структурного поверху; існування рифейського грабена та багато іншого. Новий геолого-геофізичний матеріал по ДДА дозволяє внести нове або певні корективи і доповнення, в особливості будови, а, звідсіля, і в нафтогазоносність та нафтогазовий потенціал ДДГНО. У цьому важливість усіх розробок цих питань, незалежно від поглядів на походження нафти і газу, різні тектонічні гіпотези та інше.

1.1. Особливості будови. Геологічній будові Дніпровсько-Донецького авлакогену (ДДА) присвячена значна кількість робіт [4, 7, 10, 16, 20, 24, 25, 31 – 34, 37, 43, 44, 53, 57, 65, 76, 87, 89, 102, 104, 114, 118, 119, 125, 126, 130 – 132, 135, 136, 140, 144 – 149, 155 – 161, 170 і інші.]. Будову Північного борту ДДА частково висвітлено в таких роботах : [8, 18, 26, 35, 41, 49, 50 – 52, 55, 56, 59 – 61, 79, 84, 85, 92, 98, 100, 101, 107, 110, 111, 113, 117, 118, 123, 150, 156], в тому числі автора: [49 - 52, 59, 79, 98, 101, 140, 150 і інші.]. Для співставлення і порівняльного аналізу були використані роботи по Північному Донбасу, ДСС, Ростовській області, Калмицькій республіці та інших районах і елементах [2, 9, 11, 12, 14, 15, 17 – 19, 21 – 23, 28, 29, 39, 47, 51, 60, 61, 64, 73, 74, 80, 84, 85, 90, 93, 96, 97, 101, 103, 106, 116, 120 – 123, 128 – 130, 134, 135, 137, 138, 140, 142, 162, 163, 166 ] (Рис. 1.1, 1.2, 1.3).

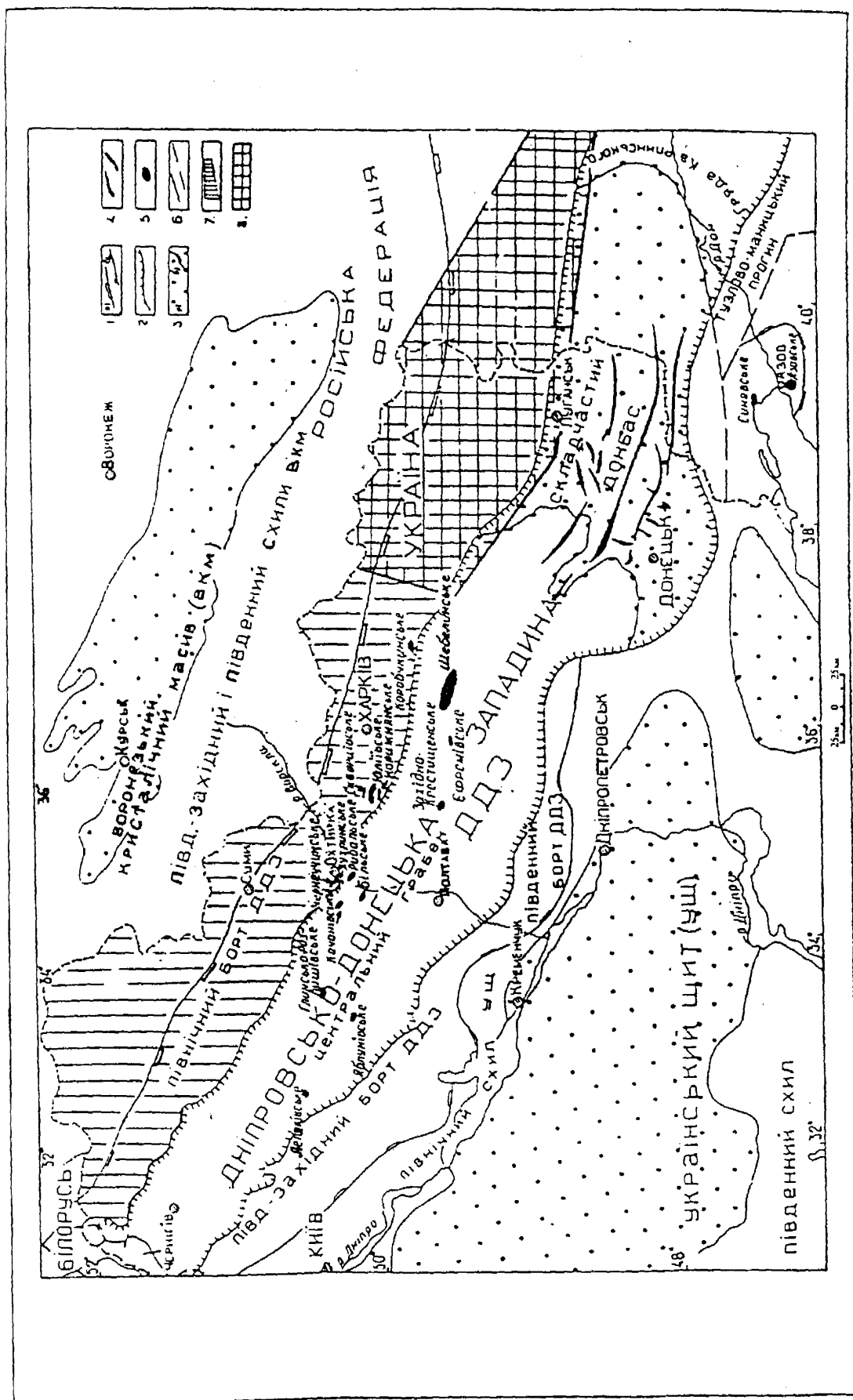


Рис. 1.1. Оглядова карта району досліджень (В.В. Гладун, 1998р.) [100,8]: контури платформних структур: 1 - а) регіональних, б) першого порядку; 2 - крайові порушення ДДЗ; 3 - виходи складчастої основи на поверхню чи область її неглибокого залягання; а) Український щит, Воронезький кристалічний масив (Воронезька антекліза), б) складчастий Донбас; 4 - осі складок Донбасу; 5 - родовища вуглеводнів; 6 - тектонічні порушення; 7 - район Північного борту; 8 - Північно - Донбаський район.

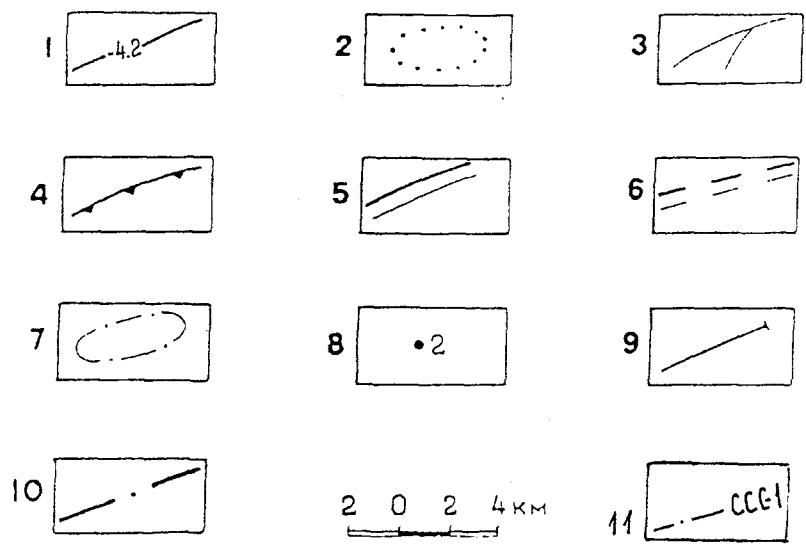
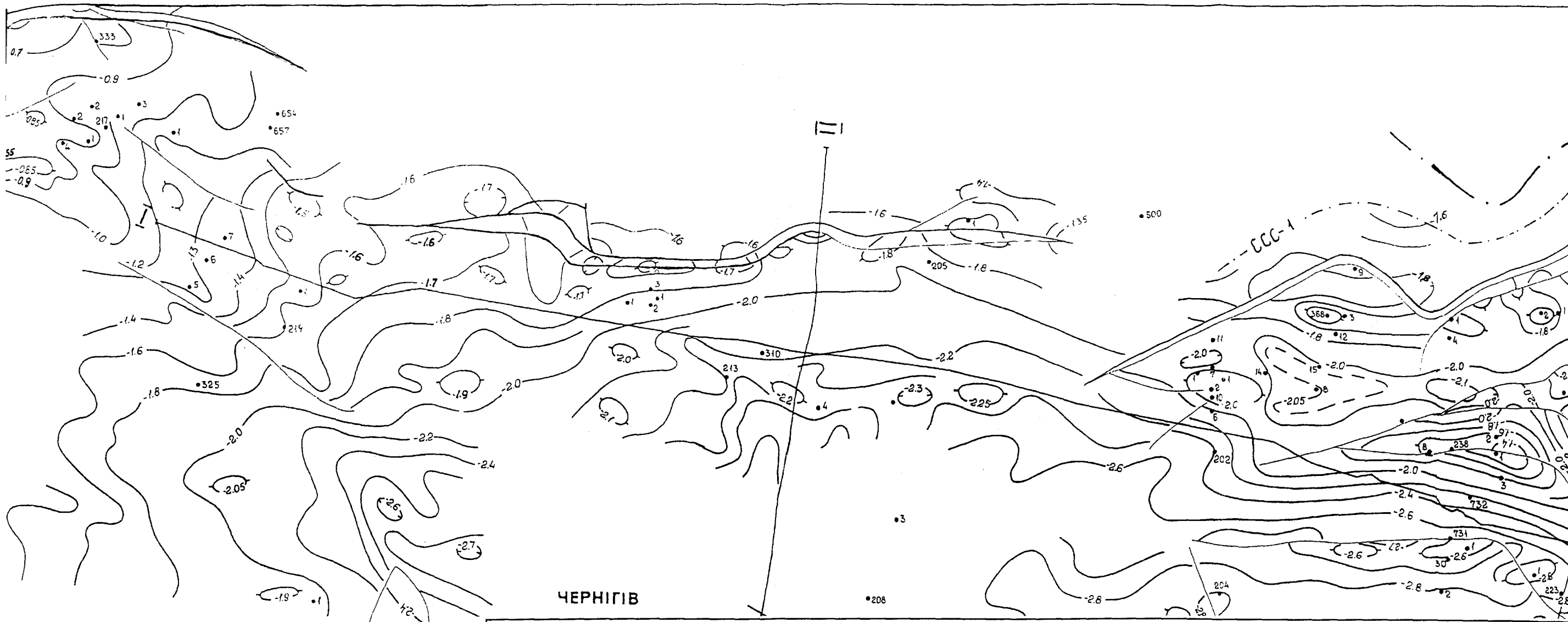


Рис.1.2. Викопіровка з структурно-тектонічної карти Дніпровсько-Донецької западини, масштабу 1: 200000 за Є.С.Дворянином, В.В.Гладуном, М.М.Верповським, З.Я.Войци-пським та ін., 1996 [140]: 1-ізогіпси по відбиваючих горизонтах середнього та нижнього карбону; 2-контури сольового штоку, розривні порушення; 3-скиди узгоджені, 4-насуви, Північний крайовий розлом грабена; 5-закартований; 6-прогнозний; 7-родовища вуглеводнів; 8-свердловини; 9-регіональні профілі МСГТ; 10-контур нафтогазоперспективності ДДА; 11-вісьові лінії CCC (за В.В.Гладуном, 1998)(назви див.підрозділ 1.3). Профілі МСГТ: I - Холми-Савинці, II - Остер Ст.Рудня, III - Лосинівка-Кинашівка; IV - Мала Дивиця-Бахмач; V - Бахмач-Сватово; VI - Прилуки-Дмитрівка; VII - Талалаївка-Пирятин; VIII - Хмель-Колайдинці; IX - Березняки-Недригайлів; X - Ромодан-Опанасівка; XI - Велика Багачка-Синівка; XII - Сагайдак-Лебедин; XIII - Зачепилівка-Більськ; XIV - Михайлівка-Покопенки; XV - Гулалівка-Гути; XVI - Перещипино-Валки; XVII - Бога-тойка-Мерефа; XVIII - Левенцівка-Безлюдівка; XIX - Лозова-Щебелинка-Старопокровка; XX - Мечебилово-Бригадирівка; XXa - Шевченково-Вовчанськ; XXI - Близноки-Пів-нічна Голубівка. Назви родовищ на Північному борту ДДА: 1 - Турутинське, 2 - Володимирське, 3 - Чернечинське, 4 - Хухринське, 5 - Прокопенківське, 6 - Киянівське, 7 - Скворцівське, 8 - Мерчиківське, 9 - Юлівське, 10 - Караванівське, 11 - Нарижнянське, 12 - Островерхівське, 13 - Безлюдівське, 14 - Ялівське, 15 - Білозирське, 16 - Рти-щівське, 17 - Коробочкінське, 18 - Лебязинське, 19 - Борисівське, 20 - Північно-Голубівське, 21 - Дружелобівське, 22 - Зайцівське, 23 - Макіївське, 24 - Краснопопівське (Че-рвонопопівське), 25 - Борівське, 26 - Путилінське, 27 - Капітанівське, 28 - Муратівське, 29 - Кримське, 30 - Лобачівське, 31 - Слов'янське, 32 - Веру-нське, 33 - Кондра-шівське, 34 - Ольхівське (Вільхове), 35 - Тепле, 36 - Єланівське, 37 - Патронівське, 38 - Марківське, 39 - Кружилівське.

181

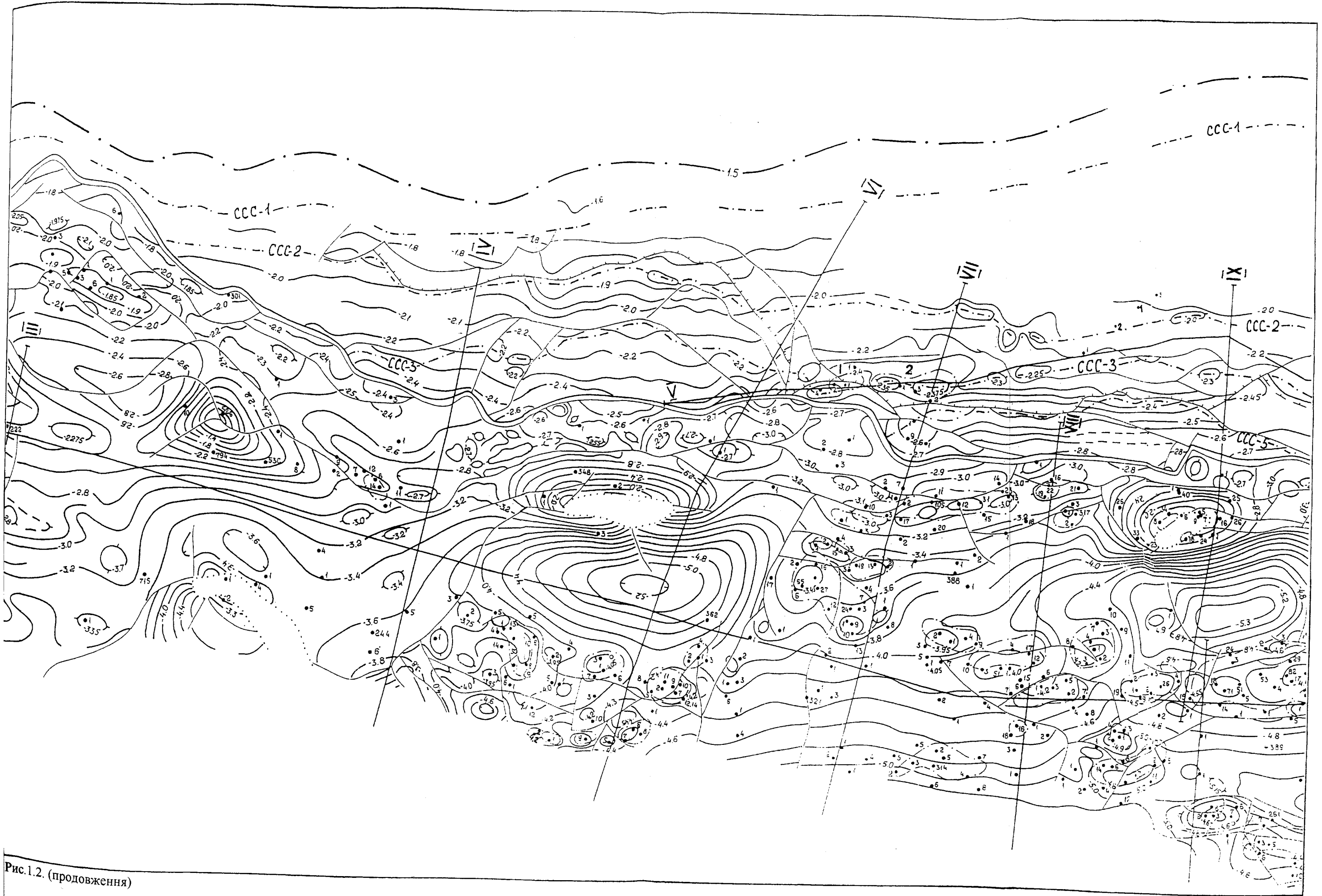


Рис.1.2. (продовження)



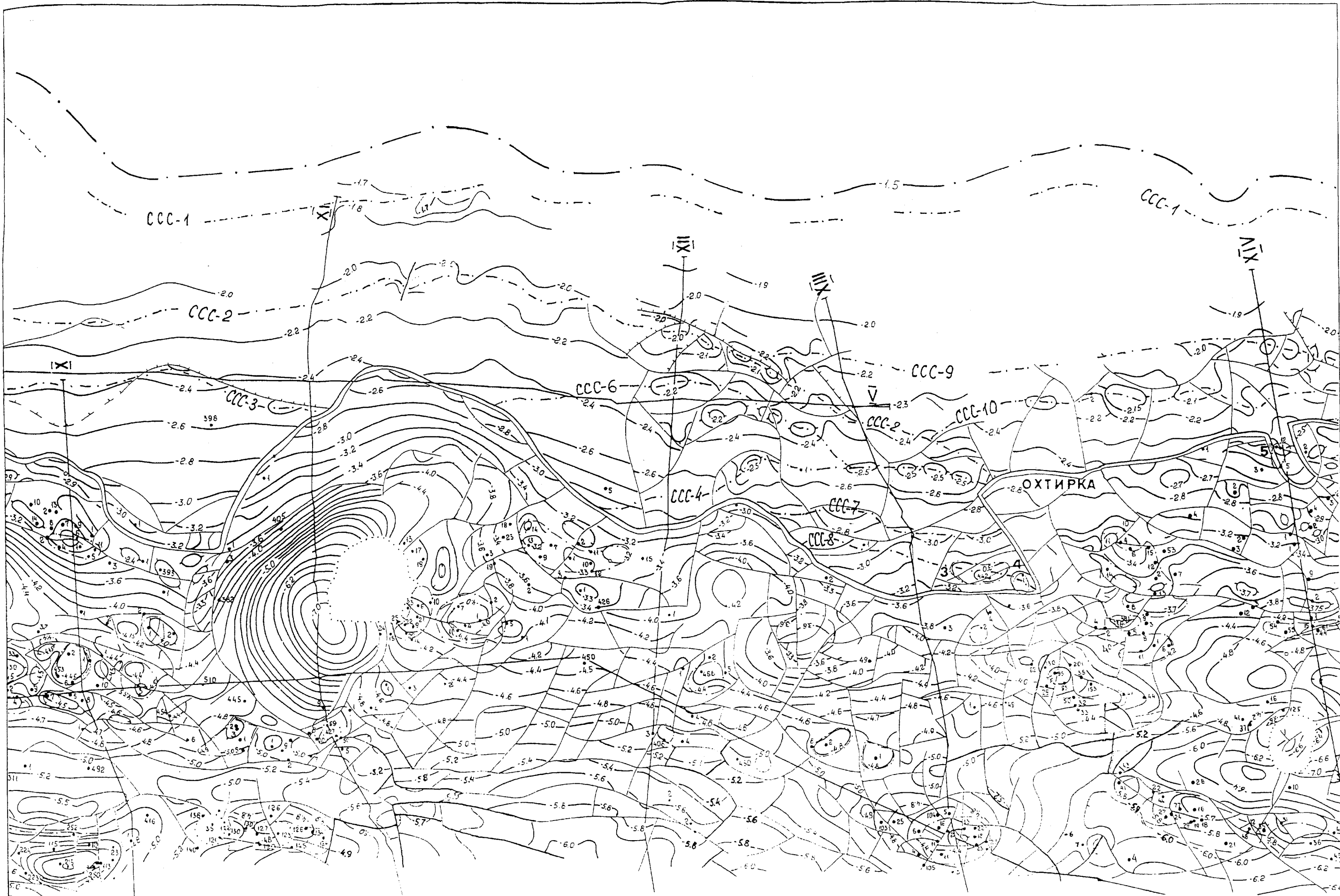


Рис.1.2. (продовження)

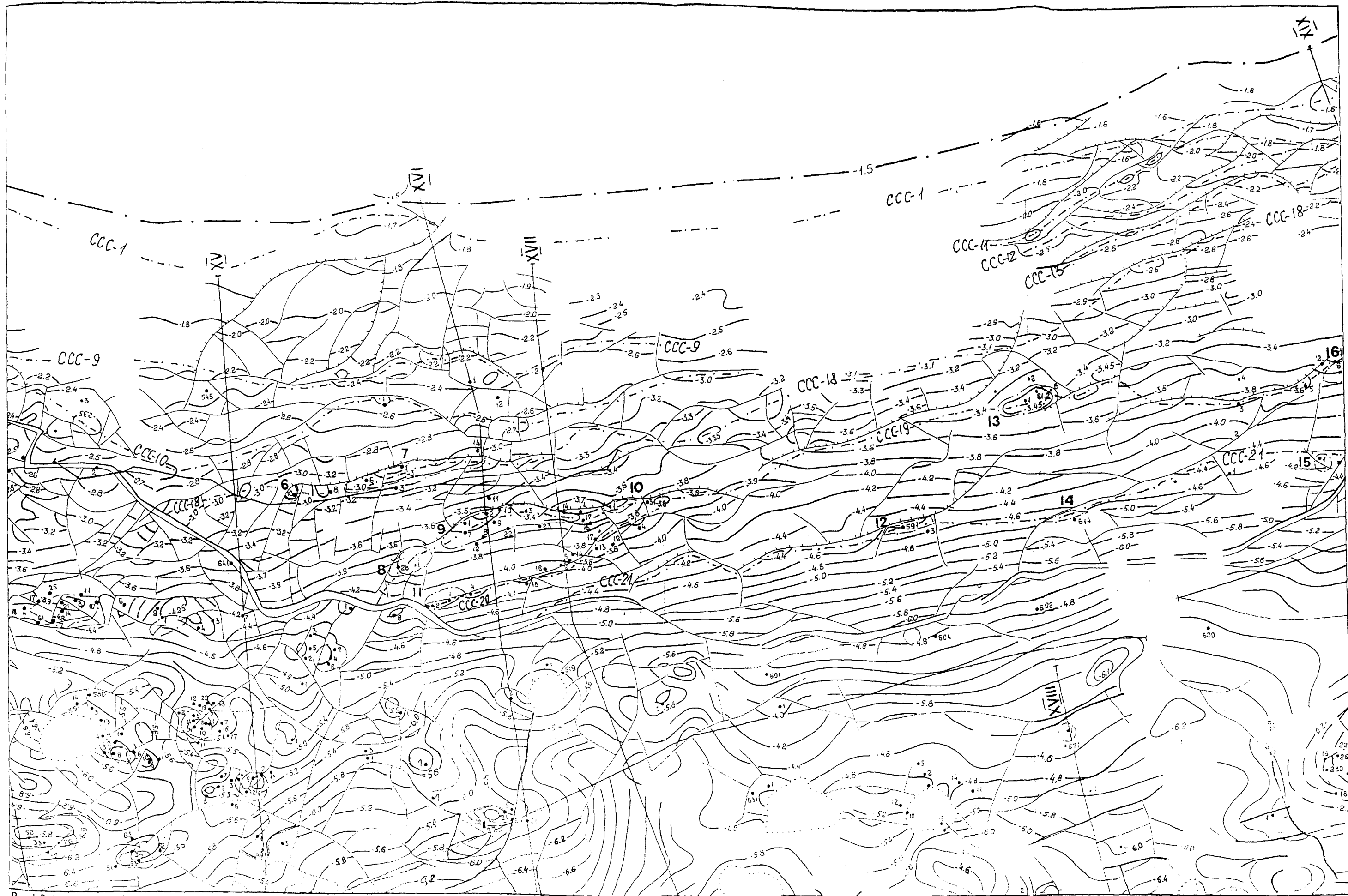


Рис.1.2. (продовження)

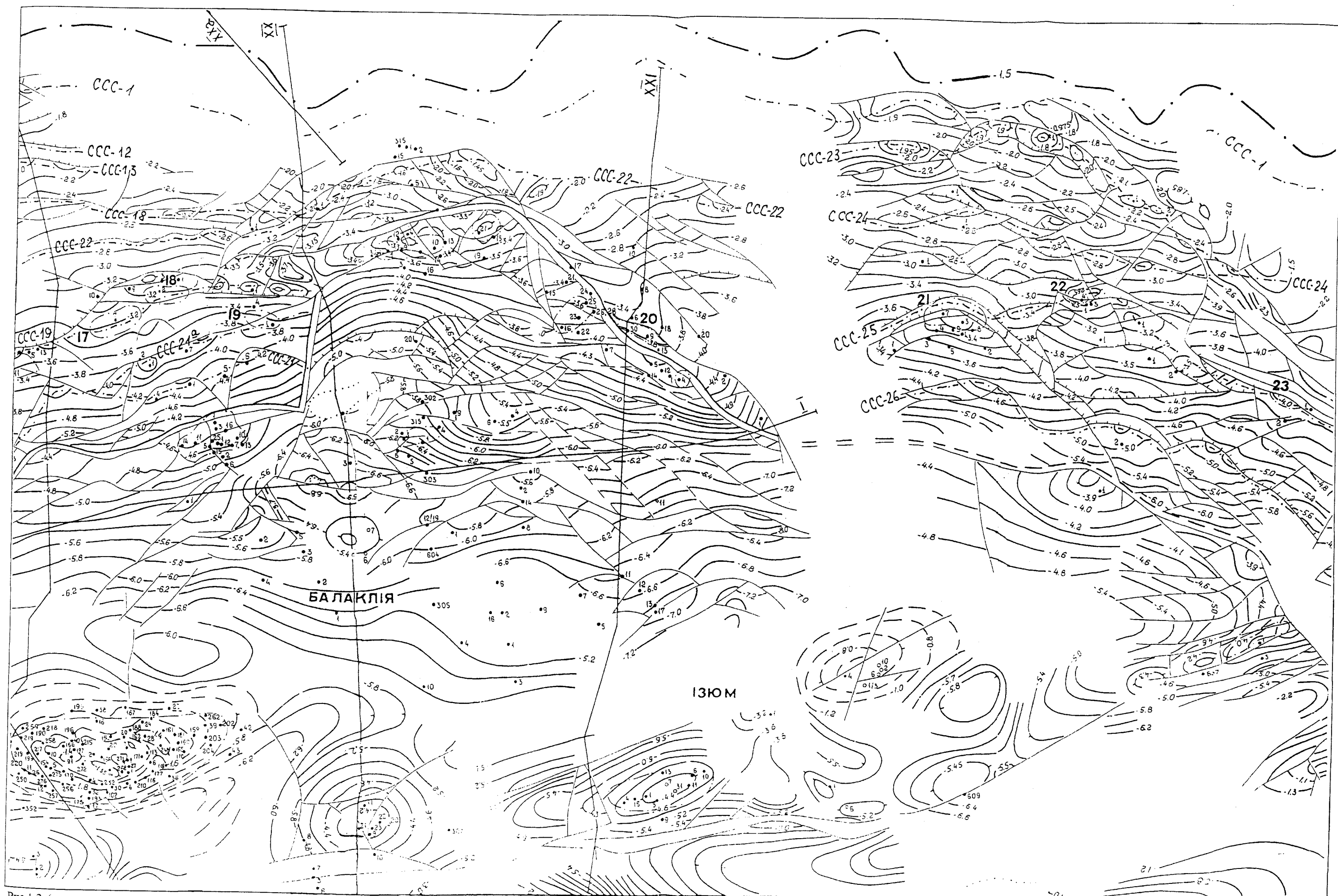


Рис. 1.2. (продовження)



Рис.1.2 (продовження)

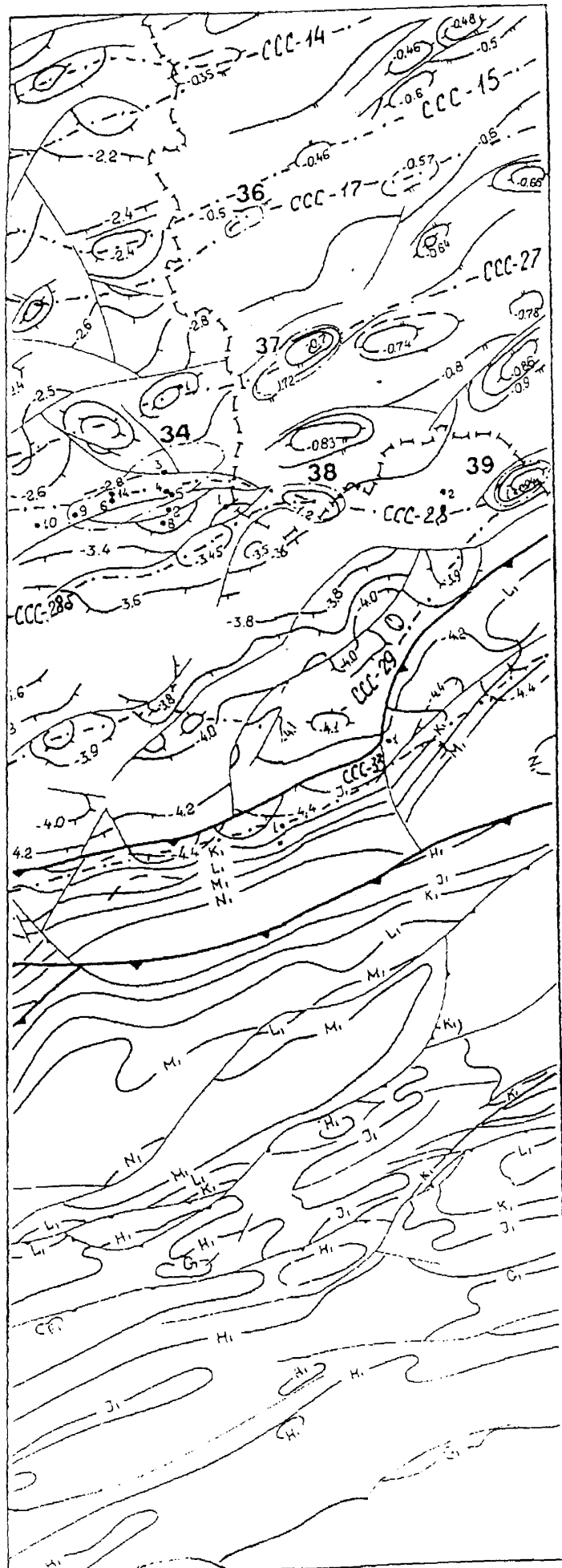


Рис.1.2. (продовження)

Рис.1.2. Вкопіровка з структурно-тектонічної карти Дніпровсько-Донецької западини масштабу 1:200 000 за Є.С.Дворянином, В.В. Гладуном, М.М. Верповським, З.Я.Войцицьким та інш. ,1996 [140] (продовження).

Структурно-тектонічні смуги (ССС): ССС-1-Дягівсько-Межиріцько-Філатівсько-Грушівсько-Печенізько-Байбаківсько-Деркульсько-Краснодеркульсько-Південно-Греківська (СТЗ І.1.3.); ССС-2-Соснівсько-Сулимсько-Гринівсько-Тирнівсько-Північна-Черемхівсько-Олешнівська (СТЗ І.1.3.); ССС-3-Тиницько-Турутинсько-Володимирсько-Кас'янівсько-Томашівсько-Добринівсько-Нестеренківська (СТЗ І.1.3.); ССС-4-Жолобківсько-Вахтово-Буднівська (СТЗ І.1.3.); ССС-5-Хрещатинсько-Солодухінсько-Бороданівська (СТЗ І.1.3.); ССС-6-Лебединсько-Вечірня (СТЗ І.1.3.); ССС-7-Чупахівсько-Овинівсько-Доброславівська (СТЗ І.1.3.); ССС-8-Митяївсько-Чернечинсько-Хухринська (СТЗ І.1.3.); ССС-9-Сніжно-Богодухівсько-Кадницько-Пересічна (СТЗ І.1.3.); ССС-10-Климентівсько-Тростянецько-Вознесенівсько-Губарівсько-Воскресенівська (СТЗ І.1.3.); ССС-11-Сороківсько-Бучазько-Заріжно-Тетличівська (СТЗ І.1.3.); ССС-12-Харківсько-Булгаківсько-Кицівська (СТЗ І.1.3.); ССС-13-Логачівсько-Малорогансько-Кочетівсько-Тагансько-Гетьманівська (СТЗ І.1.3.); ССС-14-Бараниківсько-Чабанівсько-Любашівсько-Плачидівсько-Крутівсько-Північна-Пугачовсько-Павлівсько-Покровська (СТЗ І.1.3.) з апофізами: ССС-14а-Південно-Любашівсько-Львівською і ССС-14б-Мигринсько-Львівсько-Рогівською; ССС-15-Єпіфанівсько-Смолянинівсько-Ковсугсько-Тепла-Закуття-Ушаківсько-Тарасівсько-Курноліпівсько-Мажурівсько-Урюпинська (СТЗ І.1.3.); ССС-16-Краснянсько-Кунінсько-Валуйська (СТЗ І.1.3.); ССС-17-Південно-Закуття-Єланівсько-Леонівсько-Мостівсько-Рокитнянсько-Урюпинська (СТЗ І.1.3.); ССС-18-Щиглівсько-Скворцівсько-Гуківсько-Коротицько-Рогансько-Чугуївсько-Базиліївська (СТЗ І.1.4.); ССС-19-Юліївсько-Караванівсько-Хорошівсько-Безлюдівсько-Васищівсько-Денисівсько-Коробочкінсько-Гашинівська (СТЗ І.1.4.); ССС-20-Нарижнянсько-Огульцівська (СТЗ І.1.4.); ССС-21-Шляхово-Рокитнянсько (Городищенсько)-Острроверхівсько-Платівсько-Білозірсько-Станично-Південно-Граківська (СТЗ І.1.4.) з апофізою: ССС-21а - Граківсько-Борисівською; ССС - 22 - Василенківсько-

Горожанівсько-Оливинівсько-Плетнівська (СТЗ І.1.4.); ССС-23-Ковшарівсько-Краснорічинсько-Сватівсько-Несту-каївська (СТЗ І.1.4.); ССС-24-Шейківсько-Токарсько-Потапахівська (СТЗ І.1.4.); ССС-25-Дружелюбівсько-Зайцівсько-Кармазинівсько-Макіївська (СТЗ І.1.4.); ССС-26-Радьківсько-Невська (СТЗ І.1.4.); ССС – 27-Метелкінсько-Айдарсько-(Передільсько-)-Валуйсько-Патронівсько-Тишкінсько-Нікішинська (СТЗ І.1.4.); Пів-денно-Євгенівсько-Боровсько-Лобачівсько-Кондрашівсько-Ольхівсько-Марківсько-Кружилівсько-Грачицько-Глибокинсько-Данилівсько-Романівська (СТЗ І.1.4.) з апофізами: ССС-28а-Північно-Лобачівсько-Кондрашівською і ССС-28б-Кондрашівсько-Миколаївсько-Марківською; ССС-30-Західно-Кримсько-Слов`яносербська (СТЗ І.1.5. ( П.1.1.)); ССС -31-Ямпільсько-Південно-Ямпільсько-Білогорівська ( СТЗ І.1.5.( П.1.2.) ); ССС-32-Кремінсько-Томашівсько-Петродонецько-Сентянівська ( СТЗ І.1.5. ( П.1.2.) ); ССС-33-Дронівсько-Карбонітсько-Краматорсько-Будьонівсько-Пархоменківсько-Астахівсько-Самбурівсько-Морозівська ( СТЗ І.1.5.) ( П.1.3.).



ТЕКТОНІЧНА СТРУКТУРА	ТЕКТОНІЧНИЙ ЕЛЕМЕНТ		ТЕКТОНІЧНА ЗОНА
	ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ	ПОЗДОВЖНИЙ РОЗРІЗ	
<b>ДНІПРОВСЬКО-</b>	<b>ПІВНІЧНИЙ БОРТ</b>	<b>ЧЕРНІГІВСЬКИЙ ПАЛЕОВИСТУП</b>	
		<b>ДНІПРОВСЬКО - ДОНЕЦЬКИЙ СКЛАДНИЙ ПАЛЕОЖОЛОБ (ПАЛЕОРІВ)</b>	<b>АНТИВНА СОЛЯНОКУПОЛЬНА (СКЛАДЧАСТА)  ПАСИВНА МОНОКЛІНАЛЬНА</b>
<b>ДОНЕЦЬКА</b>		<b>ДОНЕЦЬКА ВНУТРІ- ШНЬОПЛАТФОРМНА ГЕОСИНКЛІНАЛЬ</b>	
<b>ЗАПАДИНА</b>	<b>ПІВДЕННИЙ БОРТ</b>		

Рис. 1.3. Структурно-тектонічний поділ ДДЗ (М.М.Верповський, З.Я.Войцицький, В.В.Гладун та ін., [140]).

Є значна кількість публікацій етапного характеру, які підсумовували на певний час результати геолого-геофізичних досліджень і буріння та визначили стратегію і практику геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в ДДГНО. З нашого списку джерел слід відзначити [8, 10, 11, 16, 24, 30, 32, 33, 40, 43, 46, 57, 63, 69, 82, 125, 128, 131, 136, 155, 158, 161, 170], в тому числі по Пнб [6, 51; 60, 70, 92, 107, 108, 111, 118, 151]. В історії геологічної вивченості Пнб ДДА ми виділяємо три етапи : I (1946 – 1984 р.р.); II (1985 – 1994 р.р.) і III етап, який розпочався з 1995 року. Глибоке буріння на Пнб розпочалося на I етапі. На північному заході це була Путівльська свердловина, в центральній – Харківська, а в південно-східній частині – Городищенська – 1 (Луганська обл.). На північному заході з 1946 р. до відкриття Турутинського родовища ВВ пройшло 37 років, в центральній частині відкриття Північно-Голубівського родовища ВВ співпало з початком тут буріння, а на південному сході – Краснопопівське родовище ВВ відкрито через 3 роки після початку буріння. За I етап ( 25 років) відкрито 21 родовище ВВ. Густота відкриттів в рік становила 0,8. Тринадцять років відкриттів не було. В II етапі ( 10 років) відкрито 16 родовищ ВВ. Густота відкриттів за рік – 1,6. Не було відкриттів тільки 3 роки. Саме відкриття Хухринського родовища нафти в 1985 році у породах кристалічного фундаменту знаменувало новий II етап розвитку пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ. З 1994 року внаслідок кризи (з 1992 року), роботи зосередились лише у межах відкритих родовищ, або поблизу них, чи були розпорошені на значних територіях. Але надія на швидке одержання бажаного результату потребує не тільки ризику і щастя, а насамперед, копіткої праці і коштів, залучення наукового потенціалу , а також власного і зарубіжного капіталу.

ДДА включає в Україні ДДЗ і, частково, ДСС. У межах ДДА виділяють Пнб, Дніпровський грабен і Пдб. На південному сході грабен продовжується ДСС (див. рис. 1.19). В останній виділяють з півночі на південь : Північну зону дрібної складчастості і насувів ДСС, центральну зону крупної лінійної складчастості і Південну зону дрібної складчастості і насувів ДСС. “Донецький басейн”, “Донбас” і різні похідні від них – геолого-промислові поняття, а не структурно-тектонічні. Це терміни широкого користування як і “ДДЗ”. В тектонічному відношенні Донбас

включає в себе ДСС та прилягаючі, частково, частини схилів ВКМ (ВА) і УЩ, які входять до складу південної окраїни СЄП. Термін "Північний Донбас" охоплює територію Північної зони дрібної складчастості і насувів ДСС і Старобільсько-Міллеровську монокліналь (на півночі) – північну крайову зону Донбасу. Термін "північні окраїни Донбасу" також не відображає тектонічної природи, бо тут розташовані два різних за геологічною будовою райони : Старобільсько-Міллеровська монокліналь і Красноріцька ступінь (зона скидів). Вони є південно-східним продовженням Пнб ДДА, від якого відрізнялися більшою різноманітністю типів структурних і структурно-седиментаційних позитивних форм [120]. Але сейсмічні дослідження 1997 року в типових умовах Пнб (Шевченково-Вовчанськ) також показали значну кількість різнотипних об'єктів і пасток. Тому замість вживання терміну "північні окраїни Донбасу" слід користуватись терміном "Пнб".

Пнб ДДА розуміється нами як територія, що розміщена між ізогіпсою мінус 1000 м (по поверхні фундаменту) і Північним крайовим порушенням Дніпровського грабена ДДА від Білорусі до Калмикії (див. рис. 1.18, 1.19). Розміри в Україні: 740x30-90 км /46 тис. кв. км/. Площа північно-західної і центральної частини - 31 тис. кв. км /560x55 км/, південно-східної – 15 тис. кв. км /180x80 км/. Остання площа розміщена між м. Сватове і кордоном з РФ). Ростовська частина Пнб складає 28 тис. кв. км /310x90 км/. Вся площа Пнб, яка вивчена дисертантом, складає 74 тис. кв. км /1050x70/. На північ від ізогіпси мінус 1000 м (по поверхні фундаменту) розташований схил ВКМ (ВА). Від цієї ізогіпси на північ до границі з РФ територія в Україні складає ще 20 тис. кв. км. В такому випадку загальна площа у межах України від Північного крайового порушення до границі з РФ на півночі і південному сході складає 66 тис. кв. км. Близько 20 тис. кв. км площі Пнб охоплені, в якійсь мірі, сейсморозвідкою чи іншими видами геофізичних досліджень.

Особливості формування Пнб внаслідок дії розломно-блокової тектоніки з успадкуванням впливу елементів ВКМ (ВА), Дніпровського грабена і ДСС, обумовили утворення у межах СТЗ різноманітних локальних форм (в основному нетрадиційних). Вивчення останніх (див. підрозділ 2.2) привели до виділення на Пнб

СТП КНО, що відкриває можливість їх освоєння не локальним, а груповим (зональним) методом [65, 101, 51 та інш.].

Вивчення геологічної будови регіональних і 397 локальних структур і об'єктів проводилось за допомогою комплексу порівняльно-геотектонічних, геодинамічних, історико-геологічних принципів. Метод досліджень – узагальнення і комплексний аналіз матеріалів буріння, геолого-геофізичних і даних по нафтогазоносності. Ми виходили з розломно-глибового стилю тектоніки СЄП, що дозволило уточнити або встановити фактичне положення і конфігурацію мегаблоків, блоків, регіональних і локальних розломів і порушень, СТЗ, склепінь, піднять, неантиклінальних об'єктів.

ДДЗ виділена О.Д.Архангельським в роботі 1932 р. [7] по поверхні сеноманських відкладів. П.І.Степанов в 1932 р. [34] обгрунтував прогин Великого Донбасу, де передбачав девонські, кам'яновугільні і пермсько-антропогенові відклади. На думку О.П.Карпінського (1983), М.М.Тетяєва (1926), О.Д.Архангельського і М.С.Шатського (1933), П.І.Степанова (1939) та інших, Донбас відноситься до геосинклінальних утворень, що заходить у межі СЄП, а ДДЗ – до платформних. В.С.Попов, 1936 [121] під Доно-Дніпровським прогином розумів Прип'ятський прогин, ДДЗ, північно-західні окраїни Донбасу і ДСС. М.С.Шатський, 1937 [163] вважав, що Донбас і ДДЗ представляють крайовий прогин герцинської зони, яка ускладнює платформу і виклинюється на захід.

В 1949 р. І.О.Балабушевич [10] на основі гравіметричних досліджень по поверхні докембрійського фундаменту і осадочній товщі виділив бортові частини ДДЗ і центральний грабен. Й.О.Лапкін, 1951 [84] теперішню зону Красноріцьких скидів вважав за Переддонецький крайовий прогин, а зону дрібної складчастості включив до ДСС. В 1952 р. на тектонічній схемі ДДЗ [85] ДСС і ДДЗ мають і загальні риси будови – єдині зони глибинних розломів.

В 1956 році В.Г.Бондарчук [19] обгрунтував особливий тип структур - ровоподібні прогини (тафросубгеосинкліналі), які за своїм характером геологічної будови близькі як до платформних, так і до геосинклінальних структур. ДДЗ і Донецький кряж включені ним до Дніпровсько-Донецької геосинкліналі. В 1958 р.

М.В.Чирвінська включила в ДДЗ Прип'ятський прогин, власне ДДЗ, Донбас з північно-західними окраїнами, а також схили УЩ, ВКМ і Білоруського масиву.

В 1960 році М.С.Шатський [163] прийшов до висновку про платформну природу Великого Донбасу. Жолобоподібні прогини, пов'язані з внутрішніми кутами платформ, виділені у самостійний тип структур – авлакогени, причому авлакогени, які зазнали інверсії і які мають складчасті споруди, віднесені до складних авлакогенів. М.С.Марков (1964) вважав характерним для авлакогенів закладання по крупних розломах, інтенсивний прогин в початковій стадії розвитку, які часто супроводжувались вулканізмом, переростанням у наступному чи в обширні пологі западини, чи у витягнуті підняті зони, які утворювалися внаслідок інверсії рухів.

В.К.Гавриш, 1965 [31] вважав, що Дніпровсько-Донецький грабен І.О.Балабушевича [10], борозна М.С.Шатського [163], рів В.Г.Бондарчука [19] відповідають пізньодевонському рифту. Він [31, 32] запропонував іменувати рифтом народжену структуру у склепінні Сарматського щита – Дніпровсько-Донецьким авлакогеном (ДДА) рифтогенного типу чи рифтогеном.

Північно-Донбаський район і південне його облямування за Д.В.Несмеяновим, 1965 [103] розташовані у межах південної окраїни СЄП і Кавказької (Скіфської за М.В.Муратовим) платформи. Ці об'єднані в сучасному структурному плані в єдине ціле платформи включають в собі ряд різнорідних і різновікових за фундаментом і осадочним чохлам тектонічних елементів : субширотні пояси найбільш розломних ділянок земної кори (пізньопалеозойську ДСС, кряж Карпінського і інші.), ізометричні плитоподібні ділянки земної кори (УЩ, ВКМ). На тектонічній схемі 1969 р. (Україна, Молдова) [14] північна границя ДСС проводиться по Красноріцькому скиду. М.О.Редічкін, В.К.Кабалов, 1971 [129] при визначенні характеру тектонічного сполучення ДСС і ВА виходять з геологічного розвитку і формування останніх, виділяючи при цьому окремо північну границю Донбасу як палеозойського прогину, з одного боку, і як герцинської складчастої споруди – з другого. Північна границя Донецького палеозойського прогину, який після свого зародження у середньому девоні зазнав розширення, була непостійною. У

московський час прогин максимально розширюється, захоплюючи Старобільсько-Міллеровську монокліналь до уступу Білолуцьк-Артамошкін. Північною границею ДСС є система крайніх північних насувів : Північно-Донецького, Слов'яносербського (західної ланки Глибокинського і східної – Північно-Донецького насувів) і Глибокинського, об'єднаних у єдиний Північно-Донецький насув. В 1973 р. [139] Північний крайовий глибинний розлом було проведено по Красноріцькому скиду.

В 1974 р. В.К.Гавриш [33] довів, що ДДЗ і Донбас є типово рифтогенною структурою, яка сформувалася у склепінні Сарматського щита внаслідок пульсаційного розширення глибинного чи астеносферного діяпіру і розтягу внаслідок цього верхніх горизонтів земної кори, що супроводжувалося незначними горизонтальними зміщеннями глиб земної кори. Під час післярифтового стиску астеносферного діяпіру утворилася Дніпровсько-Донецька кам'яновугільно-кайнозойська синекліза, а в донецькій частині - міogeосинкліналь. Передпідньопрермське розширення астеносферного діяпіру привело до інверсії геотектонічного режиму і виникнення ДСС.

Нагірні Ю.М. і В.М., 1976 [97] відзначили, що ДСС закладена на місці верхньопротерозойського авлакогену і є перехідною зоною від верхньопалеозойської міogeосинкліналі валу Карпінського до внутрішньоплатформної структури ДДЗ. В.О.Разніцин, 1976 [128] вважав, що зону Красноріцького скиду (Метелкінський, Красноріцький, Веселогорівський скиди) неможливо віднести до “крайових прогинів” тому, що основна складчастість Донбасу була в кінці палеозою і “крайовий прогин”, пов'язаний з нею, міг бути тільки домезозойським, а не триасовим чи пізньокрейдовим. Тобто прогин поблизу Красноріцького скиду формувався не в період підняття Донбасу, а значно пізніше. Зона Красноріцького скиду відповідає території Пнб, а зона дрібної складчастості ДСС – прибортовій частині грабена. В.О.Разніцин вважав природною північною границею ДСС по осадовому чохла лінії алохтону (по ній Північно-Донецько-Глибокинський насув насунутий на борт ДДА). Насуви є головною особливістю Північної зони дрібної

складчастості ДСС. Тому ми вважаємо за доцільне іменувати цей район як “Північна зона дрібної складчастості і насувів ДСС (Донбасу)”.

В найбільш ґрунтовній, на свій час, роботі, присвяченій глибинній структурі ДДА за геофізичними даними, М.В.Чирвинська і В.Б.Соллогуб, 1980 [161] провели районування по фундаменту і осадовому чохла. По-перше, М.В.Чирвинська слідом за М.С.Шатським [163], запропонувала замість терміну “Дніпровсько-Донецька западина” вживати термін “Дніпровсько-Донецький авлакоген”. В порівнянні з ними у нас відсутня зона зчленування ДДЗ з ДСС, а також змінено, уточнено положення Північного крайового порушення [140, 101, 51].

В.О.Бабадагли та інші (1981) вивчили скиди Красноріцької зони – типові для дельтових побудов конседиментаційні “скиди росту”, в занурених блоках яких проходить утворення гравітаційних малоамплітудних конседиментаційних антикліналей. Північні крила формувалися завдяки обертовому руху зсувних мас дельти, південні – пологі. Скиди затухають, виположуючись у середньому карбоні чи у серпуховському ярусі. Гравітаційні антикліналі в нижньокам’яновугільних відкладах не простежуються.

В.Б.Соллогуб [136] виключив Донбас зі складу СЄП (відсутність гранітного шару). Рифейський грабен, який простежується з ДСС, на північному заході змінює простягання на широтне у бік м.Овруча, в той час як девонська структура трасується до Прип’ятської западини. Він ділить ДДА на платформну (Дніпровський грабен) і геосинклінальну (ДСС) тектонічні одиниці.

В роботі 1988 р. дисертант [60] виділив на Пнб поздовжні по простяганням СТЗ. Стовба С.М. (1990) на основі сейсмостратиграфічних досліджень зробив висновок про можливу відсутність рифейського грабена в ДДЗ.

Нові дані приводяться по Північному Донбасу О.М.Істомінін, М.Ф.Бринзою, Т.С.Цупило та ін., 1996 [72 – 74, 91]. Ця територія розглянута у відповідності з концепцією тектоніки літосферних плит. Герцинське Кримсько-Північно-Кавказьке (включаючи вал Карпінського) складчасте облямування СЄП сформувалось внаслідок субдукції під неї літосферної океанічної плити Палеотетісу. В зв’язку з цим вал Карпінського і його продовження – ДСС розглядаються як передові



складчасті структури в зоні колізії вказаних плит. ДСС “всунуто” в затоку між південним закінченням ВА і Приазовсько-Ростовським виступом УЩ. Західною границею алохтонного ДСС є сутурна зона, просторово пов’язана з системою глибинних розломів північно-східного простягання і західного падіння. Гірсько-складчаста алохтонна насувна-всувна споруда ДСС закрила на сході Дніпровсько-Донецький морський басейн, що обумовило формування в ДДЗ соленосно-хемогенних утворень нижньої пермі. Відклади нижньої пермі в ДСС відсутні. Вал Карпінського і його продовження – ДСС [72, 73, 91] розглядаються як передові складчасті структури в зоні колізії плит. З півночі, як вал Карпінського, так і ДСС, супроводжуються системою насувів на південне занурення ВА. Територіальна приуроченість ДСС немов би до південно-східного продовження ДДЗ в межах СЄП і зчленування її через вал Карпінського з Скіфсько-Туранською герцинською складчастою зоною, визначила, за О.М.Істоміним і ін., віднесення її до Сарматсько-Туранського лінеаменту.

В 1996 р. Є.С.Дворянин, В.В.Гладун та інші [140] складають нову структурно-тектонічну карту ДДЗ масштабу 1 : 200 000 (див. рис. 1.18, 1.19). Ця модель нового покоління карт ДДЗ стала основою багатьох побудов дисертанта.

1.2 Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу. Розробці цих питань присвячено ряд робіт [6, 8, 18, 42, 43, 46, 62, 65, 68, 84, 86, 87, 96, 100, 114, 127, 129, 133, 154, в тому числі за участю дисертанта 101] (рис. 1.4, дод. А, Б, а також див. дод. К, Д, Е, Л, рис. 1.12). На Пінб ДДА (враховуючи Ростовську область) розвинуті такі літолого-стратиграфічні комплекси : докембрійський, девонський (місцями), турнейський ( на південному сході), візейський ( у північно-західній і на заході центральної частини Пінб виявлені тільки верхньовізейські відклади), серпуховський, середньокам’яновугільний, верхньокам’яновугільний (нижньопермський розвинутий у Дніпровському грабені), тріасовий (неповсюдно), юрський (неповсюдно), крейдовий (не в повному обсязі), палеоген-неогеновий (з четвертинним).

Докембрій. У фундаменті ДДА виділяють два структурних поверхи : нижній (архейський), представлений гнейсами і амфіболітами, і верхній, складений залізисто-кремністими і сланцево-карбонатними відкладами нижнього протерозою

СИСТЕМА	ВІДДІЛ	ЯРУС	ІНДЕКС	СВІТА, ГОРИЗОНТ	ЛІТОЛО- ГІЧНА МОЛОНКА	ТОВЩИНА М	ФОРМАЦІЯ	Л І Т О Л О Г І Я	
АНТРОПОГЕНОВА І НЕОГЕНОВА СИСТЕМИ						30-130		ГЛИНИ, ПІСКИ, СУГЛИНКИ	
ПАЛЕОГЕНОВА	ПАЛЕОЦЕН		F <sub>3</sub>	ХАРКІВСЬКА		0-150	ПІЩАНО-ГЛИНИСТА	ГЛИНИ І ПІСКИ З ПРОШАРКАМИ ПІЩАНИКІВ	
				КИЇВСЬКА		20-40	КАРБОНАТНО-ГЛИНИСТА	МЕРГЕЛІ. У ВЕРХНІЙ ЧАСТИНІ ПЕРЕХОДЯТЬ В ГЛИНИ	
				БУЧАЦЬКА		50-100			
				КАНІВСЬКА		50-100	ГЛИНИСТО-ПІЩАНА	ПІСКИ З ПРОШАРКАМИ ПІЩАНИКІВ І ГЛИН	
			F <sub>1</sub>	СУМСЬКА		0-100			
КРЕЙДЯНА	ВЕРХНІЙ		K <sub>2</sub>	МААСТРИХТСЬКИЙ		0-250	МЕРГЕЛЬНО-КРЕЙДЯНА	КРЕЙДА БІЛА, ПИСАЛЬНА МЕРГЕЛІ СІРІ І ЗЕЛЕНУВАТО-СІРІ	
				КАМΠΑНСЬКИЙ		0-230			
				САНТОНСЬКИЙ		0-250			
				КОНЬЯК + ТУРОНСЬКИЙ		0-120			
				СЕНОМАНСЬКИЙ		0-160			
НИЖНІЙ		K <sub>1</sub>	АЛЬБСЬКИЙ + АПТСЬКИЙ		0-120	ГЛИНИСТО-ПІЩАНА	ПІСКИ І ПІСКОВИКИ З ВКЛЮЧЕННЯМИ ВУГЛИСТИХ УТВОРЕНЬ		
			ГОТЕРІВ-БАРЕМСЬКИЙ						
			ВАЛАНЖИНСЬКИЙ						
ЮРСЬКА	ВЕРХНІЙ		J <sub>3</sub>	ВОЛЖСЬКИЙ		0-270	КАРБОНАТНО-ГЛИНИСТА	КАРБОНАТНІ ГЛИНИ, ВАПНЯКИ ООЛІТОВАТІ, ПІСКУВАТІ, КРЕМНІСТІ	
				КІМЕРІДЖСЬКИЙ		0-180			
				ОКСФОРДСЬКИЙ		0-70			
				КЕЛОВЕЙСЬКИЙ		0-200			
				БАТСЬКИЙ		0-250			
СЕРЕДНІЙ		J <sub>2</sub>	БАЙОСЬКИЙ		0-30	ПІЩАНО-ГЛИНИСТА	ГЛИНИ, АЛЕВРОЛІТИ І ПІСКОВИКИ		
			ААЛЕНСЬКИЙ		0-30				
ТРИАСОВА	НИЖНІЙ		J <sub>1</sub>	ПРОТОПІВСЬКА		0-150	ПІЩАНО-ГЛИНИСТА	ГЛИНИ, СТРОКАТОКОЛЬОРОВІ, З РІДКИМИ ПРОШАРКАМИ АЛЕВРОЛІТІВ І ПІСКОВИКІВ	
				СЕРЕБРЯНСЬКА		0-350			
				КОРЕНЕВСЬКА		0-450			
				ШЕБЕЛІНСЬКА		0-450			
				ПЕРСАЖСЬКА			ГЛИНИСТО-ПІЩАНА	ПІСКИ І АЛЕВРОЛІТИ З ПРОШАРКАМИ ПІСКОВИКІВ, АЛЕВРОЛІТІВ І ГЛИН	
ПЕРМСЬКА	НИЖНІЙ		P <sub>1</sub>	САКМАРСЬКИЙ		0-600	СОЛЕНОСНА	КАМ'ЯНА І КАЛІЙНА СОЛІ, АНГІДРИТИ І ГІПСИ З ПРОШАРКАМИ ГЛИН, АЛЕВРОЛІТІВ, ПІСКОВИКІВ І ДОЛОМІТИЗОВАНИХ ВАПНЯКІВ	
				АСЕЛЬСЬКИЙ		0-700			
				МИКИТІВСЬКА		0-250			
				КАРТАМИСЬКА		0-1200			
КАМ'ЯНОВУГІЛЬНА	ВЕРХНІЙ		C <sub>3</sub>	ГЖЕЛЬСЬКИЙ		ДО 2000	ГЛИНИСТО-ПІЩАНА	СТРОКАТОКОЛЬОРОВА	ЧЕРГУВАННЯ АРГІЛІТІВ (ГЛИН), АЛЕВРОЛІТІВ, ПІСКОВИКІВ З ТОНКИМИ ПРОШАРКАМИ ВАПНЯКІВ І ВУГІЛЛЯ
				КАСИМОВСЬКИЙ					
	СЕРЕДНІЙ		C <sub>2m</sub>	МОСКОВСЬКИЙ		ДО 1000	ГЛИНИСТО-КАРБОНАТНА	ВУГЛЕНОСНА	ГЛИНИ (АРГІЛІТИ), ПІСКОВИКИ І АЛЕВРОЛІТИ З ПРОШАРКАМИ ВАПНЯКІВ І ВУГІЛЛЯ
				БАШКИРСЬКИЙ		ДО 1000			
				IV-III		ДО 400			
	НИЖНІЙ		C <sub>1d</sub>	СЕРПУХІВСЬКИЙ	VIII-V	ДО 1400	КАРБОНАТНА	ТО-ВУГЛЕНОСНА	ЧЕРГУВАННЯ АРГІЛІТІВ (ГЛИН), АЛЕВРОЛІТІВ, ПІСКОВИКІВ І ВАПНЯКІВ
				ВІЗЬСЬКИЙ	XI	ДО 1200			
			C <sub>1v</sub>	XII		ДО 500			
				XIII		ДО 400			
				XIV		ДО 500			
C <sub>1t</sub>			ТУРНЕЙСЬКИЙ	XV	ДО 500				
ДЕВОНСЬКА	ВЕРХНІЙ	ФРАНСЬКИЙ	D <sub>3</sub>	ДАНКОВО-ПЕБЕДЯНСЬКИЙ		400-2600	СОЛЕНОСНА	ЕФУЗИВНО-ТУФОГЕННА ТОВЩА ЧЕРГУВАННЯ, ПІСКОВИКІВ, АЛЕВРОЛІТІВ, АРГІЛІТІВ КАМ'ЯНА СІЛЬ	
				ЗАДОНСЬКО-СЛЕЦЬКИЙ		ДО 1600			
				СВЛАНОВСЬКО-ЛІВЕНСЬКИЙ		100-1800			
				ВОРОНІЗЬКИЙ		250-600			
				АПАТИРСЬКИЙ		100-900			
				СЕМІЛУЦЬКИЙ		25-380			
				САРГАЄВСЬКИЙ		20-150			
D <sub>2</sub>	КИНОВСЬКИЙ		20-40						
	ПАШИЙСЬКИЙ		20-60						
	СТАРОСКОЛЬСЬКИЙ		10-80						
D <sub>1</sub>	ЖИВЕТСЬКИЙ		50-80						
	БЕЙФЕЛЬСЬКИЙ		50-80						
ДОКЕМБРІЙ								ГРАНІТИ, ГНЕЙСИ І ЇХ АНАЛОГИ	

Рис. 1.4. Зведений розріз ДДЗ [104]

[16]. Ділянки розвитку порід різних серій відносяться до частин земної кори, які характеризуються різними умовами осадконакопичення і метаморфізму [80]. Такі ділянки можуть розглядатися як мегаблоки, обмежені глибинними розломами.

Це Подільсько-Брянський, Дніпровсько-Курський (Курсько-Середньодніпровський) і Приазовсько-Білогородсько-Розсошанський (Азово-Розсошанський) мегаблоки, з розділяючими їх міжмегаблоковими шовними зонами : Криворізько-Крупецькою (Криворізько-Кременчуцькою) і Оріхово-Харківською (Оріхово-Павлоградською) (див. рис. 1.18) [101]. Подільсько-Брянський мегаблок складений переважно гранулітовими комплексами. Для Дніпровсько-Курського мегаблоку характерний розвиток формацій граніт - зеленокам'яних поясів пізнього архею і теригенно-вулканогенних утворень, що займають положення у вигляді накладених западин раннього протерозою. Утворення амфіболіт-кристалосланцево-гнейсової формації (обоянська серія ВКМ) розвинуті в Дніпровсько-Курському мегаблоці, в тому числі на південному схилі ВКМ.

На схід від Оріхово-Харківської міжмегаблокової шовної зони (чи зони розломів) територія відповідає Приазовсько-Білогородсько-Розсошанському мегаблоку, який складений в основному гранітами і мігматитами ранньопротерозойського часу (атаманський комплекс). Тут розвинуті останці архейських гнейсів і мігматитів. Нижньопротерозойські суперкрустальні утворення представлені гнейсами і сланцями, залізистими кварцитами, залізними рудами.

Нами детально проаналізовано 200 свердловин, які розкрили породи фундаменту на Пнб (граніти, плагіограніти, гнейси, мігматити, ультрабазити, гранодіорити, metabазити, метапорфірити, кварцити, кристалічні сланці, амфібіоліти, серпентиніти, сієніти) [101]. Зверху вниз на Пнб у верхній частині фундаменту розрізняють : кори вивітрювання (площинні, лінійні, змішані), товщиною 0-80 м та незмінені процесами вивітрювання породи фундаменту з зонами розущільнень.

В площинній корі вивітрювання на Пнб зверху вниз виділяють [56, 79] :  
 - зону глинизації (каолінізації), яка є кінцевою стадією руйнування кристалічної основи. Глинисті породи, які при цьому утворилися, мають низькі значення опору, великі каверни, помітно високі показники  $\Delta T$  АК. За геофізичними критеріями

глинисті породи кори вивітрювання відрізняються від осадових. Для них характерна відсутність дрібної шаруватості, що в звичайних глинах (аргілітах) відображено помітним розчленуванням кривих опору. Найбільш низькі акустичні швидкості в цих глинах, на фоні вище – і нижче залягаючих відкладів виділяють їх великими значеннями  $\Delta T$ . На корі вивітрювання фундаменту безпосередньо залягає базальний пласт осадового чохла. Кора вивітрювання немає ніякого відношення до осадового чохла. Товщина зони на Пнб 0 – 14 м.

- **зона вилуговування.** Найбільш характерним є ступінчасте пониження справа наліво величини опору і НГК у порівнянні з зоною дезинтеграції і особливо незміненої частини, що є відображенням різних стадій руйнування. В цій зоні зберігаються окремі елементи структури щільної материнської породи, що на кривих БК, МБК відображено підвищеними показниками опору окремих малопотужних пластів на фоні низьких значень більш зруйнованих порід, різко збільшуються значення  $\Delta T$  АК, а сама крива має пилкоподібний характер. Кавернограма характеризується чергуванням каверн, діаметр яких близький до номінального. Підвищеними значеннями ГК відрізняються лише пласти, що зберігають ознаки щільної породи. Товщина зони на Пнб ДДА 0 – 26 м;

- **зона дезинтеграції.** Криві опору та НГК більш розчленовані. На кривій  $\Delta T$  АК спостерігається чергування різних значень, що відповідає чергуванню високошвидкісних ділянок щільної породи і ділянок порід з помітно меншою швидкістю, які зазнавали розуцільнення. На кривих БК і МБК відмічені пласти з різко зниженими значеннями величини опору, порушується “дах” опору. На кривій ГК з’являються ділянки більш низьких значень цього параметра, а на кавернограмі спостерігаються пласти, які характеризуються збільшеним діаметром чи глинистою коркою. Товщина зони на Пнб 2-46 м.

Незмінений процесами вивітрювання фундамент характеризується високими значеннями опору і значень НГК (нейтронний гамакаротаж), низькими значеннями  $\Delta T$  АК, що відповідає високій акустичній швидкості; значення БК і МБК, як правило, великі і, багаторазово перекриваючись, утворюють “дах” опору; показники ГК значно підвищені, кавернограма характеризується номінальним діаметром. Нижче

Кори вивітрювання в товщі незмінених вивітрюванням кристалічних порід фундаменту виділені зони тектонітів (розущільнення, подрібнення, неоднорідностей), які залягають на різних глибинах і утворюють ефект “шаруватого пирога”. Для них характерне зниження опору окремих пропластків, в результаті чого спостерігається чергування щільних і розущільнених порід; на кривій НГК на фоні високих значень вирізняються ділянки з меншими їх величинами, що відповідають тріщинним чи розущільненим зонам; криві  $\Delta T$  АК, БК, МБК за особливостями характеристики практично не відрізняються від подібних в зоні дизнтеграції кори вивітрювання; кавернограма має нестійкий характер, значно відхиляючись в бік каверноутворення.

Всі нафтогазопрояви прив’язані до виділених нами зон в породах фундаменту. Одержання нового потужного фонтану нафти на Гашинівській площі Пнб з кори вивітрювання фундаменту підтверджує вищенаведене розчленування і самостійність цього нового об’єкта пошуків нафти і газу в Україні.

Літолого-стратиграфічне вивчення відкладів фанерозою Пнб пов’язано з відносно невеликою кількістю робіт [6, 9, 11, 12, 30, 41, 56, 62, 69, 76, 79, 84, 87, 88, 97, 98, 123, 128, 129, 131, 133, 162, 170, а також 8,16,42,43,48, 52, 101] . В результаті проведення робіт, в тому числі наших [41, 42, 43, 50, 55, 61, 79, 98, 101, 131, 140], Одержані нові матеріали, формаційний і речовинний склад фанерозою, прив’язка сейсмічних горизонтів до стратиграфічної шкали наведені на рис. 1.4, дод К, рис.1.12 на інші. Територія Пнб зазнавала впливу тектонічних коливань, внаслідок чого утворились незгідності (перерви), як один з факторів, що обумовлював невідповідності між собою структурних планів (див.дод.А).

Виходячи з особливостей геологічної будови Пнб ДДА (див.рис.1.18, 1.19), у виділених нами блоках і СТЗ, на породах докембрійського фундаменту залягають різновікові породи . У Чернігівському блоці (по фундаменту) в СТЗ І.1.2 розповсюджені верхньовізейські відклади (серед останніх на Червоногірській і Березнянській (пашівсько-киновські глинисті пісковики) площах встановлено локальне розміщення верхньодевонських утворень). В СТЗ І.1.2 Менського блоку на фундаменті також залягають відклади верхнього візе і лише в св. Городищенська-

500 розкриті верхньодевонські відклади (підсольові ефузивно-теригенні породи і туфопісковики). В Конотопському блоці крім СТЗ І.1.2 виділено початок СТЗ І.1.3. (простягання усіх СТЗ з північного заходу на південний схід). На фундаменті незгідно залягають верхньовізейські відклади, а у межах локального Федотівського грабена поблизу Північного крайового порушення грабена на Турутинській(алатирські туфоаргіліти), Володимирській (алатирсько-аргіліто-алевролітові породи) та Галкінській (алатирські туфогенні аргіліто-алевролітові породи) площах – верхньодевонські. В Сумському блоці в СТЗ І.1.2. і І.1.3 на фундаменті – верхньовізейські відклади, а в св.Чернечинській-4 і Чупахівській-1 (карбонатизовані мігматити і сланці) верхньодевонські. В Харківському блоці поряд з СТЗ: І.1.2. і І.1.3 у південній частині Пнб з'являється СТЗ І.1.4 (починаючи з Щиглівської площі). В СТЗ І.1.4. на фундаменті незгідно залягають нижньовізейські відклади (поблизу грабена можливі і більш древні породи). На піднятих ділянках СТЗ: І.1.2.-І.1.4 на фундаменті розкриті верхньовізейські породи. У Вовчанському блоці залягання візейських порід таке ж саме, як і у Харківському. У Сватівсько-Троїцькому блоці в СТЗ І.1.4 на фундаменті розкриті нижньовізейські відклади, а в СТЗ: І.1.3. і І.1.2. – верхньовізейські. Більш складна будова Розсопанського блоку. Тут по Сватівському меридіані проходить західна межа Північного Донбасу. До лінії, яка проходить через Краснопопівську-Краснорічинську площі в СТЗ І.1.4 на фундаменті розкриті нижньовізейські відклади. В локальних піднятих ділянках тут в СТЗ: І.1.2 – І.1.4 на фундаменті розкриті верхньовізейські відклади. На схід від Сватівського меридіану проходить західна межа залягання турнейських відкладів незгідно на породах фундаменту. У східній частині Розсопанського блоку розвинута товща турнейсько-нижньовізейського віку, як і в Біловодсько-Міллеровському блоці. В СТЗ: І.1.2.-І.1.5 цих блоків на фундаменті можуть залягати незгідно і візейські відклади.

Таким чином, в регіональному плані на Пнб у межах Брянського мегаблоку (див.рис.1.18) на породах фундаменту незгідно в усіх СТЗ ( до ізогіпси мінус 1000 м по поверхні фундаменту) залягають верхньовізейські відклади. В Курському мегаблоці у межах Пнб в СТЗ І.1.4 з'являються залягаючі незгідно на фундаменті

нижньовізейські відклади. На північний схід у бік ВА в СТЗ: I.1.2. і I.1.3. на фундаменті розкриті верхньовізейські породи. Але і в СТЗ I.1.4 локально з'являються ділянки, де на фундаменті розкриті верхньовізейські відклади. У Білогородсько-Розсошанському мегаблоці Пнб по Сватівському меридіані на схід з'являються залягаючі на фундаменті незгідно турнейські відклади. В цій частині борту є також локальні ділянки залягання на фундаменті незгідно різних горизонтів візейського ярусу [56].

Девон. Вивченню будови, речовинного складу і нафтогазоносності його присвячена значна кількість робіт [8, 16, 24, 30, 33, 40, 42, 43, 45, 46, 51, 57, 62, 69, 75, 77, 86-88, 100, 101, 104, 131, 136, 153, 154, 161, 168]. Розповсюдження девонських відкладів, лотужністю від 0 до 300 м на Пнб локальне і приведене раніше [51]. Карбон. Кам'яновугільні відклади найбільш розповсюджені в ДДА (пісковики, алевроліти, глинисті і карбонатні породи з прошарками вуглів). Аналіз структурно-тектонічної карти ДДЗ масштабу 1 : 200 000 [140, співавтором якої був дисертант, показав наступне [51, 57, 140]. Цей комплекс відповідає основному етапу розвитку ДДЗ [57]. Товщини карбону закономірно збільшуються від бортів до осі ДДЗ та з північного заходу на південний схід (див. дод. Б). Товщина у Донбасі менше 12 км. По надфундаментних осадочних відкладах визначена вісь максимального прогину ДДЗ, з якою співпадають максимальні товщини карбону і місцями девону (див. рис. 1.18). Найважливішою особливістю відкладів нижнього карбону на Пнб ДДА є регіональне розповсюдження товщ, в яких встановлені продуктивні горизонти. В північно-західній частині Пнб – це верхньовізейська і серпуховська товщі, в центральній – візейська і серпуховська, на південному сході – турнейсько-візейсько-серпуховська товща. Тому, незважаючи на малі глибини залягання можливих продуктивних горизонтів в нижньому карбоні, при встановленій дислокованості чохла і наявності антиклінальних і, головне, неантиклінальних і нетрадиційних пасток – Пнб важливий об'єкт пошуків ВВ в ДДА. Узагальнення сейсмічних матеріалів по відкладах карбону ДДЗ і Донбасу свідчать про утворення їх в єдиному тектоно-седиментаційному басейні і типово платформний характер. Область максимального прогину припадала на південний схід ДДЗ і центральну частину

Донбасу [57]. Виділити між м.м.Красноград і Артемівськ зону зчленування (поперечну структуру М.В.Чирвінської) ДДЗ і ДСС неможливо. В ранньопермську епоху була порушена синхронність дніпровського і донецького секторів ДДА і останній був втягнутий в інверсійні рухи. Інша частина – ДДЗ продовжувала занурюватись з накопиченням спочатку нижньопермських лагунних відкладів, а потім тріасових порід (моласовидного типу). З південного сходу на північний захід ДДА встановлена зміна від морських карбонатних і карбонатно-аргілітових товщ (Донбас) до теригенних прибережно-морських, лагунних і строкатоколірних континентальних. На місці рифейського грабена В.Б.Соллогуба, М.І.Бородуліна за сеймостратиграфічними профілями в надфундаментній осадовій товщі фіксуються лише девонські і кам'яновугільні відклади.

Турнейський ярус ( XVa м.ф.г. і XV м.ф.г. [104] ) представлений в ДДА породами піщано-глинистої строкатоколірної формації, яка частково переходить в карбонатну (турнейсько-візейського віку). Просторове розміщення турнейських відкладів на південному сході ВА і Пнб показує, що їх товщина 0 – 80 м. Західна межа зникнення порід турнейського ярусу проходить через м.м. Валуйки-Троїцьке-Сватове ( див. рис 1.15, дод. Д, Е). На Городищенській площі (див. рис. 1.15) вони представлені брекчією, яка залягає на фундаменті, а вище перешаруванням теригенних і карбонатних порід товщиною 45 м. В свердловинах м.м. Кантемирівка, Розсош – це вапняки, які місцями чергуються з глинами і пісковиками. В св. Валуйській - 1, Лобачівській – 21, Ольхівській – 4, Муратівській – 6 – це вапняки. З наближенням до ДСС в св. Кримській – 1 розкриті аргіліти. Карбонатна формація турнейсько-візейського віку розвинута у Північному Донбасі на Пнб ДДА. На межі ВА і Пнб розріз від турнейського ярусу до нижньої частини башкирського ярусу суцільно карбонатний. У складі нижнього карбону Північного Донбасу два комплекси : теригенно-карбонатний поблизу ДСС (до 1600 м) і карбонатний - на північ. Зона можливого розвитку бортових (бар'єрних) рифогенних і ангідритових фацій простежується по лінії Красноріцька – Путилінська – Вергунська – Патронівська – Міллеровська площі та Рубіжна – Юрасівська (див. 4.4). Карбонатна



товща нижнього і низів середнього карбону в Ростовській області має товщину від 400 м (Казанська – Чернишевська) до 765 м (поблизу Дячкіно) (див. рис. 1.12, 1.17).

Візейський ярус складається з під'ярусів : нижньовізейського ( XIV і XIII м.ф.г.) та верхньовізейського ( XIIa, XII, XI м.ф.г.). В нижній частині ярусу простежені відклади карбонатної формації (турнейсько-візейського віку) і по всьому розрізу ДДА породи піщано-глинисто-вугленосної формації. На Пнб зони послідовно виклинюються у бік ВКМ. Товщина візейського комплексу на Пнб 450 м в найбільш занурених місцях і 150 м в піднятих частинах (див. рис. 2.4, дод. Д, Е). У поздовжньому напрямку з північного заходу на південний схід Пнб загальна товщина від 250 до 450 м. Найбільш опіщанені відклади в центральній частині Пнб. Карбонатизація (до 70%) зростає на південний схід. Встановлена рівномірність в осадконакопиченні на Пнб з північного заходу на південний схід та з півдня на північ. На північному заході товщина верхньовізейських відкладів Пнб з заходу на схід 130 – 200 м, з півдня на північ 200 до 100 м . На південному сході Пнб у візейському ярусі виділено теригенно-карбонатну і карбонатну товщі. Перша – нижньовізейська, складена внизу вапняками з прошарками аргілітів, уверху переважно кремнистими пісковиками з прошарками вапняків і аргілітів. Верхньовізейський комплекс має повсюдний розвиток на Пнб ДДА. В ньому виділяють дві товщі : нижню – карбонатно-піщано-аргілітову і верхню – аргіліто-алевролітову. На південний схід Пнб збільшується карбонатизація і глинизація розрізу, особливо зі збільшенням глибин. Потужність нижньої товщі до 300 м в найбільш зануреній і до 100 м у піднятій частинах Пнб. Товщина верхньої товщі в центральній частині борту 100 м. Верхньовізейські відклади у Донбасі складені алевролітами, сланцями, пісковиками, вапняками, вугіллям, потужністю до 200 м.

Осадконакопичення візейського комплексу свідчить про значне регіональне занурення території Пнб з загальним нахилом її у південно-східному напрямку з проявом розломно-блокової тектоніки, що створювало умови для зонального розвитку порід-колекторів і формування надійних нетрадиційних пасток ВВ.

Серпуховський ярус залягає незгідно і тільки на верхньовізейських породах. Нижньосерпуховські відклади ( X-IX м.ф.г.) мають в ДДЗ товщину 20 – 50 м на

північному заході і до 1500 м на південному сході. Верхньосерпуховський під'ярус (VIII-V м.ф.г.) трансгресивно залягає на нижньосерпуховських і верхньовізейських відкладах. В серпуховському ярусі Пнб виділяють три товщі : нижню (нижньосерпуховська) аргілітову з прошарками ущільнених пісковиків, потужністю до 460 м; середню (нижня частина верхньосерпуховських відкладів) з розвитком пісковиків (60% від загальної товщини), потужністю на Пнб до 230 м; верхню (піщано-глинисту, глинисто-карбонатну, карбонатно-глинисту), потужністю до 350 м. На південному сході верхня товща карбонатизована з утворенням в склепінних частинах окремих локальних піднять вапнякових тіл (товщиною 200 – 300 м, при загальній до 350 м) (див. рис. 4.4).

В Донбасі серпуховські відклади представлені глинистими і глинисто-піщаними породами з прошарками вапняків і вугілля. Потужність серпуховських відкладів на Сентянівській площі 500 м.

Середньокам'яновугільний комплекс (до 2500 м) з незгідністю залягає на серпуховських відкладах. Він складає 30 – 70% розрізу чохла Пнб і представлений двома формаціями : нижньою – нижньобашкирською теригенно-карбонатною, лагунно-морською і верхньою – верхньобашкирсько-московською теригенною строкатоколірно-вугленосною. В нижній формації на Пнб переважають вапняки і доломіти. Башкирські відклади складені нижньою - карбонатно-аргілітовою і верхньою – піщано-аргілітовою товщею. Потужності на північному заході Пнб 360 – 550 м, на південному сході 670 – 1600 м.

До московського ярусу відносяться світи  $C_2^5$ ,  $C_2^6$ ,  $C_2^7$  та нижня частина світи  $C_3^1$ . Це переважно теригенні відклади, які ритмічно перешаровуються малопотужними прошарками вугілля і вапняків. В нижній частині збільшується кількість пісковиків. В ярусі виділяють дві товщі : нижню – істотно-карбонатну субконтинентального походження з прошарками карбонатних порід і верхню – типово морську [65]. Потужність наростає на південний схід. Тут товщина 650 – 950 м (пісковиків 80 – 230 м). В центральній частині Пнб товщина 400 – 450 м, з півдня на північ вона змінюється з 450 до 260 м. У межах Ростовської обл. у складі ярусу виділені верейський, каширський, подольський і м'ягківський горизонти. Середній

карбон Північної зони дрібної складчастості і насувів Донбасу відкладався в умовах занурення і представлений мілководними піщано-глинистими породами з прошарками вугілля, які чергуються з більш глибоководними карбонатними і карбонатно-глинистими породами. Зональна товщина 3 – 5 тис. м чи більше.

Верхньокам'яновугільні відклади складені на Пнб аргіліто-піщаними відкладами з окремими прошарками вапняків. Товщина у центральній частині Пнб 700 – 900 м, з середньою піщаністю 20%. На решті борту товщини 60 – 250 м з переважним розвитком в розрізі глинистих порід. На північний захід Пнб відклади верхнього карбону зменшується в товщині і представлені піщано-глинистою строкатоколірною товщею (пісковики, алевроліти з прошарками вапняків). У Північній зоні дрібної складчастості і насувів Донбасу відклади  $C_3$  збереглися від розмиву місцями в занурених синкліналях (300 м товща червоноколірних теригенних порід). Область максимального прогину в кінці пізнього карбону – початку ранньої пермі перемістилися у північно-західному напрямку, що фіксує початок інверсії в Донбасі, яка роз'єднала до цього єдиний седиментаційний прогин на два тектонічних елемента ДДЗ і ДСС.

В роботі [8] вказано, що на Пнб пермські відклади відсутні. Область розповсюдження нижньопермських відкладів не виходить за межі Дніпровського грабена [69]. Тріасові відклади виповнюють всю ДДЗ. На Пнб ДДА в районі Наріжнрянсько-Коробочкинської площі тріас представлений трьома товщами : верхньою – піщано-глинистою, середньою піщаною і верхньою – піщано-глинистою. Товщина комплексу з півдня на північ від 545 до 195 м (на відстані 30 км). З заходу на схід потужність зменшується з 450 м (на північному заході) до 50 м (Бурчацька площа). З півдня на північ на південному сході Пнб товщина тріасу від 160 до 0 м. В Ростовській обл. на Пнб строкатоколірний тріас різко незгідно залягає на палеозойських відкладах. Максимальні товщини тріасу до 600 м поблизу північного обмеження Донбасу. В крайній північній частині Північної зони дрібної складчастості і насувів ДСС кам'яновугільні відклади незгідно перекриті континентальними теригенними породами тріасу. На Пнб юрсько-карбонатний теригенний комплекс на північному заході з півдня на північ зменшується з 340 м до

240 м. В центральній частині товщина зменшується з 530 м до 395 м. У межах Донбасу вони відсутні. Крейдові відклади входять до складу глинисто-піщаної формації (нижня крейда), товщиною 0 – 120 м і мергельно-крейдяної (верхньої крейди), товщиною 0 – 1010 м. Вище мезозойського комплексу з розмивом залягають відклади палеоген-неогенового комплексу. Це в основному піщано-глинисті утворення. Товщина на північному заході зменшується з півдня на північ з 290 м до 35 м (м. Суми). На південному сході товщина комплексу від 70 м до 20 м. Неогенові і антропогенові відклади входять до піщано-глинистої формації [104] товщиною 30 – 130 м.

Складний характер розповсюдження літолого-стратиграфічних комплексів осадочного чохла Пнб, пов'язаний з розломно-блоковою тектонікою при максимальному її прояві у процесі накопичення серпуховських і башкирських відкладів, яка в цілому обумовила зональність розвитку пластів-колекторів та речовинний склад розрізу. Аналіз зміни товщин усіх комплексів свідчить про те, що починаючи з пізньовізейського часу і до палеогенового включно, осадконакопичення супроводжувалося загальним пониженням значної частини дослідженої території Пнб і досить значним проявом локального тектогенезу. На протязі всього періоду розвитку Пнб особливо велика аномальність відмічається в накопиченні відкладів середнього карбону в південно-східній його частині з різким зануренням даної території. З кінця пізньокам'яновугільного часу занурення змінилося на значне і протяжне підняття, яке було виражене у скороченні розрізу верхнього карбону та у повній відсутності пермсько-тріасового і юрського комплексів на значній південно-східній частині Пнб ДДА. На Північному борту ДДА в докембрійському комплексі встановлені породи з високими ф.є.в. : кори вивітрювання і зони розущільнення.

1.3. Тектоніка і районування. Розглянувши в підрозділах 1.1 і 1.2 особливості будови та розріз осадочного чохла і верхньої частини фундаменту, розкритих свердловинами на Пнб, зупинимося на структурно-тектонічному районуванні території, яка досліджується [5, 8, 9, 11, 14 – 16, 19, 21 – 24, 26, 28, 33, 38, 40, 43, 45,

51, 55, 59, 64, 72, 73, 85, 88, 90, 93, 97, 103, 106, 116, 120 – 123, 128, 134, 137 – 140, 142, 150, 161 – 163, 166, 170, 174 та інші.<sup>1]</sup> (див. рис. 1.2, 1.3, дод. Б).

В 1977 р. [69] будова Пнб уявлялась досить простою з моноклінальним заляганням поверхні фундаменту і порівняно малопотужною осадовою товщею з рядом перерв у ній. Кути падіння (градієнт падіння) поверхні фундаменту від 1 - 2° на півночі до 5 - 7° біля Північного крайового порушення. Розривні порушення утворюють на борту ступінчасті блоки (моноклінальні ступені у бік грабена). Амплітуда Північного крайового порушення у межах виступів незначна, у межах западин (в грабені) досягає 2 – 4 км. Північна крайова (прибортова) частина грабена характеризується чергуванням западин і незначних виступів. Південно-східним продовженням Північної крайової зони грабена є поховані під мезозойсько-кайнозойськими відкладами північні окраїни Донбасу на ділянці між Північно-Донецьким насувом і Красноріцьким скидом [69] в зоні Красноріцьких скидів.

Найбільш яскравим прикладом неоднозначної інтерпретації окремих структурних елементів або зон розломів є саме зона Красноріцьких скидів. В роботі [147] зона віднесена до ДСС, в [122] - це північна зона крайових брахіантиклінальних піднять Донбасу. В [149] ця зона – перехідна між ВКМ і Донбасом, а зона дрібної складчастості включалася до ДСС, в [135] - зона Красноріцького скиду – “крейдяний канал”, в [128] зона Красноріцького скиду (північне плече авлакогену) – ділянка Пнб ДДА, а зона дрібної складчастості відповідає північній прибортовій частині грабена. В роботі [43 (рис. 47)] зона Красноріцького скиду (Ольхівсько-Борівська зона нафтогазонакопичення) віднесена до ДСС (зона розташована між Північно-Донецьким насувом і Красноріцьким скидом). На думку В.О.Разніцина, 1976 [128] структури зони Красноріцького скиду не схожі з структурами Донбасу – вони пологі, прості і формувались конседиментаційно до основної складчастості Донбасу.

Тільки нові геолого-геофізичні дослідження останніх років, в тому числі наші

<sup>1</sup>Примітка: слід відзначити роботу “Атлас родовищ нафти і газу України” / Арсирій Ю.О., Лазарук Я.Г., Федішин В.О., та інш. Наук. кер. Гавриленко М.М., Бабій Б.А., Іванюта М.М. - Львів: Держкомгеології України, УНГА, 1995.-930 с. (Звіт). (Атлас ..., 1995).

[51, 52, 57, 73, 101, 140], дали можливість встановити фактичне місце Красноріцького скиду і зони Красноріцьких скидів. Ця зона однозначно віднесена до Пнб ДДА і південною її границею є Північно-Донецько-Кримсько-Слов'яносербсько-Глибокинський насув алохтону ДСС. По автохтону Пнб продовжується тут далі на південь.

В роботі [69] стверджується, що на південному сході Дніпровський грабен переходить в ДСС. По палеозойських відкладах цей перехід поступовий, тому недоцільно виділяти між грабеном і ДСС “зону зчленування”, оскільки вони є складовими ланками єдиної геоструктури – авлакогену.

Вивчаючи проблему нафтогазоносності кристалічних порід фундаменту ДДЗ колектив під керівництвом В.Б.Порфір'єва в 1975 р. визнав важливою приуроченість родовищ ВВ до зон глибинних розломів північно-західного (поздовжнього) і субмеридіонального (поперечного) простягань чи їх перетинів [40 (рис. 50, 51)]. ДДЗ утворилася в склепінні Сарматського палеощита з неоднорідною земною корою. Потовщення земної кори відповідали ранньопротерозойським геосинклінальним областям, потоншення – протоплатформним масивам. Перші супроводжуються чи обмежуються глибинними розломами, шириною 20 – 30 км. “Глибинні розломи знаходять своє відображення в осадочній товщі у вигляді розривів, флексур і ланцюжків антиклінальних складок” [40 (стор. 187)]. До них відноситься і зона Північного крайового порушення ДДА (рис. 1.5 – 1.13).

На Пнб відобразилась розломно-блокова тектоніка утворення рифту у склепінні Сарматського щита, а також і властива останньому (поздовжні і поперечні структурні елементи, поділ щита на мегаблоки і блоки, виділення СТЗ, різна інтенсивність тріщинуватості, роздроблення та інше) Саме тому, вивчаючи Пнб ми віддали належне обом типам зональності : більш ранній поперечній і молодшій – північно-західній.

Середньомасштабна карта 1996 р.[140], співавтором якої був дисертант, представляла структурно-тектонічну модель ДДЗ (див.рис.1.2. і 1.3.), яка суттєво уточнила глибинну будову западини і, зокрема, слабовивчених бортових територій (С.Дворянин , 1997 р.). Карта привернула увагу до проблеми освоєння НГПО і

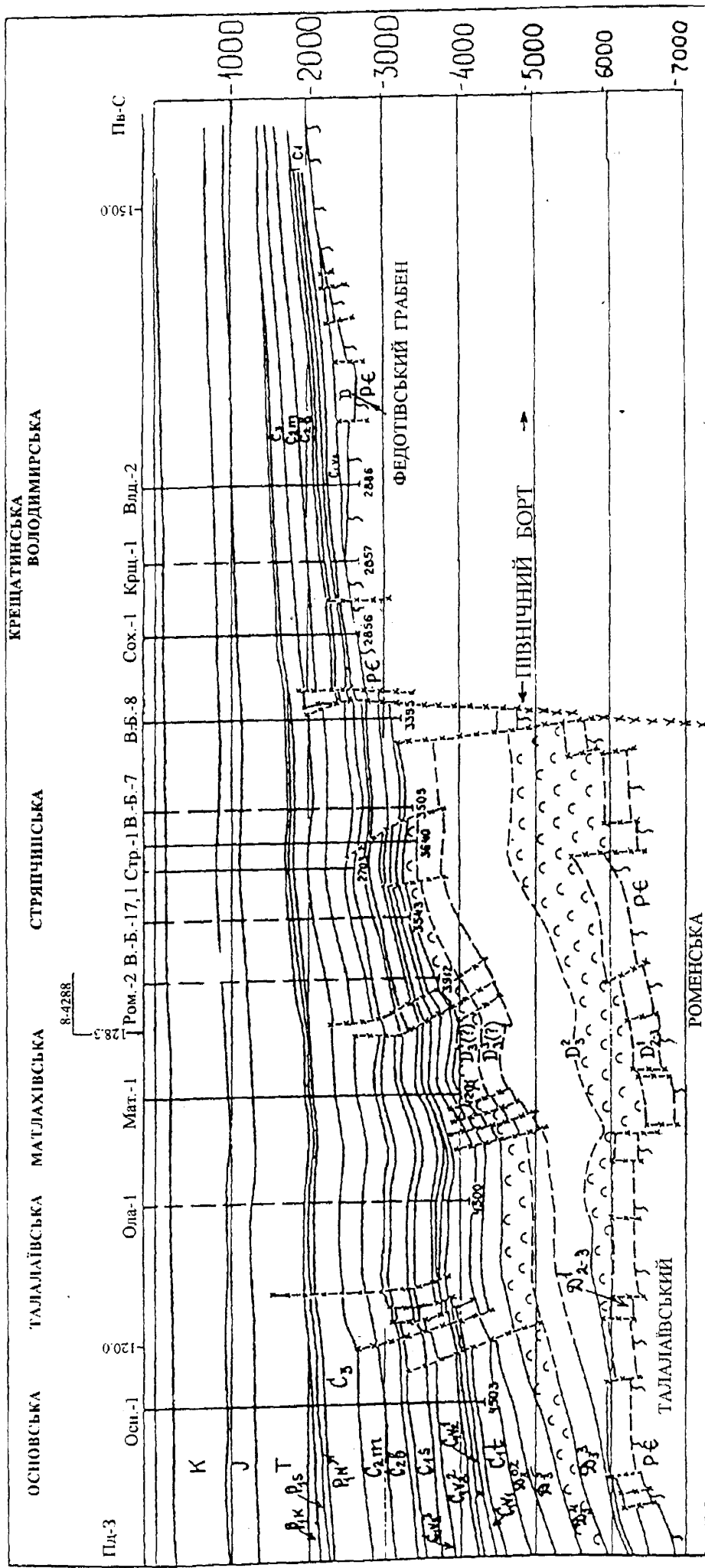


Рис 1.5. Викопировка сейсмостратиграфічного розрізу РП МСГТ Пирятин-Талалаївка (ПК 116,0-153,0) за Березицьким В.В., Сирачуком Є.М., 1993. Скорочення назв свердловин: Осн.- Основська, Ола.- Олавська, Мат.- Матлахівська, Ром.- Ромненська, В.-Б.- Великобубнівська, Стр.- Стряпчійська, Сох.- Соханівська, Крщ.- Крещатинська, Влд.- Володимирівська. На рис 1.2. номер профілю VII. Північне крайове порушення.

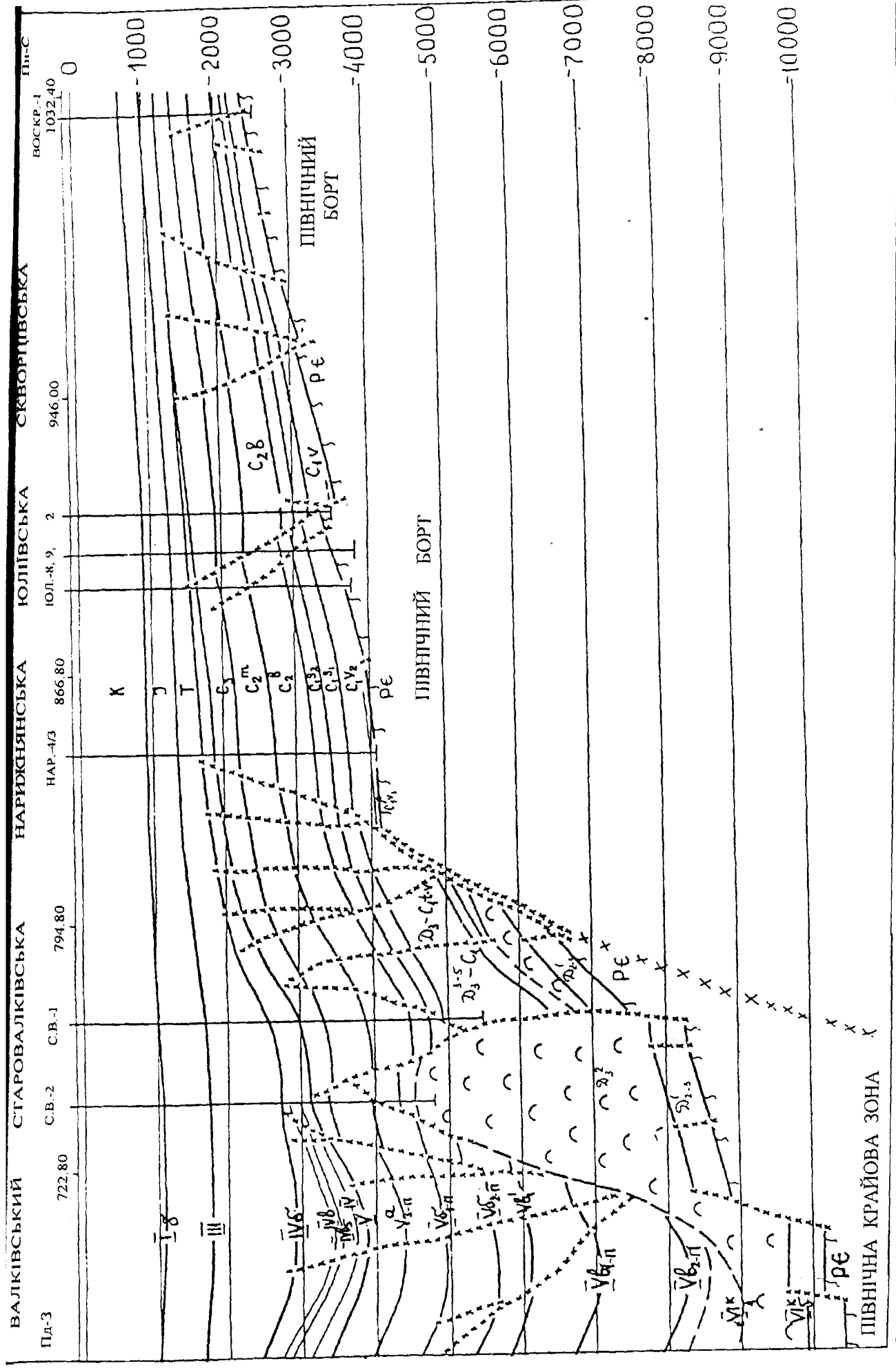


Рис. 1.6. Викопіровка сейсмостратиграфічного розрізу РП МСГТ Перещіпінно-Валки (ЛК 700 - 1032)(Турчаненко М.Г., Цюха О.Г., 1992). Скорочення назв: С.В. - Староваляківська, Нар. - Наріжчянська, Юл. - Юлівська, Воскр. - Воскреснівська. На рис. 1.2. номер профілю XVI. Північне крайове порушення за В.В. Гладуном.



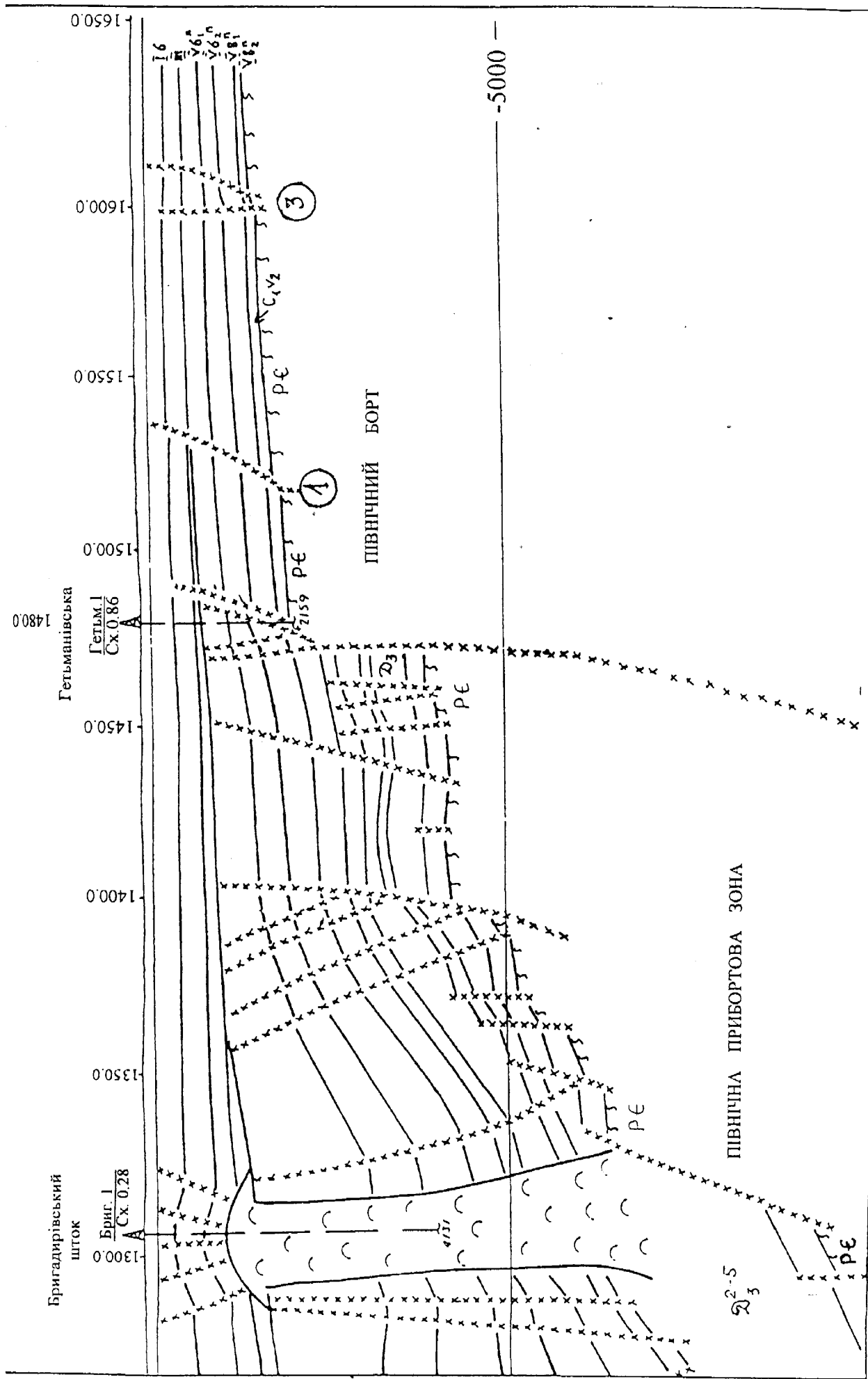


Рис.1.7. Глибинний розріз по РП МСГГ Мечбилово - Бригадирівка (Ю.О. Гладченко, В.В.Гладун, 1997). Розшифровка типів пасток (цифри в кружках) наведена на рис.2.3.

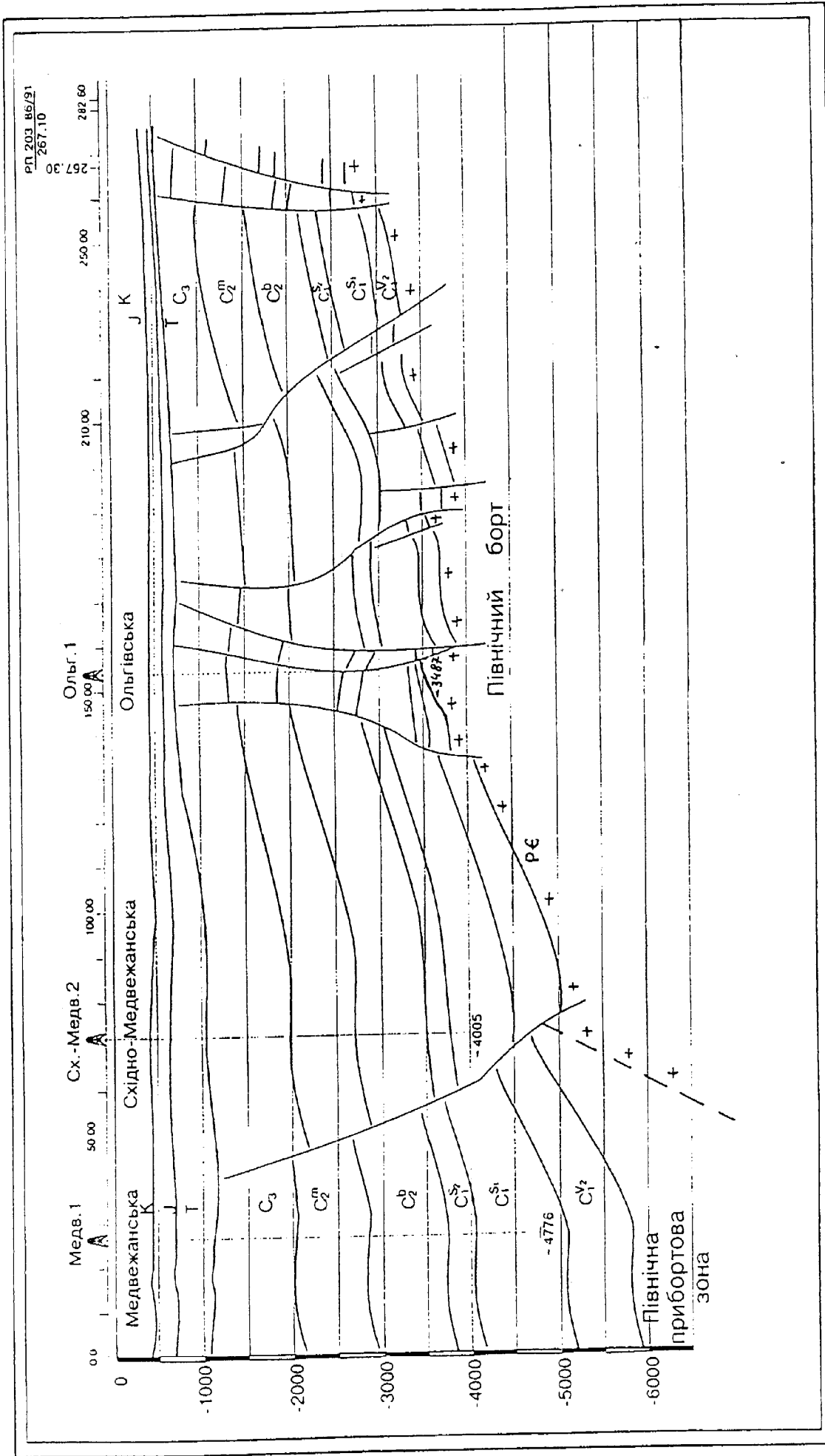


Рис. 1.8. Глибинний розріз РП МСГТ 214 (86-91) по лінії Медвежанська-Ольгівська (С.М.Стовба, В.В.Гладун та ін., 1998)

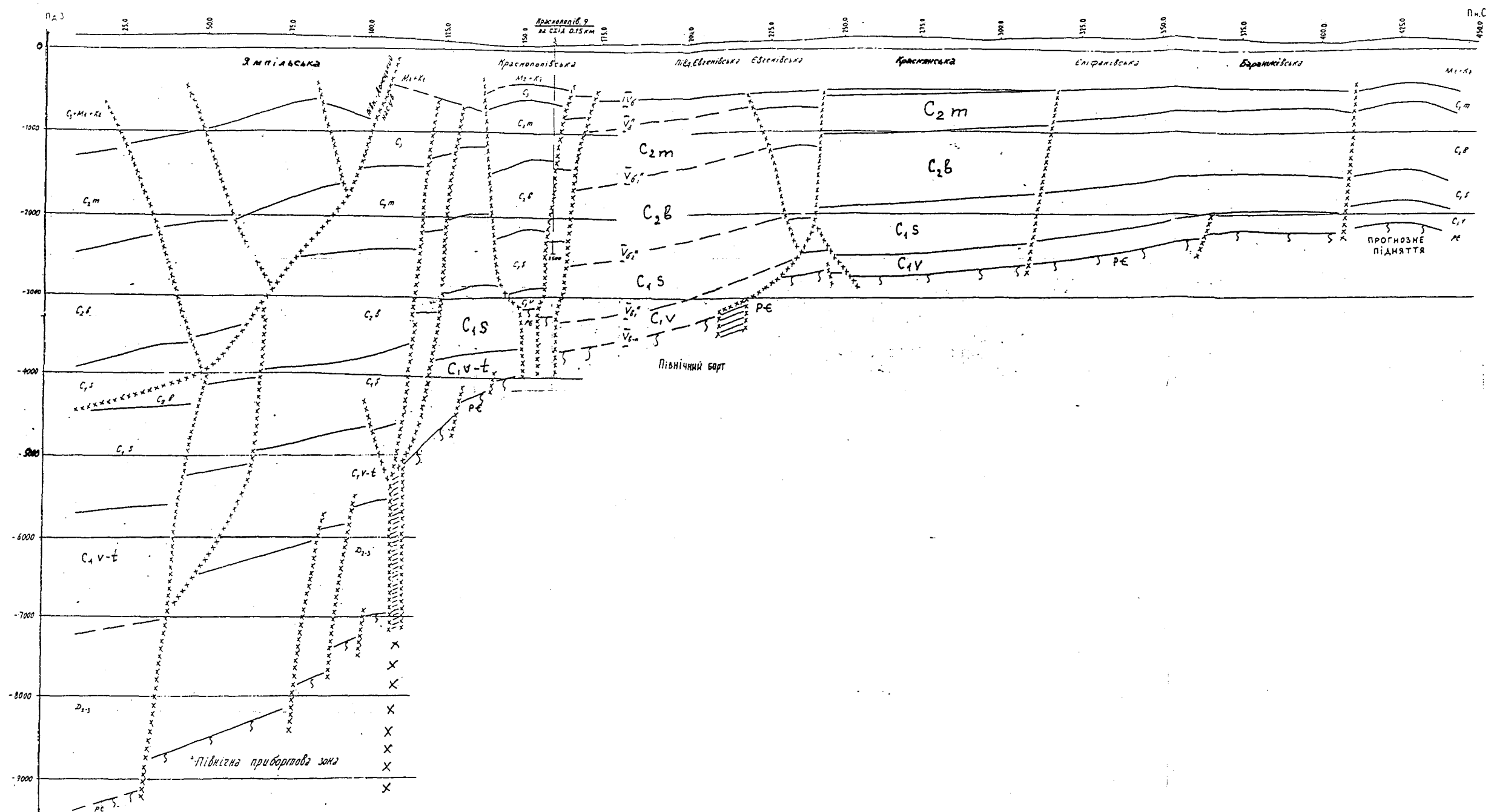


Рис. 1.9. Глибинний розріз по зональному профілю МСГТ І 24 94 90 за Гладченком Ю.О., 1997, з уточненнями Гладуна В.В., 1998

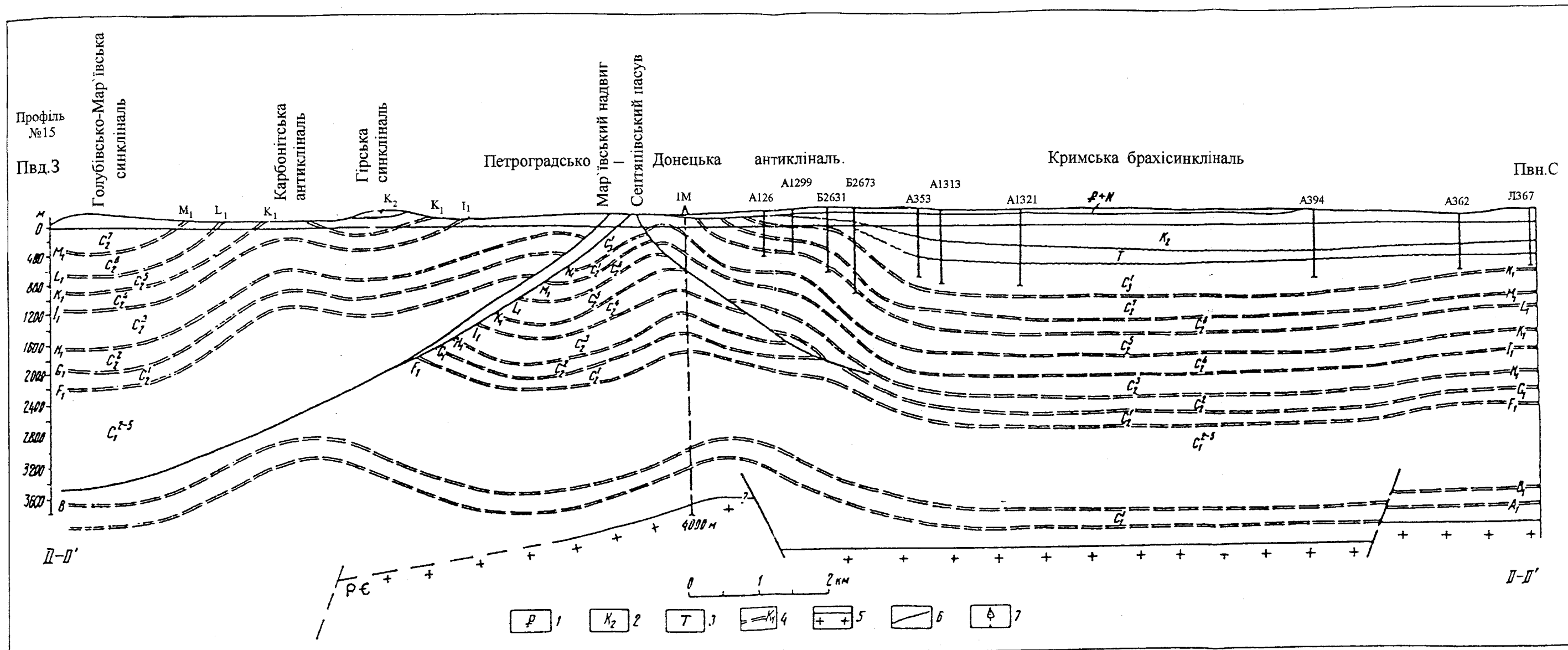
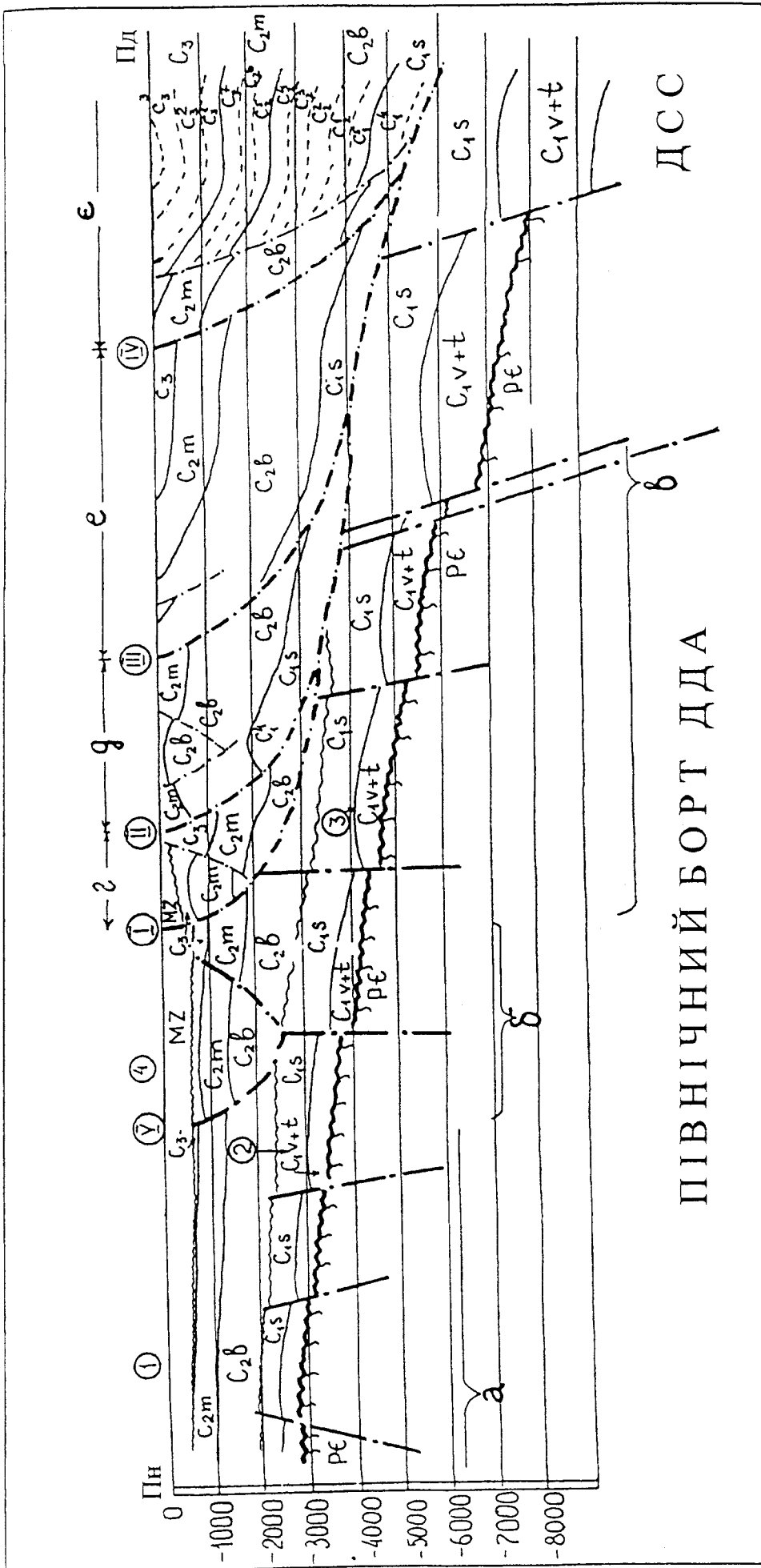


Рис.1.10. Геологічний профіль 15 через Північну зону дрібної складчастості Донбасу [128]: 1 - палеоген, 2 - верхня крейда, 3 - триас, 4 - вапняки на границях світ карбону, 5 - передбачуване положення фундаменту, 6 - розломи, 7 - передбачувані параметричні свердловини [128]. Краматорська пошукова свердловина запропонована Е.В.Абражевичем.



## ПІВНІЧНИЙ БОРТ ДДА

Рис. 1.1. Поперечний геологічний розріз Північного Донбасу [73] з доповненнями і інтерпретацією В.В.Гладуна, 1998/згідно рис.1.18 Підзони Північного борту ДДА/ по нижньому карбону і кристалічному докембрійському фундаменту: а - підзона малоамплітудних брахіангіклиналей, б - підзона Красноріцьких скидів і алохтонних та автохтонних брахіангіклиналей, в - підзона піднасувних брахіангіклиналей, г - Кримсько - Слов'янська підзона, д - Північно - Донецька підзона, е - Мар'ївська підзона, ж - Алмазна підзона. Складки (в кружальках): 1 - Смоляннівська, 2 - Метелкінівська, 3 - Донецька піднасувна, 4 - Борівська. Насуви (в кружальках): 1 - Кримсько - Слов'янсько-сербська, 2 - Північно - Донецький, 3 - Алмазний. Скид: V - Красноріцький. Скорочення: ДДА - Дніпровсько - Донецький авлакоген, ДДС - Донецька складчаста сноруда.

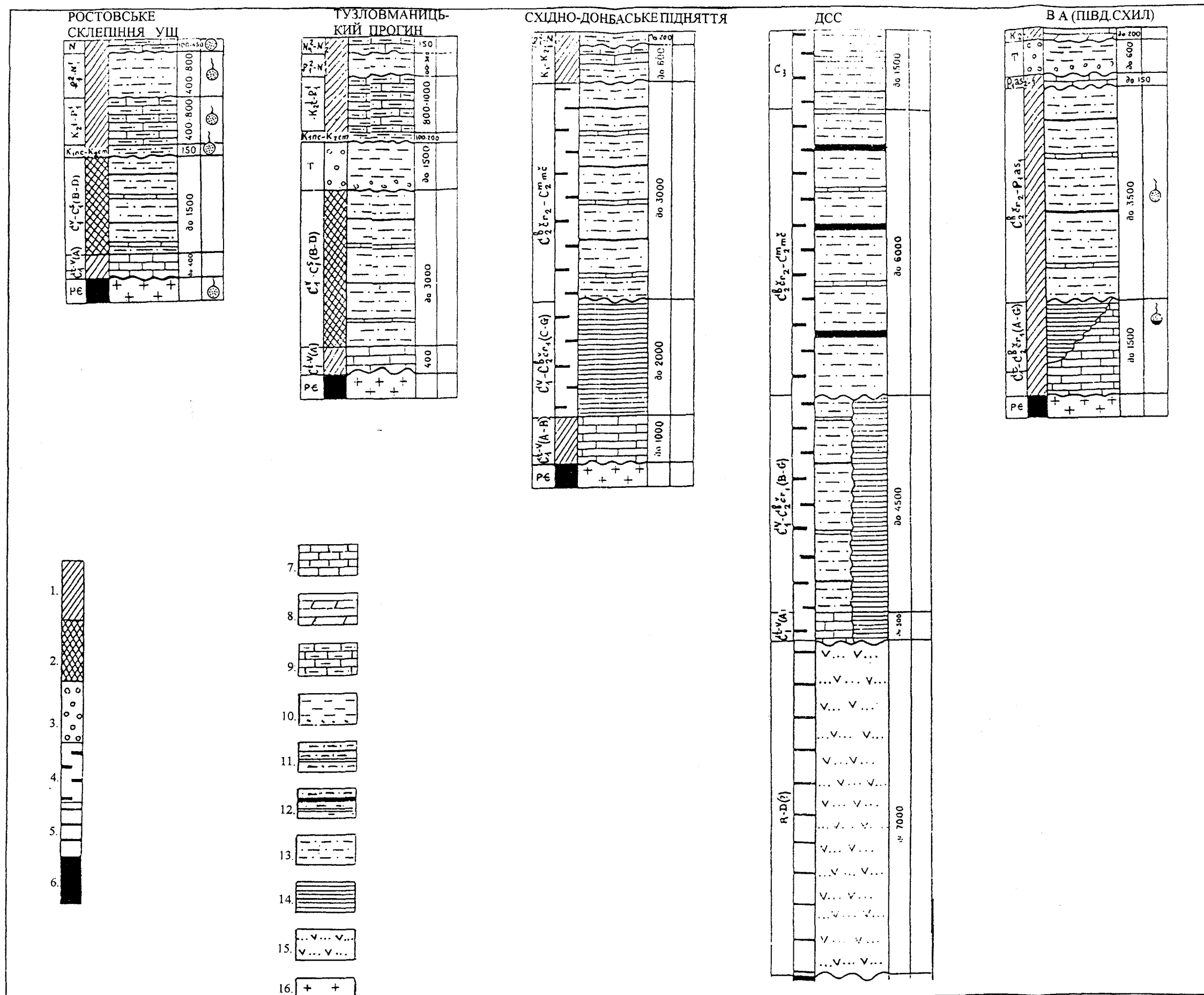


Рис.1.12. Основні типи вертикальних формаційних рядів Ростовської області за С.П.Вальбе, А.П.Муравйовим, М.П.Терешенком, 1986 [130]. Типи тектонічних режимів: 1 - платформний і субплатформний, 2 - середнього масиву, 3 - орогенний, 4 - міогесинклінальний, 5 - внутрішньоконтинентального рифта, 6 - евгесинклінальний; формації: 7 - карбонатно - мілководно - морська, 8 - мергельно - крейдяна мілководно - морська, 9 - піщано - глинисто - карбонатна, переважно прибережно - морська, 10 - строкатоколірна моласоїдна, переважно континентальна, 11 - теригенна субвугленосна, переважно прибережно - морська, 12 - теригенна вугленосна, переважно прибережно - морська, 13 - піщано - глиниста сіроколірна, переважно прибережно - морська (частково морська), 14 - глиниста сіроколірна морська, можливо частково глибоководна, 15 - ефузивно - осадова, переважно континентальна, 16 - формації докембрійського фундаменту.

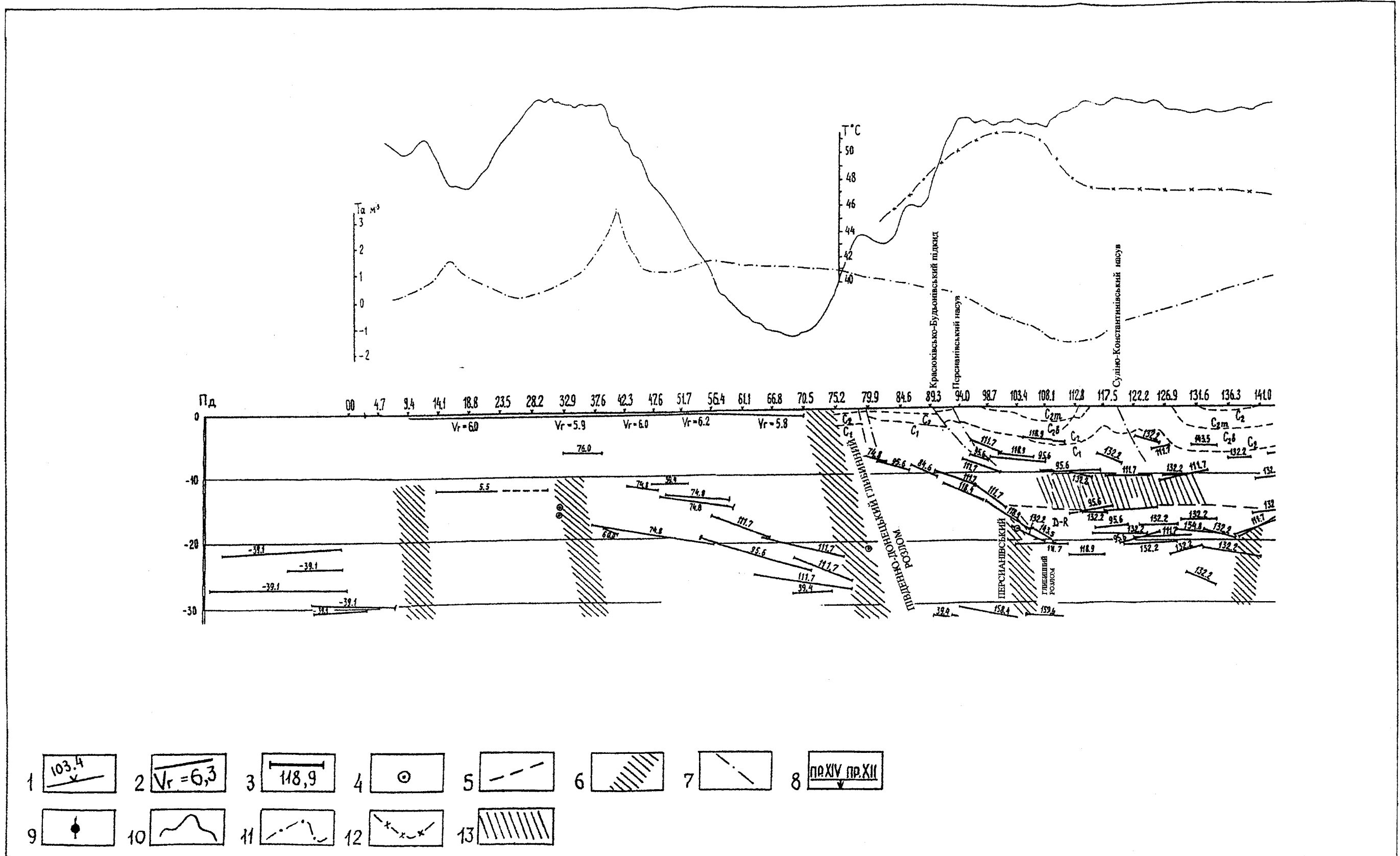


Рис. 1.13. Вкопіровка в сейсмозріз ГСЗ - КМЗХ по профілю XIV Батайськ - Мілутинська ("Південьгеологія", 1973): 1 - пікети профілю; 2 - заломлені границі і граничні швидкості, км/сек; 3 - відбиваючі границі і номери пунктів вибуху; 4 - точки дифракції; 5 - стратиграфічні границі за геологічними даними; 6 - глибинні розломи за даними ГСЗ; 7 - розривні порушення за геологічними даними; 8 - перетини з субширотним профілем XII, номери пікетів; глибина на субширотному профілі XII; 9 - поверхні фундаменту; 10 - крива  $\Delta d$ ; 11 - крива  $\Delta T_a$ ; 12 - крива температур на рівні 1500 м; 13 - шар з пониженою швидкістю.





нафтогазоносних комплексів на малих глибинах в умовах економічної кризи. На цій моделі будови ДДЗ був відсутній структурно-тектонічний поділ Пнб ДДА. Дніпровсько-Донецький палеожолоб відокремлюється від бортових частин складною динамічною системою диз'юктивних порушень (крайові порушення), які умовно ми об'єднуємо в одну лінію (див. рис. 1.2 і 1.18). До бортів відносяться території, позбавлені девону і неузгоджено перекриті нижньокам'яновугільними відкладами. Зона Північного крайового порушення складається з численних різної довжини скидів північно-західного простягання, які зчленовуються по-різному : кулісоподібно, пучкуються, утворюючи скидові ступені, а то і зовсім зникають при підході до монолітних бортових блоків, які проникають у межі грабена.

Північне крайове порушення (глибинний розлом , зона розломів) грабена ДДА має хвилястий характер. Субмеридіональні затокоподібні западини Дніпровського грабена і мисоподібні виступи Пнб, які розчленовують поверхню фундаменту по крайовому розлому, є реліктами древньої докембрійської складчастості, яка простежена на щитах. Північно-західне простягання депресій центральної частини грабена відображає більш пізні рухи, які викликали формування і подальший розвиток ДДА в тілі Сарматського щита.

До затокоподібних западин, які вдаються в Пнб відносяться: Грибоворуднянська, Холмсько-Кинашівська, Синівська, Охтирська, Шевченківська, що мають значну товщину девону з соляними товщами, яких немає на Пнб. Серед виступів на Пнб, що входять у тіло грабена: Городищенський, Путивльсько-Добринівський, Тростянецький, Харківський, Дружелюбівсько-Сватівський, старобільсько-Міллеровський. По поверхні фундаменту амплітуда Північного крайового порушення за сейсмостратиграфічними профілями [51] складає (див.рис.1.5.-1.133): Остер-Стара Рудня – 1,4 км, Пирятин-Талалаївка – 2,4 км, Зачепилівка-Більськ –1,7 км, Михайлівка-Прокопенки – 0,6 км, Перещепино-Валки-3,6 км, Лозова-Шебелинка-Старопокровка – 2,8 км, Мечебилово-Бригадирівка – 2,0 км, Близнюки-Північна Голубівка –2,0 км, Медвежанська-Ольгівська-0,5 км, профіль 124 94 90 –1,8 км, Батайськ-Мілютино-4,0 км. По розрізах Хухра-Ясенівка – 1,0 км, Калениківсько-Юліївська – 3,7 км, Моспанівсько-Печенізька-4,0 км, профіль №15

(Північний Донбас) – 1,0 км. По горизонтах у верхньовізейських відкладах встановлено, що амплітуда Північного крайового порушення складає від кордону з Білоруссю до Турутинського родовища – десятки метрів, далі до Хухринського родовища може зростати до перших сотень метрів і залишатись у цій величині до меридіану м.Сватове, після чого зростає знову.

На основі раніше побудованих, за участю дисертанта, карт ДДА і ДДЗ [60, 61, 140], а також нових матеріалів (рис. 1.14-1.17, дод. В, Д, Е), нами запропоновані структурно - тектонічна карта докембрійського фундаменту ДДА (Україна, РФ) 1998 р. і структурно-тектонічний поділ ДДА і, головне, Північного борту у межах України і РФ (рис.1.18,1.19).

ДДА – структура I порядку. До його складу входять три поздовжніх (північно-західного, субширотного простягання) тектонічних елементи: Північний борт (I.1), Центральний (Дніпровський) грабен (I.2) – структура II порядку і Південний борт (I.3). У складі Північного борту (I.1) виділяємо : північну зону (I.1.2.), зону малоамплітудних складок (I.1.3.) і південну мобільну зону (I.1.4). В Дніпровському грабені (I.2) розрізняють такі тектонічні елементи: Північну прибортову зону (I.2.1.), Приосьову зону грабена (I.2.2.) і Південну прибортову зону (I.2.3). Південний борт (I.3) нами не розглядався.

На південному сході ДДА виділена Донецька складчаста споруда (II) – структура II порядку . Її тектонічними елементами є Північна зона дрібної складчастості і насувів Донбасу (II.1), Центральна зона крупної лінійної складчастості Донбасу (II.2) і Південна зона дрібної складчастості і насувів Донбасу (II.3). Ще далі на схід виділений вал Карпінського.

В південно-східній частині Пнб (на схід від м. Сватове) також виділяють північну зону (I.1.2) і зону малоамплітудних складок (I.1.3.). На південь від останньої аналогічно південній мобільній зоні центральної частини Пнб (I.1.4) виділяють в Північному Донбасі зону Красноріцьких скидів (I.1.4.1) і зону похованих (автохтонних) складок (I.1.4.2). Надані останнім номери I.1.4 і I.1.5 (див.рис.1.19) є аналогами I.1.4 центральної частини Пнб.

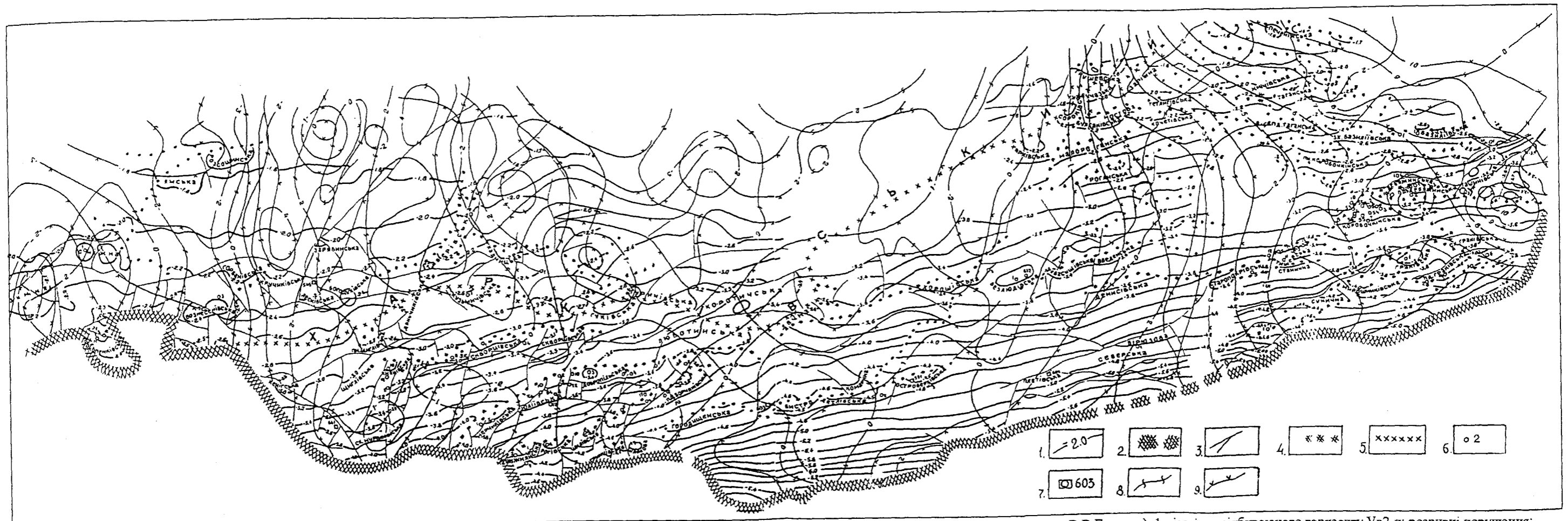


Рис. 1.14. Комплексна інтерпретація даних сейсморозвідки, гравімагніторозвідки Юліївсько - Коробочкінського району Північного борту ДДА (ДГП "Укргеофізика", 1998 з участю В.В.Гладуна): 1 - ізогіпси відбиваючого горизонту Vb2-п; розривні порушення; 2 - Північне крайове порушення Дніпровського грабену, 3 - узгоджені скиди, 4 - неузгоджені скиди, 5 - Харківський скид, свердловини глибокого буріння: 6 - пошуково - розвідувальні, 7 - параметричні; 8 - лінії рівних значень гравітаційного трансформованого поля, 9 - лінії рівних значень магнітного поля.

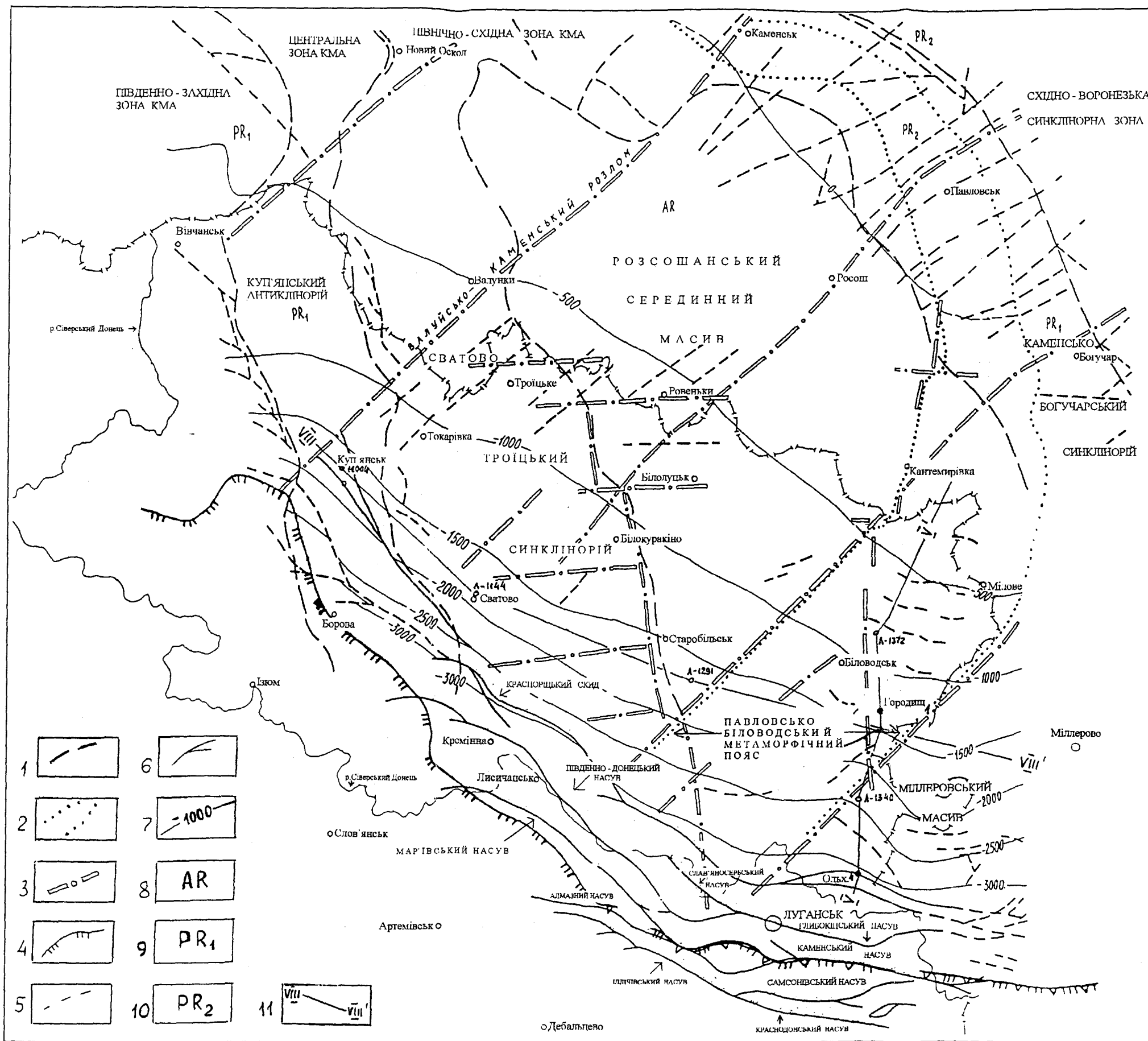


Рис. 1.15. Схематична тектонічна карта південного схилу Воронезької антеклизі і Північного Донбасу за Л.І.Льницьким, 1979 з доповненням В.В.Гладуна, 1996 [140]: 1 - границі структурних зон 1 порядку; 2 - границі метаморфічного поясу; 3 - глибинні розломи; 4 - Північне крайове порушення ДДА; 5 - тектонічні розломи встановлені за результатами інтерпретації геофізичних матеріалів; 6 - тектонічні розломи встановлені за результатами бурових робіт в осадовому комплексі; 7 - ізогіпси поверхні докембрійського кристалічного фундаменту; 8 - структурні зони архейської консолідації (протогеосинклінального етапу); 9 - структурні зони ранньопротерозойської консолідації (протогеосинклінального етапу); 10 - структурні зони середньопротерозойської консолідації (етапу стабілізації платформи); 11 - геологічні розрізи (додатки А і Б).

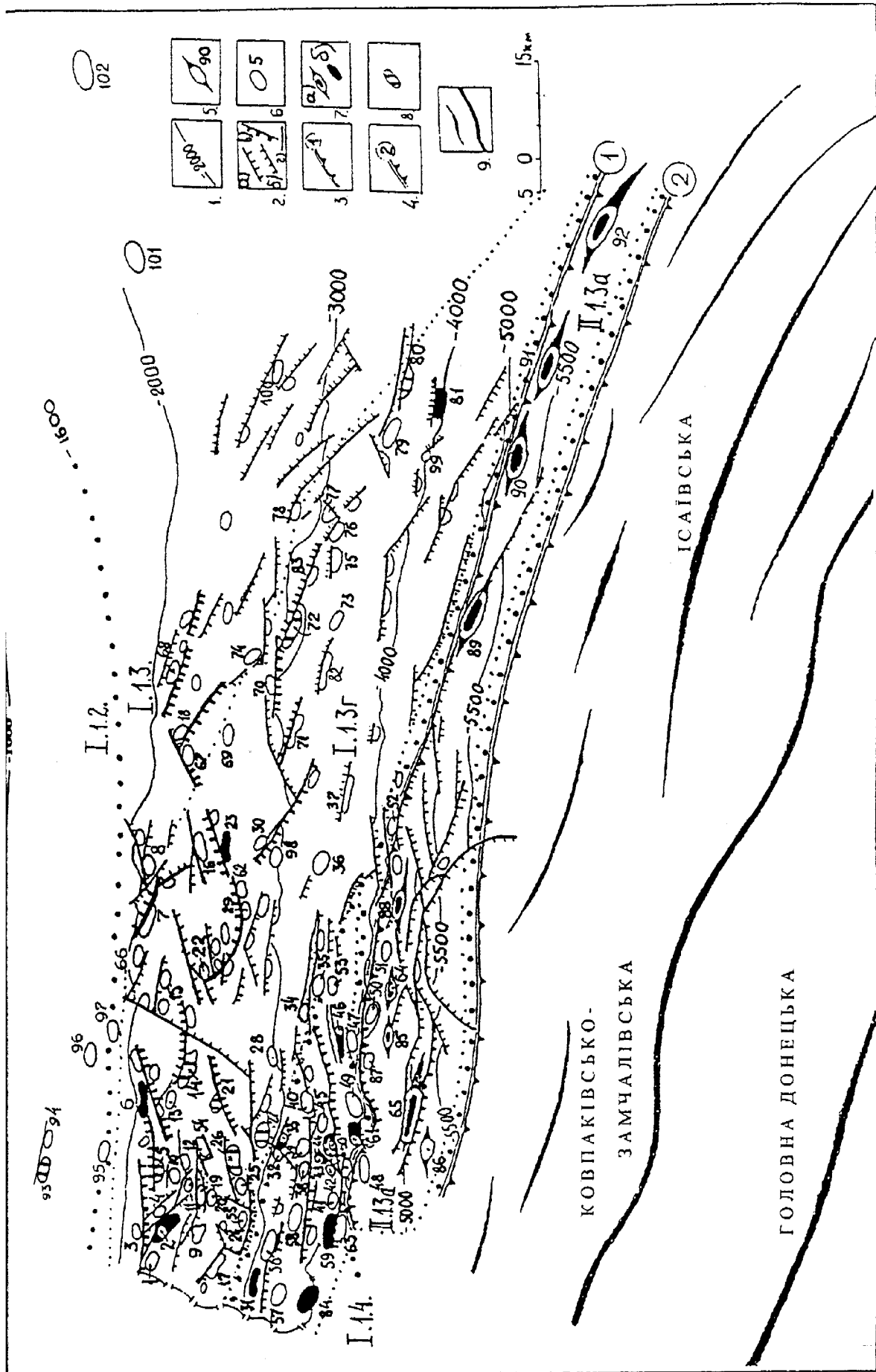


Рис. 1.16. Розломно-блокова тектоніка поверхні докембрійського фундаменту Північного борту ДДА (Ростовська обл.) (В.В.Гладун, 1998).

Рис. 1.16. Розломно-блокова тектоніка поверхні докембрійського фундаменту Північного борту ДДА ( В.В.Гладун,1998) :

1- ізоіпси поверхні кристалічного фундаменту; порушення : 2 - встановлені скиди: згідні (а), незгідні ( б), скидо-розтяги (в), інші (г); 3 - Північнодонецький насув на рівні розмитої поверхні палезою; 4 - Каменсько-Астраханський насув на рівні роз-митої поверхні палезою,5 - структури міжнасувної зони; 6- локальні структури; 7 – родовища: міжнасувної зони (а) і Північного борту ДДА (б); 8 - структури з нафтогазопроявами, 9 - структури лінійної складчастості Донецької складчастої споруди, 10 - структурно- тектонічні зони, 11 - структурно-тектонічні підзони концентрації об`єктів.

Список структур (попередю цифри на цій карті, в кінці назви (в дужках) цифри на рис.1.17.) . Родовища закінчуються на **е**, структури на **а**:

1-Рогівська (117), 2 – Крутівське (118), 3- Красноталівська (119), 4-Церковна (120), 5- Тернівська (121), 6- Північне (122), 7- Петропавлівська (123), 8- Пугачовська (124), 9-Ушаківська (125), 10- Рязанцівська (126), 11- Герасимівська (127), 12- Куркинська (128), 13- Заповідна (129), 14 - Верхньотарасівська (130), 15 – Ясенівська (131), 16 - Єфремівська (132), 17- Єланська (133), 18- Павлівська (134), 19 - Ісаївська (135), 20- Східнодонецька – (136), 21- Тарасівська (137), 22- Сміловська (138), 23- Курнолипівське (139), 24-Донецька (140), 25 - Можайівська (141), 26 – Леонівська (142), 27- Мостовська (143), 28- Біляївська (144), 29 - Мартинівська (145), 30- Олексіївська (146), 31- Патронівська (147), 32 - Верхньотишкінська (148), 33- Тишкінське (149), 34- Піхівська (150), 35- Калинівська(151) 36- Пleshаківська (152), 37- Данілівська (153), 38- Власівська(154), 39 - Алпатівська (155), 40 - Никишинська (156), 41 - Зеленівська (157), 42 - Серебрянська (158), 43 - Дубівське (159), 44 - Сухівська (160), 45 - Південноплотинська (161), 46 – Глибокинське (162), 47 - Південноглибокинська (163), 48 - Нікольська (164), 49 – Березівська (165), 50 - Платонівська (166), 51 - Ковалівська (167), 52 - Груцинівська (168), 53 - Східно-Глибокінська (169), 54 - Василівська (183), 55- Войківська (184), 56 - Садківська (185), 57 - Митякіська (186), 58- Чоботівська (187), 59 -

Кружилівське (188), 60- Плотинське (189), 61- Грачицьке (190), 62- Піщана (191), 63- Никонорівська (192), 64- Красновське (193), 65- Астахівське (194), 66- Липівська (66), 67- Левашівська (195), 68 - Макіївська (196), 69 - Степанівська (170), 70 - Шарпаївська (171), 71 - Орхівська (172), 73 - Мажурівська (173), 73 - Іллінська (197), 74 - Большинськ (174), 75 - Стеглівська (175), 76 - Хлібна (176), 77 - Лісна (177), 78- Покровська (178), 79 - Солонецька (179), 80 - Урюпинська (198), 81 - Романівське ( 180 ), 82 - Ракитна ( 181 ), 83 -Удільна ( 182 ) , 84 – Марківське (199), 85 - Гусівське, 86 – В'язівська, 87 - Осинівська, 88 - Самбурівське, 89 – Скосирське, 90 - Північнобілянське , 91- Морозівське, 92 - Хлопівське, 93 - Волошинська, 94 - Східно-Волошинська, 95 - Погранична, 96 - Греківська, 97 – Південно-греківська, 98 - Південноолексіївська, 99 - Східнокачалінська, 100 – Південно-мілютинська, 101 - Західночирська, 102 - Чирська.

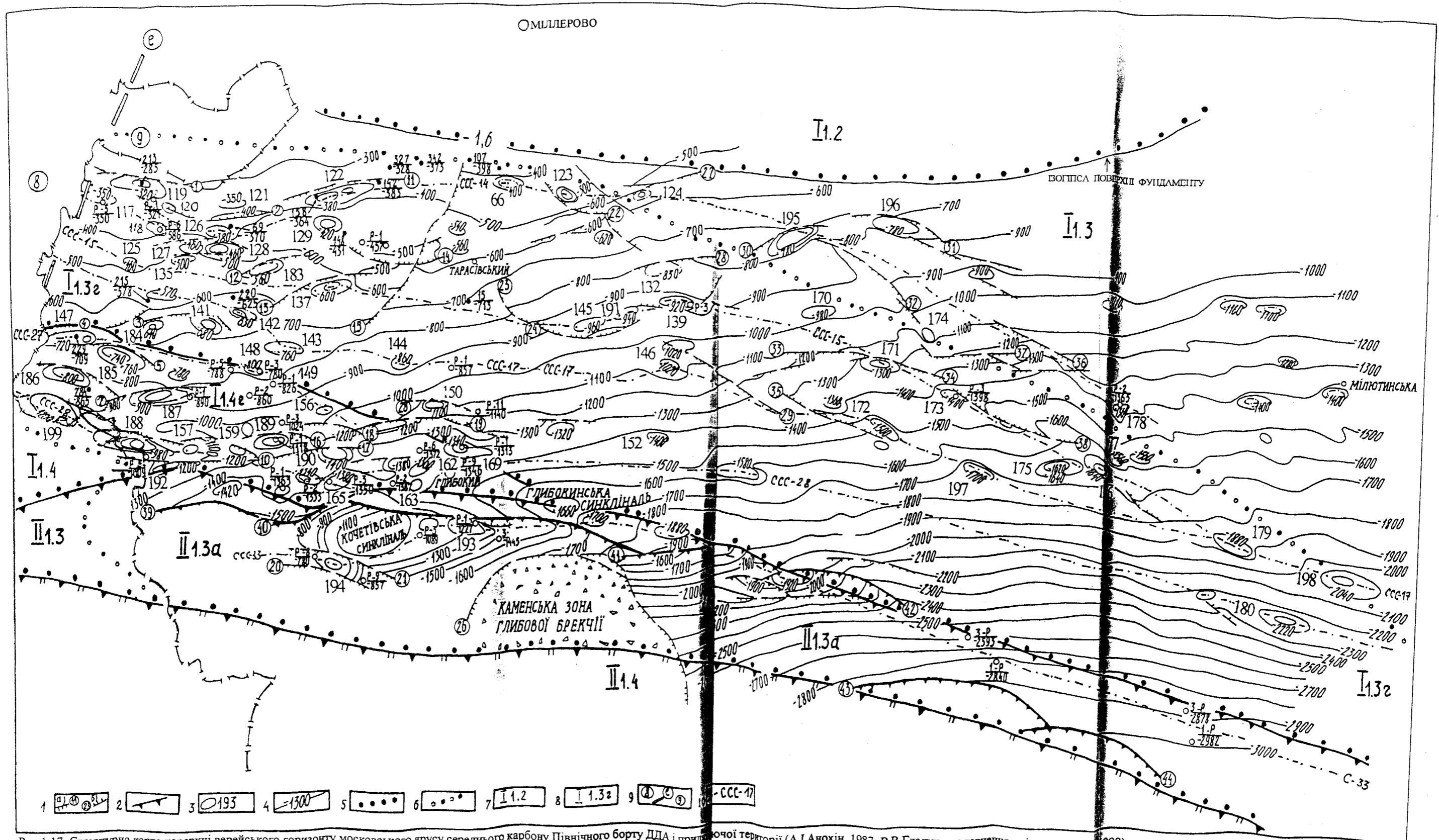


Рис. 1.17. Структурна карта поверхні верейського горизонту московського ярусу середнього карбону Північного борту ДДА і прилежної території (А.І.Анохін, 1987; В.В.Гладун - доповнення та інтерпретація, 1998).



Рис.1.17. Структурна карта поверхні верейського горизонту московського ярусу середнього карбону Північного борту ДДА і прилягаючої території ДДС (А.І.Анохін., 1987; В.В.Гладун - доповнення та інтерпретація, 1998):

1 - скиди: а - згідні, б - незгідні; 2 - насуви; 3 - локальні підняття; 4 - ізогіпси по профілю К<sub>8</sub> верейського горизонту московського ярусу; 5 - структурно-тектонічне, нафтогазогеологічне районування за В.В.Гладуном, 1998; 6 - зони концентрації локальних структур (зони нафтогазоносності за В.В.Гладуном, 1998.); 7-8 те ж індекси (назви дивись рис.1.18.); 9 - розломні зони, які розділяють блоки Північного борту ДДА (назви див.рис. 1.18.); 10- осьові лінії ССС (назви на рис. 1.2.).

Назви структур приведені на рис. 1.16. ( в дужках).

Порушення (в кружках): скиди: 1 - Красноталівський (узгоджений - узг.), 2 - Тернівський (неузгоджений - неузг.), 3 - Войківський (узг.), 4 - Патронівський (узг.), 5 - Садківський (узг.), 6 - Митякінський (узг.), 7 - Чоботівський (узг.), 8 - Кружилівський (узг.), 9 - Південнокружилівський (узг.), 10 - Зеленівський (узг.), 11 - Північний (узг.), 12 - Василівський, 13 - Тарасівський (узг.), 14 - Верхньотарасівський (неузг.), 15 - Таловський (узг.), 16 - Плотинський (узг.), 17 - Південноплотинський (узг.), 18 - Урівський (узг.), 19 - Кінцевий (узг.-неузг.), 20 - Астахівський скид, 21 - Астахівський підкид, 22 - Петропавлівський (неузг.), 23 - Кислівський (неузг.), 24 - Мартинівський (неузг.), 25 - Калинівський (узг.), 26 - Кільцевий (узг.), 27 - Пугачовський (узг.), 28 - Єфремівський (узг.), 29 - Олексіївський (узг.), 30 - Левашовський (узг.), 31 - Макіївський (узг.), 32 - Павлівський (узг.), 33 - Вишнівський (узг.), 34 - Шарпаївський (узг.), 35 - Оріхівський (неузг.), 36 - Гиринівський (узг.), 37 - Панський (узг.) 38 - Мажуринський (неузг.); насуви: 39 - Миколаївський, 40 - Глибокинський, 41 - Самбурівський, 42 - Мажурівський, 43 - Скосирський, 44 - Східноскосирський. Неузгоджений скид - Курноліпівський - 45.

Зони I.1.4. і I.1.3. відділяє від зони II.1.3. Північнодонецький насув ( на рівні розмитої поверхні палеозою), зону II.1.3. від зони III.1.4. відділяє Каменсько-Астраханський насув ( на рівні розмитої поверхні палеозою).

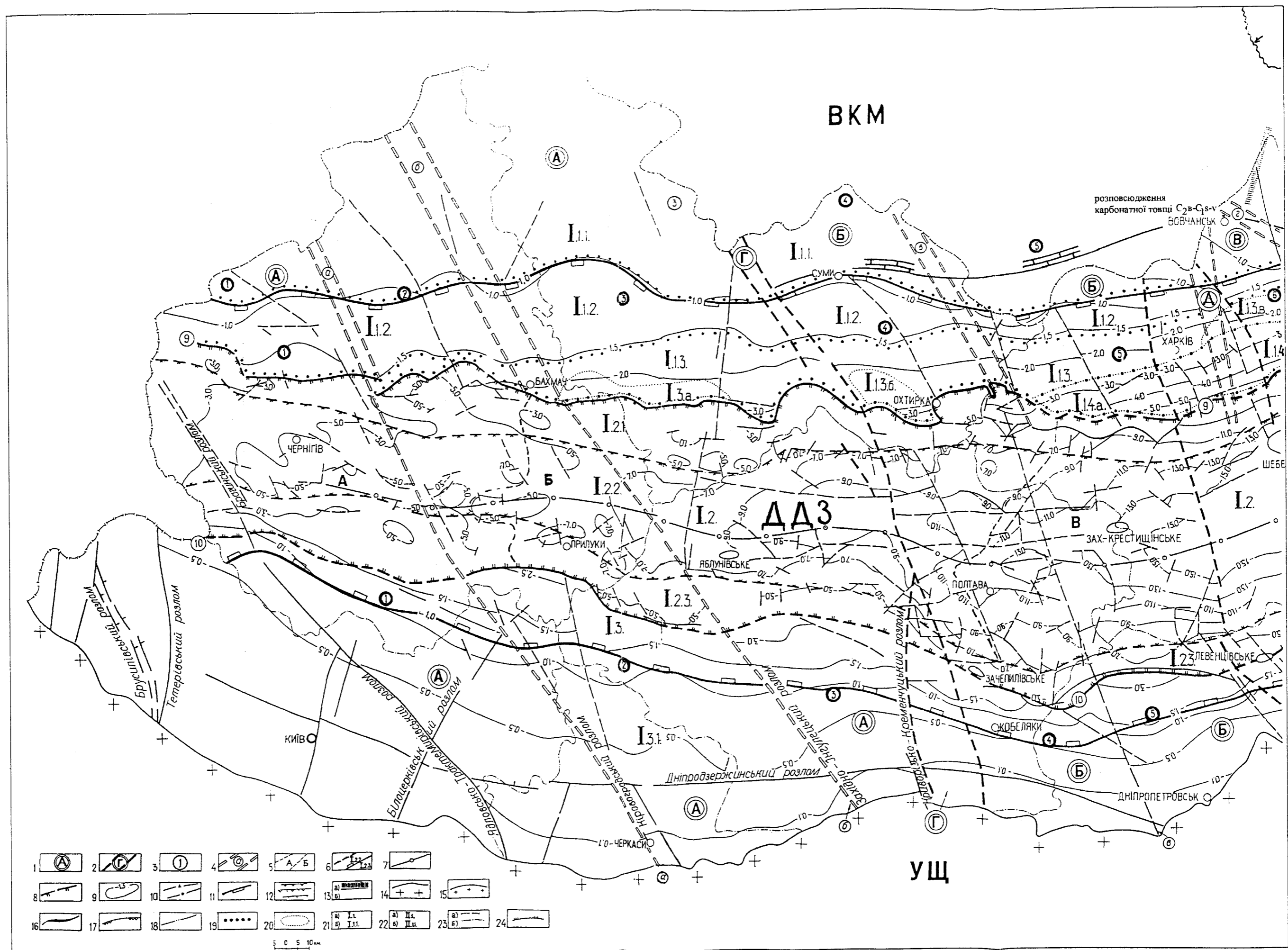


Рис. 1.18. Структурно - тектонічна карта докембрійського фундаменту Дніпровсько - Донецького авлакогену (В.В.Гладун, 1998)

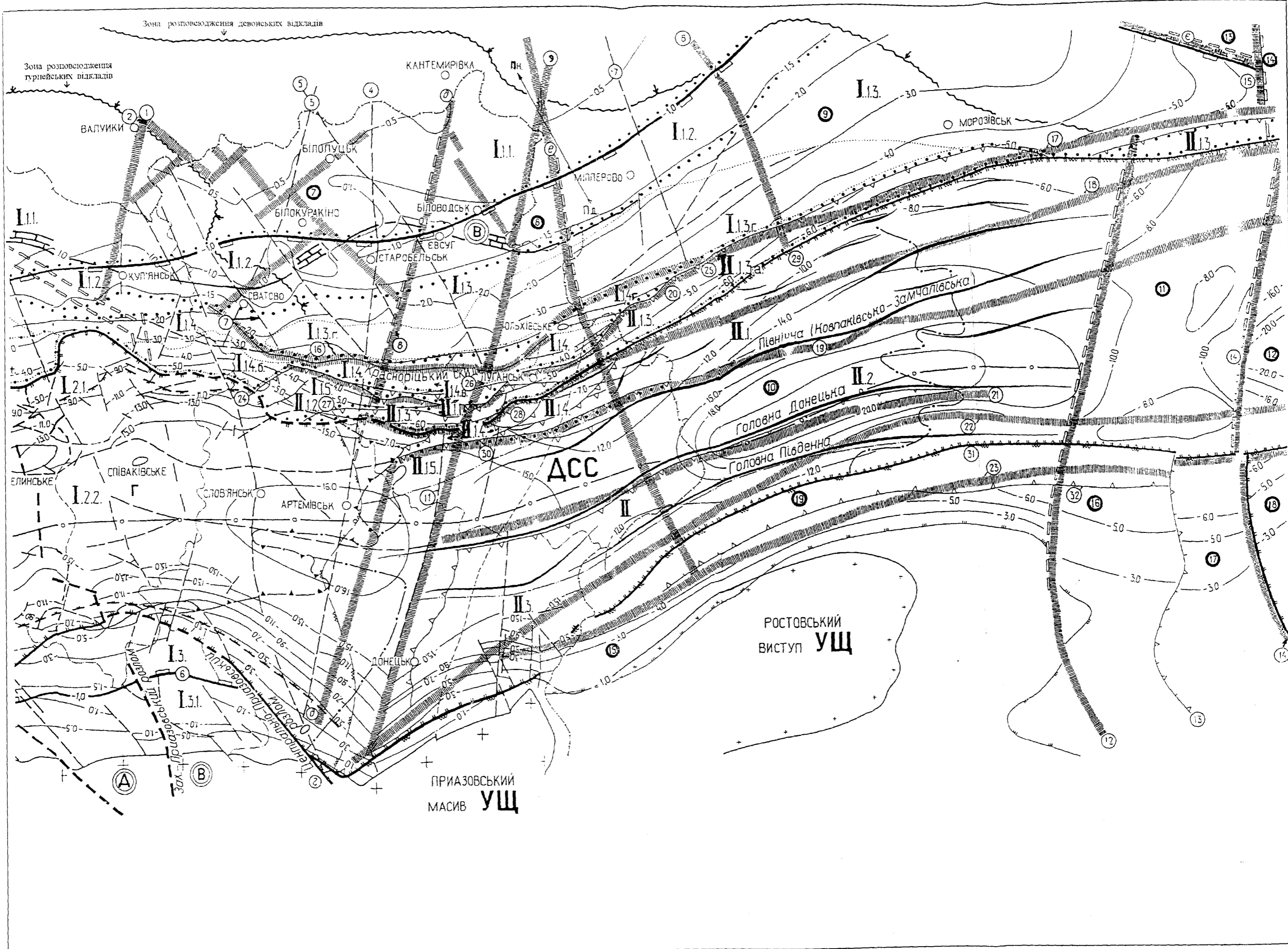


Рис.1.18. (продовження)

Рис.1.18. Структурно-тектонічна карта докембрійського фундаменту Дніпровсько-Донецького авлакогену (ДДЗ і ДСС) за В.В.Гладуном, 1998, за матеріалами автора [60, 61, 101, 140], а також інших-досліджень [4, 8, 12, 14, 16, 21, 22, 24, 28, 33, 43, 44, 54, 57, 62, 65, 73, 76, 85, 90, 94, 103, 110, 111, 118, 119, 125, 128, 131, 136, 139, 144, 147, 155, 161, 168, 170].

Поперечна зональність (по простяганню):

I - мегаблоки (в подвійних кружках): А - Подільсько -Брянський, Б- Дніпровсько-Курський, В - Приазовсько-Білгородсько-Розсошанський; 2 - міжмегаблокові шовні зони (в подвійних кружках): Г - Криворзько-Крупецька, Д - Оріхово-Харківська; 3 - блоки (в потовщених кружках): 1 - Чернігівсько-Трактемирівський, 2 - Менсько-Кіровоградський, 3 - Конотопсько-Олександрійський, 4 - Сумсько-Кобеляцький, 5 - Харківсько-Дніпропетровський, 6 - Вовчансько-Петропавлівський, 7 - Сватівсько-Троїцький, 8 - Розсошанський, 9 - Біловодсько-Міллеровський; 4- міжблокові зони (в тонких кружках): а - Херсонсько-Смоленська, б - Бахмацька, в - Царичансько-Писарівська, г - Михайлівсько-Білгородська, д - Волновасько-Старобільсько-Кантемирівська, е - Міусько-Деркульська, є - Суровикінська, роль міжблокових виконують також міжмегаблокові шовні зони Г і Д (в подвійних кружках); 5 - поперечні тектонічні зони (субобласті) верхньо- палеозойського структурного поверху Дніпровського грабена [43, 76]: А - Західна центрикліналь, Б - Західний (Ічнянсько-Солохівський), сегмент, В - Східний (Чутово-Шебелинський) сегмент, Г - Східна центрикліналь (північно-західне занурення Донбасу). В роботі [43] Б.П.Кабишев виділив такі субобласті: Північно-Західну, Центральну, Південно-Східну, Крайню південно-східну, Північно-Донбаську і Північного борту (перші 4 субобласті співпадають з А, Б, В, Г).

Поперечна зональність ДДА на схід від межі Дніпровського грабену і Донецької складчастої споруди ( в потовщених кружках):

ДСС: 10 - Донецька складчаста споруда ( центральна частина відкритого Донбасу, Донецький кряж, зона крупних лінійних антикліналей) , 11- Східно-Донбаське підняття.

Вал Карпінського: 12 - Північно-Донбаський (Придонбаський) блок деякими дослідниками вважається розташованим між ДСС і валом Карпінського.

Поздовжня зональність ( по простяганню):

6 - поздовжня зональність Дніпровсько-Донецького авлакогену (приведена на рис.1.19.: “Структурно-тектонічний поділ Північного борту ДДА і суміжних територій...”); 7 - лінія максимальної глибини і товщини відкладів карбону [140]; 8 - крайові розломи Дніпровського грабена ДДА; 9 - ізогіпси поверхні кристалічного фундаменту; 10 - границі відкритого Донбасу: а - західна (межа між ДСС і ДДЗ ), за [ 140], б - західна і східна границі ДСС [130]; 11 - границі ДДА; 12 - тектонічні порушення: а- насуви, б - підкиди (насуви), в - скиди; 13 - порушення: а – регіо-нальні, б - локальні; 14 -відслонення УЩ і його Приазовського масиву; 15 - Ростовський виступ УЩ з невеликим за товщиною осадочним чохлам; 6 - лінійна складчатість ДСС; 17 - границя Східно-Європейської платформи, за Б.П.Кабишевим, О.М. Істоміним, В.Б.Сологубом та ін. (нахил трикутників показує: перехід з іншу тектонічну структуру); 18 - границі центральної частини ДСС (зони крупних лінійних складок); 19 - границі структурно-тектонічних зон субобласті Північного борту ДДА (ДДЗ) і Північного Донбасу (ДДА); 20 - границі структурно-тектонічних підзон концентрації об'єктів на Північному борту і Північному Донбасі (вірніше, на Північному борту і ДСС Дніпровсько-Донецького авлакогену); індекси структур тектонічних елементів: 21 - Північного борту ДДА (а), структурно-тектонічного розчленування. Північного борту (б), 22 - ДСС (а), структурно-тектонічного розчленування ДСС (б) (всі індекси і відповідні назви наведені на рис. 1.19. “Структурно - тектонічний поділ Північного борту ДДА і суміжних територій...”); 23 - кордони : а - міждержавні, б - міжобласні; 24 - розповсюдження кам'яновугільних відкладів на Ростовському виступі УЩ.

Тектонічні порушення (в тонких кружках): 1 - Валуйківсько-Каменський глибинний розлом (гр); 2 - Новоайдарсько-Новооскольський розлом; 3 - Сватівсько-Розсошанський гр; 4 - Артемівсько-Старобільський гр; 5 - Білолуцько-Євсугський гр; 6 - Волновасько-Казанський гр; 7 - Петропавлівсько-Красновський

гр; 8 - Первомайський гр; 9 - Північне крайове порушення (зона) Дніпровського грабена; 10 - Південне крайове порушення (зона) грабена; 11 - Донецько-Кадіївський гр; 12 - Західно-Сальський гр; 13 - Західно-Сальська система підкидів; 14 - Східно-Донбаський гр; 15 - Волгоградський гр; 16 - Красноріцький скид (зона); 17 - Північно-Донецький гр; 18 - Каменський гр; 19 - Північний гр; 20 - Луганський гр; 21 - Центрально-Донецький гр; 22 - Персианівський гр; 23 - Південно-Донецький гр; 24 - Північно-Донецький насув; 25 - Глибокинський насув; 26 - Кримсько-Слов'яносербський насув; 27 - Мар'ївський насув; 28 - Алмазний насув; 29 - Каменсько-Астраханський насув; 30 - Іллічівський насув; 31 - Персианівський підкид, (насув); 32 - Красюківсько-Будьонівський підкид (насув); інші тектонічні структури і елементи (в потовщених кружках): 13 - Волго-Уральська область; 14 - Прикаспійська синекліза; 15 - Тузлов-Маницький прогин; 16 - Пролетарська депресія; 17 - Сальський вал; 18 - Маницько-Гудилівський прогин; 19 - Красюківсько-Будьонівська ступінь.

До умовного знака 20: структурно-тектонічні підзони концентрації нафтогазоперспективних об'єктів: I.1.3а - Соснівсько-Томашівська (Турутїно-Володимирівська зона нафтогазонакопичення); I.1.3б - Лебединсько-Хухринська (Чернеччинсько-Хухринська зона нафтогазонакопичення); I.1.4а - Щиглівсько-Гашинівська (Юліївсько-Коробочкінська зона нафтогазонакопичення); I.1.3в - Грушівсько-Печенізька, I.1.4б - Воронцівсько-Невська (Дружелобівсько-Макіївсько-Краснопопівська зона нафтогазонакопичення); I.1.4в - Метелкінсько-Кондрашівська (Борівсько-Кондрашівська зона нафтогазонакопичення); I.1.3г - Бараниківсько-Плачидівсько-Романівська (Чабанівсько-Крутівсько-Романівська зона нафтогазонакопичення); I.1.4г - Ольхівсько-Глибокінська (Ольхівсько-Марківсько-Глибокинська зона нафтогазонакопичення); II.1.3а - міжнасувна (Астахівсько-Хлопівська зона нафтогазонакопичення); I.1.5а - Ямпільсько-Донецька (зона газонафтонакопичення - Томашівсько - Кремінна).

Львівська частина ДДА (Білорусь)	Північно-західна і центральна частина ДДА (Україна)	Південно-східна частина ДДА (Україна, Росія)	Донецька складчаста споруда (ДСС) (на півночі якої розташована Старовільсько-Миллерівська монокліналь Воронезької антиклізи (ВА); ДДА)	Російська частина ДДА
<b>Дніпровсько - донецька западина</b> <b>Воронезький кристалічний масив (ВКМ)</b> <b>(відслонення чи неглибоке залягання склепіння ВА)</b>				
І.11 зона південно-західного схилу склепіння ВКМ (ВА)	І.11 зона південного схилу склепіння ВКМ (ВА)			
І.12 північна зона північного борту	І.12 північна зона північного борту			
І.13 зона малоамплітудних складок	І.13 зона малоамплітудних складок			
І.14 південна мобільна зона північного борту	І.14 зона красноріцьких скидів (І.14.1)			
І.15 північний борт	І.15 північно-слов'янська зона позованих (автохтонних) складок північного борту (І.15.1, І.15.2)			
І.16 південна мобільна зона північного борту	І.16 північно-слов'янська зона позованих (автохтонних) складок північного борту (І.16.1, І.16.2)			
І.17 північна приборова зона тектонічний елем. І.2.	І.17 північна приборова зона тектонічний елем. І.2.			
І.18 центральний грабен	І.18 центральний грабен			
І.19 авла-ноген	І.19 авла-ноген			
І.20 південний борт	І.20 південна приборова зона тект. елем. І.2.			
І.21 південний борт	І.21 південна приборова зона тект. елем. І.2.			
І.22 південний борт	І.22 південна приборова зона тект. елем. І.2.			
І.23 південний борт	І.23 південна приборова зона тект. елем. І.2.			
І.24 південний борт	І.24 південна приборова зона тект. елем. І.2.			
І.25 південний борт	І.25 південна приборова зона тект. елем. І.2.			
І.26 південний борт	І.26 південна приборова зона тект. елем. І.2.			

(від відслонень до ізогіпси мінус 10км по поверхні фундаменту на півночі)

Рис. І.19. Структурно-тектонічний поділ Північного борту ДДА / рифтогену / і суміжних територій / В.В.Гладун, 1998 /

НАСУВІЙ ЗОНІ ПРЯДОБАСЬКИЙ, ЄЛІСТІНСЬКИЙ, ВУЛГІНСЬКИЙ, ПРОНІСЛОВСЬКИЙ (КА РИС. НА НЕСЕТЮ ТІЛЬКИ ПЕРШІЙ БЛОК)

Північна зона дрібної складчастості і насувів Донбасу (II.1) має у своєму складі п'ять насувних зон: Кримсько-Слов'яносербську (II.1.1), Північно - Донецько-Глибокинську (II.1.2.), Мар'ївсько-Північно - Донецьку (II.1.3), Алмазну (II.1.4), Іллічівську (II.1.5). Перші три (II.1.1-II.1.3) насунуті на Пнб. Тому зона I.1.5 (II.1.1-II.1.3) має подвійне підпорядкування: по Пнб це зона похованих (автохтонних) складок, а по верхніх горизонтах- алохтон Північної зони дрібної складчастості і насувів Донбасу. В Ростовській частині Пнб зона II.1.3 носить назву "міжнасувна". На північ від зони I.1.2. знаходиться зона південно-західного (південного) склепіння ВА (I.1.1) і склепіннева частина ВА. На південь від Південного борту ДДА розташований УЩ.

Розглянемо поздовжню зональність території, яка досліджується. На півночі і північному сході від Пнб розташована ВА СЄП (склепіння до мінус 400 м та зону південно-західного чи південного схилу). Північна межа Пнб проведена по ізогіпсі поверхні фундаменту мінус 1000 м (див.рис.1.15, 1.18, дод. Е). Це підтверджується вивченням градієнта поверхні фундаменту від ВА до Пнб і далі на південь через усі виділені нами СТЗ [51]. Якщо в СТЗ I.1.1 ВА між ізогіпсами мінус 400 і мінус 1000 м градієнт падіння поверхні фундаменту складає до 16 м/км, то вже в СТЗ I.1.2 Пнб він дорівнює 25-30 м/км. Тектонічна природа цієї границі підкреслена на профілях (див.дод.Е). З цією ж границею пов'язане виклинювання порід серпуховського ярусу і триасу (Північний Донбас). Південна границя зони I.1.1. співпадає з ізогіпсою мінус 1000 м по поверхні фундаменту, що пов'язано з тектонічними порушеннями (уступом) північно-західного простягання. По цій границі з півночі на південь встановлено перехід карбонатної товщі  $C_2v-C_{1s}-C_{1v_2}$  в теригенну (див.рис.1.18, 4.2). З цією ж межею пов'язано виклинювання відкладів московського ярусу під верхньокрейдовими породами. В цій зоні відсутні структурні смуги складок, але не виключаються нетрадиційні об'єкти. В районі Сумських свердловин 1 і 2 проходить північна межа Пнб, де також встановлено збільшення градієнта падіння поверхні фундаменту на південь і літофаціальні зміни (поява на південь відкладів верхнього карбону). Крім того, в цих свердловинах виявлені розуцільнені зони внутрі



фундаменту. Таким чином, по ізогіпсі мінус 1000 м ( по поверхні фундаменту) ми проводимо північну границю ДДГНО і нафтогазоносної субобласті Пнб ДДА.

I.1.2. Північна зона Пнб ДДА північно-західного (чи субширотного) простягання обмежена ізогіпсами мінус 1000 м – на півночі і мінус 1600 м – на півдні по поверхні кристалічного фундаменту. По південній границі зони встановлена лінійна кута падіння поверхні фундаменту, що співпадає з тектонічними порушеннями. Вірогідність наявності в СТЗ I.1.2. можливо нафтогазоперспективних об'єктів чи структур, в першу чергу неантиклінального типу, встановлена при проведенні сейсмопрофіля Шевченково-Вовчанськ (1997 р.) (див.рис.2.2, 2.3, 1.7.). На перетині сейсмопрофілів регіонального Мечебилово-Бригадирівка (його продовженні) і зонального Шевченково-Вовчанськ проходить межа між СТЗ I.1.2. (на північ) і СТЗ I.1.3 (на південь). Від цього перетину на північ в зоні СТЗ I.1.2. встановлено цілий ряд об'єктів (див.рис.2.2, 2.3, 1.7) на зональному сейсмопрофілі Шевченково-Вовчанськ (зони виклинювання у покрівлі московських відкладів під глинисту товщу юри, антиклінальний перегин над грабенем у фундаменті внаслідок тектонічного короблення, штампова структура у візейсько - нижньосерпуховській товщі, малоамплітудні антиклінальні перегини у відкладах середньокам'яновугільно-верхньосерпуховських над тектонічними блоками нижнього карбону і фундаменту, лінзовидні утворення в низах осадової товщі з антиклінальним обляганням по вищезалігаючих відкладах, складнопобудована структурно-тектонічна зона у відкладах карбону (див.рис.2.3.). Все це встановлено на відстані 45 км зони СТЗ I.1.2. на північ (від абсолютної відмітки 1600 до мінус 750 м).

I.1.3. Зона малоамплітудних складок Пнб ДДА знаходиться між ізогіпсами мінус 1600 м і мінус 3000 м по поверхні фундаменту (при градієнті падіння до 50 м/км). У Північному Донбасі з північною границею пов'язано виклинювання тріасу під крейдові породи. В зоні I.1.3 по ізогіпсі мінус 2000 м по поверхні кристалічного фундаменту встановлено різку зміну кута падіння в північному Донбасі (до 60 м/км). Породи московського ярусу виходять тут під тріасові відклади (потім на північ під верхню крейду). Південна границя зони I.1.3 дуже складна. На північному заході вона співпадає з Північним крайовим порушенням. В двох місцях: на

Путивльсько-Добринівському і Тростянецькому виступах Пнб з'являються частки зони І.1.4 (між ізогіпсою мінус 3000 м і Північним крайовим порушенням).

На північ від зони Красноріцьких скидів в СТЗ І 1.3 у карбоні розвинуті малоамплітудні до 100 – 120 м замкнуті чи напівзамкнуті брахіантиклінальні складки, структурні носи, тераси, які виположуються уверх по розрізу. Тут виявлена система серпуховських (інколи візейських) рифів, які відокремлюють розташовану на північ область мілководно-морського карбонатного шельфу від Донецької відносно глибоководної області з переважно глинистою седиментацією. Виявлені і поодинокі органогенні побудови. Над рифовими побудовами сформувалися структури облягання (по нижніх горизонтах башкирського ярусу).

І.1.4. Південна мобільна зона Пнб ДДА. В центральній частині останнього вона обмежена на півночі ізогіпсою мінус 3000 м), а на півдні – Північним крайовим порушенням Дніпровського грабена ДДА. Поблизу Північного крайового порушення грабена поверхня фундаменту залягає на глибинах до мінус 6000 м. Градієнт падіння поверхні фундаменту в СТЗ І.1.4 до 85 м/км.

Крім епізодичного розповсюдження на північному заході Пнб, зона І.1.4 з'являється в центральній частині борту з Щиглівської площі (на захід від Скворцівського родовища ВВ). Північна границя зони І.1.4 співпадає тут з ізогіпсою мінус 3000 м по поверхні фундаменту від Щиглівської до Логачівської структур. Далі на північний схід від Роганського підняття по неузгодженому скиду (відмітки мінус 2400 м) вона співпадає з Гетьманівсько-Кошарівсько –Краснорічинсько-Сватівсько-Євгенівським розломом.

Вражаючим є відкриття прирозломної структури “красноріцького” типу на регіональному сейсмопрофілі Мечебилово-Бригадирівка (продовженні його) між пікетами 1512.0 – 1539.0 і на зональному сейсмопрофілі Шевченково-Вовчанськ між пікетами 18.0-33.0 (див.рис.1.7). Це свідчить, що ці ділянки профілів відносяться до межі СТЗ І.1.3 і І.1.4, як і в Північному Донбасі. Цю структуру слід включати до самої північної частини СТЗ І.1.4 як і в Північному Донбасі, де аналогічні за будовою структури відносяться до зони Красноріцьких скидів (І.1.4.1).

за М.М.Верповським, В.В.Гладуном і ін., такі прирозломні напівантиклінальні складки генетично пов'язані з згіднопадаючими амплітудними <sup>складками</sup> складками і відносяться до складок гравітаційного типу (складки зворотного волочіння), аналогічних об'єктам Красноріцької ступені (зони) Північного Донбасу (див. рис. 1.7, 2.3). Плікативні деформації обумовлені тут зміщеннями по згідних скидах і приводять до формування у висячих блоках тектонічних структур напівантиклінальних брахіформних складок. Північні крила складок повністю або частково зрізані скидами. Пологий нахил площин порушень обумовлює зміщення структурних планів з глибиною на південь, тоді як на об'єктах, розвинутих в зонах зворотньо-ступінчастої будови фундаменту і осадового чохла спостерігається протилежна ситуація (Таганський тип структур). В зануреній південній частині Пнб незгідні скиди розвинуті виключно в нижньокам'яновугільних відкладах і вище по розрізу не прослідковуються. Незгідні скиди мають субосьовий напрямок (по відношенню до центральної осьової частини ДДА), а згідні мають суббортове простягання і повторюють структур <sup>у</sup> Пнб.

З цієї точки зору цікавий часовий розріз за сейсмопрофілем 3 24 31 90 через Харківську площу (див. додаток В). Будова середнього карбону і верхньої частини серпухова подібна також "красноріцькому" типу структур. Зона СТЗ І.1.4 може вкочати Харківську, Булгаківську, Кицівську структури, а також Малороганську, Кочетівську і Таганську складки.

На Краснорічинській структурі проходить замикання зони І.1.3, а далі за ним на південний схід зона І.1.3 знову простежується до Ростовської області. По меридіану м.Сватове (Краснорічинсько-Сватівські структури) починається на схід територія Північного Донбасу (вплив ДСС, поява турнейських відкладів). Північна межа зони І.1.4 у Північному Донбасі співпадає з зоною Красноріцьких скидів (Красноріцького, Метелкінського, Передільського і Веселогорівського). В Ростовській області північна межа зони І.1.4 співпадає спочатку з ізогіпсою мінус 000 м, потім повертає на зустріч з Північним крайовим порушенням ДДА.

В Північному Донбасі (на схід від меридіану м. Сватове, р. Красна) південна обільна зона Пнб ДДА (І.1.4), яка найбільш розвинута в його центральній частині

(Юліївсько-Коробочкінській), має більш складну будову (на основі нових сейсмічних досліджень). Якщо йти з заходу на схід в цій зоні І.1.4 можна виділити після меридіану м.Сватове дві підзони І.1.4.1 – Красноріцьких скидів і І.1.4.2 – похованих (автохтонних) складок Пнб. Але при розгляді поздовжньої зональності території Північного Донбасу в зональному уявленні це має певні вади. Тому ми надали підзонам І.1.4.1 і І.1.4.2 статус зон відповідно І.1.4 і І.1.5, які разом співставляються з південною мобільною зоною центральної частини Пнб. Таким чином в Північному Донбасі ми розглядаємо на південь від зони І.1.3 такі зони:

\* І.1.4 Зона Красноріцьких скидів Пнб ДДА (І.1.4.1) обмежена в Північному Донбасі ізогіпсами мінус 3000 м і мінус 4000 м по покрівлі фундаменту. Південною межею її є Кримсько-Слав'яносербська насувна зона (ІІ.1.1).

І.1.5. Зона похованих автохтонних структур Пнб ДДА (І.1.4.2). Вона перекрита автохтонними структурами осадового чохла Північної зони дрібної складчастості і насувів Донбасу (ДСС) (ІІ.1) і залягає між ізогіпсами мінус 4000-6000 метрів по поверхні фундаменту. Градієнт падіння поверхні фундаменту 150 м/км.

В Північному Донбасі структурно-тектонічні зони Північної зони дрібної складчастості і насувів ДСС (ІІ.1) з півночі на південь мають таке розчленування: ІІ.1.1.Кримсько-Слов'яносербська насувна зона; ІІ.1.2. Північно - Донецько-Глибокинська насувна зона; ІІ.1.3. Мар'ївсько-Північно - Донецька насувна зона; ІІ.1.4. Алмазна насувна зона; ІІ.1.5.Іллічівська насувна зона. На південь від останньої зони розташована Головна Північна антикліналь ДСС. Три перших насувних зони (ІІ.1.1. – ІІ.1.3) насунуті на Північний борт ДДА на зону І.1.5 (похованих автохтонних структур Пнб ДДА). Південна межа Пнб ДДА у Північному Донбасі співпадає з зоною глибинного розлому в районі північного обмеження Алмазної насувної зони ДСС (ІІ.1.4), який є продовженням Північного крайового порушення.

\* Поряд з виділеними вище структурно-тектонічними зонами Пнб в їх межах ми виділяємо структурно-тектонічні підзони концентрації нафтогазоперспективних об'єктів ( і родовищ ВВ) (СТП КНО) північно-західного (поздовжнього) простягання (див.рис.1.18): в СТЗ І.1.3: СТП КНО І.1.3а – Соснівсько-Томашівську, І.1.3б – Лебединсько-Хухринську, І.1.3в – Грушівсько-Печеніжську, І.1.3г –

Бараниківсько- Плачидівсько-Романівську; в СТЗ І.1.4: І.1.4а – Щиглівсько-Гашинівську, І.1.4б – Воронцівсько-Невську, І.1.4в – Метелкінсько-Кондрашівську, І.1.4г – Ольхівсько-Глибокинську; в СТЗ І.1.5 – І.1.5а – Ямпільсько-Донецьку; в СТЗ ІІ.1.3 – ІІ.1.3а – Міжнасувну зону. В межах цих СТП КНО там, де встановлені родовища ВВ, можна виділяти відповідні зони нафтогазонакопичення.

В СТЗ І.1.4 розвинуті як локальні структури – типові для бортів (тектонічні блоки, обмежені незгідними скидами, слабо виражені антикліналі, ускладнені скидами, так і пастки, типові для прибортової зони грабена – літологічні у відкладах московського ярусу, клиноформні утворення в нижньому карбоні, лінзоподібні у породах башкирського ярусу). Заслужують на увагу навішені гравітаційні складки у  $C_3$  і  $C_2m$ . Зона Красноріцьких скидів співпадає з зоною Варварівсько-Кружилівського розлому дорифейського фундаменту і низів карбону.

Над зоною Варварівсько-Кружилівського розлому розвинуті своєрідні кулісоподібні, консидементаційні скиди лістричного типу неначе поховані в товщі середнього карбону, які не торкаються (інколи торкаються) серпуховської товщі і відомих під назвою Красноріцьких скидів. Їх особливістю є швидке виположування з глибиною їх поверхонь скиду. У верхах карбону кут нахилу складає  $50 - 80^\circ$ , а в башкирському ярусі переходять у пластові переміщення. В занурених блоках (сходинах) потужність зростає стрибкоподібно. Формування скидів “красноріцького” типу супроводжується утворенням в занурених блоках гравітаційних малоамплітудних чи незамкнутих складок [73]. Північні крила складок круті і формувались постседиментаційно, завдяки горизонтальним напругам, які передавались від процесів у ДСС. Гравітаційні структури перетворилися у безкореневі складки витискання і на північ від розглянутої нами зони Красноріцьких скидів (СТЗ І.1.4) не спостерігаються.

В СТЗ І.1.5 (І.1.4.2) (ІІ.1.1 – ІІ.1.3) (див. рис. 1.13) Північного Донбасу по фундаменту і низах осадочного чохла – це зона похованих (автохтонних) складок Пнб ДДА, перекритих алохтонними складками більш молодих відкладів карбону ДСС. Північна границя СТЗ І.1.5 проходить по виходах на поверхню Північно - Донецького, Кримсько-Слов'яносербського, Глибокинського, Каменсько-

Астраханського насувів, а південна – по Алмазному і Каменсько-Астраханському. Першій по фундаменту відповідає Ямпільсько-Нижньокримський, Луганський, Північно - -Донецький глибинні розломи, другій – Північний крайовий розлом ДДА (частково Каменський глибинний розлом) (див. рис. 1.19, 1.11). Тут розвинуті піднасувні антиклінальні складки ускладнені розривними порушеннями (скидами і підкидами).

Головною особливістю Північної зони дрібної складчастості Донбасу вважають насуви. Дрібні складки є наслідком розвитку насувів, тобто сколу частин крупних складок та переміщенню їх у вигляді алохтону. Дрібна складчастість розвинута в товщі кам'яновугільних відкладів тільки там, де є насуви.

Генезис структур Північної зони дрібної складчастості і насувів ДСС залежав від розчленування лежачого в її основі фундаменту на блоки, а також від причин, з яких виникли рухи цих блоків [128].

Необхідно відзначити значну кількість НГПО і родовищ ВВ, які є за можливе згрупувати у структурні смуги складок північно-західного, а у Північному Донбасі субширотного простягання (див. рис. 1.2, 1.17). Ці смуги як правило обмежені скидами узгодженого і неузгодженого типів. Відзначено і поперечні порушення. Амплітуди обмежуючих з півдня і півночі порушень зменшуються від Північного крайового порушення у бік ВА з кількох сотень до перших десятків і, навіть, до десятка метрів. Критичні напрямки структур - північний захід і північний схід (північ). Побудовані нами карти показують величезну кількість ділянок, де відсутні сейсмічні дослідження, а звідсіля є перерви у простеженні структурних смуг складок на значні відстані (див. рис. 1.2).

Маючи величезний фактичний матеріал, ми виділили по СТЗ І.1.3 – І.1.5 (І.1.1 -І.1.3) 33 структурні смуги складок (ССС – 1 – СССР – 33) (див. рис. 1.2, 1.17) [51].

Виділення СТЗ, СТП КНО, СССР, аналіз нафтогазоносних, нафтогазоперспективних і прогнозних об'єктів Пнб ДДА показали важливість поздовжньої зональності в ДДА і, особливо, на Пнб. Тектонічна природа меж СТЗ, висока інтенсивність розломно-блокової тектоніки і дислокованості окремих ділянок СТЗ в межах склалнопобудованої східчасто-ступінчастої “клавійної” будови

моноклінального схилу Пнб, неодноразові зміни режимів осадконакопичення, що сприяли широкому розвитку у розрізі значної кількості пасток, пластів колекторів, флюїдоупорів в чохлі, зон розміщення кор вивітрювання і розущільнених зон в кристалічному фундаменті - це головні критерії прогнозування СТП КНО. На Пнб ДДА встановлені райони з численними об'єктами локального і зонального значення (Турутинський, Хухринський, Юліївський, Харківський, Сватівський, Старобільсько-Міллеровський райони), що привело до виділення ССС в регіональному плані. Розв'язання цієї проблеми складне у зв'язку з значними ділянками відсутності досліджень сейсморозвідки та буріння. Тим не менше, виділення СТП КНО привело до концентрації пошуково-розвідувальних робіт на пошуки нафти і газу на невеликих полігонах і малих глибинах на Пнб. Застосовуючи при цьому рейтингову оцінку НГПО і прогнозних структур, ми зможемо забезпечити збільшення нафтогазоносного потенціалу Пнб.

Поперечна структурна зональність не має однозначного трактування. Б.П.Кабишев [76] вважав, що поперечні дислокації Г.Н.Доленка [62] не проявлені на структурних картах чохла і фундаменту, а також палеотектонічних. Сутність поперечної зональності в тому [76], що занурення від центрикліналей до центру прогину проходить нерівномірно, чи флюксуроподібно, що співпадає з глибинними розломами. Б.П.Кабишев надає перевагу тим поперечним зонам, на границях яких проходять найбільш істотні зміни історико-структурних параметрів: гіпсометрії, потужності (товщині), повноти розрізу і речового складу відкладів верхньопалеозойського комплексу.

З північного заходу на південний схід, виділяючи поперечну зональність докембрійського структурного поверху ДДА, ми (див.рис.1.18) простежили такі мегаблоки: А – Подільсько-Брянський, Б- Дніпровсько-Курський, В – Приазовсько-Білгородсько-Розсошанський, які розділені міжмегаблоковими шовними зонами : Г – Криворізько-Кременчуцько-Крупецькою і Д – Оріхово-Харківською. Останні контролюють систему ранньокам'яновугільних (турне – ранній візе) алювіальних талеорусел, що, судячі за даними з геології і палеогеографії району КМА, закономірно пов'язані з рештками лінійних кор вивітрювання та іншими типами

розущільнених порід докембрійського фундаменту (О.Ю.Лукін, 1970, 1974; В.В.Гладун [101]). В той же час палеоуступи, що контролюються поздовжніми розломами, визначали розміщення зон розповсюдження піщаних акумулятивних тіл і карбонатних органогенних побудов у верхньовізейських і серпуховських відкладах (О.Ю.Лукін, 1985, 1986; В.В.Гладун [101]). В мегаблоках виділені: Трактемирівсько-Чернігівський (1), Кіровоградсько-Менський (2), Олександрійсько-Конотопський (3), Кобеляцько-Сумський (4), Дніпропетровсько-Харківський (5), Петропавлівсько-Вовчанський (6), Сватівсько-Троїцький (7), Розсошанський (8) і Біловодсько-Міллеровський (9) блоки, які розчленовані міжблоковими зонами: а) Херсонсько-Смоленською, б) Бахмацькою, в) Царичансько-Писарівською, г) Михайлівсько-Білгородською, д) Волновасько-Старобільсько-Кантемирівською, е) Міусько-Деркульською і є) Суровикінською. Роль міжблокових зон виконують також міжмегаблокові шовні зони Г і Д. При тектонічному районуванні тільки Пнб ДДА ми виділяємо з північного заходу на південний схід такі блоки: 1 – Чернігівський, 2 – Менський, 3 – Конотопський, 4 – Сумський, 5 – Харківський, 6 – Вовчанський, 7 – Сватівсько-Троїцький, 8 – Розсошанський, 9 – Біловодсько-Міллеровський (див. рис. 1.18). В Дніпровському грабені з північного заходу на південний схід поверхня фундаменту в мегаблоках ДДА знаходиться на глибинах: в Подільсько-Брянському – 3-9 км, Дніпровсько-Курському – 9-15 км, Приазовсько-Білгородсько-Розсошанському – 15-19 км (з ДСС до Каспійського моря встановлені значні коливання поверхні). В складаючих їх блоках поверхня фундаменту в грабені знаходиться на глибинах: в 1 на мінус 3 до 5 км, в 2 від 5 до 7 км, в 3 від 7 до 9 км, в 4 від 9 до 11 км, в 5 від 11 до 15 км, в 6 більше 15 км, в 7 від 15 до 19 км. На Пнб ДДА при загальному нахилі його поверхні на південний схід поперечні блоки виражені у геофізичних полях і речовинному складі [111 (рис. 1)].

Якщо Ю.О.Арсирій в 1966 р. [6] вважав, що “моноклінальні схили западини (Дніпровсько-Донецької) не визначаються інтенсивною дислокованістю осадових порід і строкатістю структурних форм, де розвинутий платформний тип складчастості з утворенням ізометричних, незамкнених структур”, то насправді виявилось, що Пнб ДДА має складну будову, особливо в Північному Донбасі.



## Історія розвитку Пнб і ДДА .

Сарматсько-Туранський лінеамент земної кори складається [4] з грабеноподібного прогину – Підлясько-Брестського (венд-девон); складно-побудованих грабенів – Прип'ятського і Дніпровсько-Донецького, закладених у девоні (інтенсивний розвиток в  $D_2$ -  $D_3$ ); простого грабена – Маницького (пермо-тріас); пізньопалеозойського міogeосинклінального прогину – Донбасько-Промисловського, який в кінці ранньої пермі перетворився у складчасту структуру; пізньопалеозойського – тріасового міogeосинклінального прогину – Мангишлацького, який в кінці тріасу став складчастою кімерійською спорудою.

З пізньопротерозойським часом пов'язане формування УЩ, Волго-Уральської та Воронежської антеклиз єдиного раніше Сарматського щита. Рифейський грабен автори [43] вважають первісною структурою ДДА. В ранньому і на початку пізнього палеозою СЄП зазнала інверсії (відсутність на значній території кембрійських, ордовіцьких, силурійських і нижньодевонських відкладів). Регіональне прогинання в  $D_2$  відсутнє. В пізньодевонський час проходить занурення по крайових розломах ДДА (інтенсивно – північна і південна прибортові зони). Піднята приосьова зона ДДА. Аналогічні умови в турнейсько-нижньовізейський час. З пізньовізейського часу над Дніпровсько-Донецьким грабеном формується однойменна западина платформного типу. В прогинання втягнуті і борти ДДА. Максимальні швидкості занурення – на південному сході і відкритому Донбасі. Аналогічні умови в серпуховський час. З кінця середнього карбону розвинута регресія моря (підйом ДДЗ). Важлива передтріасова перерва в осадконакопиченні. Регіон розділився на дві частини : ДДЗ і область відкритого Донбасу (ДСС). ДДЗ в тріасі і пізніше занурюється, Донбас навпаки зазнає висхідних рухів.

Є.С.Дворянин [57], на основі побудованої за участю дисертанта новітньої карти [140], уточнив етапи геологічного розвитку ДДЗ (рифтова, ранньосинеклізна, пізньосинеклізна, інверсійно-денудаційна стадії). В рифтову сформувався складний *палеожолоб* з відкладами  $D_3$ . Першим в ранньосинеклізну стадію вступив Донецький сектор ДДЗ, де з  $C_{1t}$  –  $C_{1v_1}$  почалося формування западини. Карбонатні відклади захопили борти ДДЗ, але на північний захід вони зникають. Морські мілководні

відклади  $C_{1V_2}$  на борту мають ерозійну границю залягання. Розповсюдження серпуховських відкладів аналогічне верхньовізейським. З середнього карбону басейн скорочується, з'являються континентальні умови. З настанням ранньопермської епохи порушується синхронність занурення Дніпровського і Донецького секторів. Перший – занурювався, другий – втягнутий в інверсійні рухи. Ранньосинеклізна стадія ДДЗ завершилась передтріасовим стиском. В тріасі та мезокайнозой формується полого платформна синекліза. Тектонічні рухи у пізньосинеклізній стадії мали розвиток з південного сходу на північний захід. На південному сході – Донецька частина ДДЗ (ДСС) вступила у завершальну інверсійно-денудаційну стадію. В Донбасі в кінці пізньовізейського часу закладений міogeосинклінальний трог, який вдавався у межі грабена і замкнувся у ранній пермі. Донецька лінійна і Дніпровська солянокупольно-брахіантиклінальна складчастості утворились одночасно під дією горизонтального стиску. Зона зчленування ДДЗ і Донбасу (ДСС), або тектонічний бар'єр між ними, на нашу думку, не можуть бути обгрунтованими для палеозойського часу. Крайові розломи у фундаменті ДДЗ мають безпосередній морфологічний і генетичний зв'язок з крайовими розломами Донбасу (див.рис.1.18).

На Пнб ДДА в роботі [101], за участю автора, аналіз розповсюдження і характеристика осадових комплексів свідчать про взаємозв'язки з розломно-блоковою тектонікою (максимальні прояви якої відбулися під час відкладання серпуховських і башкирських порід). З пізньовізейського часу і до палеогену включно осадконакопичення супроводжувалося загальним пониженням території борту і значним проявом локального тектогенезу. Під час відкладання порід середнього карбону на південному сході відбувалося різке занурення борту, а в пізньокам'яновугільний час – підняття (відсутність тріас-пермського і юрського комплексів). З візейського часу територія Пнб була нахилена на південний схід без аномалійних зон. В ранньосерпуховський час південно-східна частина борту підіймається (скорочення нижньої частини розрізу). З кінця пізньосерпуховського часу остання втягується в занурення (значні потужності середнього карбону). В пізньокам'яновугільну епоху проходить нове підняття, яке зберігалось до пізньокрейдяного часу (розмив цілих комплексів).

Підсумовуючи все вищенаведене в першому розділі можна зробити певні висновки:

- вперше з використанням середньо- та крупномасштабних карт (див.рис.1.2, 1.18), сейсмопрофілів (див.рис.1.5-1.13), карт (див. рис.1.14-1.17 ) і профілів регіонального, зонального, локального характеру, проведено структурно-тектонічне районування (поздовжнє (превалююче) і поперечне по простяганню ДДА) Північного борту ДДА від Білорусі до Калмикії;
- дослідженнями геологічної будови на основі вивчення поверхні докембрійського фундаменту і простеження відбиваючих горизонтів МСГТ в осадочному чохла вперше встановлені на Північному борту ДДА (і в Північному Донбасі) поздовжні СТЗ і СТП КНО, а також структурні смуги складок (ССС) (див.рис.1.18, 2.20, 1.2);
- доведено значно більшу складність будови Північного борту ДДА (і Північного Донбасу), ніж це передбачалося раніше (проста моноклінальна будова);
- виділено значну кількість локальних об'єктів (397), відкрито 57 родовищ ВВ;
- виявлено різноманітні типи структур, вивчено умови формування різних літолого-фаціальних груп, літолого-стратиграфічних комплексів;
- відтворена розломно-блокова тектоніка фундаменту і чохла Північного борту ДДА (і Північного Донбасу) і показано значення її в історії геотектонічного розвитку регіону (див.рис.1.18).

З наведеного вище впливає перше наукове положення, що представлено до захисту, у такому формулюванні: “Північний борт ДДА на території України і Росії - це складнобудована розломно-седиментаційно-блокова геоструктурна зона з широким розвитком різнотипних тектонічних і палеогеоморфологічних структур, сукупність яких утворює зони нафтогазонакопичення”.

## РОЗДІЛ 2

## НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДДА

Дніпровсько-Донецька газонафтоносна область (ДДГНО) є основною нафтогазовидобуваючою територією України. Вона охоплює ДДА. Її межі на Пнб і Південному борту співпадають з ізогіпсою по поверхні фундаменту мінус 1000 м (рис. 2.1., табл.2.1, дод. Ж, З, 3.1). Нафтогазоносність ДДА вивчалась багатьма фахівцями [16, 30, 33, 34, 40, 43, 48, 51, 54, 57-60, 63, 64, 66, 67, 69-71, 75-77, 82, 83, 86, 87, 89, 100-102, 104, 105, 108, 109, 114, 115, 124-127, 132, 139, 140, 143-145, 150, 153-155, 167-173]<sup>1</sup>, в тому числі автором [51, 59, 60, 86, 101, 140, 150]. Цей розділ висвітлює цілий ряд нашої графіки (див.рис.1.1.-1.4, 1.18, 1.19, 2.1, 2.20, 2.21, додатки З, К,М). Нафтогазоносність Пнб ДДА розглядалась у таких роботах [6,8,26,27,41,49-51,56,59,78-81,98,100-102,107,108,110,111,117,118, 124,141,150,151], в тому числі автора [49-51,59,60,79,98,101,150] (див.рис.2.1, 2.6, 2.8-2.19, додатки Ж, Л, М). Нафтогазоносності ДСС та інших прилягаючих до Пнб ДДА регіонів присвячено також значна кількість праць [1,3,11-13,17,29,36,47,51,60, 73,91,94-96,101,112,119,120,140], в тому числі автора [51,60,101,140] (див.рис.2.1., 2.16-2.21, додатки З,М).В ДДГНО відкрито 247 родовищ ВВ (сюди ми включили 20 родовищ ВВ по Пнб на території РФ). На Пнб ДДА відкрито 57 родовищ ВВ, з яких 37 в Україні (див.дод.Ж).

Опубліковані і рукописні роботи з будови і нафтогазоносності Пнб і ДДГНО, а також геолого-геофізичні матеріали і дані глибокого буріння за останні 11 років, дозволили не тільки проаналізувати і систематизувати дослідження багатьох фахівців, але й самому внести нові дані і інтерпретацію в особливості геологічної будови, структурно-тектонічного та нафтогазогеологічного районування Пнб ДДА (і Північного Донбасу в тому числі). Дисертація і монографія [101] не мають аналогів за об'ємом фактичного матеріалу і інформації, графічних матеріалів і таблиць, в

<sup>1</sup>Примітка 1. : слід відзначити роботу «Атлас родовищ нафти і газу України» /Арсірій Ю.О., Лазарук Я.Г., Федішин В.О. та інш. Наук.керівники: Гавриленко М.М., Фабій Б.А., Іванюта М.М. – Львів: Держкомгеології України, УНГА; 1995.- 930 с. (рукопис).

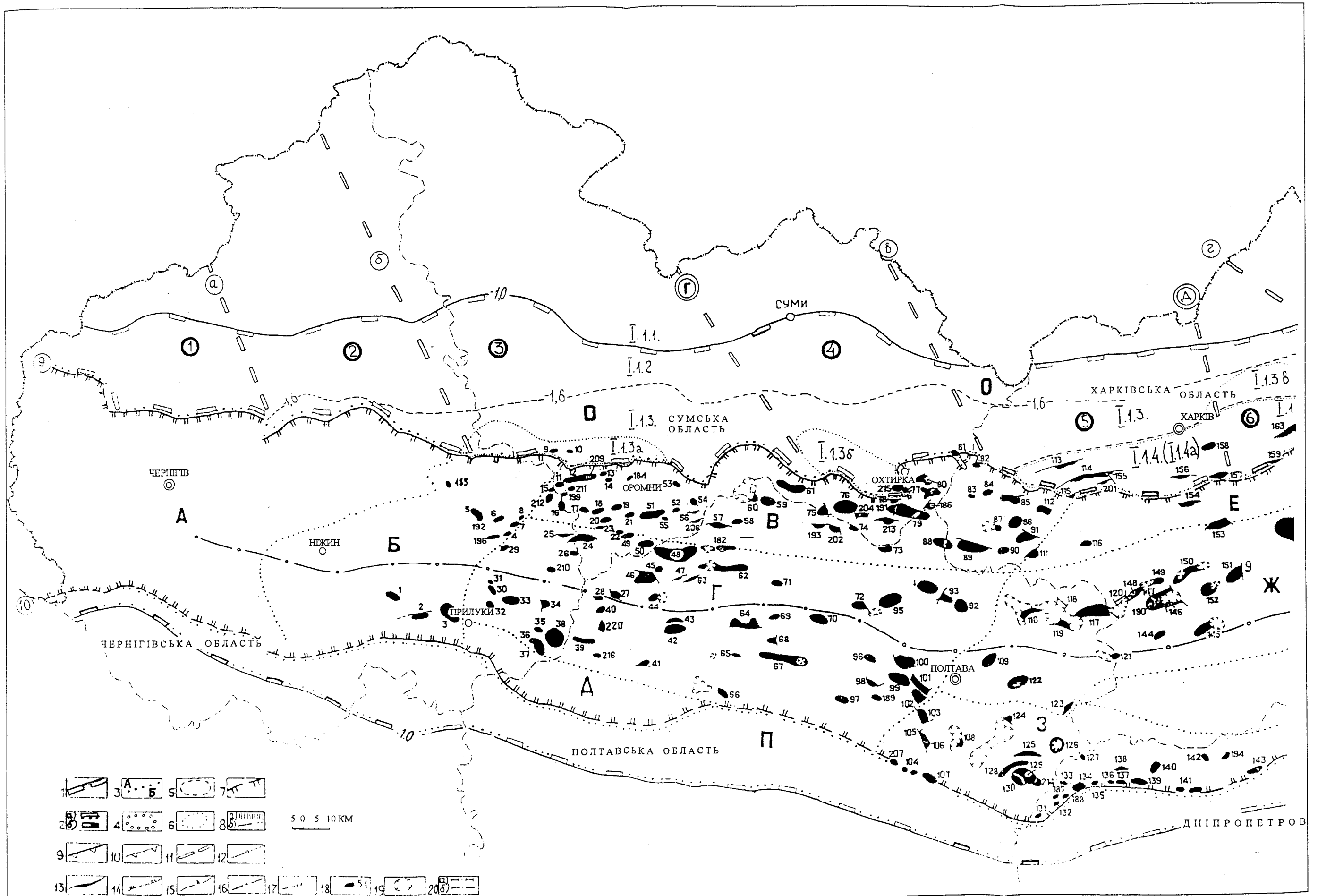


Рис.2.1. Карта нафтогазогеологічного районування і родовищ у Дніпровсько - Донецькій нафтогазоносній області.

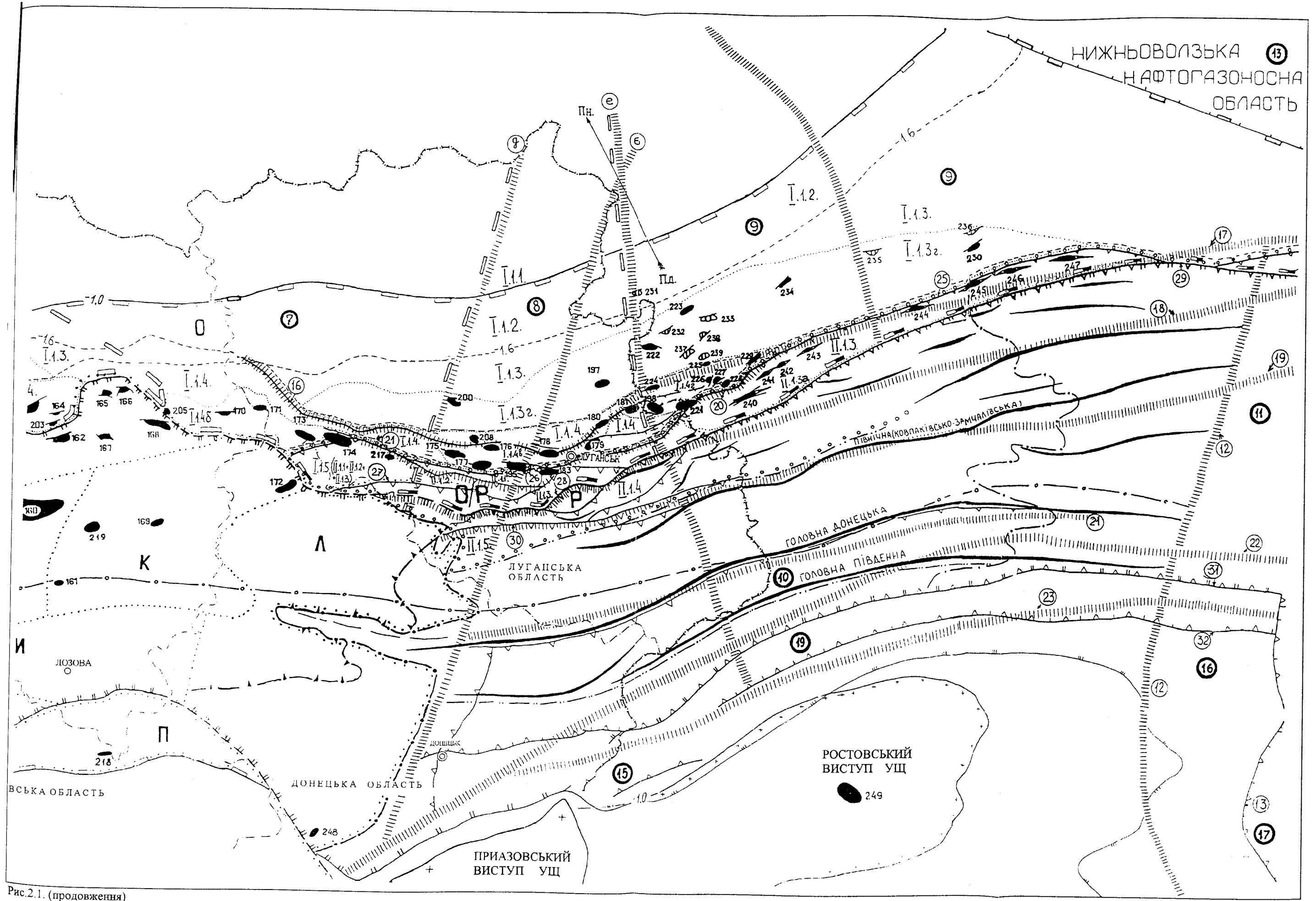


Рис.2.1. (продовження)

Рис.2.1. Карта нафтогазогеологічного районування і родовищ у Дніпровсько-Донецькій газонафтоносній області за В.В.Гладуном на основі матеріалів П.Ф.Шпака, Б.П.Кабишева, Ю.О.Арсирія, В.К.Гавриша, О.М.Істоміна, В.О.Старинського та ін. [1, 6, 8, 17, 33, 40, 43, 48, 54, 57, 65, 73, 77, 94, 104, 105, 111, 118, 124, 126, 130, 139, 144, 152, 168, 170, 171], 1998р., а також автора [49, 50, 59-61, 79, 98, 101, 140, 150].

1 - границі ДДГНО; 2 - південна границя нафтогазоноєної субобласті (району) Північного борту ДДА: а - до району Північної зони дрібної складчастості і насувів Донбасу (ПнЗДСД), б - в межах ПнЗДСД; 3 - нафтогазоносні і перспективні райони ДДГНО; 4 - нафтогазоносний район ПнЗДСД; 5 - нафтогазоносні і перспективні зони Північного борту ДДА; 6 - зони нафтогазонакопичення на Північному борту; 7- Північне крайове порушення ( зона) Дніпровського грабена; 8 - регіональні (а) і локальні (б) порушення; 9 - насуви, 10 - насуви (підкиди); границі (по розломах) між блоками на Північному борту ДДА (повністю вся розломно-блокова тектоніка ДДА наведена рис.1.12.: "Структурно-тектонічна карта докембрійського фундаменту ДДА..."); 11-міжмегаблокові (а), міжблокові (б); 12 - лінія максимальної глибини і товщини відкладів карбону [140]; 13 - крупні лінійні антиклінали ДСС; 14 - розповсюдження кам'яновугульних відкладів на Ростовському виступі УЩ; 15 - межа між Дніпровським грабеном і Донецькою внутрішньоплатформною геосинкліналлю [140]; 16 - західна і східна границі ДДС [130]; 17- границі зони крупних лінійних антикліналей ДСС (центральної її частини); 18 - родовища ВВ (перелік див.в табл.2.1); 19 - соляні тіла , штоки ; 20- границі : а- міждержавні, б- міжобласні.

Нафтогазоносні і перспективні райони ДДГНО з уточненнями і доповненнями В.В.Гладуна, 1998: А - Чернігівсько-Брагінський перспективний, Б-Монастирищенсько-Софіївський нафтогазоносний, В-Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний, Г - Глинсько-Солохівський нафтогазоносний, Д - Антонівсько-Білоцерківський перспективний, Е-Рябухінсько-Північногубівський газонаосний, Ж - Машівсько-Шебелинський газонаосний,

З - Руденківсько-Пролетарський нафтогазоносний, И - Жовтнево-(Октябрсько) - Лозівський перспективний (газоносний), К - Співаківський газоносний, Л - Кальміус-Бахмоцький перспективний (газоносний) (в Кальміуській частині відкрите Лаврентіївське газове родовище), О - нафтогазоносний район (субобласть) Північного борту ДДА (сюди входять М - Красноріцький газоносний район і Н - Лисичанський перспективний район по автохтонних складках Північного борту і Північнодонецький нафтогазоносний Ростовської області Росії, П - перспективний район Південного борту ДДА тут відкрито Кохівське родовище, Р – нафтогазоносний район Північної зони дрібної складчастості і насувів ДДС, який на півночі частково перекриває територію Північного борту ДДА (алохтонні складки ДСС). ДСС - перспективна субобласть ДДА.

Нафтогазоносні і перспективні зони Північного борту ДДА: 1.1.2.– Конотопсько-Міллерівська перспективна зона; 1.1.3. - Турутінно-Чабанівсько-Романівська нафтогазоносна зона малоамплітудних структур; 1.1.4. - Юліївсько-Марківська нафтогазоносна зона (мобільна зона Північного борту разом з зоною Красноріцьких скидів); 1.1.5. - Ямпільсько-Астахівська нафтогазоносна зона (поховані автохтонні структури Північного борту ДДА під насувними зонами ДСС) (II.1.1. II.1.2. II.1.3.).

Нафтогазоносні і перспективні зони Північної зони дрібної складчастості і насувів ДСС: II.1.1. - Кримсько-Слов'янськська газоносна (насувна зона); II.1.2. - Томашівська газоносна (насувна зона); II.1.4. - Алмазна перспективна (насувна зона); II.1.5. - Іллічівська перспективна (насувна зона).

Зони нафтогазонакопичення Північного борту ДДА: Турутінно - Володимирівська (входить до складу I.1.3а), Чернечинсько-Хухринська (I.1.3б), Юліївсько-Коробочкінська (I.1.4а), Дружелюбівсько-Макіївська (I.1.4б), Борівсько-Кондрашівська (I.1.4в), Чабанівсько-Крутівсько-Романівська (I.1.3г), Ольхівсько- Марківсько-Глибокинська (I.1.4г), Астахівсько-Хлопівська (II.1.3а), Томашівсько-Кремінна (I.1.5а).

■ Тектонічні елементи і порушення на Північному борту і ДСС приведені на рис.1.18.



Таблиця 2.1

Родовища ДДА станом на 01.01.1998 р. Склав В.В. Гладун за даними Ю.О.Арсирія, Б.П.Кабишева, О.М.Істоміна, П.Ф.Шпака, М.І.Євдошука, Є.С.Дворянина, В.О.Старінського та ін. [8, 16, 30, 33, 40, 41, 43, 44, 46, 48, 60, 62, 65, 67, 73, 77, 89, 94, 101, 104, 105, 130, 153, 168<sup>1)</sup>]

№№ на рис.2.1.	Назва родовищ	Фазовий стан ВВ	Продуктивні горизонти (тільки для Північного борту і ДСС ДДА)	Нафтогазогеологічне районування	
				Північного борту ДДА і ДСС ДДА за В.В. Гладуном, 1998 (див.рис.2.1.)	Інших районів ДДА <sup>2)</sup> [43, 65]
102	Абазівське	ГК,Г			Г
51	Анастасіївське	НГК			В
49	Андріяшівське	ГК			Г
18	Артюхівське	НГК			В
240	Астахівське	ГК	C <sub>2</sub> <sup>4</sup> (П), C <sub>2</sub> <sup>6</sup> (L), C <sub>2</sub> <sup>5</sup>	II.1.3.(II.1.3a)	-
100	Байрацьке	ГК			Г
185	Бахмацьке	Н			А
158	Безлюдівське	НГК	C-4 (C <sub>1s</sub> ), B-16, B-18 19(C <sub>1v2</sub> ), C <sub>1v</sub> +PE	I.1.4.( I.1.4a)	О
153	Безпалівське	Г			Ж
6	Бережівське	Н			Б
89	Березівське	Г			В
159	Білозірське	Г	B-18-19 ( C <sub>1v2</sub> )	I.1.4.( I.1.4a)	О
39	Білоусівське	ГК			Г
73	Більське	ГК			В
142	Богатойське	Г			З
37	Богданівське	НГК			Г
164	Борисівське	ГК	M-1 (C <sub>2m</sub> )	I.1.4.(I.1.4a)	О
175	Борівське	ГК	C <sub>1s</sub> , C <sub>1</sub> <sup>5</sup> , C <sub>2</sub> <sup>1</sup> - C <sub>2</sub> <sup>4</sup> (Б-1-Б-3, Б-5-7, Б-9) C <sub>1v</sub>	I.1.4.(I.1.4в)	М
80	Бугреватівське	Н			В
57	Валюхівське	ГК			В
50	Василівське	НГК			Г
12	Великобубнівське	НГК			В
179	Вергунське	Г, ГК	C <sub>2s</sub> , C <sub>1</sub> <sup>5</sup> -C <sub>2</sub> <sup>2</sup> C <sub>2</sub> <sup>3</sup> - C <sub>2</sub> <sup>5</sup> ( M-7,Б-2- Б-4, Б-6-8), Б-1	I.1.4.( I.1.4в)	М
135	Виноградівське	ГК			З
105	Відрадне	Г			З
167	Вишнівське	ГК			Е
10	Володимирське	ГК	B-18 ( C <sub>1v2</sub> )	I.1.3.(I.1.3a)	О
162	Волохівське	ГК			Е
24	Волошківське	ГК			Г
58	Гадяцьке	ГК			В

Примітки: 1. Ю.О.Арсирій, Я.Г.Лазарчук, В.О.Федишин та ін., 1995 та інш.

2. назви районів див.табл.2.2

Продовження таблиці 2.1

№№ на рис.2.1.	Назва родовищ	Фазовий стан ВВ	Продуктивні горизонти (тільки для Північного борту і ДСС ДДА)	Нафтогазогеологічне районування	
				Північного борту ДДА і ДСС ДДА за В.В. Гладуном, 1998 (див.рис.2.1.)	Інших районів ДДА <sup>2)</sup> [43, 65]
229	Глибокинське	ГК	$C_2^1$ (F), $C_2^6$ (L); $C_2^2$ - $C_2^4$	I.1.4.(I.1.4г)	-
48	Глинсько-Розбишівське	НГК			Г
38	Гнідинцівське	НГК			Г
186	Голиківське	Н			В
96	Гоголівське	ГК			Г
220	Голотовщинське (див Мехедівсько-Голотовщинське)	ГК			Г
141	Голубівське	НГ			3
106	Горобцівське	Г			3
228	Грачицьке	ГК,Г	$C_2^5$ (K), $C_2^7$ (M), $C_2^6$	I.1.4.(I.1.4г)	-
187	Гупалівське	ГК			3
241	Гусівське	Г, ГК	C23. C24	II.1.3.(II.1.3а)	
188	Дмухайлівське	ГК			3
172	Дробишівське	Г			К
170	Дружелюбівське	НГК	$C_2$ m, $C_2$ b(M-2-M-6; Б-2-Б-4, Б-10); М-7; С-5, С-8	I.1.4.(I.1.4б)	О
226	Дубівське	Г	$C_2^4$ (J)	I.1.4.(I.1.4г)	-
151	Єфремівське	ГК			Ж
14	Житне	Н			В
189	Житниківське	ГК			Г
74	Загорянське	ГК			В
171	Зайцівське	ГК	М-2 ( $C_2$ m)	I.1.4.(I.1.4б)	О
25	Зимницьке	ГК			Г
107	Зачепилівське	НГК			3
152	Західно-Єфремівське	Г			Ж
83	Західно-Козіївське (включають до Козіївського)	Н			В
117	Західно-Крестишенське	ГК			Ж
191	Західно-Рибальське	Г			В
72	Західно-Солохівське	ГК			Г
144	Західно-Соснівське	ГК			Ж
192	Західно-Софіївське	Н			Б
148	Західно-Старовірівське	Г			Ж
193	Зінківське (Північно Зінківське)	Г			В
129	Ігнатівське	НГК			3
166	Іскрівське	Г			Е
22	Кампанське	НГК			В

## Продовження таблиці 2.1

№№ на рис.2.1.	Назва родовищ	Фазовий стан ВВ	Продуктивні горизонти (тільки для Північного борту і ДСС ДДА)	Нафтогазогеологічне районування	
				Північного борту ДДА і ДСС ДДА за В.В. Гладуном, 1998 (див.рис.2.1.)	Інших районів ДДА <sup>2)</sup> [43, 65]
176	Капітанівське	ГК	$C_2^2 - C_2^4$ (Б-1-Б-6)	I.1.4.(I.1.4в)	М
155	Караванівське	Г	$C_{1v2}$ (В-16-19), В-20-21	I.1.4.(I.1.4а)	
87	Карайкозівське	НГК			В
26	Карпилівське	ГК			Г
194	Катеринівське	ГК			З
85	Качалівське	НГК			В
76	Качанівське	НГК			В
145	Кегичівське	ГК			Ж
66	Кибинцівське	Н			Г
111	Кисівське	Г			Е
182	Клинсько-Краснознам'янське	ГК		I	Г
84	Козіївське	Н			В
116	Коломацьке	Г			Е
64	Комишнянське	ГК			Г
180	Кондрашівське	ГК	$C_2^2, C_2^3 - C_2^5 C_2^6$ ( $C_{2b}$ ) (Б-1-Б-4; Б-6-Б-8)	I.1.4.(I.1.4в)	М
19	Коржівське	НГК			В
163	Коробочкінське <sup>1)</sup>	ГК	$C_2m, C_{1s1}, C_{1v}, PC$	I.1.4.(I.1.4а)	О
88	Котелівське	ГК			В
146	Котлярівське	Г			Ж
218	Кохівське	Г			П
69	Кошевойське	ГК			Г
242	Красновське	Г, НГ (ГК)	$C_2^3$ (Н), $C_2^4, C_2^5$	II.1.3.(II.1.3а) I	-
46	Краснозаводське (Червонозаводське) (разом з Рудівським складають Рудівсько- Краснозаводське)	ГК			Г
75	Краснозаярське	Г			В
91	Краснокутське	ГК			В
174	Краснопопівське	Г, ГК	$C_2^1 - C_2^5, C_3^1, (T_1,$ $C_2m, C_2b, C_{1s}, C_{1v})$	На межі I.1.4.(I.1.4б)та I.1.5.( I.1.5а)	Н
134	Кременівське	НГК			З
195	Кримське	Г	$C_{1s}, Б-3$	I.1.4.(I.1.4в)	М
221	Кружилівське	Г, ГК	$C_2^4$ (J), $C_2^5$ (K), $C_2^6$ (L), $C_2^7$ (M), $C_1^5, C_2^1 - C_2^3$	I.1.4.(I.1.4г)	М

Примітка 1: складається з Ртищівського ГК (С-3-4, В-14-16, В-17-19), Лебяжого ГК (В-14-16, В-17-18) і Коробочкінського ГК (В-14-16, В-17-24 і РС) родовищ

Продовження таблиці 2.1

№№ на рис.2.1.	Назва родовищ	Фазовий стан ВВ	Продуктивні горизонти (тільки для Північного борту і ДСС ДДА)	Нафтогазогеологічне районування	
				Північного борту ДДА і ДСС ДДА за В.В. Гладуном, 1998 (див.рис.2.1.)	Інших районів ДДА <sup>2)</sup> [43, 65]
222	Крутівське	Н	$C_2^1(F), C_{1v2},$ $C_1^1 - C_1^2$	I.1.3.(I.1.3г)	-
60	Куличихинське	НГК			В
55	Кулябчинське	ГК			В
196	Купінське	Н			Б
234	Курноліпівське	Н	$C_1 v(tl)$	I.1.3.(I.1.3г)	З
248	Лаврентіївське	Г			Л
121	Ланівське	ГК			Ж
36	Левківське	Н			Д
143	Левенцівське	ГК			З
33	Лесяківське	НГК			Г
104	Лиманське	НГК			З
52	Липоводолинське	НГК			В
138	Личківське	Г			З
178	Лобачівське	ГК	$C_2^1 - C_2^4$ (Б-1,Б-3-4, Б-6, Б-7)	I.1.4.(I.1.4в)	М
28	Луценківське	ГК			Г
197	Львівська (Тепле)	Н	$C_2b, C_1 s-v$	I.1.3.(I.1.3г)	О
101	Макарцівське	ГК			Г
31	Маківське	Н			Г
173	Макіївське	Г	$M-3 (C_2 m)$	I.1.4.(I.1.4б)	О
168	Максальське	ГК			Е
2	Малодівицьке	Н			Б
65	Малосорочинське	НГ			Г
112	Мар'їнське	Г			В
198	Марківське	НГК	$C_2 m, C_2 b$	I.1.4.(I.1.4г)	М
92	Матвійвське	НГК			Г
199	Матлахівське	НГК			В
103	Мачуське	Г			З
122	Машівське	ГК			Ж
147	Медведівське	ГК			Ж
150	Мелехівське	ГК			Ж
40+220	Мехедівсько- Голотовщинське	ГК			Г
17	Миколаївське	ГК			В
161	Миролобівське	ГК			К
131	Михайлівське	Г			З
32	Мільківське	НГК			Г
214	Мовчанівське	НГК			З
1	Монастирищенське	Н			Б
246	Морозівське	Г	$C_2 m (ks)-C_1^3 (N)$	II.1.3.(II.1.3a)	-
177	Муратівське	ГК	Б-11( $C_2b$ ), С-4-5 ( $C_1 s$ )	I.1.4.(I.1.4в)	М
133	Мусієнківське	ГК			З

№№ на рис.2.1.	Назва родовищ	Фазовий стан ВВ	Продуктивні горизонти (тільки для Північного борту і ДСС ДДА)	Нафтогазогеологічне районування	
				Північного борту ДДА і ДСС ДДА за В.В. Гладуном, 1998 (див.рис.2.1.)	Інших районів ДДА <sup>2)</sup> [43, 65]
115	Нарижнянське	ГК	Б-12(C <sub>2</sub> b), С-5, С-7 (C <sub>1</sub> s)	I.1.4.(I.1.4a)	О
93	Наташинське	ГК			Г
15	Нинівське	НГК			В
126	Новогригорівське	НГК			З
130	Новомиколаївське	НГК			З
136	Новоселівське	ГК			З
61	Новотроїцьке	НГК			В
118	Новоукраїнське	НГК			Ж
201	Огульцівське	ГК	В-16-18, В-19,В-20 (C <sub>1</sub> v <sub>2</sub> ), РЄ	I.1.4. (I.1.4a)	О
34	Озерянське	ГК			Г
181	Ольхівське (Вільхівське)	ГК, Г	C <sub>2</sub> m, C <sub>2</sub> b ( М-3-М-М-6-7, Б-1, 2,5), М-4, М-5	I.1.4. (I.1.4r)	О
94	Опішнянське	НГК			Г
156	Острове́рхівське	Г	С-5-С-7, С-8-9 (C <sub>1</sub> s) C <sub>1</sub> v <sub>2</sub>	I.1.4. (I.1.4a)	О
224	Патронівське	НГ	C <sub>2</sub> <sup>3</sup> (Н), C <sub>2</sub> <sup>4</sup> (J), C <sub>1</sub>	I.1.4. (I.1.4r)	-
71	Перевозівське	ГК			Г
21	Перекопівське	НГК			В
140	Перещепінське	ГК			З
4	Петрушівське	Н			Б
202	Пирківське	Г			В
53	Південно-Афанасівське	НГК			В
203	Південно-Граківське	ГК	М-1 (C <sub>2</sub> m), C <sub>1</sub> v <sub>2</sub>	I.1.4. (I.1.4a)	О
204	Південно-Качанівське	НГ			В
223	Північне	Г	C <sub>2</sub> <sup>5</sup> (К)	I.1.3. (I.1.3r)	-
245	Північно-Білянське	ГК	C <sub>2</sub> <sup>7</sup> (М), C <sub>2</sub> <sup>6</sup> (L), C <sub>3</sub> <sup>1</sup> (N)	II.1.3. (II.1.3a)	-
219	Північно-Волвенківське	ГК			К
205	Північно-Голубівське	ГК	М-2(C <sub>2</sub> m)	I.1.4. (I.1.4б)	О
43	Північно-Яблунівське	ГК			Г
8	Північно-Ярошівське	Н			Б
157	Платівське	Г	С-17-18 (C <sub>1</sub> s)	I.1.4. (I.1.4a)	О
227	Плотинське	Г	C <sub>2</sub> <sup>6</sup> (L), C <sub>2</sub> <sup>7</sup> (M)	I.1.4. (I.1.4r)	-
206	Побиванське	ГК			В
207	Потічанське	Г			З

## Продовження таблиці 2.1

№№ на рис.2.1.	Назва родовищ	Фазовий стан ВВ	Продуктивні горизонти (тільки для Північного борту і ДСС ДДА)	Нафтогазогеологічне районування	
				Північного борту ДДА і ДСС ДДА за В.В. Гладуном, 1998 (див.рис.2.1.)	Інших районів ДДА <sup>2)</sup> [43, 65]
3	Прилуцьке	Н			Б
81	Прокопенківське	Н	В-16 (C <sub>1</sub> v <sub>2</sub> )	І.1.3. (зона Північного крайового розлому)	О
139	Пролетарське	ГК			З
208	Путілінське	ГК	С-4 (C <sub>1</sub> s)	І.1.4.(І.1.4в)	М
67	Радченківське	ГН			Г
82	Радянське	Н			В
108	Решетняківське	ГН			З
79	Рибальське	НГК			В
209	Рогинцівське	НГК			В
98	Родникове (Джерельне)	Г			Г
119	Розпашнівське	ГК			Ж
123	Розумівське	Г			Ж
230	Романівське	Н	C <sub>2</sub> m (vr)	І.1.3.(І.1.3г)	-
11	Ромашівське	Н			В
184	Роменське	Н			В
56	Русанівське	Г			В
128	Руденківське	Г			З
45	Рудівське	ГК			В
127	Ряківське	Г			З
210	Савенківське	ГК			Г
97	Сагайдацьке	НГ			Г
211	Салогубівське	Н			В
243	Самбурівське	Г	C <sub>2</sub> <sup>7</sup> - C <sub>3</sub> <sup>3</sup>	ІІ.1.3.(ІІ.1.3а)	-
86	Сахалінське	НГК			В
27	Свирідівське	Г			Г
63	Свистунівське	Г			Г
35	Світличне	Н			Г
41	Селюхівське	Н			Г
99	Семенцівське	ГК			Г
70	Семиренківське	ГК			Г
113	Скворцівське	НГК	В-15-16, В-21, (В-26) (C <sub>1</sub> v), РЄ	І.1.4.(І.1.4а)	О
44	Скоробогатьківське	НГК			Г
212	Скороходівське	НГК			В
244	Скосирське	Г, ГК	C <sub>3</sub> <sup>1</sup> (N), C <sub>3</sub> <sup>2</sup> (O), C <sub>3</sub> <sup>3</sup> (P)	ІІ.1.3.(ІІ.1.3а)	-
183	Слов'яносербське	Г, ГК	C <sub>1</sub> s, C <sub>1</sub> <sup>5</sup> , C <sub>2</sub> <sup>1</sup> , C <sub>2</sub> <sup>2</sup> , C <sub>2</sub> <sup>3</sup> (газ В-10, 11), В-12	ІІ.1.1.	М
95	Солохівське	ГК			Г
68	Сорочинське	ГК			Г

№№ на рис.2.1.	Назва родовищ	Фазовий стан ВВ	Продуктивні горизонти (тільки для Північного борту і ДСС ДДА)	Нафтогазогеологічне районування	
				Північного борту ДДА і ДСС ДДА за В.В. Гладуном, 1998 (див.рис.2.1.)	Інших районів ДДА <sup>2)</sup> [43, 65]
169	Співаківське	Г			К
5	Софіївське	Н			Б
125	Степне	ГК			З
90	Степове	ГК			В
149	Східно-Медведівське	ГК			Ж
137	Східно-Новоселівське	НГК			З
109	Східно-Полтавське	ГК			Ж
13	Східно-Рогінцівське	Н			В
213	Сухівське	НГК			В
124	Суходолівське	НГК			В
16	Талалаївське	НГК			В
217	Томашівське	Г	C <sub>2</sub>	II.1.2	Л
59	Тимофіївське	НГК			В
225	Тишкінське	ГН	C <sub>2</sub> <sup>2</sup> (G), C <sub>2</sub> <sup>3</sup> (H), C <sub>2</sub> <sup>1</sup> (F), (C <sub>2</sub> m, C <sub>2</sub> b, C <sub>1</sub> v-s	I.1.4.(I.1.4r)	-
29	Тростянецьке	Н			Г
9	Турутинське	Н	B-17 (C <sub>1</sub> v <sub>2</sub> )	I.1.3.(I.1.3a)	О
62	Харківцівське	НГК			Г
247	Хлопівське	Г	C <sub>2</sub> (C <sub>3</sub> )	II.1.3.(II.1.3a)	-
77	Хухринське	Н	B-21 (C <sub>1</sub> v <sub>2</sub> ), РЄ	I.1.3.(I.1.3b)	О
200	Чабанівське	Г	C <sub>1</sub> s	I.1.3.(I.1.3r)	О
47	Червонолуцьке	Г			Г
120	Червоноярське	ГК			Ж
215	Чернечинське	Н	C <sub>1</sub> v <sub>2</sub> , РЄ	I.1.3.(I.1.3b)	О
216	Чорнухінське	Г			Г
110	Чутівське	ГК			Ж
54	Шатравінське	Н			В
160	Шебелінське	ГК			Ж
165	Шевченківське	Г			Е
23	Шумське	ГК			В
154	Шуринське	ГК			Е
30	Щурівське	Н			Г
114	Юліївське	НГК	C-5-6 (C <sub>1</sub> s), B-16- 19, B-20-21 (C <sub>1</sub> v <sub>2</sub> ), B-25-27 (C <sub>1</sub> v <sub>1</sub> ), РЄ, C <sub>2</sub> m, C <sub>2</sub> b		О
132	Юр'ївське	НГК			З
42	Яблунівське	НГК			Г
20	Ярмолинцівське	ГК			В

Продовження таблиці 2.1

№№ на рис.2.1.	Назва родовищ	Фазовий стан ВВ	Продуктивні горизонти (тільки для Північного борту і ДСС ДДА)	Нафтогазогеологічне районування	
				Північного борту ДДА і ДСС ДДА за В.В. Гладуном, 1998 (див.рис.2.1.)	Інших районів ДДА <sup>2)</sup> [43, 65]
7	Ярошівське	Н			Б
78	Ясенівське	Н			В

Примітка 1: В Ростовській області встановлена, крім того, нафтогазоносність на Тарасівській (238) (Н)  $C_2^3 - C_2^5$ ; Волошинській (231) (НГ) ( $C_{1s}, C_{1v}$ ); Мажурівській (235) (Н), ( $C_2$ ); Верхньотарасівській (233) (Н) ( $C_2^1$ ); Урюпінській (236) (Н) ( $C_{1v}$ ); Леонівській (237) (НГ) ( $C_2$ ); Тернівській (232) (НГ) ( $C_2$ ); Мостівській (239) (НГ) ( $C_2$ ) площах Північного борту ДДА. На Північному борту ДДА відкрито 5 родовищ, з них на території Ростовської області 20, не враховуючи площ з встановленою нафтогазоносністю. Марківське і Кружилівське родовища знаходяться у фондах структур України і Росії одночасно, як самостійні.



складанні багатьох з яких, автор безпосередньо брав участь самостійно чи як співавтор.

**2.1. Нафтогазогеологічне районування.** Цьому питанню в ДДГНО присвячені роботи [8,16,30,40,43,48,51,60,62,65-67,69,71.77,91,104,125,145,153,168], в тому числі по Пнб ДДА [6,16,17,40,41,43,51,55,60,94,101,104,130,152]. Розчленування України на нафтогазоносні провінції, області, субобласті, райони, зони нафтогазоносності, зони нафтогазонакопичення ґрунтуються на структурно-тектонічному принципі і виконано на засадах подібностей чи відмінностей геологічної будови, історії геологічного розвитку та інших ознак, які забезпечували і контролювали процеси генерації, акумуляції та збереження ВВ. Наше нафтогазогеологічне районування (див.рис.2.1.) базується на структурно-тектонічній основі, розробленій автором з використанням матеріалів багатьох фахівців і наведених в розділі 1 (див.рис. 1.18, 1.19).

При нафтогазогеологічному районуванні, крім геотектонічного критерію, за В.В. Семеновичем (1976), враховуються такі положення: літолого-фаціальні умови; палеотектонічні особливості; закономірності розміщення покладів ВВ по площі і розрізу; прогнозні оцінки ресурсів ВВ; розподіл початкових і поточних запасів ВВ по окремих нафтогазоносних комплексах; ступінь концентрації розвіданих запасів; коефіцієнт розвіданості окремих районів, зон (відношення початкових запасів ВВ до початкових потенційних ресурсів); об'єм потенційних ресурсів.

Нафтогазоносна провінція (в тому числі Дніпровсько-Прип'ятська) – відокремлена територія значних розмірів і товщин осадочного чохла, яка приурочена до одного чи групи суміжних найкрупніших чи крупних тектонічних елементів (плита, синекліза, антекліза, авлакоген). Вона має схожі риси будови, історію розвитку, характерний стратиграфічний діапазон нафтогазоносності, а також має умови і великі потенційні можливості генерації, акумуляції та збереження ВВ. Провінція обмежується безперспективними чи малоперспективними землями.

Нафтогазоносна (газонафтоносна) область входить до складу провінції або є самостійною. Вона приурочена до одного чи кількох найкрупніших тектонічних елементів (крайовий прогин, склепіння, ступінь, мегавал, западина, зона підняття чи прогинів) з подібною будовою і історією розвитку, регіональним розповсюдженням

основних нафтогазоносних комплексів (Дод. К) з визначеною прогноною оцінкою і встановленими початковими розвіданими запасами ВВ. Цьому відповідає ДДГНО.

Нафтогазоносна субобласть – це частина області приурочена до одного з найкрупніших чи крупних тектонічних елементів (борти, частини западин, прогинів і інше). Вона відрізняється умовами генерації і збереженням ВВ, а звідси і закономірностями нафтогазоносності. Границі відповідають розломам (чи їх зонам), які проявляються в чохлах і фундаментах. Б.П.Кабишев виділив в ДДЗ такі субобласті [43,76]: Північно-Західну, Центральну, Південно-Східну, Крайню Південно-Східну, Північно-Донбаську, Північного борту, які відповідають сегментам і центрикліналям крупномасштабного районування. Границі між ними відповідають глибинним розломам. При нашому районуванні в ДДГНО виділені такі субобласті північно-західного простягання: Північного борту, Східну, Західну – нафтогазоносні; Південного борту і ДСС – перспективні.

Нафтогазоносний район – це частина нафтогазоносною області чи субобласті, який виділяється за геоструктурною оцінкою [43]. Він характеризується умовами спільності літолого-формаційного складу порід, їх товщиною, віком основних регіонально продуктивних нафтогазоносних комплексів, особливостями геологічної будови, фазовим станом ВВ, які співпадають на одній території.

Нафтогазоносна зона – це тектонічний елемент або його частина, яка має визначені схожі структурно-тектонічні, літолого-стратиграфічні і гідрогеохімічні ознаки, а також певний характер нафтогазонасиченості розрізу та тип розвинутих в її межах покладів ВВ [125].

Зони нафтогазонакопичення являють собою сукупність суміжних і схожих за будовою родовищ ВВ, які відносяться до єдиного структурного чи літолого-фаціального елементу. Типи зон: структурні, літологічні, стратиграфічні, рифогенні [43]. Родовища ВВ не можуть бути поза межами нафтогазоносних районів чи зон. Під скупченням ВВ розуміється окремий продуктивний горизонт (чи декілька з спільним контактом). Нафтогазоносні структури є двох типів (на Пнб ДДА) – антикліналі, брахіантикліналі (підняття) і гемібрахіантикліналі, серед яких виділяються наскрізні, поховані і дисгармонійні різновиди. За І.І.Дем'яненком

(1999), основні структури в продуктивних комплексах фанерозою ДДЗ є наскрізні та поховані підняття (63%) і гемібрахіантикліналі (36%). Дисгармонійні структури складають 1%. Гемібрахіантикліналі представлені напівсклепіннями і незамкнутими брахіантикліналями, терасами, структурними носами і тектонічними блоками. Цей тип має основне розповсюдження на Пнб ДДА.

В роботі П.Ф.Шпака і інш. [43] докладно розглянуті критерії нафтогазоносності ДДГНО, особливо геохімічні, термобаричні і гідрогеологічні.

В 1998 р. П.Ф.Шпак [170] виділив шість основних факторів (критеріїв) нафтогазоносності: тип геотектонічного режиму; наявність продукуючих осадочних комплексів; ступені катагенетичних змін порід; розподіл розривних дислокацій в осадочній товщі; розміщення літофацій у різних структурних поверхах; просторове і вертикальне розміщення виявленої нафтогазоносності.

Ще у 1966 р. І.І.Чебаненко [155] розглянув проблему нафтогазоносності України під кутом розломно-блокової тектоніки. Ознаками генетичного зв'язку родовищ ВВ з зонами глибинних розломів є: вторинне залягання родовищ ВВ; єдино можливими шляхами механічного переміщення нафтової сировини можуть бути тільки зони розломів і ділянки підвищеної тріщинуватості гірських порід; переважання вертикальної міграції нафтової речовини; переважно стовбчастий характер будови більшості нафтових родовищ; широкий стратиграфічний інтервал (від докембрійських до четвертинних відкладів) знаходження родовищ; виявлення скупчень нафти в нижніх горизонтах осадочного чохла і в породах підстеляючого кристалічного фундаменту; наявність вертикальної зональності у характері розподілу нафтової речовини. З цих позицій підвищується загальна нафтогазоносність земної кори. Визнання структурно-генетичних зв'язків родовищ ВВ з зонами глибинних розломів робить пошуки більш цілеспрямованими. Методика розломно-тектонічного аналізу структури земної кори дозволяє успішно вести пошуки і розвідку родовищ ВВ в геосинклінальних, субгеосинклінальних і платформних областях, де немає, на думку автора [155], так званих нафтових світ. Найбільш сприятливими місцями концентрації родовищ є смуги різко виражених і довгоіснуючих зон розломів та ділянки зчленування та перетину спряжених систем

регіональних розломів північно-західного ( $305-315^0$ ) і північно-східного ( $35-45^0$ ) напрямків.

В роботі 1998 р. [100] виділені глибинні геофізичні критерії нафтогазоносності земної кори: геофізичні неоднорідності земної кори (магнітні, щільнісні, швидкісні, теплові та інші) [102], підйом розділу М та областей максимальних його градієнтів, що відображають “збуджений” стан мантиї, трансрегіональні тектонічні шви та глибинні розломи і розломні зони, що перетинають або обмежують геофізичні неоднорідності; літосферні лінеamenti північно-східного простягання, які є трансрегіональними проникними структурами, які пов’язані з подошвою літосфери.

Закономірності розміщення і формування родовищ ВВ ДДЗ вивчалися М.І.Євдошук [65] на основі аналізу впливу групи геологічних показників на продуктивність структур, фазовий стан і запаси, та з урахуванням існуючих досліджень позицій осадово-міграційної теорії утворення нафти і газу та уявлень про їх можливий глибинний генезис. Встановлено, що по основних генеруючих комплексах ДДЗ (серпуховському, турнейсько-нижньовізейському та нижньому карбону в цілому) із збільшенням генеруючого комплексу ростуть запаси та величини скупчень. Для середнього карбону: із збільшенням потужності, запаси зменшуються. Виявлені прямі зв’язки запасів з щільністю генерації ВВ і температурою. Питання про вплив глибинних розломів на нафтогазоносність (продуктивність, фазовий стан ВВ, запаси) є фундаментальними. Цій проблемі присвячено значну кількість робіт по ДДГНО і Пнб ДДА [16,31-34,38,40,43,45,46,49-51, 53-55,62, 63, 65, 67, 74, 76, 79, 82, 98, 101, 102, 104, 110, 113, 115-117, 125, 127, 144,155,168,170,173]. Щільність локальних об’єктів в зонах глибинних розломів значно більша, ніж на суміжних площах. Площа структури виявляє зв’язок з запасами ВВ та величиною скупчень, а її амплітуда - акумуляційна та міграційна ознаки. За М.І.Євдошук [65], розподіл покладів, в залежності від класу покришок, свідчить про вплив якості флюїдоупорів на фазовий стан ВВ. Крупні, середні скупчення, а також поклади газу екрануються більш якісними флюїдоупорами. В генеруючих продуктивних комплексах насиченість підземних вод вуглеводневими

газами значна, в негенеруючих – низька. В якості генераторів ВВ П.Ф.Шпак і інш. [43] розглядають глинисто-карбонатні товщі девону і карбону в ДДЗ: турнейсько-нижньовізейські, верхньовізейсько-серпуховські нижнього карбону, девонські та башкирські (середнього карбону).

Нафтові, нафтогазоконденсатні і газоконденсатні поклади ВВ розповсюджені переважно у північно-західній частині ДДГНО, а газові і газоконденсатні – в південно-східній. З північного заходу на південний схід збільшується вміст метану в газі (до 94-95%), а в газоконденсатних системах знижується кількість рідкої фази від  $1000 \text{ см}^3/\text{см}^3$  до  $14 \text{ см}^3/\text{см}^3$ . На глибинах 4,0-4,5 км нафтові поклади північно-західної і середньої частині ДДЗ змінюються газоконденсатними і газовими [43]. Головна зона нафтоутворення в Дніпровському грабені [169] фіксується на глибинах 1-2 до 4,5-5,5 км і на південному сході від 0,5 до 2,5-3,0 км. Розподіл промислових скупчень ВВ різного складу і фазового стану за інтервалами глибин за максимумами виглядає так (Л.М.Кучма, 1998). По нафтових - максимум -81 припадає на 3-4 км (38,6%), по нафтогазових та газоконденсатних – 21 співпадає з інтервалом 2-3 км (14,3%), по газових і газоконденсатних скупченнях максимум -131 припадає на глибини 4-5 км (70,4%). В цілому по ДДГНО максимум усіх скупчень -210 припадає на глибини 3-4 км; 186 на 4-5 км, 1-2 і 2-3 км по 147 скупчень; 5-6 км – 75 скупчень; 0-1 км – 22 і глибини 6-6,3 км – 1 скупчення.

В ДДГНО встановлено два гідродинамічних поверхи: верхній з латеральним рухом підземних вод і нижній з домінуючим вертикальним (Атлас..., 1995). Верхній пов'язаний з великим артезіанським басейном ДДЗ. Пнб і крайня північно-західна частина є областями його живлення, а південна прибортава зона – областю розвантаження. Поверх починається зоною активного водообміну, яка охоплює розріз від четвертинних до верхньоюрських відкладів, а по периферії ДДЗ до нижньокам'яновугільного. Глибше розташована зона обмеженого водообміну (у грабені-юра-тріас). Зона дуже обмеженого водообміну починається під хемогенними нижньоперськими породами (глибини 3600-4000 м). Води поверху високонапірні (до 1000 куб.м/добу). Нижній поверх характеризується переміщеннями вод по порушеннях чохла і фундаменту. Води високонапірні але дебіти менші (до 600

102  
губ./добу). Палеозойські підземні води, в оточенні яких зосереджені відомі скупчення ВВ, хлоркальцієвого типу.

Основними критеріями для районування території Пнб ДДА та оцінки гідрогеохімічних умов нафтогазоносності прийняті (В.О.Кривошея, 1994) показники та критерії, апробовані для ДДЗ: гідрохімічний тип, група та загальна мінералізація води, якісний склад та концентрація мікроелементів, газонасиченість та компонентний склад водорозчинених газів, специфічні особливості різнотипних гідрогеологічних аномалій, які генетично пов'язані з активними проявами сучасних геофлюїдодинамічних процесів.

В цілому гідро- і газогідрохімічні обстановки Пнб ДДА не відрізняються від таких, які існують в нафтогазоносній частині Дніпровського грабена .

На Пнб у водоносних комплексах фундаменту, нижнього і середнього карбону широко розвинені мінералізовані води та розсоли хлоридного типу. Найбільш древніми і застійними є розсоли фундаменту. Води чохла більш рухливі і переміщувалися з боку грабена до Пнб – в періоди трансгресій і проявлення елізійних етапів розвитку басейну; в зворотному напрямку – під час підняття території і активізації інфільтраційних процесів. Цей тип розломів ? характеризує гідрохімічну і гідрогеологічну обстановку, сприятливі для існування і збереження скупчень ВВ. Підземні води верхнього гідрогеохімічного поверху (четвертинний, крейдовий, юрський, тріасовий водоносні комплекси прісних і мінералізованих вод) у верхній частині за своїм генезисом є інфільтраційними і характеризують зону активного водообміну. В нижній частині цього поверху зосереджені води змішаного типу. На південь від границі мінус 1000 м ( по поверхні фундаменту) з ростом глибин, пластових температур і тисків збільшується загальна мінералізація. На північ від цієї межі породи комплексів, поступово переходять в зону гідравлічного зв'язку з верхніми водоносними горизонтами активного водообміну, де розповсюджені прісні та маломінералізовані води інших генетичних типів та груп. Гідрохімічна обстановка в такій зоні не сприяє збереженню ВВ, але і тут можуть формуватися поклади ВВ, якщо пастки будуть розміщені в зонах активної вертикальної міграції. Підземні води невеликих глибин – гідрокарбонатрієвого типу, а нижче – хлоркальцієвого [69] . Було встановлену

підвищену газонасиченість вод та вуглеводневий склад газу поблизу порушень і родовищ ВВ. З віддаленням від контуру нафтогазоносності вуглеводневий склад водорозчинених <sup>газів</sup> ~~складів~~ змінюється азотним і зменшується газонасиченість (св.Юліївська-11). На глибинах 4000 м на Пнб в породах фундаменту і нижнього карбону вміщуються хлоридні кальцієво-натрієві та магнієво-кальцієво-натрієві розсоли з мінералізацією 120 г/л з високим ступенем метаморфізації і значним вмістом вуглеводневих водорозчинених газів від 72 до 97%. На глибинах порядком 1000 м в одновікових породах спостерігаються солонуваті хлоридні кальцієво-натрієві води з різким зниженням мінералізації до 4-9 г/л, проте відносна концентрація вуглеводневих газів досягає 38%. Мінералізація вод вирішального значення для збереження покладів ВВ не має. На Краснопопівському родовищі в тріасових відкладах мінералізація також низька 6,9-38 г/л, а скупчення ВВ існує. Ці питання знайшли своє відображення в роботі В.А.Терещенка [151], де розглянуті перспективи пошуків ВВ на глибинах 700-2500 м у відкладах карбону на південному сході Пнб (Україна). Існує точка зору, що в цьому інтервалі глибин проходило <sup>районування</sup> ~~районування~~ покладів ВВ потоком інфільтрогенних вод, які рухались з боку ВА [165]. В.А.Терещенком встановлено, що в смузі глибин 700-2000 м в карбоні існують слабкі розсоли і солоні води хлоркальцієвого типу, які не несуть слідів впливу прісних інфільтрогенних вод. Розчинені у водах гази мають переважно метановий склад. Лише при заляганні порід карбону на глибинах 500-700 м і менше в них відзначається опріснюючий вплив інфільтрогенних вод по лінії Шебекіно-Новопсков (поблизу державного кордону з РФ). В розглянутій вище смузі поклади ВВ можуть бути виявлені в породах середнього і нижнього карбону, а можливо, і в утвореннях фундаменту. Прогнозуються дрібні поклади, пов'язані з малоамплітудними та неантиклінальними пастками. На південно-східному схилі ВА у відкладах девону і карбону відомі поклади ВВ [151]. Біля фронту впливу інфільтрогенних вод є можливість зустріти поклади важких окислених нафт і бітумів на глибинах 300-500 м, на що вказують нафтобітумопрояви в Росії.

У межах Донбасу виділено 2 гідрогеологічні поверхні: нижній, пов'язаний з проникненням глибинних вод, з мінералізацією 0,2-66 г/л (переважно 2-3 г/л) з

підвищеним вмістом бору, ртуті. Різко підвищені вмісти водорозчинених газів – вуглекислого, метану, водню, азоту, гелію. В центральних частинах Донбасу (Нагольний кряж) у складі водорозчинених газів різко переважає вуглекислий газ і водень, а ВВ відсутні. Роль метану і важких ВВ зростає по периферії Донбасу.

У межах Ростовської області палеозойський гідрогеологічний поверх складається з нижнього комплексу (карбонатні формації низів середнього і нижнього карбону) та верхнього комплексу (башкирський ярус – нижньопермські відклади) (В.С.Назаренко, О.М.Резніков, 1994). З просуванням на північ зростає вплив інфільтраційних вод. Скупчення нафти знаходяться в більш сприятливих для збереження умовах. На півночі Пнб періодично знаходять невеликі прояви нафти (залишкові скупчення). На півдні Пнб поклади ВВ в нижньому карбоні – низах середнього карбону більш значні. Таким чином, механізми формування флюїдних систем визначають перспективи нафтогазоносності. Вони, на думку В.С. Назаренка і О.М. Резнікова, 1994, пов'язані з пошуками газових скупчень, які утворились у місцях наявності колекторів і екранів на шляху флюїдів, які рухались. Поблизу покладів ВВ пластові води характеризуються різко зниженою мінералізацією, підвищеним значенням Na-Cl, катіонного коефіцієнтів. Пластові тиски поблизу покладів знижені. Утворення покладів нафти пов'язане з власним розвитком пластових систем. Знаходження скупчень рідких ВВ очікується, насамперед, в піднасувній, зоні де були кращі умови для збереження покладів від руйнування у процесі розвитку.

Основні критерії нафтогазоносності Пнб зводяться до наступного: широкого прояву розломно – блокової тектоніки, яка обумовила утворення різноманітних структурних форм (рис.2.2 – 2.3); наявності поперечних регіональних розломів, які обмежують крупні блоки; значне розповсюдження поздовжніх і поперечних локальних скидів, чи навіть цілих систем, ліній, які обумовили утворення протяжних крупних СТЗ і ССС; розвитку на Пнб ДДА основних регіонально-продуктивних комплексів типових для ДДА (рис.2.4). З усіх показників основними є: інтенсивність прояву розломно-блокової тектоніки; амплітудність об'єкта в розрізі продуктивного комплексу; тип та амплітуда порушень, що облямовують чи пересікають структурну форму; співвідношення товщини покриток, прониклої



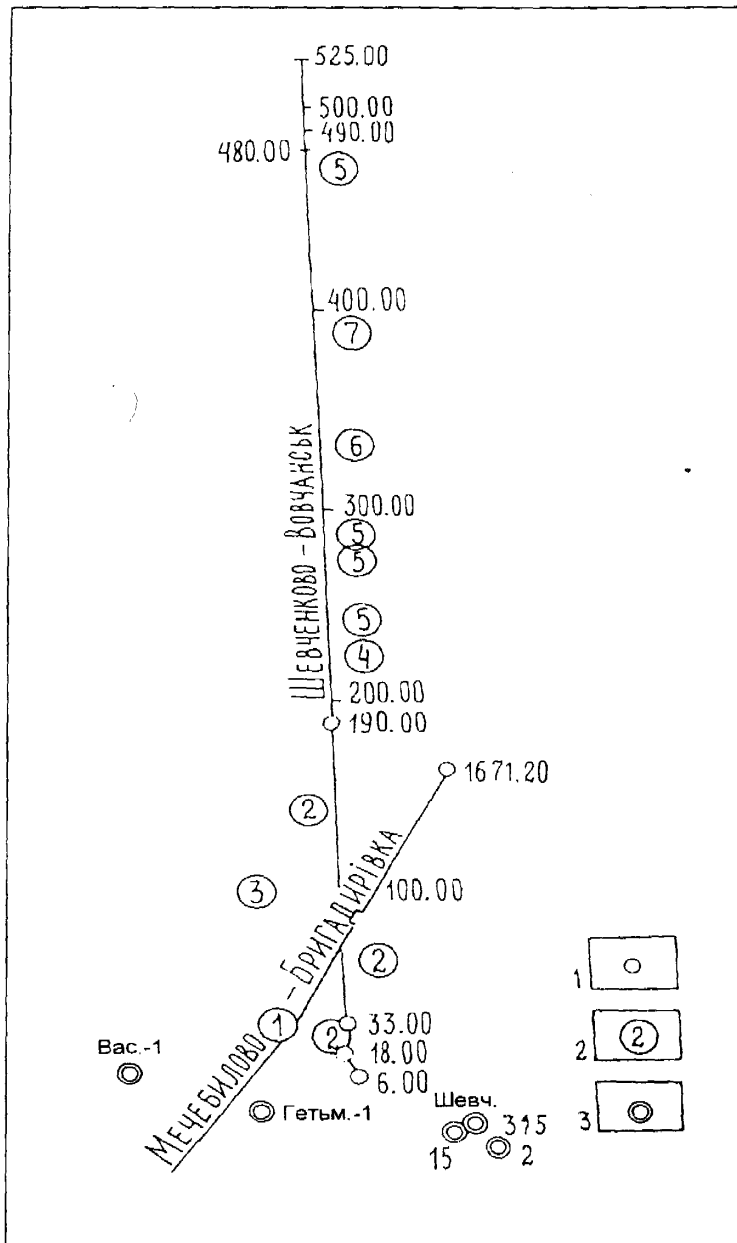


Рис.2.2. Розташування сейсмопрофілів Мечебилово – Бригадирівка і Шевченково – Вовчанськ на Північному борту ДДА (Гладченко Ю.О., Гладун В.В.): 1 – пікети сейсмопрофілів; 2 – виявлені різні типи пасток на профілях (1 – прирозломна структура “красноріцького типу” над ступінню фундаменту, 2 – зони виклинювання у покрівлі московських відкладів підглинисту товщу юри; 3 – антиклінальний перегин над грабенем у фундаменті внаслідок тектонічного короблення; 4 – штампова структура у візейсько – нижньосерпуховській товщі; 5 – малоамплітудні антиклінальні перегини у відкладах середньокам’яновугільних – верхньосерпуховських над блоками нижнього карбону і фундаменту; 6 – лінзоподібні утворення в низах осадової товщі з антиклінальними обляганням по вищезалягаючих відкладах; 7 – складнопобудована структурно – тектонічна зона у відкладах карбону); 3 – свердловини (Вас.- Василенківська, Гетьм.-Гетьманівська, Шевч.-Шевченківські).

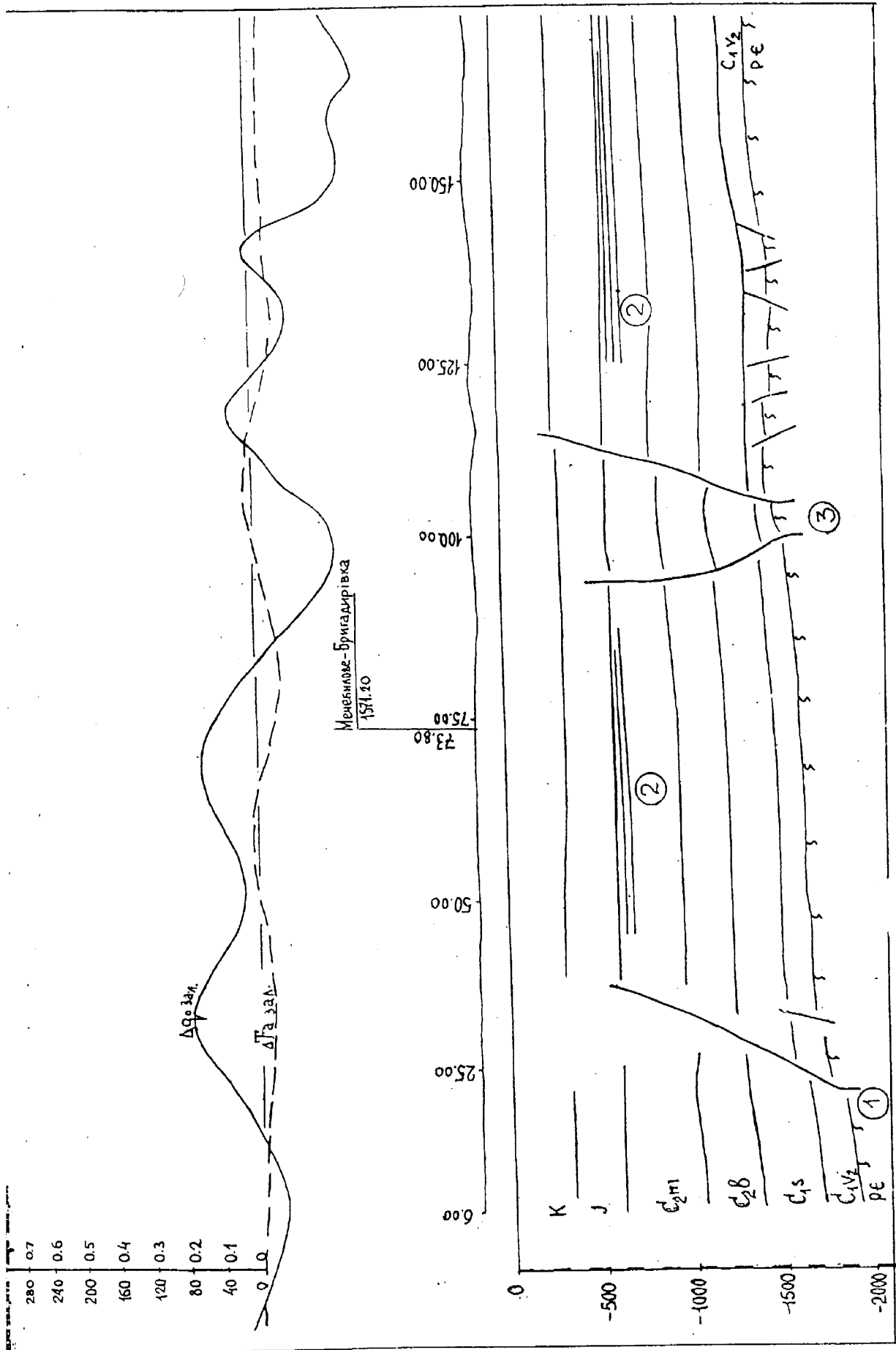


Рис. 2.3. Глибинний розріз по зональному профілю МСГТ Шевченково-Вовчанськ (Ю. О. Гладченко, В. В. Гладун, 1998)

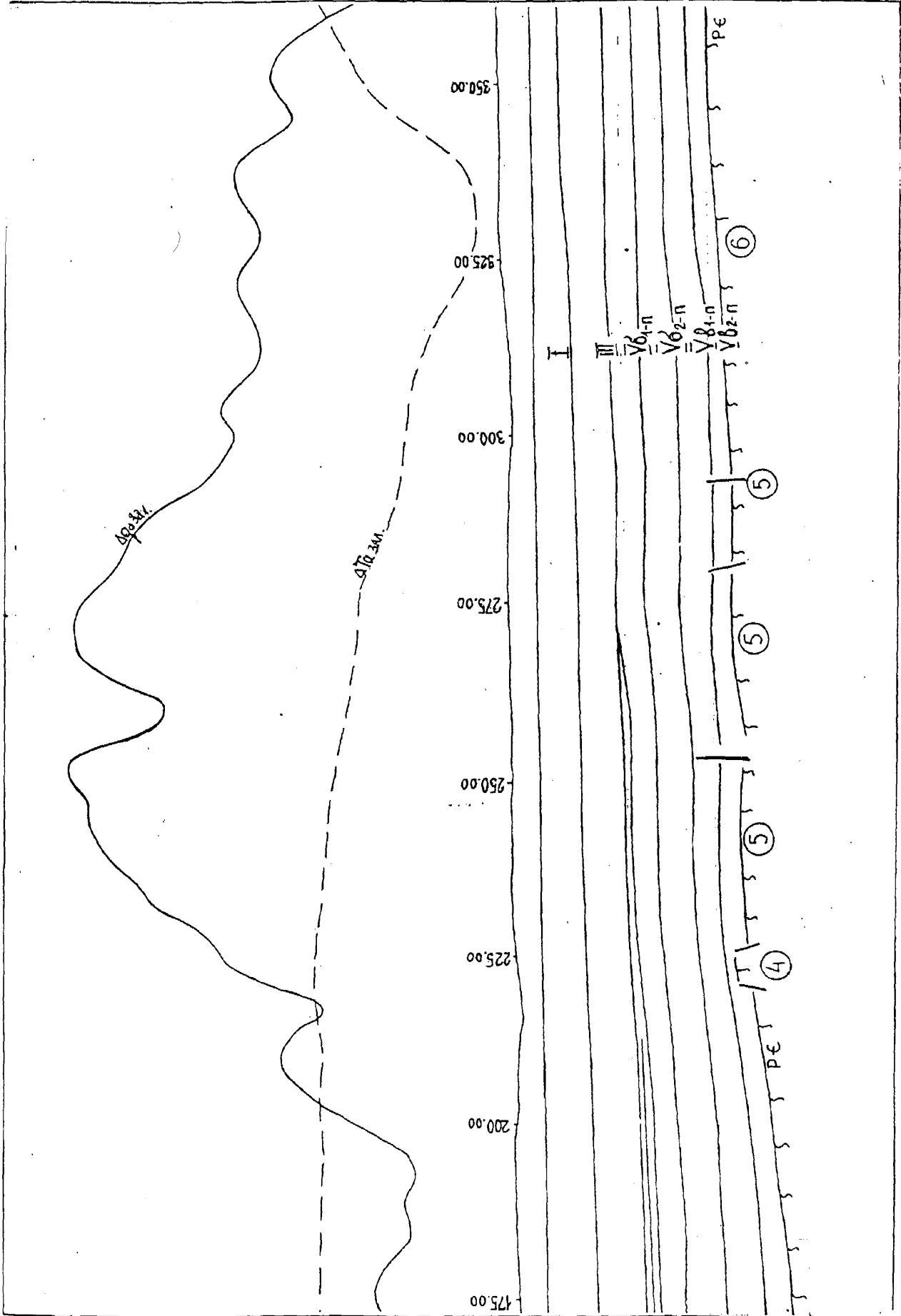


Рис. 2.3. (продовження)

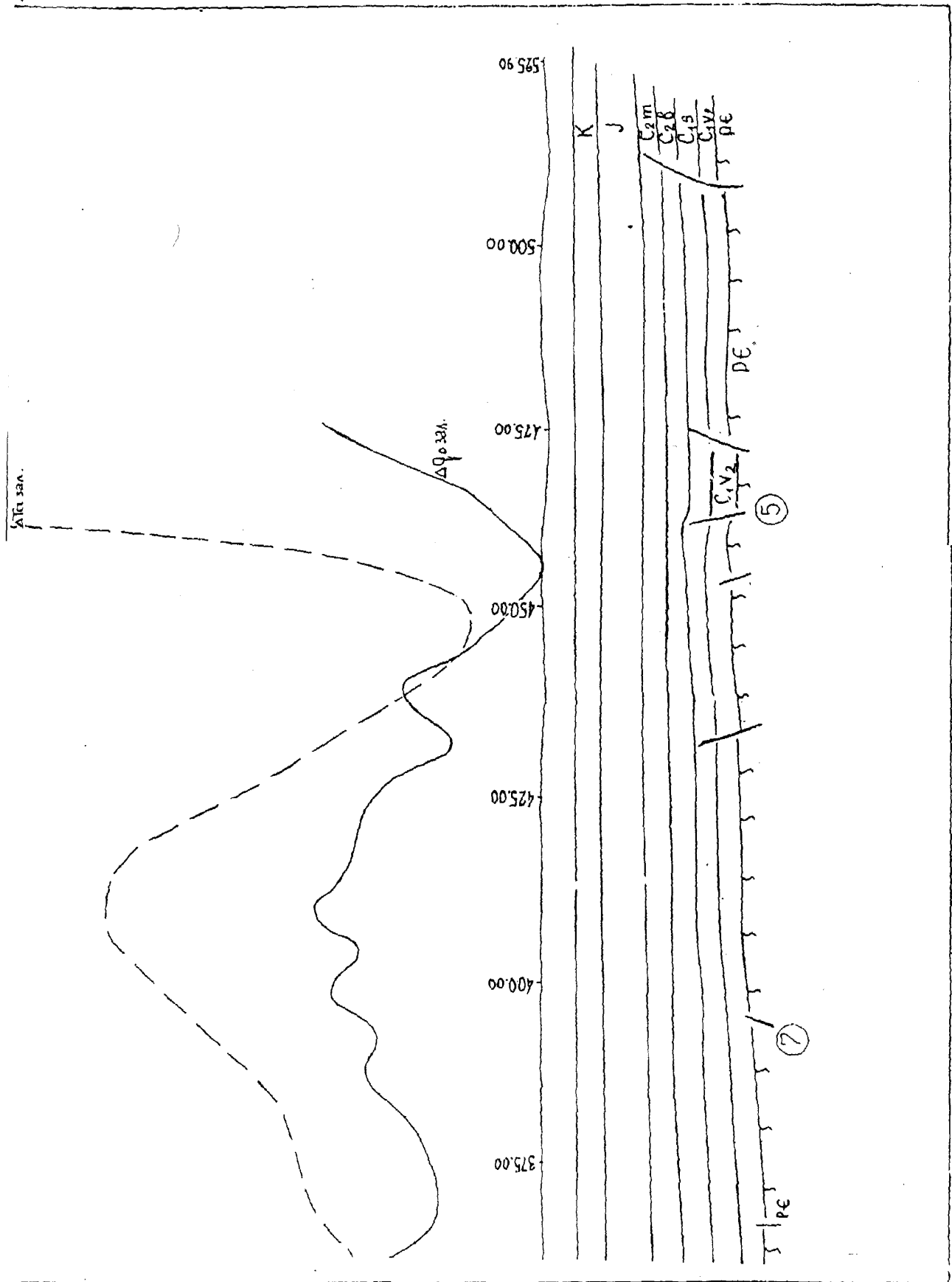


Рис. 2.3. (продовження)

Рис. 2.3. Глибинний розріз по зональному профілю МСГТ Шевченково-Вовчанськ за Ю.О. Гладченком, В.В. Гладуном, 1998.

В порядку стеження по профілю з півдня на північ тут виділено слідуєчі типи об'єктів (в кружках): 1 - прирозломна структура “ красноріцького” типу над ступінню (уступом) фундаменту; 2 - зони виклинювання; 3 - антиклінальний перегин над грабенном у фундаменті внаслідок тектонічного короблення; 4 - штампова структура у візейсько-ніжньосерпухівській товщі; 5 - малоамплітудні антиклінальні перегини у відкладах середньокам'яновугільних-верхньосерпуховських над тектонічними блоками нижнього карбону і фундаменту; 6 - лінзоподібні утворення в низах осадової товщі з антиклінальним обляганням по вищезалягаючих відкладах, 7 - складно-побудована структурно-тектонічна зона у відкладах карбону.

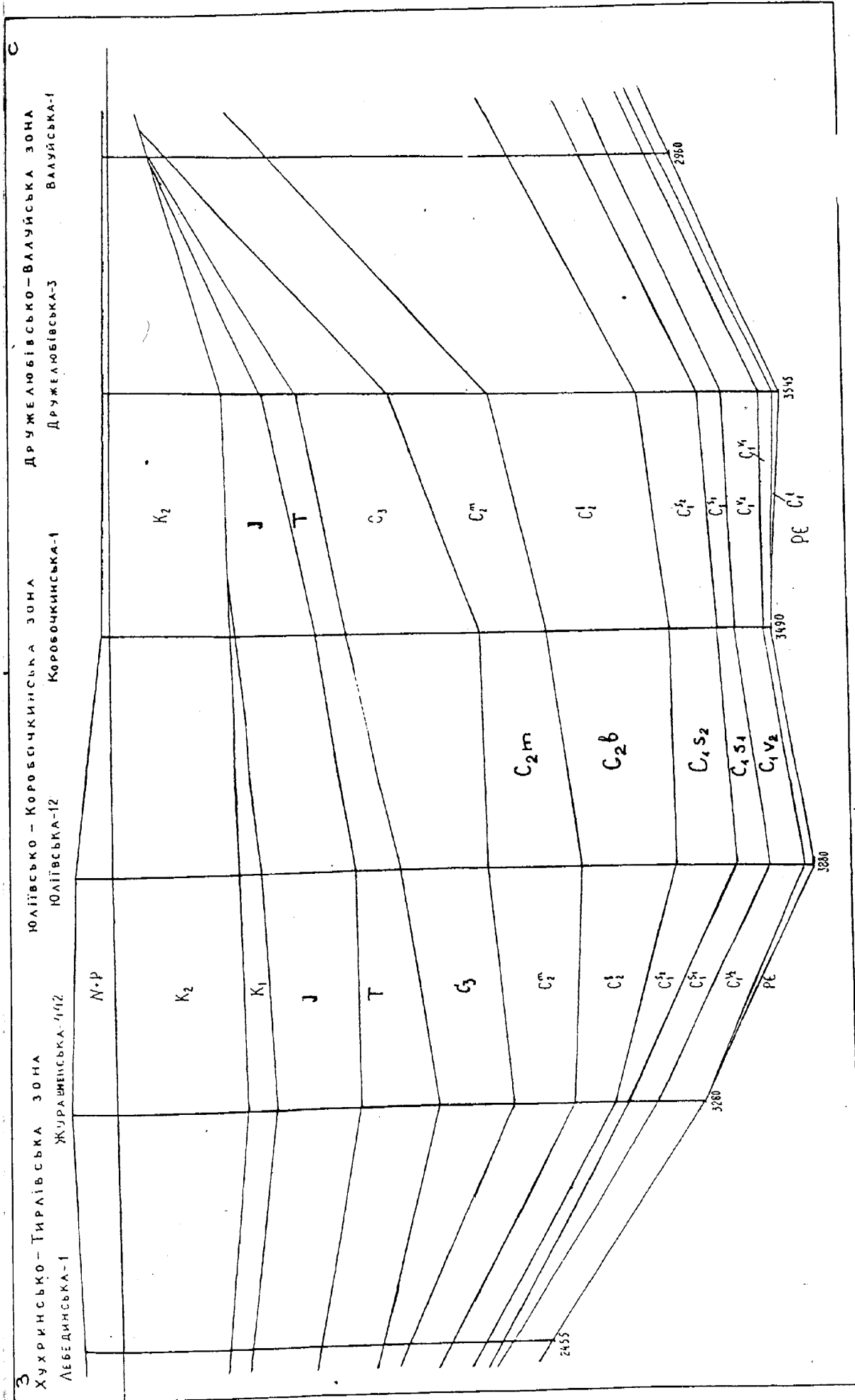


Рис. 2.4. Особливості розвитку стратиграфічних комплексів уздовж Північного борту ДДА за Павленком П. Т., 1997.

частини пласта-колектора та амплітуди екрануючого порушення(рис.2.5); характер літологічних змін пластів-колекторів; сприятливі гідрогеохімічні умови для покладів ВВ.

Динаміка розвитку структур, як критерій нафтогазоносності, є визначальним в оцінці їх продуктивності та визначенні перспективних комплексів (П.Т.Павленко, 1998 р.[100]): для піднять, що формувалися тривалий час, незалежно від генезису їх утворення, характерний широкий стратиграфічний діапазон нафтогазоносності; ті, що розвивались як самостійні локальні форми лише у палеозойський час, діапазон нафтогазоносності звужений (нижні регіональні продуктивні горизонти); ті, що формувалися лише в епохи найбільшої регіональної тектонічної активності, а в решту часу являли монокліналі, тераси, практично позбавлені промислових купчень ВВ.

Нафтогазоносні комплекси (НГК). Під НГК розуміють літолого-стратиграфічний підрозділ, регіонально нафтогазоносний у межах крупних одиниць нафтогазогеологічного районування території, який вміщує перекриті регіональною покришкою колекторські товщі (резервуари, пласти), які об'єднані спільністю властивостей нафт і газів, які в них розміщені. В 1976 році основними продуктивними комплексами в Прип'ятсько-Дніпровській нафтогазоносній провінції були: теригенний верхньокам'яновугільно-нижньопермський (66% початкових розвіданих запасів ВВ), теригенний нижньокам'яновугільний(18%), сілсольовий і міжсольовий девонський(10%). Всього в провінції налічувалось 84 родовища (21 нафтове, 22 нафтогазових, 41 газове за, В.В.Семеновичем, 1976). Девонські відклади промислово нафтоносними були тільки у Прип'ятському прогині. В 1981 році за структурно-формаційними особливостями і характером регіональних нафтогазоупорів в палеозойській товщі ДДЗ В.Б.Порфір'єв і ін. [125] виділяли сприятливі для нафтогазонакопичення комплекси: нижньопермсько-верхньокам'яновугільний (покришка – пермські соленосні і глинисті шари), середньокам'яновугільний (регіональна покришка відсутня, поклади можливі тільки в ділянках розвитку зональних і локальних нафтогазоупорів у верхніх частинах шкирського і московського ярусів), нижньокам'яновугільний (покришка – верхньовізейсько-серпуховські глинисті шари), фаменський (покришка – фаменська

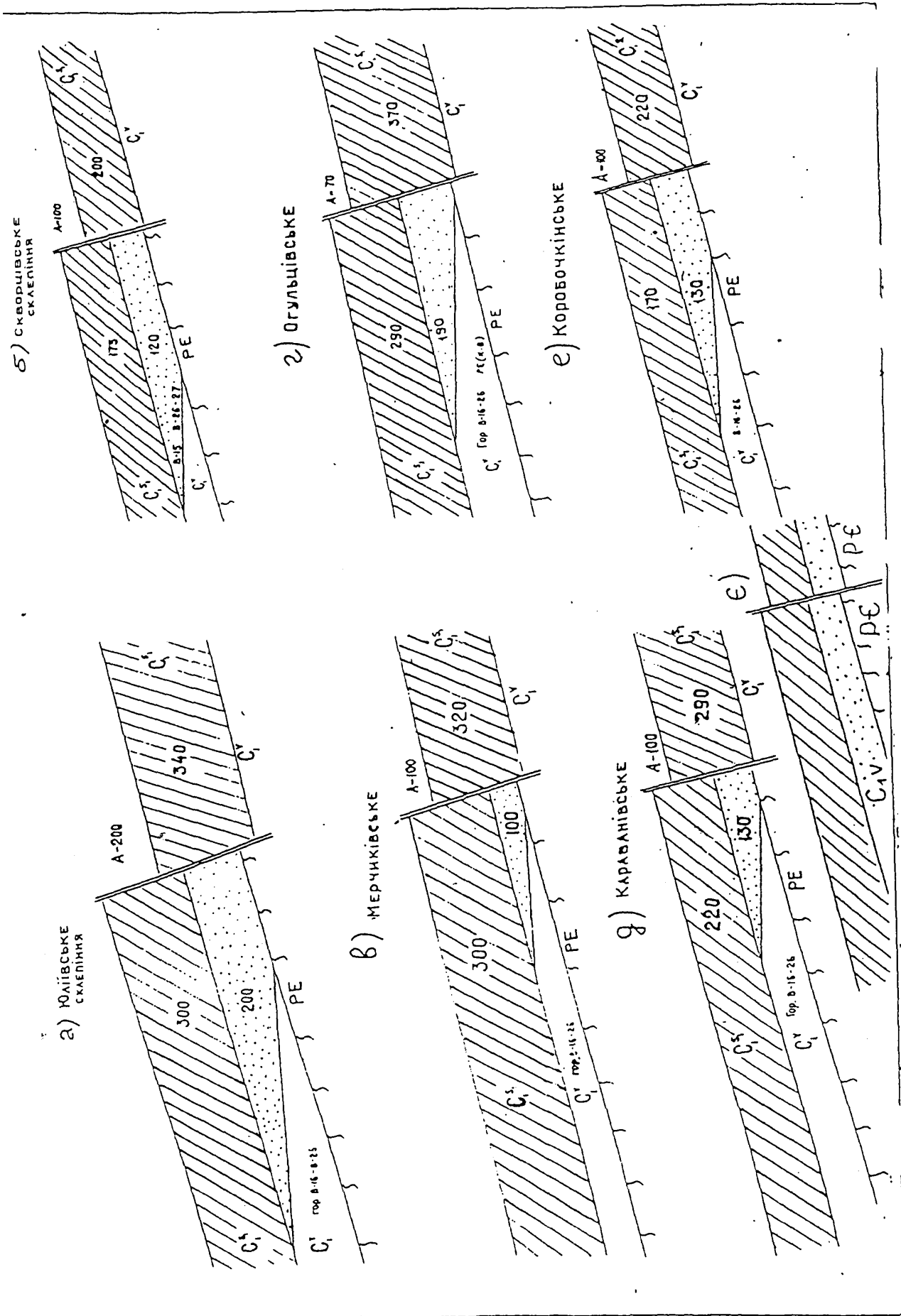


Рис. 2.5. Характер залежності висоти візейського поверху нафтогазоносності від амплітуди скидів, товщини покришок, за П. Т. Павленком, В. В. Гладуном, 1998.



Меносна товща) і середньодевонсько-франський (покришка – франська сіль). Промислова нафтогазоносність на 1981 рік була доведена для перших трьох комплексів. Розташування у розрізі карбону флюїдоупорів дозволило розділити нижньокам'яновугільний комплекс на два: турнейсько-нижньовізейський і нижньовізейсько-серпуховський. В якості самостійного став і докембрійський нафтогазоносний комплекс (1985-1987 р.р.) [51,101].

В 1989 р. [43] розподіл родовищ ВВ за продуктивними стратиграфічними комплексами в ДДЗ виглядає уже таким чином: у юрському – 4 (продуктивних пластів – нафтових –1, нафтогазоконденсатних, газонафтових, нафтогазових – 0, газових і газоконденсатних –3); тріасовому – 4 (1,1,5); нижньопермському – 22 (7,0,48); верхньокам'яновугільному – 22 (15,2,68); московському –23 (10,9,35); башкирському – 38 (14,13,80); серпуховському – 49 (29,16,99); верхньовізейському – 94 (92,32,157); нижньовізейському –36 (10,4,32); турнейському- 32 (6,5,29); девонському – 5 (3,1,1); у фундаменті – 1(1,0,0).

В Національній програмі “Нафта і газ України до 2010 р.”, 1993 р. [65] продуктивними горизонтами ДДГНО визначені: мезозойські з незначними покладами ВВ в пастках юри і тріасу (на 9 родовищах); верхньокам'яновугільно-нижньопермський з покладами на 23 родовищах (ресурси на 90,5% вже розвідані); середньокам'яновугільний продуктивний на 50 родовищах (має обмежені виявлені запаси і нерозвідані ресурси); серпуховський продуктивний на 58 родовищах (розвіданість 29,6%); верхньовізейський (основний) продуктивний на 107 родовищах ВВ (половина його власних початкових ресурсів одержала промислову оцінку; комплекс має найбільш розвідані ресурси ВВ); турнейсько-нижньовізейський продуктивний на 68 родовищах (друге місце за нерозвіданими ресурсами ВВ); девонський продуктивний на 7 родовищах (потенційні можливості “коливаються”); докембрійський ними не охарактеризований. В 1993 р. при характеристиці верхньовізейсько-серпуховського комплексу ДДЗ [133] автори вважали, що трансгресивні комплекси перспективні на пошуки седиментаційних пасток, пов'язаних з карбонатними відкладами (рифів, біогермів, зон дроблення і

мутовування і інш.), регресивні – з теригенними відкладами (русел рік, дельт, рів і інш.).

В 1997 р. О.Ю.Лукін [90] виділив у Дніпровському басейні наступні промислово-нафтогазоносні комплекси: нижньофаменський; верхньофаменсько-волзький, турнейсько-середньо-нижньовізейський; верхньовізейський; середньо-верхньокам'яновугільно-нижньопермський поверх розпадається на три нафтогазоносних комплекси: нижньобашкирський, верхньобашкирсько-серпуховський і верхньокам'яновугільно-нижньопермський; тріасовий; нижньо-середньоюрський. В узагальнюючих роботах 1995–1999 р.р., присвячених нафтогазоносності ДДГНО [Атлас..., 1995; 101, 66 та інш.], наведені деякі дані про ці комплекси. Мезозойський комплекс (юра, тріас) має локальну нафтогазоносність (11 покладів, 9 родовищ). Загальні розвідані запаси 1,5% від сумарних. Коефіцієнт успішності 0,02. Нарощування запасів ВВ не прогнозується. Верхньокам'яновугільно-нижньопермський комплекс (46 покладів, 27 родовищ). Коефіцієнт успішності 0,09. Потенційні ресурси розвідані на 90,5%. Вивченість (м/кв.км) - 23,3. В комплексі зосереджено 58,6% розвіданих запасів газу і 38,7% нафти. Можливості збільшення запасів ВВ незначні. Середньокам'яновугільний комплекс (165 покладів, 54 родовища). Коефіцієнт успішності 0,15. Вивченість - 5,4 м/кв.км. Комплекс вміщує 5% розвіданих запасів ВВ. Прогнозуються значні запаси ВВ. Серпуховський комплекс (164 поклади, 68 родовищ) вміщує 8,3% розвіданих запасів ВВ. Вивченість - 10,9 м/кв.км. Рівень розвіданості початкових ресурсів 30%. Коефіцієнт успішності 0,2. Прогнозна оцінка висока. Верхньовізейський комплекс має 332 поклади і 125 родовищ, 26,4% розвіданих запасів ВВ. Коефіцієнт успішності 0,42. Вивченість 10,3 м/кв.км. Це найбільш перспективний комплекс ( регіональна нафтогазоносність). Турнейсько-нижньовізейський комплекс (83 поклади, 74 родовищ), 9,4% розвіданих запасів ВВ. Коефіцієнт успішності 0,6. Вивченість - 3,7 м/кв.км. Займає друге місце за потенційними ресурсами. Девонський комплекс (8 родовищ) має менше 1% розвіданих запасів ВВ. Коефіцієнт успішності 0,05. Вивченість 13,6 м/кв.км. Рівень можливостей нестійкий. Протерозойський (докембрійський) комплекс має 6

родовищ ВВ. Коефіцієнт успішності 0,04. Відкриття мають принципове значення по площі і розрізу).

Першочерговий і значний інтерес в нафтогазоносному відношенні має Пнб ДДА, особливо його центральна і південно-східна частини, де регіонально нафтогазоносні комплекси ДДГНО мають досить широкий розвиток з різко вираженими структурно-літологічними особливостями, сприятливими для нафтогазонакопичення. Основними комплексами, з якими пов'язуються подальші перспективи нафтогазоносності у межах Пнб ДДА слід вважати: верхньокам'яновугільний (локально), середньокам'яновугільний, серпуховський, верхньовізейський, нижньовізейсько-турнейський, докембрійський (кори вивітрювання і розущільнені породи в масиві щільних утворень фундаменту). Тріасовий комплекс з єдиним родовищем – Краснопопівським, відкритим ще в 1961 р., до них не відноситься. З юрських відкладів одержані лише газопрояви з глибин 870 м в св.Правдинська-1.

Прогнозні геологічні ресурси ВВ Пнб ДДА (Україна) категорій  $C_3+D$  по цих комплексах розподіляється наступним чином: по комплексу  $C_3$ - 0,4;  $C_2$ - 8,5;  $C_1s$ - 14,5;  $C_1v_2$  – 42,4;  $C_1v_1+t$  – 9,3; докембрійському – 24,9 відсотків від загальної величини, яка становить 368,2 млн.т умовного палива (на 01.01.93 р) [101].

Розглядаючи розповсюдження НГК з північного заходу на південний схід Пнб ДДА-відзначимо зміну в речовинному складі від глинисто-піщаних до піщано-глинистих і карбонатних відкладів візейського віку, від глинисто-піщаних до глинисто-карбонатних і сульфатно-карбонатних порід серпуховського віку. Товщина середньокам'яновугільного комплексу найбільш потужна на південному сході Пнб і скорочуються на північний захід (див.рис.2.4). Розломно-блокова тектоніка створила умови для формування СТЗ, в яких розвинені локальні об'єкти, які за формою різноманітні і в площинному відношенні мають чітку зональність, яку ми навели при структурно-тектонічному районуванні (див.рис.1.2, 1.16,1.17,1.18).

Н.П.Носко, В.П.Лещенко, І.В.Височанський та інші [100] в центральній частині Пнб виділяють 4 поверхи нафтогазоносності: докембрійський, візейський (нижня частина), верхньосерпуховський (верхня і , частково, середня товщі) та середньокам'яновугільний (від низів московського до низів башкирського ярусів).

Для перших трьох поверхів за цими авторами немає чіткої покришки – сама товща і вміщуюча і перекриваюча. Поклади зосереджені лише в апікальних частинах структур. Карбонатними комплексами на Пнб є верхньовізейський і верхньосерпуховський розвинуті в його південно-східній частині і Північному Донбасі. Вони відзначаються різноманітністю літологічного складу і колекторських властивостей (див. дод. Д, Е).

Докембрійський комплекс розглянутий в ряді робіт, в тому числі і наших [16, 40, 41, 49-51, 56, 58, 59, 79, 92, 98, 101, 102, 107, 108, 110, 117, 118, 126, 132, 150, 175]. Геологічними об'єктами на нафту і газ у породах фундаменту на Пнб ДДА передбачались [101, 111, 118]: кори вивітрювання фундаменту; підняті блоки в рельєфі фундаменту; ділянки підвищеної тріщинуватості і розуцільнення порід; лінійні зони активізації; зони тектонічних порушень, які розмежовують блоки різних порядків; зони розломів, що розділяють області різного речовинного складу; області поширення здвигових структур; неоднорідності в товщі земної кори та інші, а також виявлені і підготовлені структурні форми в осадочному чохлі, в тому числі родовища ВВ в ньому, в зонах розломів, та багато інших. Розуцільненість та утворення кор вивітрювання фундаменту обумовлені тектонічними факторами і проявом гідротермальних процесів. Зональність у розміщенні порід-колекторів кори масиву кристалічного фундаменту визначається гіпсометричним положенням блоків фундаменту та стійкістю їх до руйнування. У зв'язку з цим, вони розвинені у межах найбільш піднятої вузької смуги уздовж неузгоджених скидів [ 51, 52, 98, 101]. Пастками у фундаменті є та частина, яка перекривається по скиду щільним розрізом кам'яновугільних відкладів (див.рис.2.5, дод.Л, 2.8). В межах локальних об'єктів перспективність кристалічних порід визначається амплітудою скидів, по яких вони екрануються осадочним чохлом та висотою перспективної площі візейсько-гурнейського комплексу порід (див.рис 2.5). Продуктивні горизонти в товщі кристалічних порід пов'язані з зонами розуцільнень і перекриті щільними різновидами утворень фундаменту [101, 102]. Геофізичні дослідження виявляють в либоких зонах земної кори структурні елементи і ситуації сприятливі для міграції і купчення флюїдів [102]. Проблема нафтогазоносності докембрійського поверху

знаходиться на початковій стадії вивчення. Але вже встановлено промислові тритоки ВВ з кори вивітрювання і розущільнених зон в масиві фундаменту. Економічна криза практично припинила дослідження фундаменту. Пошук і розвідка зосередились на продуктивних горизонтах осадочного чохла на невеликих глибинах. Разом з тим, численними роботами, в тому числі нашими, доведена самостійність докембрійського нафтогазоносного комплексу [41, 49-52, 56, 59, 79, 92, 98, 99, 101, 102, 107, 108, 110, 111, 117, 118, 126, 132, 150]. Аналізу було піддано 300 глибоких свердловин, з яких 200 розташовані на Пнб. Автори [56] вперше дали цілісне уявлення про ф.с.в. розрізу розкритої частини фундаменту. З цих позицій ми наведемо найважливіші результати випробувань порід фундаменту, вказуючи обов'язково глибину поверхні фундаменту, щоб покласти край різним тлумаченням про віднесення тієї чи іншої товщі до підшви осадочного чохла чи фундаменту:

Юліївське родовище ВВ: св.1 (породи фундаменту (ф.) з 3509 м), перфорація (п.): 3513-3521 м і 3542-3795 м, дебіти на 8 мм штуцері: газу-169 тис. куб. м /добу, конденсату-20 куб.м/добу, за термодобітометрією у фундаменті (ф.) працюють інтервали: 3517-3519 м і 3704-3708 м, 3720-3725 м; св.2 (породи ф. з 3464 м), п.: 3468-3486 м, дебіти на 6 мм штуцері: газу 172 тис. куб. м /добу, конденсату-7,6 куб. м /добу, п.: 3636-3735 м і 3735-3800 м (відкритий стовбур), дебіти на 7 мм штуцері: газу-77 тис. куб. м / добу, конденсату-13,5 тис. куб. м / добу, за термодобітометрією у фундаменті працюють інтервали: 3468-3471 м, 3516-3529 м, 3547-3550 м, 3670-3710 м і нижче (з технічних причин прилади вниз не пройшли!); св.3 (породи ф. з 3545 м, п.: 3552-3570 м, дебіти на 4 мм штуцері: газу- 35 тис. куб. м /добу, конденсату – 5,7 тис. куб. м /добу; св.5 (породи ф. з 3754 м), п.: 3714-3716 м і 3756-3760 м, дебіт газу на 8 мм штуцері : 126,2 тис. куб. м /добу; св.7 (породи ф. з 3613 м), п.: 3569-3575 м, 3578-3582 м, 3828-3861 м, 3614-3626 м, дебіти на 10 мм штуцері : газу – 353 тис. куб. м /добу, конденсату – 139 тис. куб. м / добу, за термодобітометрією у фундаменті працюють інтервали : 3614-3625 м і 3632-3658 м; св.9 (породи ф. з 3583 м), п.: 3535-3545 м і 3604-3612 м, дебіти на 10 мм штуцері : газу з конденсатом – 336 тис. куб. м /добу, за термодобітометрією у фундаменті конденсатом працює інтервал 3604-3612 м; св.10 (породи ф. з 3541 м), інтервал випробування – 3618-3687 м, дебіт нафти : 45 куб. м /добу; св.14 (породи ф. з 3679 м), п.: 3685-3695 м, дебіти на 7 мм

штуцері : газу 144 тис. куб. м /добу, конденсату - 12 куб. м /добу; св.50 (породи ф. з 3496 м), п.: 3560-3674 м, 3500-3552 м, дебіти на 16 мм штуцері : газу – 455 тис. куб. м /добу, за термодобітометриєю працює інтервал 3501-3520 м; св.71 (породи ф. з 3477 м), п.: 3482-3497 м, дебіти на 18 мм штуцері : 1017 тис. куб. м /добу, абс. вільний дебіт газу – 2879 тис. куб. м / д.

Хухринське родовище ВВ : св.1 (породи ф. з 3187 м), п.: 3200-3280 м, дебіти на 12 мм штуцері : нафти – 69 куб. м /добу, газу 99 тис. куб. м /добу, за термодобітометриєю у фундаменті працюють інтервали : 3204-3206 м і 3257-3272 м; св.5 (породи ф. з 3202 м), п.: 3207-3212 м, дебіти на 6 мм : нафти – 144 куб. м /добу, газу – 64 тис. куб. м / добу; св.6 (породи ф. з 3273 м), п.: 3280-3330 м, 3000-3330 м, 3330-3340 м, дебіт нафти 2,1 куб. м /добу; св.9 (породи ф. з 3201 м), п.: 3213-3225 м, дебіти на 10 мм штуцері : нафти - 242 куб. м /добу, газу – 120 тис. куб. м /добу, п.: 3230-3250 м, дебіт нафти з мінералізованою водою – 3,5 куб. м/добу.

Чернеччинське родовище ВВ : св.2 (породи ф. з 3239 м), п.: 3244-3272 м, дебіти на 6 мм штуцері : нафти – 96 куб. м /добу, газу – 2,4 тис.куб.м/добу, за термодобітометриєю працює інтервал 3251-3272 м; св.3 (породи ф. з 3238 м), п.: 3240-3260 м, дебіт нафти на 3 мм штуцері – 24 куб.м/добу; св.7 (породи ф. з 3185 м), п.: 3190-3198 м, дебіт нафти – 18 куб.м/добу; св.22 (породи ф. з 3250 м), п.: 3254-3264 м, промисловий приток нафти.

Огульцівське родовище ВВ : св. Нарижнянська – 13 (породи ф. з 4010 м), п.: 4020-4041 м, дебіт газу на 8 мм штуцері – 222 тис.куб.м/добу.

Коробочкінське родовище ВВ : св.56 (породи ф. з 3135 м), п.: 3135-3151 м, 3167-3173 м, дебіт газу на 5 мм штуцері – 20 тис.куб.м/добу.

Скворцівське родовище ВВ св.3 (породи ф. з 3324 м), інтервал 3413-3456 м газонасичений за ГДС; св.6 (породи ф. з 3153 м), п.: 3154-3169 м, 3154-3173 м, одержано газ, за термодобітометриєю працює інтервал : 3154-3169 м; св.10 (породи ф. з 3153 м), п.: 3253-3238 м, 3197-3192 м, 3172-3164 м, 3152-3144 м, 3140-3133 м, дебіти на 8 мм штуцері : газу – 77 тис.куб.м/добу, конденсату – 206 куб.м/добу, за термодобітометриєю у фундаменті працюють : газом і конденсатом – 3164-3172 м, газом – 3192-3196 м.

Острроверхівське родовище : св.591 (породи ф. з 4579 м), випробувачем пластів в інтервалі 4433-4605 м дебіт газу склав 38 тис.куб.м/добу.

Нафтогазоносність внутрішніх розуцільнень встановлена до глибини 760 м від поверхні фундаменту ( св. Юліївська – 9). Зони тріщинуватості (дроблення, розуцільнення) не зникають з глибиною, а створюють шаруватість з щільними різновидами порід фундаменту (див. дод. Л). Промислова нафтогазоносність визначена до глибини 336 м від поверхні фундаменту. У Кольській надглибокій свердловині зони розуцільнення з наявністю ВВ є на глибинах 6-12 км [101].

Пористість кори вивітрювання (її профіль і зони розглянуті в підрозділі 1.2) складає на Пнб ДДА 9-19%, ефективна газонасичена товщина до 20 м, дебїти газу до 10,5 млн.куб.м/добу. Пористість розуцільнених порід у товщі непроникних порід фундаменту св.Юліївська-29-17%, товщина розуцільненої зони 60 м, дебїти більше 150 тис.куб.м/добу. Окремі проникні зони у верхній частині фундаменту нижче кори вивітрювання мають задовільні ф.є.в., що підтверджено результатами випробувань і замірами термодобітометрії (див.дод. Л). В Північному Донбасі (Україна, РФ) докембрійський комплекс є перспективним.

Верхній осадовий поверх Пнб ДДА представлений нижньовізейсько-турнейським, верхньовізейським, серпуховським нижнього карбону, середньо- і верхньокам'яновугільними комплексами, характеристика яких наведена в підрозділі 1.2. З візейсько-турнейським комплексом Пнб пов'язується більше половини усіх ресурсів ВВ. Його породи залягають на утвореннях фундаменту, повторюючи нахил його поверхні. Якщо на південному сході Пнб – це турнейські відклади, то на північному заході – верхньовізейські породи. Морська трансгресія розвивалася від західних околиць Донбасу на північний захід і від приосьової частини западини у бік ВКМ.

Продуктивні горизонти візейського комплексу (товщиною 350 м): В - 16 та В - 25-26 (див.дод. К) - вапняки з прошарками малопотужних пісковиків, як і В – 22-23. Горизонти В – 18-19, В – 20-21 складені пісковиками. Покришка – 350 метрова аргіліто-алевролітова товща верхньовізейсько-нижньосерпуховського циклу осадконакопичення. Пористість 5-22%, ефективна товщина 4-16 м. Дебїти нафти до 30 т/добу, газу більше 300 тис.куб.м/добу. Поклади масивно-пластові, тектонічно екрановані. Комплекс

розповсюджений по всьому Пнб. На півночі Донбасу візейські відклади переважно глинисто-вапнякові з прошарками ущільнених пісковиків. Встановлена нафтогазоносність відзначена в ростовській частині цього району Пнб (Крутівська, Курноліпівська, Урюпінська площі), а в Україні на Львівській площі (див.рис. 2.1, табл. 2.1). Верхньосерпуховський комплекс Пнб при товщі 150 м вміщує продуктивні горизонти С – 4-5-6, які складені пісковиками (до 40 м), з дебітами 70-2286 тис.куб.м/добу газу, до 70 т/добу нафти чи конденсату. Поклади пластові, тектонічно і літологічно екрановані. Покришка – верхня частина верхньосерпуховських та низи нижньобашкирських відкладів. Поклади відсутні у середній найбільш опіщаненій частині ф.є.в. Верхньосерпуховський комплекс Північного Донбасу вміщує горизонти С – 2 – С – 10, які представлені карбонатизованими і піщанистими відкладами, а також біогермними карбонатними побудовами. Промислова газоносність його встановлена на Вільхівській (Ольхівській), Муратівській, Путилінській площах. Перспективність цих порід доведена на Кримській і Львівській (Теплій) площах. Покришкою для нього слугує вапняково-глиниста товща (верхи серпуховського – низи башкирського ярусу). Товщина до 100 м. Тут були створені сприятливі умови для розвитку різноманітних пасток і пластів-колекторів.

Формування локальних структурних форм відбувалося в Північному Донбасі в умовах періодичних інтенсивних тектонічних процесів з перервами, узгодженнями, випадінням цілих комплексів осадків. Середньокам'яновугільний нафтогазоносний комплекс має регіональну промислову газоносність від Дружелюбівського і до родовищ ВВ Ростовської області на Пнб. Висота ярусу більше 1200 м. Газоносні башкирські (Б-1 – Б - 11) та московські (М-1 – М-7) горизонти, як і нафтові. Регіональна газоносність характерна для верхньобашкирських відкладів. Промислове скупчення ВВ в середньому карбоні відзначене і в центральній частині борту (Юліївська площа). Комплекс представлений пісковиками, кавернозно-тріщинуватими вапняками, літологічно та тектонічно екранованими з пористістю до 20% з товщиною у перші метри. Ярус не має чіткої покришки, але за літологічним складом та співвідношенням проникних та щільних порід створюються умови для накопичення та зберігання ВВ. Важливо ось



в Юліївсько-Коробчкінській зоні рівень продуктивності 3250-4250 м, а в Жужельюбівсько-Вільхівській – 1250-2750 м (зміна проходить по меридіану Ізюмсько-Львівської западини ДДЗ, східної межі Харківського блоку). Характер значеності на Пнб величин перспективних ресурсів середньо- і верхньокам'яновугільних комплексів (відповідно 8,5% і 0,4% ресурсів) зумовлений: широким розвитком піщаних порід-колекторів, які носять покривний характер (в умовах Пнб не створюють літологічно обмежених і тектонічно скоринованих пасток); слабким проявом блокової тектоніки в цей період; відсутністю крупних регіональних покришок; незначним розвитком літолого-тектонічних пасток. З кінця пізньокам'яновугільного часу занурення змінилося на значне і тривале підняття, яке виражене у скороченні розрізу верхнього карбону та у повній відсутності пермсько-тріасового і юрського комплексів на значній південно-східній частині Пнб.

В осадочному чохлі Пнб і, в першу чергу, у відкладах карбону розвинуті усі типи колекторів: порові, порово(кавернозно)-тріщинні і тріщинні. Формування р.с.в. порід-колекторів визначалось умовами седиментації і післяседиментаційними перетвореннями в процесі історії розвитку локальних структур і території дослідження. В теригенних колекторах чохла зосереджена абсолютна більшість родовищ ВВ в ДДА і на Пнб. Карбонатні колектори у стадії вивчення, особливо на Північному Донбасі. Резервуарами є органогенно-детритові, доломітизовані вапняки і доломіти. Карбонатні породи – вторинні колектори. В ДДА виділені такі типи покришок [69]: регіональні (нижньовізейська, верхньовізейсько-серпуховська, нижньобашкирська, глиниста товща світи  $C_2^7$ , хемогенна товща  $P_1$ , яка відсутня на Пнб, тріасова товща і глиниста товща верхнього байосу – нижнього бату); зональні (глинисті товщі світ  $C_2^4$ ,  $C_2^6 - C_2^7$  (в Північній зоні дрібної складчастості і насувів Донбасу) і м.ф.г. XIIa, XII, XI-IX, VIII); локальні. До основних слабопроникних товщ відносяться: бат-байоська глиниста, глинисті верхнього і нижнього тріасу, зеленосна нижньої пермі, глинисті середнього карбону, вапняково-глинисто-карбонатна серпуховська, глиниста верхньовізейська, глинисто-карбонатні нижньовізейська і турнейська, глиниста фаменська, ділянки цементациї і щільні різновиди у фундаменті.

Пастки ВВ – частина чохла чи фундаменту, які обмежені екранами, що забезпечують утримання і збереження ВВ, мають колектор і заповнені ВВ. Розрізняють пастки: структурні (контур по замкнутій ізогіпсі); структурно-тектонічні (контур, підкреслений ізолінією та лінією порушення); структурно-літологічні (контур з ізолінії, замкнутої на лінію виклинювання або фаціального заміщення); літологічні (контур по лінії (зоні) літофаціального заміщення); комбіновані. Основні генетичні типи структурних форм, що можуть бути перспективними для утворення пасток ВВ на Пнб і Північній зоні дрібної складчастості і насувів ДСС є тотожними. До них ми відносимо (див.рис. 1.7, 1.9, 2.2, 2.3): прирозломні складки як повної, так і напівантиклінальної форми, тектонічно екрановані (тип 3, 5, див.рис. 2.3); структури “красноріцького” типу (див.рис. 1.7), які є прирозломними складками, з особливим механізмом генезису (тип 1); штампові структури, що характерні для більш віддалених ділянок Пнб (типи 4, 5,7); локальні карбонатні утворення переважно біогермної природи в вапнякокам'яновугільних відкладах і пов'язані з ними атектонічні складки облягання по вищезалігаючих комплексах (тип 6); зона виклинювання колекторів з перекриттям їх непроникними для ВВ товщами (тип 2).

Таким чином, тектонічний фактор у визначенні нафтогазоперспективності Пнб обумовив: широкий розвиток нафтогазоносних стратиграфічних комплексів (регіональних, зональних, локальних); моноклінальний дислокований характер залягання осадового чохла, ускладнений розломно-блоковою тектонікою; наявність широкого розповсюдження різноманітних пасток для накопичення ВВ; утворення тектонічних екранів на шляхах міграції ВВ в північному напрямку; просторове розповсюдження покладів ВВ на локальних підняттях і структурних зонах (СТЗ, СТП КНО, ССС); зональний розвиток порід-колекторів в чохлі і фундаменті. Серед факторів, які відтворюють умови формування нетрадиційних пасток для накопичення ВВ на Пнб при малих глибинах залягання поверхні фундаменту слід відзначити [27, 101,51]: формування блокових структур, як потенційних тектонічних пасток, зумовлене силами розтягу, що викликає згідні і узгоджені скиди (найсприятливі – одnobічні горсти, уздовж яких утворені підняття; порушення є замками в критичних напрямках); утворення стратиграфічних

пасток зобов'язані незгідностям і надрозмивним флюїдоупорам; циклічне формування чохла регіону викликало розвиток в розрізі і по площі колектуючих і екрануючих товщ, що сприяло формуванню літологічних пасток; розвиток Пнб в палеозої створював сприятливі умови для утворення органогенних побудов (візейсько-серпуховська товща); формуванню літологічних пасток сприяє літолого-фаціальна невитриманість теригенних порід карбону, стрімка зміна на Пнб теригенного розрізу суцільно карбонатним, існування в карбонатній товщі проникних горизонтів, наявність рифогенних побудов; зони розущільнень – прогнозні пастки у породах фундаменту та інші.

Наведений матеріал розділів 1 і 2 дозволив дисертанту провести нафтогазогеологічне районування нафтогазоносної субобласті Північного борту ДДГНО. З цією метою наведена характеристика нафтогазогеологічних елементів в цілому по ДДГНО.

Проаналізовані усі

нафтогазоносні і перспективні райони ДДГНО. Тому, в дисертації звернута увага на нафтогазоносну субобласть Пнб ДДА (сюди входять : нафтогазоносний район Пнб, Красноріцький газоносний район, Лисичанський перспективний район по автохтонних складках Пнб, а також Північно-Донецький нафтогазоносний район РФ в інтерпретації інших авторів [43, 65, Атлас...,1995 та інш.] ). Інші райони і дані по них будуть наведені на рисунках (див. рис. 2.1, дод. 3, 2.20, 2.21, дод. М), таблицях (2.1 - 2.6) та підрозділі 2.2,

Чернігівсько-Брагінський перспективний район (А) об'єднує усі тектонічні елементи Дніпровського грабена (І.2.1 – І.2.3). Родовищ ВВ немає. В роботі [43] вважається малоперспективним. Прогнозні ресурси ВВ 5,6 млн.т ум. п. (0,2% від загальних по ДДГНО) [65].

Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний район (Б) об'єднує тектонічні елементи Дніпровського грабена (І.2.1 – І.2.3). За М.І. Євдошуком [65], освоєність розвіданих запасів нафти 71%. З 1986р. родовища не відкриваються. Розвідано 9 родовищ ВВ. Нерозвідані ресурси ( Д + С<sub>3</sub> + С<sub>2</sub>) – 50 млн.т ум. п (2,2% від загальних). Перспективи пов'язуються з неантиклінальними і комбінованими пастками у відкладах нижнього карбону. Як і в попередньому районі слід звернути

газу на породи верхньої частини фундаменту та глибокозалягаючі чи пропущені горизонти чохла.

Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний район (В) має доведену промислову нафтогазоносність від юрських до девонських відкладів (30 родовищ [38]). Потенційні ресурси ВВ – 291,3 млн. т ум. п. Ступінь розвіданості 57,6%. Нижня границя промислової нафтоносності на глибині 5087 м, газоносності на 5991 м. З 1991р. родовища ВВ не виявляються. Нерозвідані ресурси ВВ – 384 млн. т ум. п (17% від усіх по ДДГНО). Продуктивними можуть бути відклади нижнього карбону і девону. На Анастасіївсько-Липоводолинському виступі фундаменту в св. Сотниківська-499 був одержаний приток газу з фундаменту (5560 – 5650 м, фундамент з 5537 м) [101].

Глинсько-Солохівський нафтогазоносний (Г) має потенційні ресурси – 660 млн. т ум. п [Атлас...,1995]. Тут встановлені найкрупніші ( Яблунівське, Глинсько-Розбишівське), 6 крупних і значна кількість середніх і дрібних родовищ (див.табл. 2.1). Ступінь розвіданості 48,9%. Нижня границя промислової нафтоносності на глибині 4929 м, газоносності на 6287 м. Нерозвідані прогнозні ресурси за [65] - 672 млн. т ум. п. чи 30% від усіх. Промислова нафтогазоносність встановлена від юрських до турнейських відкладів включно. Нижньокам'яновугільний комплекс є основним серед продуктивних.

Антонівсько-Білоцерківський перспективний район (Д) має 23,7 млн. т ум. п потенційних ресурсів [Атлас...,1995]. Фонд антиклінальних об'єктів вичерпаний. Ступінь розвіданості району – 2%. Перспективи пов'язують з нетрадиційними пластами у нижньому карбоні і девоні. Відсутні дані по ф.с.в. докембрію. Прогнозні ресурси за М.І.Євдощуком – 8 млн. т ум. п.

Рябухінсько-Північно-Голубівський газоносний район (Е) слід назвати Рябухінсько-Максальський, тому що Рябухінська структура знаходиться в грабені, а Північно-Голубівська на Пнб. Потенційні ресурси 249,5 млн. т ум. п. За [65] прогнозні ресурси 255 млн. т ум. п. (11% від усіх по ДДГНО). Ступінь розвіданості 1,9%. Нижня границя промислової газоносності на глибині 5488 м. Промислова

газоносність встановлена у середньокам'яновугільних і верхньовізейсько-серпуховських відкладах. Промислові запаси газу освоєні на 5%.

Машівсько-Шебелинський газоносний район (Ж) має 187 млн. т ум. п. потенційних ресурсів [Атлас...,1995]. Ступінь розвіданості 88,2%. Нерозвідані ресурси оцінюються у 226 млн. т ум. п. (10% від цих ресурсів по ДДГНО) [65]. З 1986 р. не відкрито жодного родовища. Освоєння розвіданих запасів газу досягло 40%. Подальші перспективи пов'язуються з приштоковими покладами з серпуховськими і московськими відкладами.

Руденківсько-Пролетарський нафтогазоносний район (З). Потенційні ресурси 34 млн. т ум. п. [Атлас...,1995]. Діапазон промислової нафтогазоносності від юри до девону включно. Відзначено нафтогазонасичення порід верхньої частини фундаменту. Нерозвідані ресурси ВВ в нижньому карбоні і девоні – 232 млн. т ум. п. (10,3% від усіх) [65]. Нижні границі промислової нафтоносності 3600 м, газоносності на глибині 5563 м. Промислове освоєння розвіданих запасів нафти – 36%, газу – 32%. Ступінь розвіданості 43,5%. До можливо перспективних слід віднести породи верхньої частини фундаменту.

Жовтнево-Лозівський перспективний район (И) має потенційні ресурси 63,6% млн. т ум. п. [Атлас...,1995]. Прогнозні ресурси 3% від таких по ДДГНО. В районі відсутні локальні підняття. Відкриття будуть пов'язані з неантиклінальними застками у відкладах середнього карбону і верхньовізейсько-серпуховської товщі.

Співаківський газоносний район (К) має потенційні ресурси 70,6 млн. т ум. п. [Атлас...,1995]. Відкриті лише два родовища: Співаківське і Дробишівське зоконденсатні. Ступінь розвіданості 2,6%. Перспективи газоносності пов'язуються з відкладами московського ярусу. Більш глибокі горизонти зазнали катагенз [65].

Кальміус-Бахмуцький перспективний район (Л) має потенційні ресурси 44,9 млн. т ум. п. [Атлас...,1995], за [65]: 56 млн. т ум. п. Перспективи пов'язуються з відкладами нижньої пермі і верхнього карбону [43], а також з московськими відкладами [65]. Довгий час цей район вважався малоперспективним (ущільнення порід, близькість до ДСС). В 1989 р. на крайньому південному сході південної прибортової зони ДДЗ у межах Червоноармійської флексури відкрито

Лаврентіївське газове родовище [Атлас...,1995]. За даними нашої карти [140] воно розташоване в зоні Донецької внутрішньоплатформної геосинкліналі на південному сході Кальміус-Торецької котловини. Продуктивні горизонти нижньосерпуховського під'ярусу знаходяться на глибині 938-947 м. Структура вихованого типу (крейдові відклади залягають на дислокованих відкладах карбону). Слід внести корективи в оцінку перспектив нафтогазоносності цього району.

Перспективний район Південного борту (П). Сейсморозвідкою і тематичними дослідженнями 1985-1995 р.р. була піддана сумніву ще одна "безперспективна територія" ДДГНО, а саме Південного борту (як і Пнб). Тут встановлено ряд НГПО. Прогнозні ресурси, підраховані для верхньовізейсько-турнейського докембрійського комплексу, складають 84,6 млн. т ум. п, з яких 42,1 млн. т ум. п можуть бути вилученими [65,115]. Немає оцінки по відкладах середнього карбону. Прогнозні ресурси по фундаменту, які можуть бути вилученими з фундаменту оцінюються по нафті в 4,1 млн. т ум. п і газу – 9,6 млрд. куб.м. Тут виділено 2 структурних поверхні докембрійський (нижній) і верхній (осадочний чохол : турнейсько-верхньовізейські, верхньовізейсько-серпуховські, середньокам'яновугільні, мезо- і палеозойські відклади). Перспективи нафтогазоносності пов'язуються з нижньо- і середньокам'яновугільними породами.

На Самарсько-Вовчанському виступі УЩ відкрито Кохівське родовище. В св. 6159 з глибини 604 м (серпуховський ярус) одержано 34 тис. куб. м/добу газу.

Нафтогазоносна субобласть Північного борту ДДА (О). В нафтогазоносну субобласть Північного борту (О) входять : нафтогазоносний район Північного борту, Красноріцький газоносний (М), Лисичанський перспективний по автохтону (Н), Північодонецький нафтогазоносний (Ростовська обл.). Територія СТЗ I.1.5 (II.1.1 – II.1.3) по автохтону входить до складу перспективної субобласті ДДС, а по автохтону до нафтогазоносної субобласті Пнб. Ця територія на рис. 2.1 проіндексована як О/Р. Субобласть в Україні має розміри 740x30-90 км. В Україні її площа 46 тис.кв.км (у межах між ізогіпсою мінус 1000 м по поверхні фундаменту на півночі і Північним крайовим порушенням – на півдні). Північно-західна і центральна частини Пнб до меридіана м.Сватове на сході має площу 31 тис.кв.км і складає власне нафтогазоносний район Північного борту (Атлас...,1995). Ростовська

стина Пнб, в тих же межах, має площу 28 тис.кв.км. Загальна площа Пнб – 74 кв.км. Від північної границі з РФ на південь до ізогіпси мінус 1000 м залишається ще 20 тис.кв.км території України з глибинами менше 1000 м. Товщина чохла на Пнб 1,0 - 6,0 км. Початкові ресурси Пнб в Україні – 368,2 млн. т ум. п. (39,3 можна вилучити) [101] - 6% від таких по ДДГНО. Нерозвідані ресурси Пнб ( $C_1 + C_3 + C_2$ ) : геологічні – 305,5 млн. т ум. п. (230,8 можна вилучити – 11% від таких по ДДГНО). В субобласті відкрито 57 родовищ ВВ (37 в Україні, 20 в Ростовській області). Тут налічується всього (Україна, РФ): 397 родовищ, структур в Україні, підготовлених до буріння, виявлених і прогнозних об'єктів, з яких 295 в Україні (див.рис. 2.1, дод. 3, 2.20, 2.21, дод. М). В субобласті (Україна) Л.М. Кучма (1998) встановила 6 нафтових, 3 – нафтогазових, 72 – газових скупчень. Можливе визнання субобласті газонафтоносною. З глибиною розподіл скупчень такий : 0 – 1 км : 7 газових; 1 – 2 км : 2 нафтогазових, 33 газових; 2 – 3 км : 3 нафтових, 14 – газових; 3 – 4 км : 3 нафтових, 1 – нафтогазове, 17 газових; 4 – 5 км – 1 газове. Згідно нафтогазозносний район Північного борту ДДЗ в повному об'ємі досліджений з заходу на схід до м.Сватове. Промислова нафтогазозносність встановлена у відкладах середнього і нижнього карбону і утвореннях фундаменту [16, 41, 49 – 51, 56, 59, 79, 98, 100 – 102, 108, 117, 126, 132, 150, 173]. Вони перспективні і надалі. Тут встановлені СТЗ, СТЗ КНО, зони нафтогазозносності, смуги структурних складок, зони нафтогазонакопичення (див.рис. 1.2, 1.16 – 1.18, 2.1, 2.20, 2.21). Промислове освоєння розвіданих запасів (на 01.01.96 р.) по нафті – 30%, газу – 10% [65]. Розломно-блокова тектоніка обумовила численні смуги, зони ПНПО; СТЗ, ускладнені порушеннями типу скидів (згідних і неузгоджених). На південний схід від м.Сватове розвинуті підкиди і насуви (рухи ДСС). Простягання усіх зон північно-західне, субширотне, ускладнене поперечними розломами. З'явлена різноманітність традиційних і нетрадиційних структурних форм, можливих пасток ВВ (див.рис. 1.2, 1.16 – 1.18, 2.3, 2.5).

Красноріцький газозносний район (М) (СТЗ І.1.4.2). Північною межею є зона скидів (Красноріцького, Метелкінського, Веселогорівського), а південною – Кримсько-Слов'яносербська зона насувів. Прогнозні ресурси 42,8 млн. т ум. п. Ступінь розвіданості – 26%. Товщина чохла з півночі на південь збільшується з 3 до

1) км. Продуктивні горизонти : башкирські і серпуховські. Перспективні і більш глибокі горизонти нижнього карбону. Заслужують на увагу ф.е.в. докембрійських утворень. Тут виділена Ольхівська – Борівська зона газонакопичення [43,65].

\* Лисичанський перспективний район (Н) має 18,7 млн. т ум. п. Він охоплює СТЗ І.1.5 (ІІ.1.1 – ІІ.1.3). Перспективи пов'язані з горизонтами у середньому і нижньому карбоні, як у алохтоні, так і в автохтоні, а також з утвореннями фундаменту.

При тектонічному районуванні на Пнб виділені блоки фундаменту [101] (див.рис. 1.18, 2.1), а також СТЗ поздовжнього простягання, з якими пов'язані нафтогазоносні і перспективні райони, нафтогазоносні і перспективні зони. Останні частково розглянуті автором разом з іншими фахівцями ще у кінці 80-х років [60]. В новій трактовці дисертант в газонафтоносна субобласті Пнб виділяє (див.рис. 2.1) зони : Конотопсько-Міллеровську перспективну (І.1.2); Турутинсько-Чабанівсько-Романівську нафтогазоносну (зона малоамплітудних структур (об'єктів) (І.1.3); Юліївсько-Марківську нафтогазоносну (мобільна зона Пнб разом з зоною Красноріцьких скидів (І.1.4); Ямпільсько-Астахівську нафтогазоносну (І.1.5) (поховані автохтонні структури) Пнб під насувними зонами ДСС (ІІ.1.1.- ІІ.1.3).

Нафтогазоносні і перспективні зони поздовжнього простягання нафтогазоносного району Північної зони дрібної складчастості і насувів Донбасу : ІІ.1.1. – Кримсько-Слов'яносербська газоносна (насувна зона), ІІ.1.2 – Томашівська газоносна (насувна зона), ІІ.1.3 – Мар'ївсько-Хлопівська нафтогазоносна область (насувна зона, ІІ.1.4 – Алмазна перспективна (насувна зона), ІІ.1.5 – Іллічівська перспективна (насувна зона). Перші три насувні зони (алохтон) перекривають автохтонні складки Пнб.

Зони нафтогазонакопичення співпадають з СТП КНО. В субобласті виділяють: Турутинсько-Володимирську СТП КНО (І.1.3а); Чернечинсько-Хухринську СТП КНО (І.1.3б); Грушівсько-Печенізьку перспективну СТП КНО (І.1.3в); Юліївсько-Коробочкінську СТП КНО (І.1.4а); Дружелюбівсько-Макіївсько-Краснопопівську СТП КНО (І.1.4б); Борівсько-Кондрашівську СТП КНО (І.1.4в); Чабанівсько-Крутівсько-Романівську СТП КНО (І.1.3г); Ольхівсько-Марківсько-Глибокинську СТП КНО (І.1.4г); Астахівсько-Хлопівську СТП КНО (ІІ.1.3а); Томашівсько-



вмінну СТП КНО (I.1.5a (II.1.2). В 1971 р. [153] на Пнб та північній зоні насувів Донбасу виділяли відповідно лише по одній зоні можливого нафтогазонакопичення : Ізмацько-Куп'янську та Краснопопівсько-Кружилівську. В 1989 р. [43] на Пнб була виділена лише одна Ртищівсько-Коробочкінська зона нафтогазонакопичення, тільки Дружківсько-Зайцівська та Ольхівсько-Борівська віднесені [43] до центральної частини ДДЗ (грабена).

Проведемо співставлення блоків і СТЗ, СТП КНО. Чернігівський блок. В його межах розвинуті СТЗ I.1.1 (зона південно-західного схилу ВА) і СТЗ I.1.2 (північна частина Пнб) (Конотопсько-Міллеровська перспективна зона). Родовищ немає.

Конотопський блок. З півночі на південь прослідковані СТЗ I.1.1 – I.1.3, а також СТП КНО I.1.3a (Соснівсько-Томашівська) (Турутинсько-Володимирська зона нафтогазонакопичення). Родовища ВВ: Турутинське, Володимирське.

Сумський блок (СТЗ : I.1.1 – I.1.3). До СТЗ I.1.3 входять СТП КНО I.1.3б – Лебединсько-Хухринська (Чернеччинсько-Хухринська зона нафтогазонакопичення). Родовища ВВ: Чернеччинське, Хухринське, Широкопенківське.

Харківський блок. Виділені СТЗ : I.1.1 , I.1.2, I.1.3, та I.1.4 (південна мобільна частина Пнб), а також Щиглівсько-Гашинівська СТП КНО (I.1.4a) (Юліївсько-Коробочкінська зона нафтогазонакопичення). Родовища ВВ : Скворцівське, Юліївське, Караванівське, Нарижнянське, Огульцівське, Островецьке, Желюдівське, Платівське.

Вовчанський блок. Тут виділені СТЗ : I.1.1 – I.1.4. В Грушівсько-Печенізький СТП КНО (I.1.3в) родовища відсутні. В Щиглівсько-Гашинівській (Юліївсько-Коробочкінська зона нафтогазонакопичення) СТП КНО (I.1.4a) встановлені Коробочкінське, Білозірське, Борисівське, Південно-Граківське родовища ВВ.

Сватівсько-Троїцькій блок. З півночі на південь розміщені СТЗ : I.1.2 – I.1.4, а також зона похованих автохтонних складок Пнб (I.1.5) і зона алохтону Північної частини дрібної складчастості і насувів Донбасу (СТЗ : II.1.2 і II.1.3). Частково розвинута Бараниківсько-Плачидівсько-Романівська СТП КНО (I.1.3г) (Чабанівсько-Ірутівсько-Романівська зона нафтогазонакопичення). В межах блоку по I.1.3г родовищ немає. В Воронцівсько-Невській СТП КНО (I.1.4б) (Дружелюбівсько-

Макіївсько-Краснопопівській зоні нафтогазонакопичення) відкриті Північно-Голубівське, Дружелюбівське, Зайцівське, Макіївське, Краснопопівське родовища ВВ. В Ямпільсько-Донецькій СТП КНО (І.1.5а) (Томашівсько-Кремінна зона нафтогазонакопичення) відкрито Томашівське родовище ВВ.

Розсошанський блок. Виділені СТЗ : І.1.1 – І.1.3, а також зона Красноріцьких хилів (І.1.4) Північного Донбасу, зона похованих (автохтонних) складок Пнб (І.1.5) СТЗ Північної зони дрібної складчастості і насувів Донбасу : ІІ.1.1 – ІІ.1.3. В Бараниківсько-Плачидівсько-Романівській СТП КНО (І.1.3г) (Чабанівсько-Крутівсько-Романівська зона нафтогазонакопичення) відкриті : Чабанівське, Тепле Ольхівське) родовища. В Метелкінсько-Кондрашівській СТП КНО (І.1.4в) (Борівсько-Кондрашівська зона нафтогазонакопичення) відкриті : Борівське, Путилінське, Капітанівське, Муратівське, Лобачівське, Вергунське, Кондрашівське родовища ВВ. В Ольхівсько-Глибокинській СТП КНО (І.1.4г) (Ольхівсько-Марківсько-Глибокинська зона нафтогазонакопичення) відкрито Ольхівське (Вільхівське) родовище ВВ. В Кримсько-Слов'яносербській насувній зоні (СТЗ ІІ.1.1) відкрито Кримське і Слов'яносербське родовища ВВ.

Біловодсько-Міллеровський блок. З півночі на південь, переважно в південно-східній частині Пнб розвинуті СТЗ : І.1.1 – І.1.5 і СТЗ : ІІ.1.3 і ІІ.1.4. В Бараниківсько-Плачидівсько-Романівській СТП КНО ( І.1.3б) (Чабанівсько-Крутівсько-Романівська зона нафтогазонакопичення) відкриті: Крутівське, Північне, Курноліпівське, Романівське родовища ВВ. В Ольхівсько-Глибокинській СТП КНО (І.1.4г) (Ольхівсько-Марківсько-Глибокинська зона нафтогазонакопичення) відкриті : Марківське, Кружилівське, Патронівське, Тишкінське, Дубівське, Плотинське, Грачицьке, Глибокинське. В міжнасувній зоні ( СТП КНО ІІ.1.3а) (Астахівсько-Хлопівській зоні нафтогазонакопичення) відкриті: Астахівське, Гусівське, Красновське, Самбурівське, Скопирське, Північно-Білянське, Морозівське, Хлопівське родовища ВВ.

На Пнб ДДА крім регіональної нафтогазонаосності чохла і фундаменту, встановлено: закономірності розвитку продуктивних комплексів та особливості зміни їхнього речовинного складу [10]; зональність розміщення локальних форм, які створюють крупні протяжні структурно-тектонічні лінії [49, 51, 60, 79,

); локальність розвитку порід-колекторів у межах окремих структурних форм, умовлених проявами рухів тектонічних блоків; основні критерії просторового розміщення покладів ВВ [101]; площинне поширення різноманітних структурних форм: антиклінальних, тектонічно екранованих, літологічно обмежених, блокових, комбінованих та насувних [101,140]; зони відсутності літологічного екранування на площинах тектонічних порушень, що є основною причиною відсутності покладів ВВ на прискидкових структурах; зони розвитку рифогенних побудов у верхньосерпуховських відкладах.

Важливого значення набуває територія Північного Донбасу. Можливість відкриття покладів ВВ на площі вугленосного басейну довгий час заперечувалась (детально див. [36]). Зараз промислова газоносність Донбасу встановлена. Практично не ставилась проблема промислової нафтоносності ДСС. Довгий час зони насувів і підкидів Північного Донбасу, завдяки порушеності і розкритості їх, вважалися низько або безперспективними. В останні роки в насунутих складках виявлені нафтові і газонафтові родовища, а в піднасувних – газові і газоконденсатні. В платформному поверсі (автохтоні) Пнб (СТЗ I.1.5) родовища будуть приурочені до піднятих країв блоків чи прирозломних пасток, у верхньому (наступному поверсі - алохтоні) в зонах СТЗ II.1.1 – II.1.3 розвинуті структурні пастки. Таким чином, встановлено підгрунття для реалізації нафтогазоносного потенціалу Пнб ДДА. В наступному підрозділі 2.2 наведена характеристика та аналіз фонду родовищ і НГПО території, яка нами досліджена.

**2.2. Нафтогазоносні і нафтогазоперспективні (НГПО) об'єкти.** Щоб оцінити стан фонду нафтогазоносних і НГПО на Північному борту ДДА були враховані різні роботи, в тому числі автора [1, 8, 11, 17, 26, 30, 43, 48, 49-51, 56, 60-62, 65, 66, 73, 77, 79, 81, 94, 101, 105, 107, 108, 111, 117-119, 127,128, 130, 140, 145, 146, 149, 152, 161 та інші<sup>1</sup>]. Розглянуті: фонд родовищ; об'єктів і родовищ, які знаходяться у бурінні; підготовлених НГПО до глибокого буріння; виявлених НГПО і прогнозних структур по Україні і РФ для Пнб. Це дозволило зробити рейтингову

<sup>1</sup>Примітка: 1 - Атлас родовищ нафти і газу України. - Львів: Держкомгеології України. УНГА. 1995 (Арсирій Ю.О., Лазарук Я.Г., Федішин В.О. та ін.). Наук.кер. Гавриленко М.М., Бабій В.А., Іванюта М.М.-930 с.

оцінку НГПО та їх ранжування, а також визначити пріоритетні напрямки геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Характеристику родовищ ми надамо згідно з нашим структурно-тектонічним (див.рис.1.18, 1.19) і нафтогазогеологічним районуванням (див.рис.2). Використані дослідження ряду фахівців, в тому числі автора [1, 3, 8, 11, 16, 17, 26, 36, 41, 43, 47-52, 56, 59, 60, 66, 67, 69, 72, 73, 79, 89, 92, 98, 10-102, 105, 108, 110, 112, 115-117, 120, 127, 128, 132, 140, 151-153, Атлас...,1995<sup>1</sup> та інш.].

Це перша робота по Пнб ДДА, станом на 1998 р., де проаналізовані усі нафтогазоносні і НГПО на території України і РФ з рекомендаціями подальших геологорозвідувальних робіт на нафту і газ по найважливіших пріоритетних напрямках швидкого освоєння нафтогазового потенціалу нафтогазоносної субобласті (НГС) Пнб ДДГНО.

Наведені найбільш важливі особливості усіх 57 родовищ ВВ в нафтогазоносній субобласті Північного борту ДДА (Україна, Росія), розташованих в СТЗ, СТП КНО і ССС (рис.2.6-2.19, дод.Л). Нумерація СТЗ та нафтогазоносних і перспективних зон поздовжнього простягання співпадає.

СТЗ І.1.2. Північна зона Пнб ДДА (Конотопсько-Міллеровська перспективна зона нафтогазоносної субобласті Пнб (НГС Пнб). В зоні не встановлені родовища ВВ. На Городищенській площі (Луганська обл.) газопрояви виявлені у світах  $C_1^5 - C_1^4$ , нафтопрояви ( $C_2^3 - C_2^5$ ). Притоки нафти з  $C_{1v}$  та нафтопрояви ( $C_{1s}$  і  $C_2^1$ ) одержані на Волошинівській площі. Нафтопрояви одержані на Богданівській площі ( $C_2^4 - C_2^5$ ); поблизу Міллерово – газопрояви ( $C_2^4 - C_2^5$ ) і нафтопрояви ( $C_2^4 - C_2^6$ ). Бітуми вивчені в районі Біловодська ( $C_{1v2}$ ). Усі покриваючі фундамент теригенно-карбонатні чи карбонатні відклади нижнього і середнього карбону насичені в тій чи іншій мірі вуглеводневими газами. Нафто- і бітумопрояви у відкладах карбону відомі також і в приосьовій склепіневій частині ВА та його схилі (до мінус 1000 м до поверхні фундаменту). На жаль, насиченість порід окисленими бітумами розуміється як результат активного руйнування нафтогазових покладів, що звужує пошук ВВ на величезних площах. Ми вважаємо, що нафтопрояви і включення твердих бітумів у породах повинні ретельно вивчатися з метою прогнозу і виявлення промислових скупчень. Є можливість відкрити поклади ВВ у середньому,

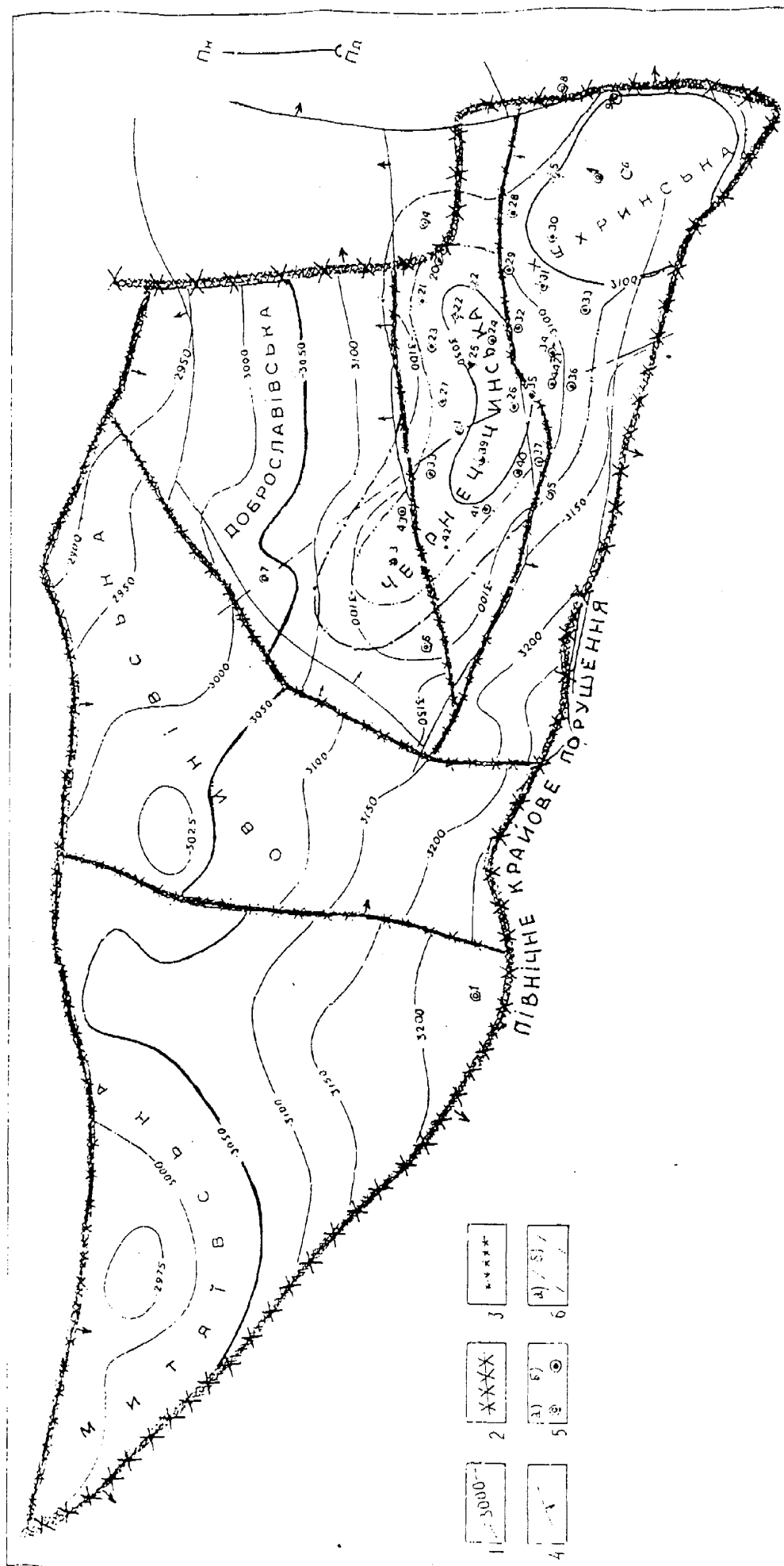


Рис. 2.6. Хухринсько-Чернечинське нафтове родовище. Структурна карта по відбиваючому горизонту Vв верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону: 1-ізогіпси по відбиваючому горизонту Vв нижнього карбону; 2-Північне крайове порушення; 3-інші порушення; 4-напрямки нахилу розломів; 5-свердловини (а-пробурені, б-проектні); 6-водонафтові контакти (а-внутрішній, б-зовнішній).

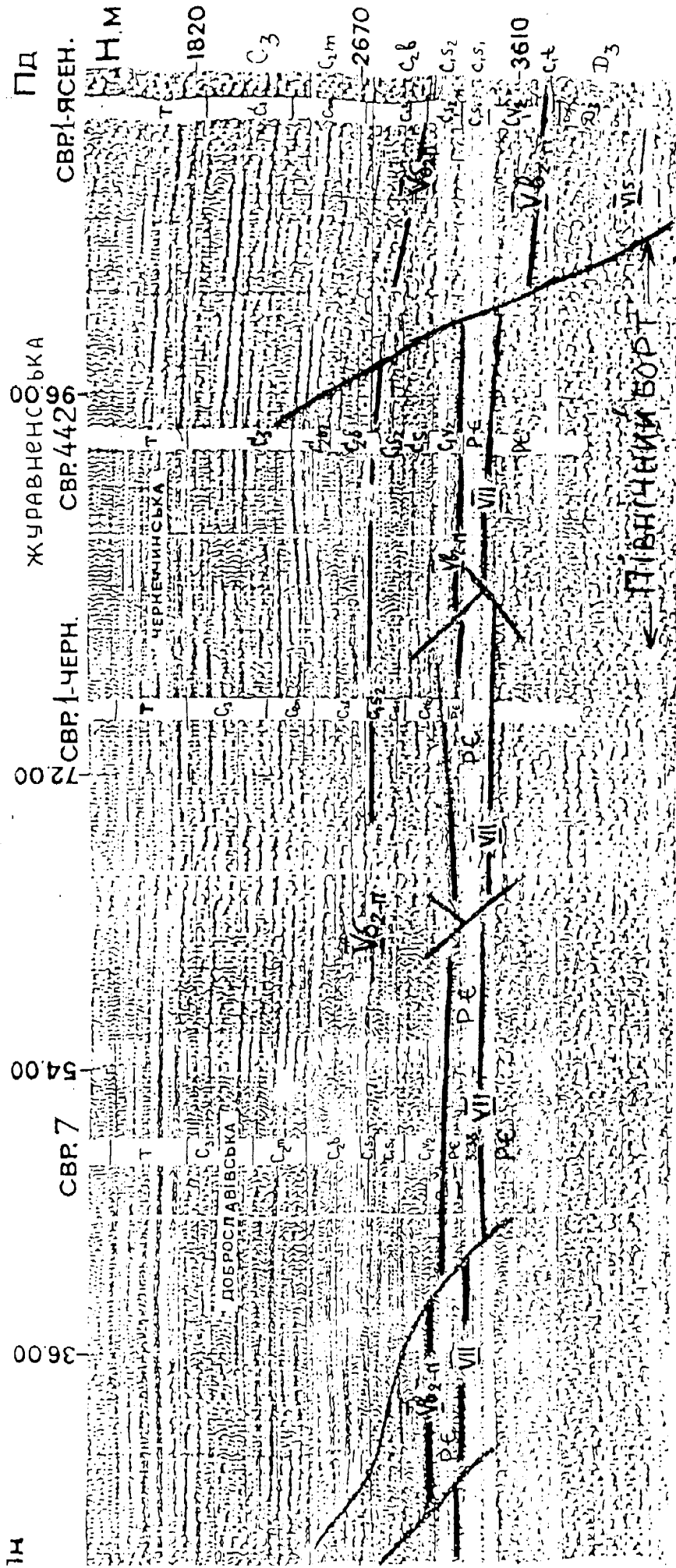


Рис. 2.7. Часовий розріз по сейсмопрофілю Чернечинська-7 - Ясенівська-1.

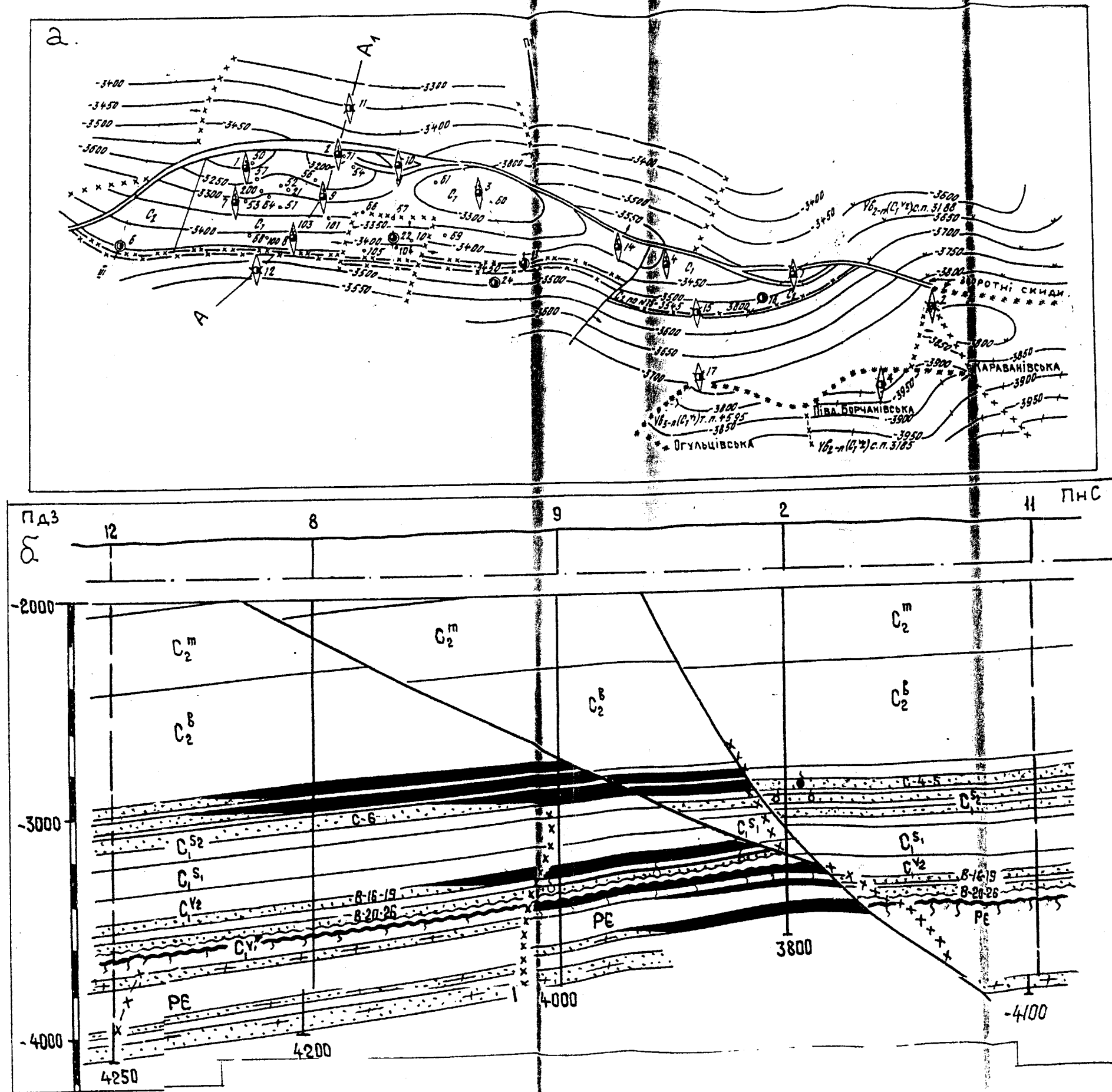


Рис. 2.8. Юлівське нафтогазоконденсатне родовище. Структурна карта (а) за відбиваючим горизонтом V<sub>B2-n</sub> верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону за ДГП "Полтаванaftогазгеологія", "Укргеофізика", "Укргазпром", 1998. Геологічний розріз (б) через св. 12-8-9-11 Юлівські по сейсмопрофілю 9 12 40 82 (А-А)

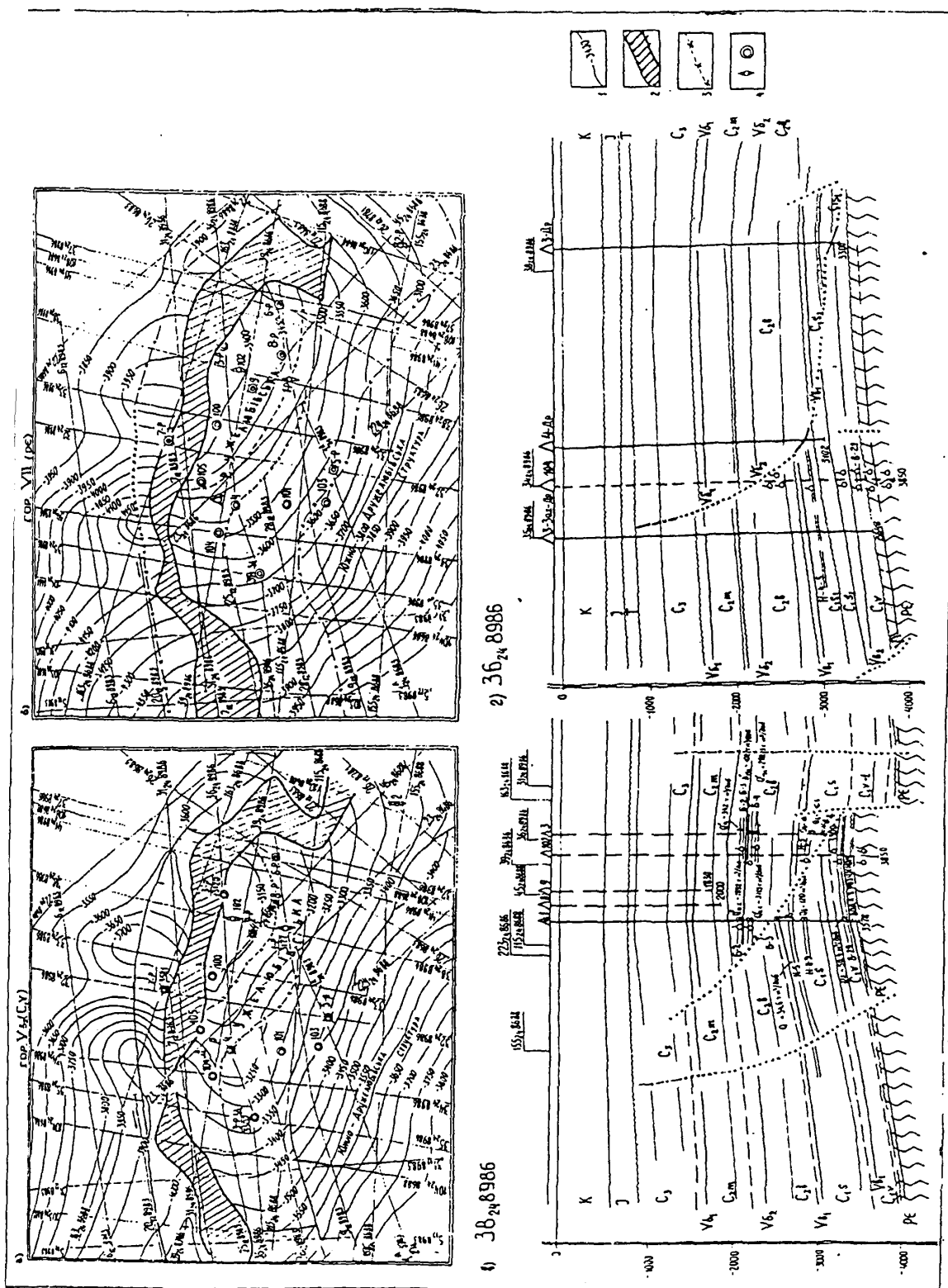


Рис. 2.9. Дружелюбівське нафтогазоконденсатне родовище: а-структурна карта за відбиваючим горизонтом V<sub>2</sub> візейського ярусу; б-структурна карта за відбиваючим горизонтом VII в кристалічному фундаменті; сейсмогеологічні профілі: в-38248986, г-36248986 за О. Е. Яковлевим та інш., 1993; 1-ізогінси за V<sub>2</sub>; 2-втрата кореляції; 3-порушення; 4-проектні свердловини.



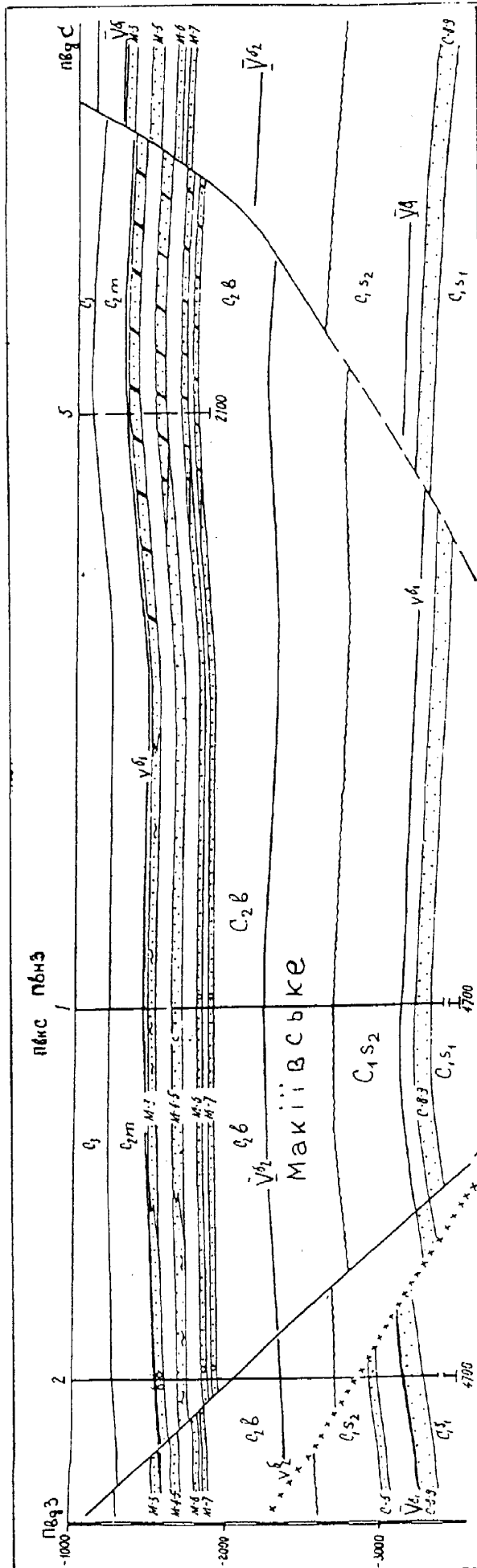


Рис. 2.10. Макіївська площа. Геологічний профіль через св. 2-1-5 ( за О. Ю. Волошиною ).

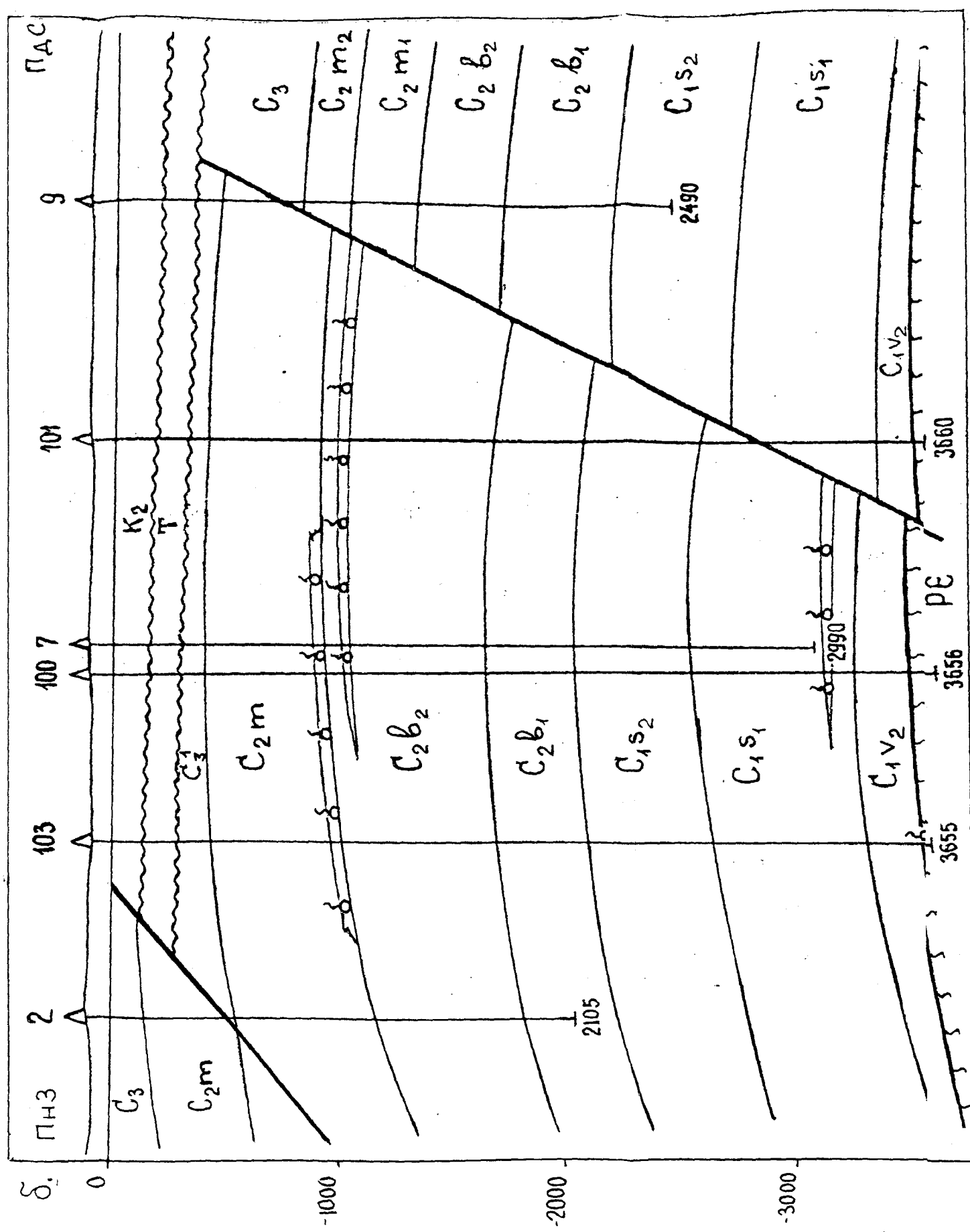
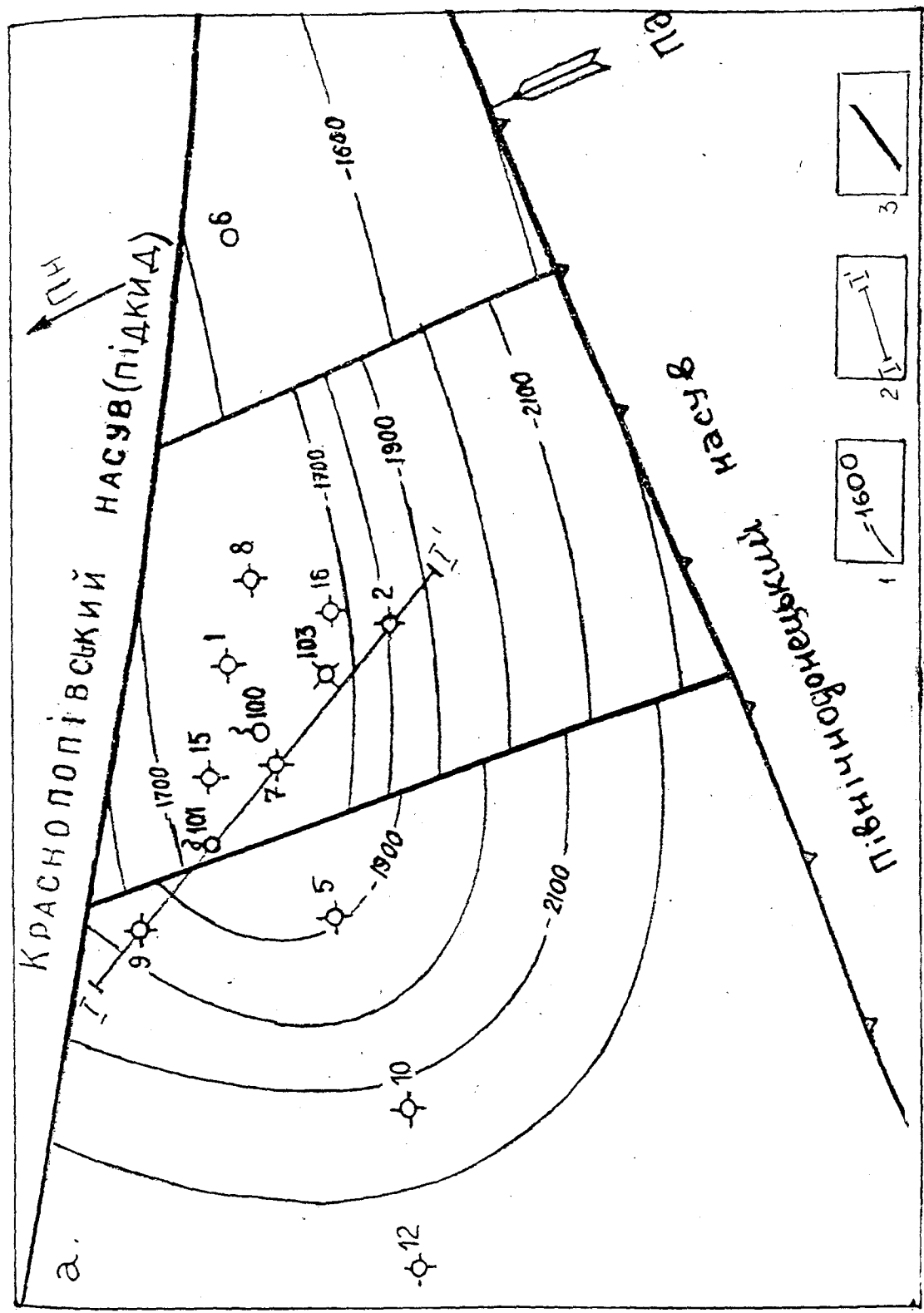


Рис. 2.11. Краснопопівське газоконденсатне родовище. Структурна карта (а) по верхньобашкирській товщі середнього карбону ("Укргазпром"); геологічний профіль по лінії I-I' (б). 1-ізогіпси по C<sub>2</sub>b; 2-лінія профілю; 3-порушення.

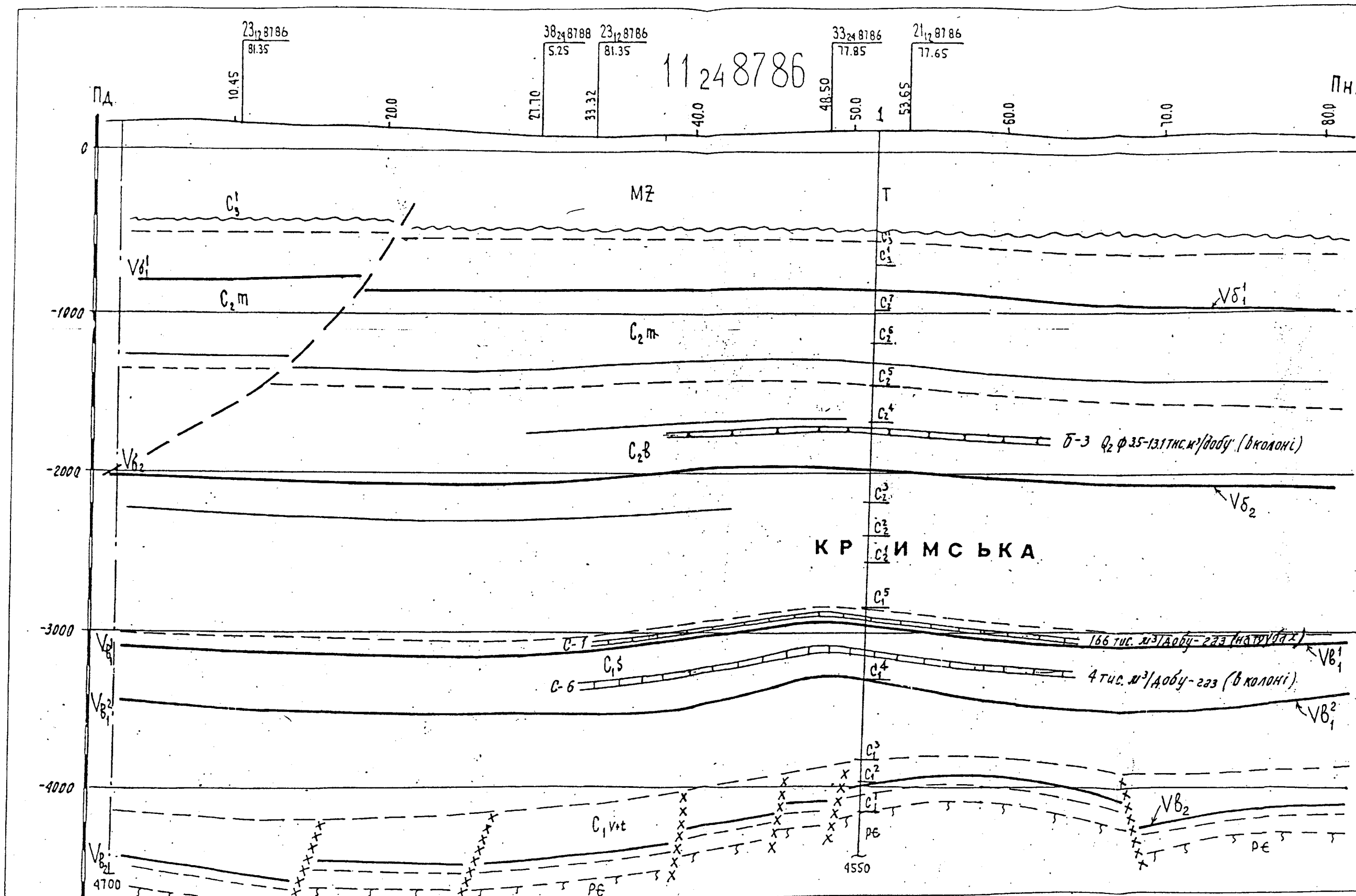


Рис. 2.12. Кримська площа. Геологічний розріз по сейсмопрофілю 11 24 87 86.



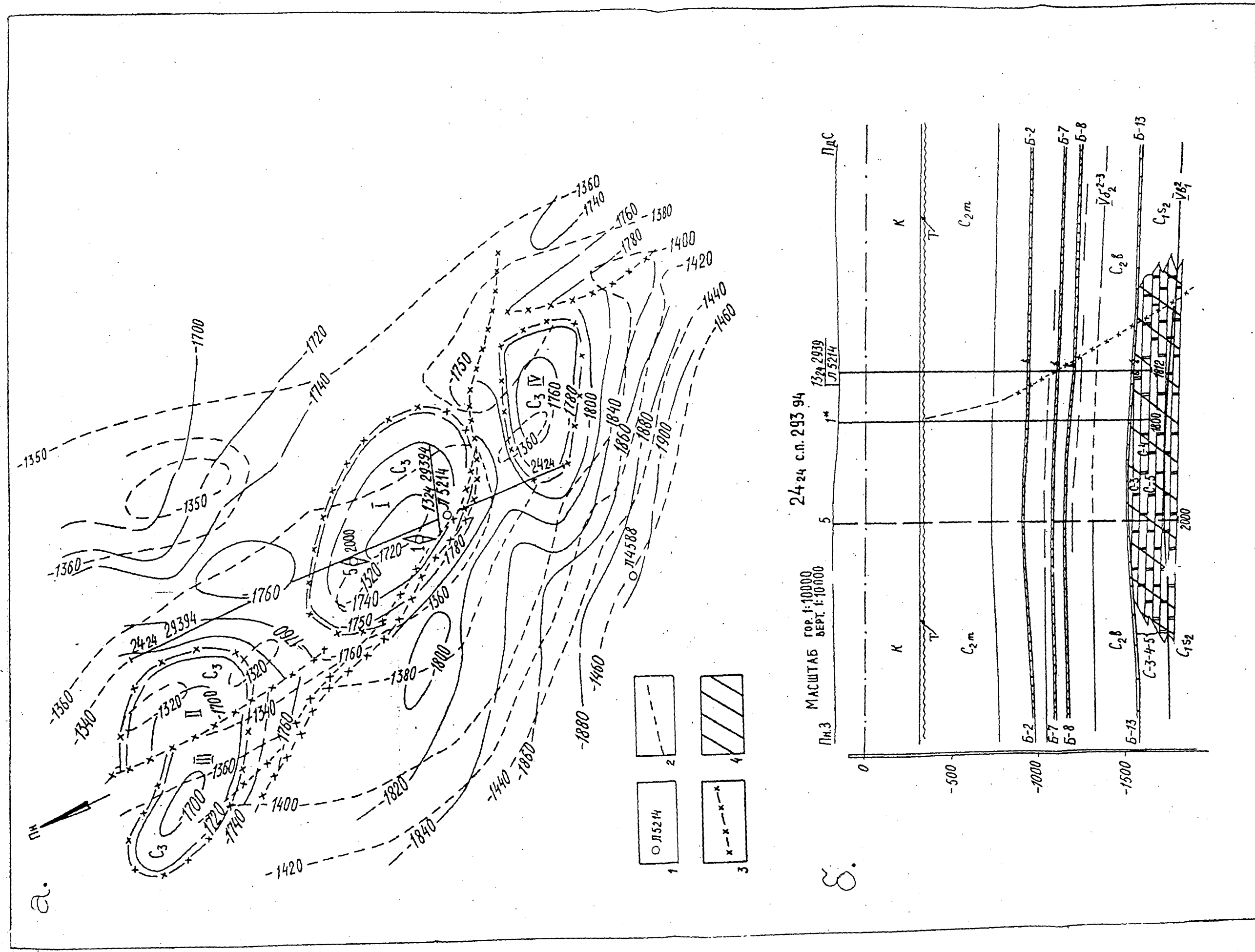


Рис. 2.13. Чабанівська площа. Структурна карта по відбиваючому горизонту V6<sup>1</sup> серпуховського ярусу нижнього карбону (а) за Нікіфоровою Т. Я. і Савицьким В. І., 1998: 1-вугільні свердловини; 2-ізогипси відбиваючого горизонту V6<sup>2,3</sup> башкирського ярусу; 3-порушення відбиваючого горизонту V6<sup>2,3</sup> башкирського ярусу; 4-карбонатний масив. Геологічний профіль (б) за Волошиною О. Ю.

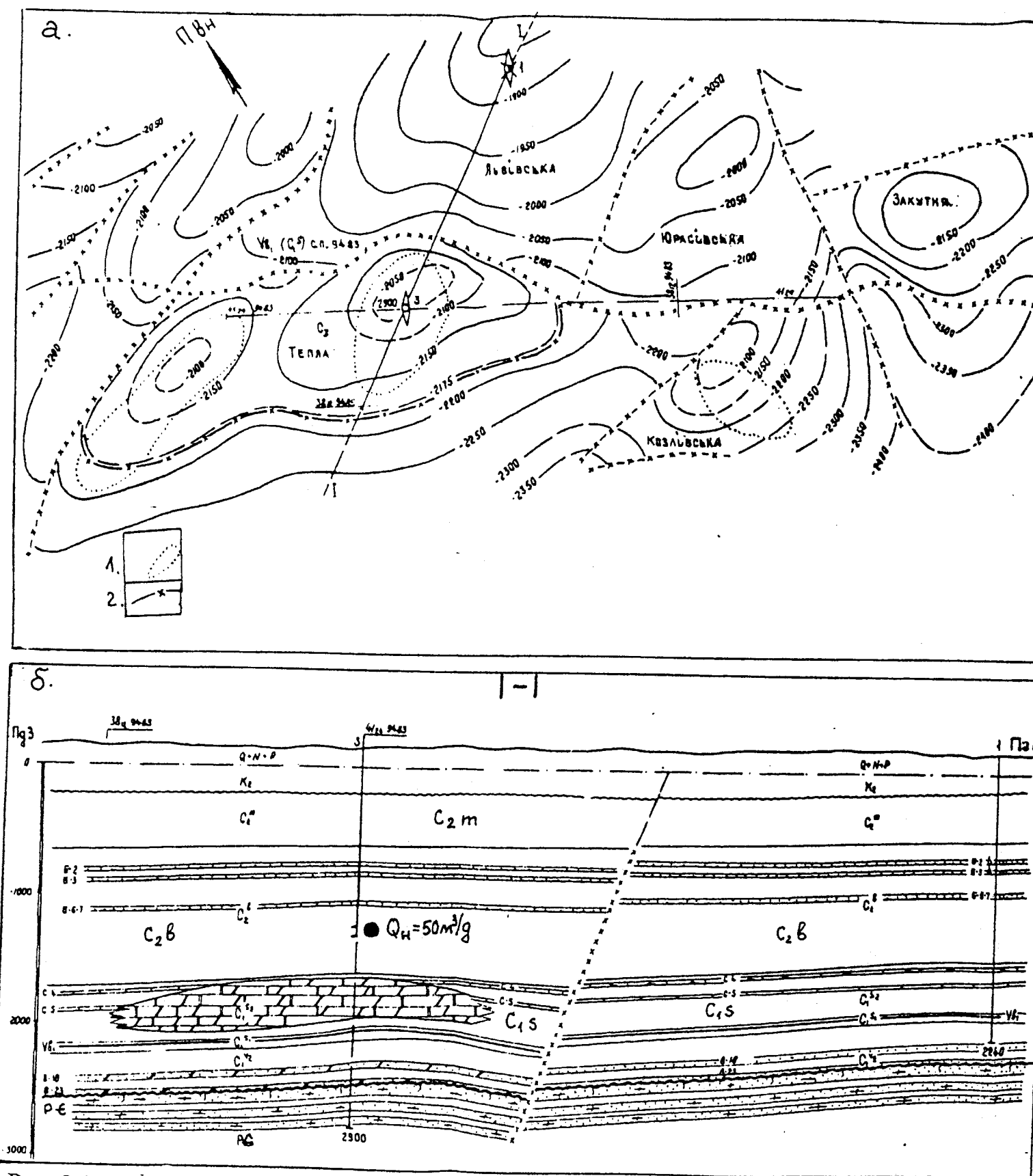


Рис. 2.14. Львівська площа (разом з Теплою). Структурна карта за відбиваючим горизонтом  $V_{b1}$  серпуховського ярусу нижнього карбону (Т. В. Розуменко, Є. Г. Бібер) (а); геологічний профіль через Тепло і Львівську площі за О. Ю. Волошиною (б). 1-передбачувані рифогенні тіла; 2-порушення.

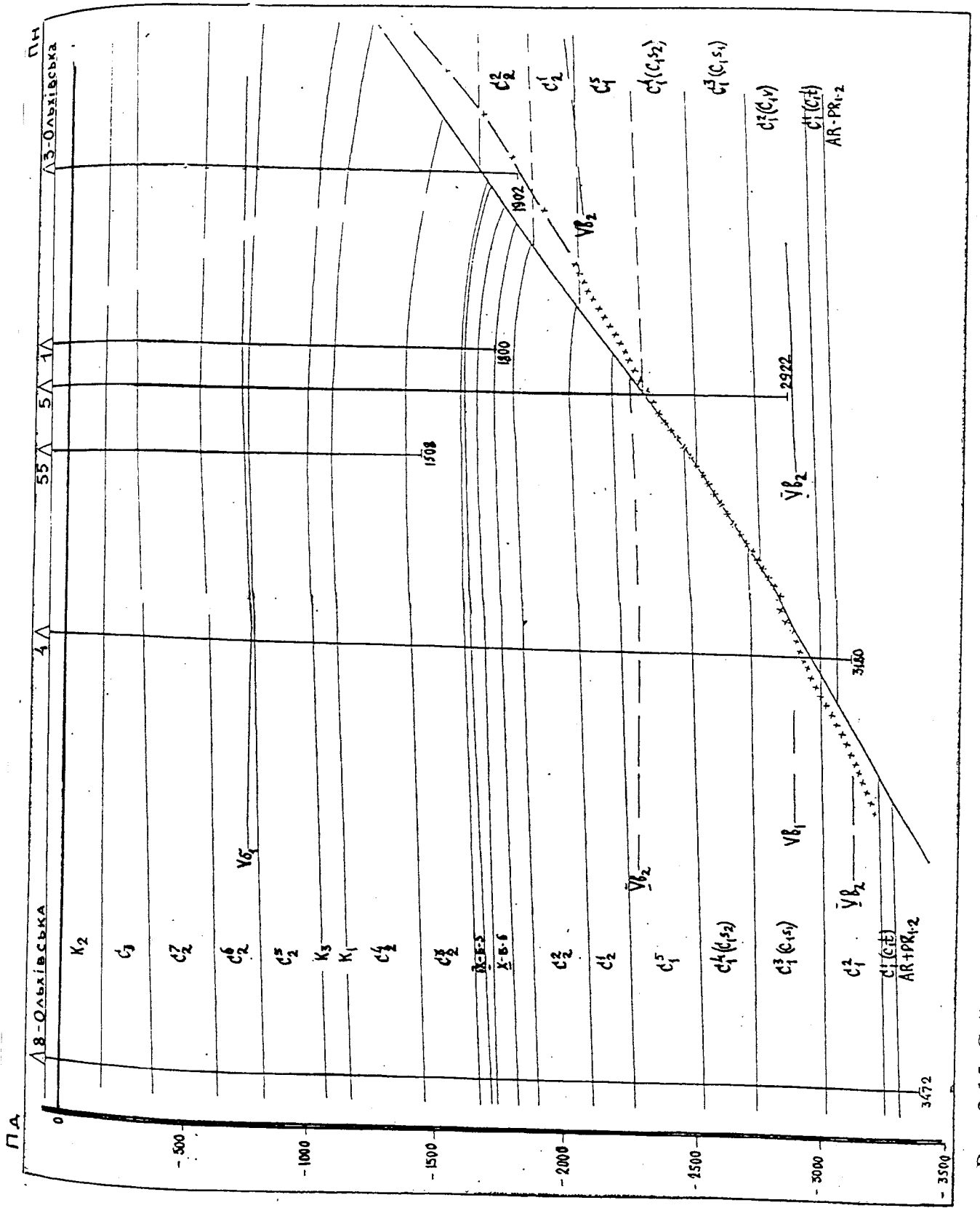


Рис. 2.15. Сейсмогеологічний розріз через св. 8-4-55-5-1-3-Ольхівська.

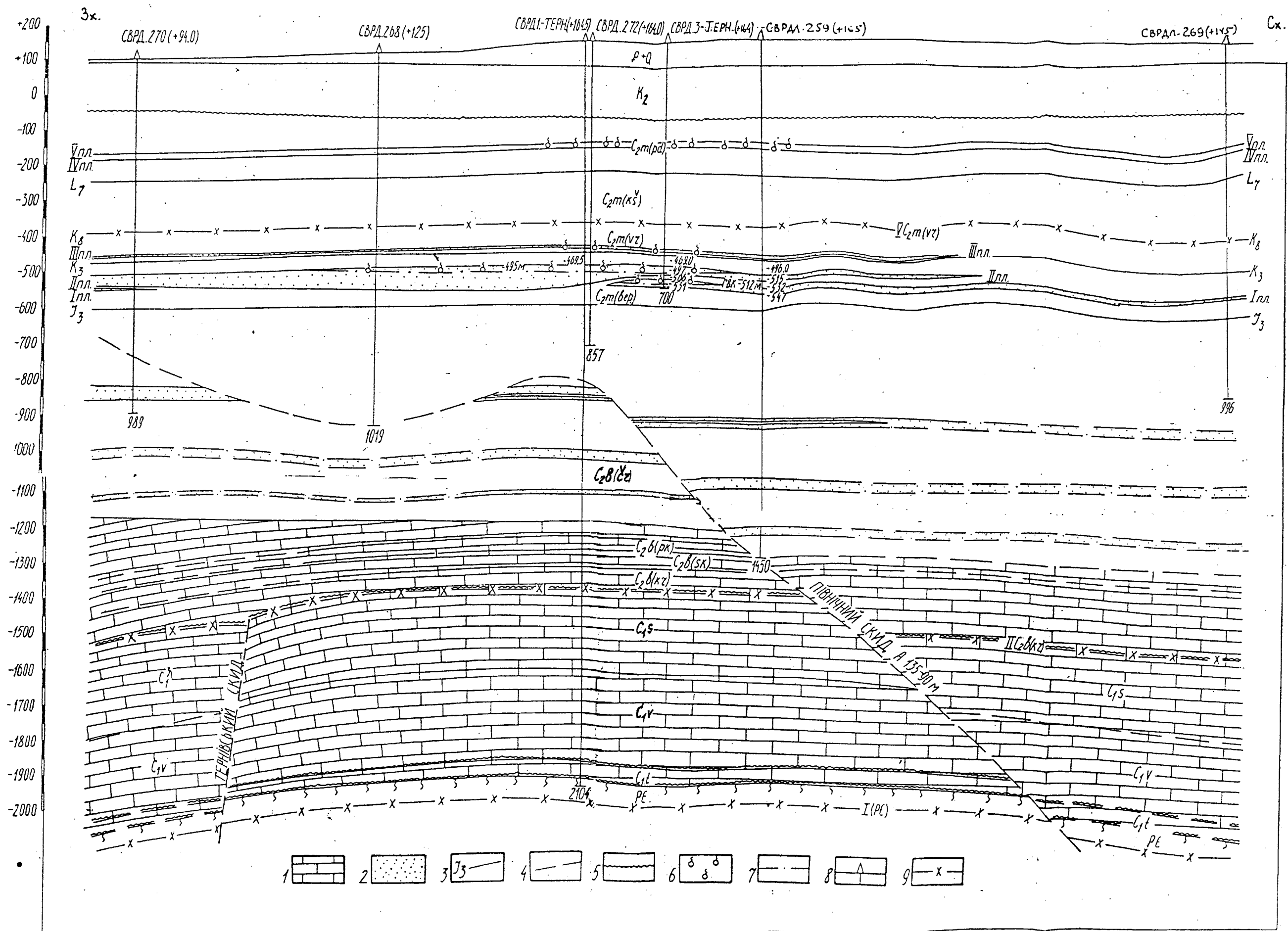


Рис. 2.16. Північне (Тернівське) газове родовище. Геологічний розріз по лінії св. 270-1-269 за Л. М. Поповою, 1990; 1-карбонатна товща; 2-пісковики; 3-маркуючі вапняки; 4-тектонічні порушення; 5-лінії стратиграфічних перерв; 6-газонасичена частина пласта; 7-газоводяний контакт; 8-свердловини глибокі пошукові (в дужках абсолютні відмітки устя); 9-поверхня відбиваючих сейсмічних горизонтів.



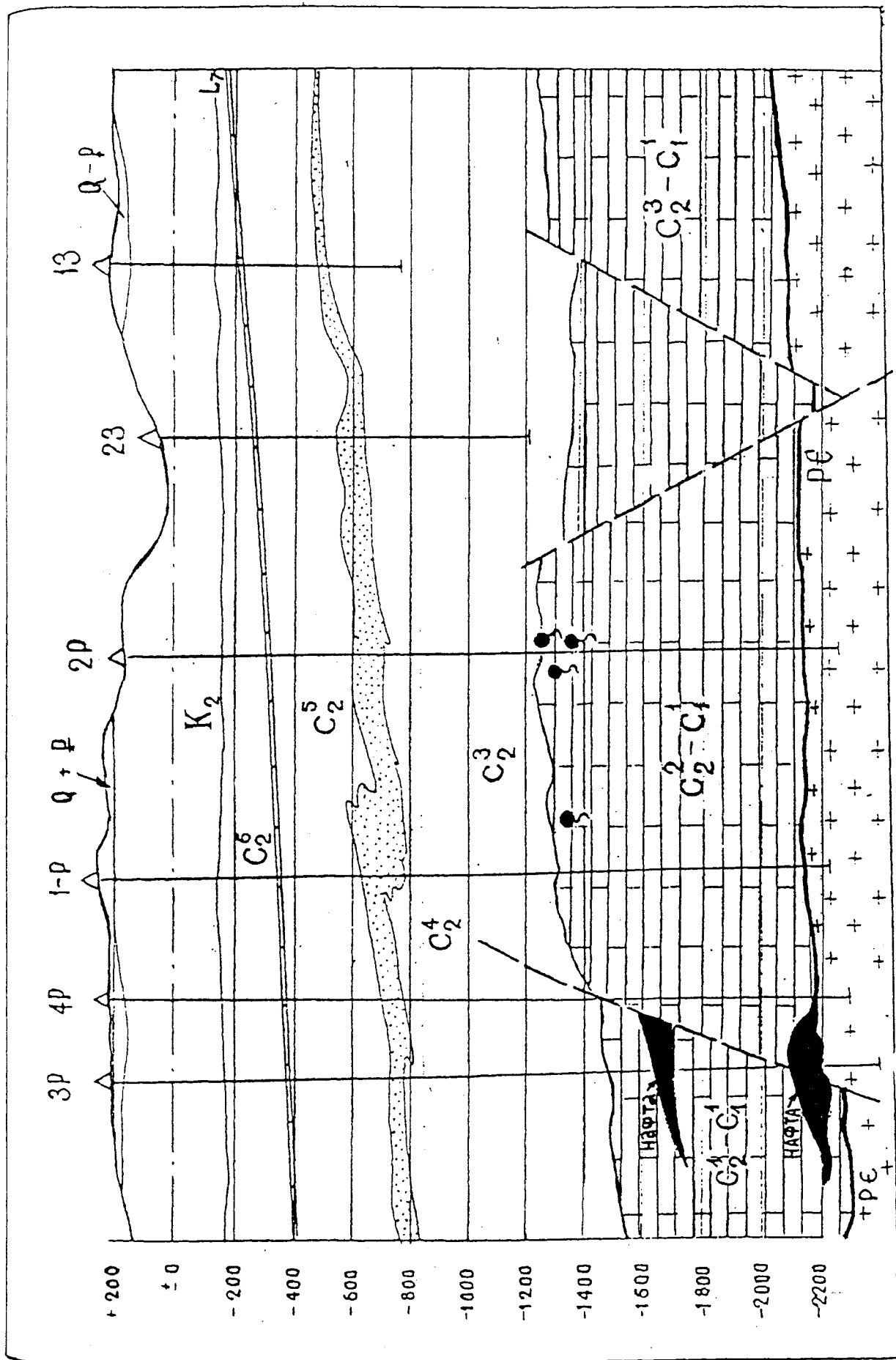


Рис. 2.17. Крутівська площа. Геологічний розріз за А. Т. Муричем, 1987.

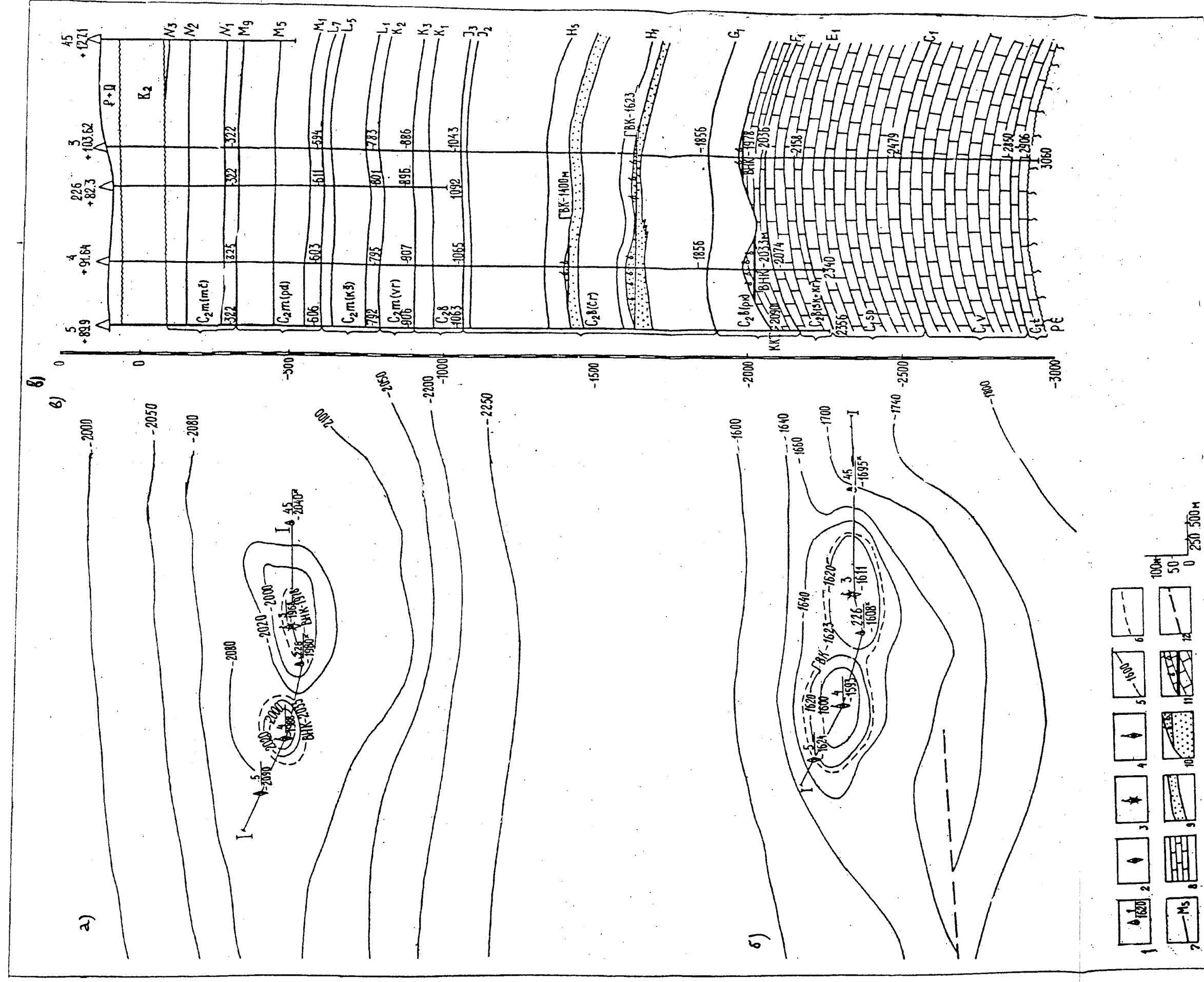


Рис. 2.18. Тишкінське нафтогазове родовище. Структурна карта покрівлі карбонатної товщі (у прикамському горизонті башкирського ярусу (а); структурна карта по II піщаному пласту черемшанського горизонту башкирського ярусу (б)); профільний геологічний розріз через св. 5-3-45(в). 1-структурні свердловини (в чисельнику - номер, в знаменнику - абсолютна відмітка); 5-ізогіпси; 6-газоводяні і нафтоводяні контакти; 7-реперні вапняки; 8-карбонатні товщі нижнього і середнього карбону; 9-пісковики; 10-газовий поклад; 11-нафтовий поклад; 12-розривні порушення.

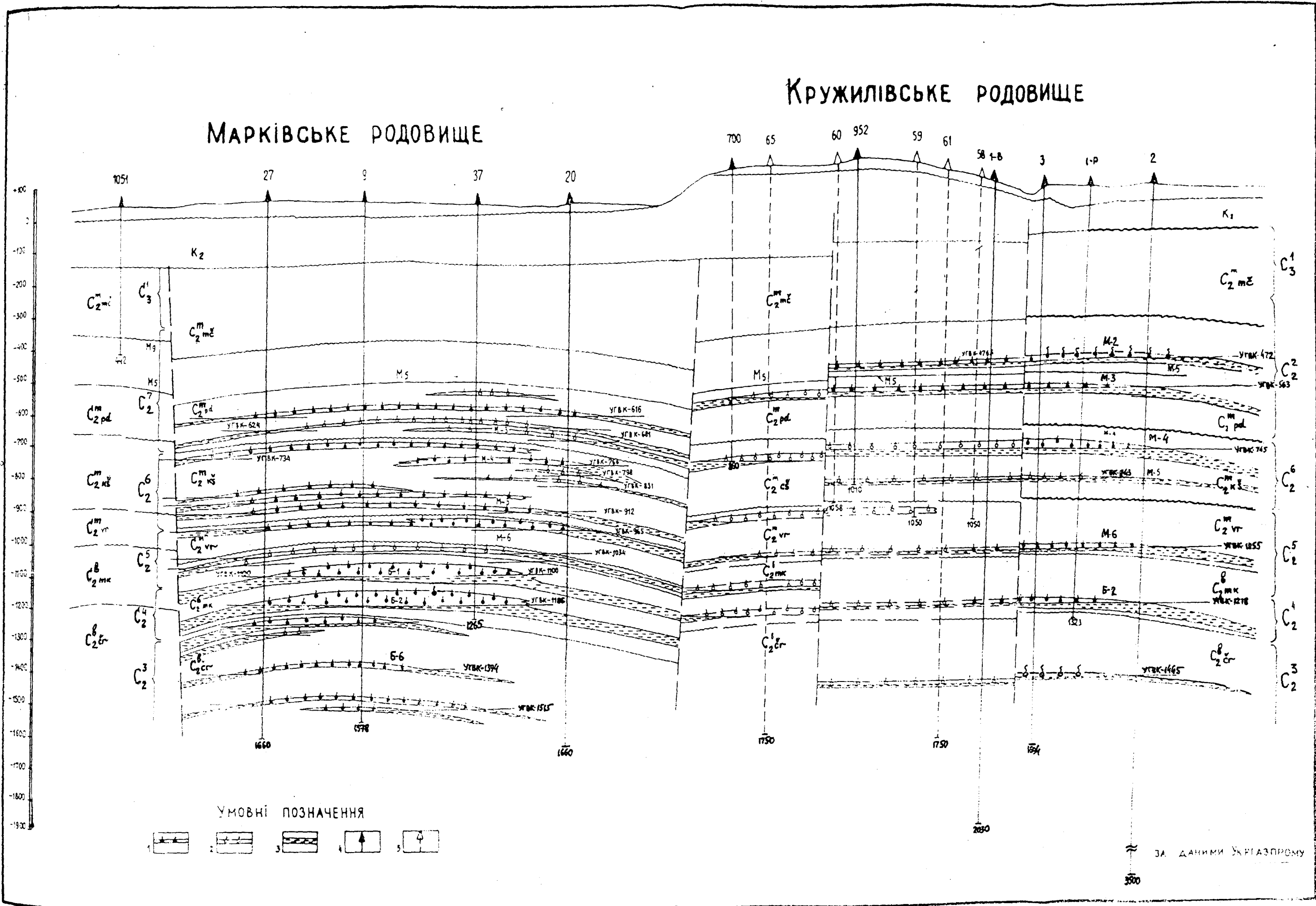


Рис. 2.19. Марківсько-Кружилівська зона. Геологічний профіль по лінії через Марківсько-Кружилівське нафтогазоконденсатне родовище. 1-нафтові поклади; 2-газові поклади; 3-глибокі свердловини; 4-структурні свердловини.

жньому карбоні і верхній частині фундаменту у крайній південній частині СТЗ Пнб ДДА.

СТЗ І.1.3 - зона малоамплітудних складок Пнб ДДА (Турутинсько-Лабанівсько-Романівська нафтогазоносна зона НГС Пнб). Починаючи з цієї СТЗ на південь у бік грабена і ДДС на Пнб відкриваються газові, газоконденсатні і нафтові родовища. Закономірності розміщення та формування родовищ нафти і газу в ДДА і на Пнб вивчалися значною кількістю фахівців на основі впливу геологічних критеріїв на продуктивність структур, фазовий стан і запаси ВВ з позицій осадочно-міграційної теорії утворення нафти і газу і уявлень про їх глибинний генезис [40, 43, 46, 48, 51, 62, 67, 69, 82, 102, 107, 109, 153, 155, 169, 170, 172 та інші]. Просторове розміщення родовищ ВВ на Пнб (див.рис.2.1) показує їх приуроченість до ССС, СТІ КНО, СТЗ.

СТІ КНО І.1.3а. До цієї підзони віднесені Турутинське і Володимирське родовища ВВ.

9. Турутинське нафтове родовище (див.рис.1.2, 2.1, дод.П) пластове з склепіневим непорушеним покладом [43]. В 1982 р. з св.1 з горизонту В-17 (2436-2444 м одержано 255 куб.м./добу нафти (8 мм штуцер). По ізогіпсі мінус 2350 м (В-17) розміри брахіантиклінальної складки 2,9 x 1,2 км, амплітуда 20 м. Склепіння і дерикліналі похилі. Північно-східне і південно-західне крила круті. По середньому карбону - це структурний ніс, а по мезозой-кайнозою – монокліналь. Пісковики мають коефіцієнт пористості ( $K_p$ ) - 0,23, а нафтонасиченості ( $K_n$ ) - 0,87. Нафта легка (780,6 кг/куб.м), метано-нафтеніва. Кількість смол в нафті 2,48%, парафіну - 2,92, асфальтенів - 0,1. За ГДС продуктивна верхня частина В-18 (2476-2479 м). Початкові видобувні запаси 0,14 млн.т нафти і 0,014 млрд. куб.м розчиненого газу.

10. Володимирське газоконденсатне родовище (див.рис. 1.2, 2.1, дод.П, 1.5) знаходиться у межах Володимирсько-Турутинського валу Пнб. В 1983 р. з горизонту В-18н (2506-2512 м) в св.1 одержано 119 тис.куб.м/добу газу і 67 тис.куб.м конденсату/добу. Підняття куполовидної форми видовжене на північний захід. Північно-східне крило коротке і зрізане скидом. Розміри по ізогіпсі мінус 2350 м 4,5 x 2,8 км. Газоконденсатний поклад В-18н пластовий, пов'язаний з склепіневою засткою. Початкові видобувні запаси 0,05 млрд.куб.м газу. З роботи [100] видно, що

Пнб - перспективний об'єкт пошуків газоконденсатних родовищ. Найбільші значення конденсату у пластовому газі (410 г/куб.м) встановлені в св.Володимирська - 1, а на крайньому південному сході Пнб лише 3-20 г/куб.м.

СТП КНО І.1.3б. Сюди входять Чернеччинське, Хухринське і, вірогідно, Прокопенківське родовища. Відкриття Хухринського родовища ВВ в 1985 році у породах кристалічного фундаменту (нафта, газ), а потім і в осадовому чохла, стимулювало геолого-розвідувальні роботи на нафту і газ на Пнб. [41, 51, 52, 56, 59, 79, 92, 98, 100, 101, 108, 110, 126, 127, 132].

77. Хухринське нафтове родовище (див.рис.1.2, 2.1, 2.4, дод.П, 2.6, 2.7, 1.14). Це малоамплітудна структура (до 15 м), ускладнена порушеннями ( $V_{B2-n}$ ). В св. Хухринська-1 з 3200-3280 м (породи фундаменту з 3187 м) одержано нафти 69 куб.м/добу на 12 мм штуцері і 99 тис.куб.м/добу газу. Щільність нафти 806 кг/куб.м, смол - 1,1%, асфальтенів - 0,41, парафіну - 0,56. Газ вміщує 82% метану, 10% етану, 4% пропану, 1,2 бутану, 0,2 пентану. Пористість порід фундаменту 8-16%. Поклад В-21 пластовий, тектонічно-екранований і літологічно обмежений, у фундаменті - масивний. Дебіт нафти з В-21 144 куб.м/добу. Початкові видобувні запаси нафти по В-21 1,341 млн.т, по фундаменту 0,38 млн.т газоконденсату.

215. Чернеччинське нафтове родовище (див.рис. 1.2, 2.1, дод.П, 2.6, 2.7). По  $V_{B2-n}$  за ізогіпсою мінус 3100 м по поверхні фундаменту розміри 7 x 2 км, амплітуда до 50 м. З півночі підняття обмежене зворотнім скидом, з заходу, сходу і півдня скидами до 50 м. Північно-західна перикліналь відокремлена порушенням. Південне крило (св.442) відсічено від найбільш піднятої частини підняття. Зараз Хухринське і Чернеччинське родовища ВВ об'єднані в одне Хухринське. Останнє має розміри 11 x 4 км. Це дрібноамплітудні антиклінальні складки. Запаси і ресурси його 3,8 млн.т ум.п. В св. Чернеччинська-1 з  $C_1V_2$  (3254-3246 м) одержано 34 куб.м/добу нафти, а в св. Чернеччинська-2 (3244-3272 м, фундамент з 3239 м) одержано 96 куб.м/добу нафти і 5,8 тис. куб.м/добу газу.

81. Прокопенківське нафтове родовище (див.рис.1.2, 2.1, дод.П, 1.14) знаходиться у межах Пнб. В 1976 р. в св.1 з В-16в (2516-2523 м) одержано 85 т/добу (6 мм штуцер) нафти. Це невелика малоамплітудна брахіантикліналь північно-

західного простягання, ускладнена порушеннями. Розмір по ізогіпсі мінус 2370 м 1,5 x 1,1 км. Поклад склепінний, тектонічно-екранований.

СТП КНО - І.1.3в. Тут виявлено значну кількість НГПО при відсутності глибокого буріння.

СТП КНО - І.1.3г. Відноситься до Північних окраїн Донбасу (родовища ВВ: в Україні - Чабанівське, Тепле (Львівська площа); в РФ - Крутівське, Північне, Курноліпівське, Романівське).

200. Чабанівське газове родовище (І.1.3г) (див. рис.дод.Н., дод.П, 2.13). Це структурній ніс південно-східного напрямку. Розміри 6 x 2,5 км, амплітуда 100 м. Св.Л-5214, глибиною 1812 м, розкрила верхньосерпуховські відклади. Газонасичені пласти в інтервалі 1635-1804 м. Дебіт газу 100 тис.куб./добу. Запаси ВВ по С<sub>3</sub> 1,5 млрд. куб.м. Подальший напрямок робіт: дорозвідка Чабанівської структурної форми, пошуки покладів ВВ у візейських відкладах та утвореннях фундаменту.

197. Нафтове родовище Тепле (Львівська площа) (І.1.3г) (див.рис.2.14, дод.П, 2.1, 4.2). По замкнутій ізогіпсі мінус 2150 м (V<sub>B2</sub>) розміри 8,5 x 2 км, амплітуда 50 м. Складка включає два склепіння - західне і східне, де пробурена св.Тепла-3. Простягання субширотне. Вона ускладнена на крилах 2 узгодженими скидами (50-100 м). В св.3 з горизонту Б-10 (1452-1557 м) одержано нафти 50 куб.м/добу, з Б-10 (1525-1554 м) нафти 36,3 куб.м/добу і води 39 куб.м/добу при рівні 950 м. В інтервалі 1525-1548 м (Б-10) одержано 0,9 куб.м/добу нафти. Запаси по Теплому становлять 1,6 млн.т нафти. Нерозвідані західне склепіння, а також відклади середнього карбону, серпуховсько-візейської товщі, утворення фундаменту.

222. Крутівське нафтове родовище (І.1.3г) (див.рис.1.17, 1.16, дод.М, 2.17, 2.1). По поверхні фундаменту (ізогіпса мінус 2250 м) складка має розміри 10 x 3 км, амплітуду 50 м. Склепіння північно-західного простягання приурочене до піднятого блоку фундаменту і обмежене на крилах скидами, утворюючи горст. Апікальна частина складки - в районі св.1. Саме тут на ерозійному зрізі карбонатної товщі (1386-1392 м) одержані припливи в'язкої нафти (0,862 г/куб.см). На північно-західному блоці в св.3 одержані притоки нафти 18 куб.м/добу з відкладів верхнього карбону (1452-1552 м, С<sub>1</sub><sup>4</sup>). Другий нафтогазоносний горизонт у св.3 розкритий у південно-західному крилі південно-західного скиду у візейських відкладах і поверхні

фундаменту (2174 м, світи  $C_1^2 - C_1^1$  і поверхня фундаменту). Дебіт нафти 6,5 т/добу (0,827 г/куб.см) (див.рис.2.17). По верейському горизонту московського ярусу складка не проявлена. Це монокліналь з падінням на південь. Аналіз нафти з інтервалу 2055-2175 м ( $C_1^1 - C_1^2$ ) показав: масла - 94%, смоли - 5,6%, асфальтени - 0,13%.

223. Газове родовище Північне (І.1.3г) (див.рис. 2.1, дод.М, 1.17, 2.16). По поверхні фундаменту (ізогіпса мінус 2000 м) розміри складки 6 x 1 км, амплітуда менше 50 м. По верейському горизонту московського ярусу - 8 x 1,6 км, амплітуда 5 м. Простягання північно-східне. З півночі складка обмежена згідним скидом, амплітудою 90-135 м. В св. 1 і 3 розкрито 4 продуктивних горизонти (пісковики) у дольському (V), верейському (III, II, I) комплексах середнього карбону. Продуктивні пласти зустрічені на відмітках мінус: V - 120-170 м, III - 400-415 м, II - 469-495 м, I - 506-512. Не вирішено питання з нафтогазоносністю карбонатної товщі  $C_1 - C_2$  і утворень фундаменту.

234. Курнолипівське нафтове родовище (І.1.3г) (див.рис.1.17, 1.16, дод.М) приурочене до складки, утвореної на піднятому блоці фундаменту. Розміри блоку 3 x 1 км, амплітуда понад 30 м. Облягаючі його відклади нижнього карбону ускладнені скидами, з яких найбільшим є Курнолипівський зворотний, що утворює уступ по північному крилу складки, амплітудою до 100 м по відкладах московського ярусу. При випробуванні вапняків візейського ярусу (2243-2477м, поверхня фундаменту на 2627 м) одержано приплив темно-коричневої нафти (0,851 г/куб.см) 20 т/добу. В св.1 (2429-2474 м,  $C_1^3 - C_1^2$ ) нафта має такий груповий склад: масла - 89%, смоли - 6%, асфальтени - 5%. По поверхні фундаменту (мінус 2500 м для західного склепіння, св.1 і 2) і мінус 2450 м для східного (св.3) об'єкт представлений 2 склепіннями, які обмежені на півночі зворотнім скидом, амплітудою 70-100 м. Амплітуди склепінь 30-50 м. Розміри: західного 3 x 1 км, східного 2 x 1 км. По верейському горизонту по ізогіпсі мінус 920 м склепіння єдине (4 x 1 км) з амплітудою до 25 м. Порушення представляє зворотний скид, амплітудою 25-30 м. Невизначені перспективи утворень фундаменту. Тип структури наближений до Юліївського.

230. Романівське нафтогазоконденсатне родовище (І.1.3г) (див. 1.16, 1.17, дод.М). Продуктивний горизонт - верейський московського ярусу. Припливи нафти,

здержані також з візейсько-серпуховських відкладів. Розміри по візейському горизонту по ізогіпсі мінус 2450 м 5 x 1 км, амплітуда 25-30 м. Склепінєва частина в районі св.5. По поверхні кристалічного фундаменту (ізогіпса мінус 3950 м) розміри 1,7 x 1,2 км, амплітуда до 50 м. На жаль, в склепінній частині (св.5) випробувань кори вивітрювання і розуцільнених порід фундаменту не було.

Поклади нафти на Крутівському і Курнолипівському родовищах приурочені до карбонатних тріщинно-кавернозних товщ серпуховського, візейського і турнейського ярусів. Піщані прошарки часто водоносні чи газоводоносні. Пастками є прихилені до згідних скидів чи зрізані неузгодженими скидами склепіння великих амплітуд (до 50 м) з розмірами 4-10 x 1-3 км. Потужності нафтонасичених пластів 5-40 м. Стратиграфічні і літологічні неузгодженості між  $C_2$  і  $C_1$  є фактором збереження ВВ. В напрямку до ДСС зменшується питома вага нафти і зростає газовий фактор (так Романівське родовище вже нафтогазоконденсатне).

В СТЗ І.1.3 встановлені також численні нафтогазобітумопрояви. В св.Тарасівська (І.1.3г) - інтенсивне газування з інтервалу серпуховських вапняків з високим вмістом важких ВВ. В св.Львівська-1 з візейських відкладів (2155-2220 м) одержано газ з водою. Газопрояви в світах  $C_2^7$  і  $T_1$  встановлені на Єпіфанівській структурі (І.1.3г); з  $C_{1s}$ ,  $C_1^5$ ,  $C_2^2$ ,  $C_2^3$  на Гречишкінсько-Новоайдарській площі (тут також є нафтопрояви у світах  $C_2^3$  -  $C_2^4$ ). Поблизу Прокопенківського родовища ВВ в св.Правдинська - 1 з 870м з юрських відкладів одержано незначний приплив газу. Нафтонасичені породи карбону зустрінуті на глибинах від 260 м у св.Волошинських (І.1.2) до 1118 м у св.Тарасівській (І.1.3г). Нафтогазоносність в Ростовській області в СТЗ І.1.3 встановлена на Тарасівській структурі (нафта з  $C_2^3$  -  $C_2^5$ ), Тернівській ( $C_2$ ), Леонівській ( $C_2$ ), Мостівській ( $C_2$ ), Верхньотарасівській (нафта в  $C_2^1$ ), Мажурівській (нафта в  $C_2$ ), Урюпінській (нафта в  $C_2$ ). СТЗ І.1.3 є нафтогазоносною зоною з потенційними можливостями для подальших робіт.

І.1.4 - Південна мобільна зона Пнб (Юліївсько-Марківська нафтогазоносна зона). В центральній частині Пнб до меридіана м.Сватове на його південному сході ця назва зберігається. Далі на схід від м.Сватове у зв'язку з впливом ДСС ця зона складається з двох підзон: І.1.4.1 - зони Красноріцьких скидів і І.1.4.2 - зони



похованих (автохтонних) складок Пнб. Щоб не ускладнювати розуміння будови Північного Донбасу і по можливості зберігати пріоритети назв, ми пропонуємо ці зони вважати зонами Пнб для його південно-східної частини: I.1.4 - зоною Красноріцьких скидів, а I.1.5 - зоною похованих (автохтонних) складок Пнб. Розуміло, що ці дві зони разом є аналогом Південної мобільної зони центральної частини Пнб. Розглянемо спочатку родовища ВВ до меридіану м. Сватове (СТП КНО I.1.4а, I.1.4б):

I.1.4а - Щиглівсько-Гашинівська СТП КНО.113. Скворцівське нафтогазоконденсатне родовище (I.1.4а) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П, 1.6, 2.5, 1.14) входить до складу Щиглівсько-Скворцівсько-Гуківсько-Коротицько-Рогансько-Чугуївсько-Базиліївської ССС. Складається з Скворцівського, Західно-Скворцівського, Волжанського і Киянівського самостійних тектонічних блоків. Скворцівська зона обмежена з півночі неузгодженим скидом, амплітудою 50-130 м. Між собою блоки відокремлені поперечними скидами (50-100 м). Розміри зони 25 x 2,5 км, амплітуда 200 м ( $V_{В2} - n$ ). Простягання субширотне. Південні крила склепінь на блоках протяжні і пологі, північні – короткі. Мезокайнозойські відклади налягають моноклінально. В 1992 р. в св.1 з верхньовізейських відкладів (2994-3036 м) одержано 511,6 тис.куб.м/добу газу і 89,5 куб.м/добу конденсату (14 мм штуцер). Промислова нафтогазоносність встановлена в горизонтах: С-3-4, В-15-16, В-18-19, В-20-21, В-25-26 і утвореннях кристалічного фундаменту [101]. Початкові запаси газу по  $C_1$  - 1,159 млрд.куб.м., по категорії  $C_2$  - 2,063 млрд.куб.м. Геологічні запаси конденсату по  $C_1$  0,158 млн.т., по  $C_2$  0,277 млн.т; нафти по  $C_1$  - 0,563 млн.т, по  $C_2$  - 0,987 млн.т. Нафтогазоносність встановлена і в горизонтах Б-12 і Б-5.

Необхідно враховувати одне зауваження. Частина дослідників Пнб ввела термін «базальний горизонт», в який включила кору вивітрювання, навіть, частково, розущільнені породи фундаменту і прилягаючі зверху пласти осадочної товщі. І все це увійшло до складу платформного чохла (!?). Але, якщо в свердловині є позитивні дані відносно нафтогазоносності фундаменту, то «базальний горизонт» «має» підшву нижче поверхні фундаменту (св.10, 6). Оскільки за цими авторами «базальний горизонт» відноситься до чохла, то виходить, що зникають дані про нафтогазоносність фундаменту: Але якщо у фундаменті немає ознак

нафтогазоносності (св.12 і 8) «базальний горизонт» своєю підшоною співпадає з поверхнею фундаменту. За (Атлас...,1995): «св.Скворцівська - 10 встановила продуктивність горизонту В-26 (3133-3172 м), з якого одержано 137 куб.м/добу нафти через 6 мм штуцер». Поверхня фундаменту відбита в цій свердловині на глибині 3153 м [101]. Проведена також термодобітометрія св.10, яка показала, що інтервали 3132-3138 м і 3192-3196 м працюють газом, а інтервали 3142-3152 м і 3164-3176 м працюють газом з нафтою. Не викликає ніякого сумніву, що горизонти складочного чохла і фундаменту - самостійні нафтогазоносні об'єкти. Немає потреби «інтуїтивно» шукати нижньовізейські відклади в породах фундаменту. Це стосується свердловин по Юліївській, Хухринській, Чернеччинській площах.

Поклади Скворцівського родовища ВВ склепінні, тектонічно екрановані. Колектори мають високі ф.є.в. Від Нарижнянського до Скворцівського родовища повного виклинювання (з півдня на північ Пнб) горизонтів С-4-5, В-16н, В-17в, В-22 не відбувається [100, (О.М.Зуй)]. Виклинюються горизонти В-24 і В-26. Зменшення товщин піщаних пластів на північ з поступовим заміщенням окремих прошарків створює неантиклинальні і комбіновані пастки ВВ (з літологічним обмеженням). Перспективи верхньої частини фундаменту ми оцінюємо позитивно [49-51, 98, 101], але ступінь його вивченості низький.

114. Юліївське нафтогазоконденсатне родовище (І.1.4а) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П., 1.6, 2.4, 2.5, 1.14,2.8, дод.Л) відкрите св.2 в 1987 р. Спочатку промисловий приплив нафти і газу було одержано з розущільнених порід фундаменту у масиві кристалічних щільних утворень на глибинах 172-336 м в від поверхні докембрійських порід фундаменту. Потім було отримано промисловий приток ВВ з кори вивітрювання фундаменту. Надалі в свердловинах одержані значні притоки газоконденсату, газу і нафти з продуктивних горизонтів нижнього і середнього карбону. Система локальних (напівантиклинальних) структурних елементів, ускладнених з півночі неузгодженим скидом, амплітудою 150-250 м з розмірами 20 x 4 км, амплітудою до 300 м складається з Мерчиківського, Юліївського, Добропільського та Золочівського склепінь, відокремлених поперечними скидами (25-40 м). Простягання субширотне. На думку Є.С.Дворянина [100],Юліївська структура є класичним еталоном однокрих складок, які обмежені в критичних

напрямах неузгодженими скидами. Найбільш пріоритетними для акумуляції ВВ є порст-антиклиналі, які екрановані поздовжніми до простягання порід хвилястими скидами. По простяганню зворотнього Юліївського розлому виділена смуга покращених ф.с.в. порід фундаменту у межах локальних склепінь (св.1, 2, 3, 10, 71, 50 і інш.). У св. Юліївська - 10 одержана нафта (45 куб.м/добу) з інтервалу 3618-3687 м при поверхні фундаменту на 3541 м [101]. Як в корі вивітрювання, так і в товщі щільних різновидів утворень фундаменту тут встановлені розушільнені породи (колектори: 3597-3600, 3633-3637, 3661-3664, 3687-3696 м та інші).

В св. Юліївська - 54 породи фундаменту на глибині 3485-3600 м. Пористість в інтервалі 3485-3493 м - 18%, 3493-3501 м - 10%, 3552-3561 м -10%, коефіцієнт нафтогазонасиченості 0,78-0,84, газонасичені інтервали 2,4-4 м. В св. Юліївська - 71 породи фундаменту розкриті на глибині 3482 м. В інтервалі 3482-3497 м на 10 мм штуцері встановлено дебіт газу 621 тис.куб.м/добу. Пористість 15-19%, нафтогазонасиченість 0,9. Пористість на 3728-3743 м - 24-36%, 3751-3755 м -22,5%. В св.2 в інтервалі 3469-3611 м (фундамент з 3464 м) коефіцієнт пористості 0,13, нафтогазонасиченості - 0,77, в інтервалі 3516-3709 м відповідно 0,09 і 0,71. При випробуванні інтервалу 3468-3486 на 6 мм штуцері одержано 172 тис.куб.м/добу газу і 7,6 куб.м/добу конденсату. Абсолютно вільний дебіт газоконденсатної суміші з фундаменту склав 2768 тис.куб.м/добу. З інтервалу 3636-3735 м і 3735-3800 м на 7 мм штуцері газу 77 тис. куб.м/добу і 13,5 куб.м/добу конденсату. В св.Юліївська - 21 одержано приплив нафти на 3 мм штуцері 5,2 куб.м/добу з горизонту М-4-5 (Московський ярус, 2407-2408 м). З горизонту С-5 (3134-3128, 3112-3097 м) в св.Юліївська - 53 одержано 300 тис.куб.м/добу газу. З горизонтів В-14-16 дебіт газу в св.Юліївська - 57 склав 285 тис.куб.м/добу. Поверх нафтогазонасиченості Юліївського родовища ВВ 1329 м. Початкові запаси по категорії С<sub>1</sub> - 25,123 млн. т ум.п., по С<sub>2</sub> - 4,167 млн.т ум.п. Продуктивні горизонти М-4-5, С-4-5-6, В-16-19, В-20-21, В-25-27, РЄ (кора вивітрювання і розушільнені зони у масиві порід фундаменту). Поклади В-20-21 і В-25-27 газоконденсатні з нафтовою облямівкою, решта газоконденсатні. Поклади пластові тектонічно екрановані, літологічно обмежені. Головним висновком по родовищу є встановлення самостійного докембрійського нафтогазонасного комплексу і поверху. Борисовець І.І. та інші

(1993) визначили запаси гелію на Юліївському родовищі ВВ по горизонтах: С-4-5 в 1,8 млн.куб.м (вміст гелію в газі - 0,09%); В-14-19 в 2,6 млн.куб.м (0,1%); В-20-21 в 1,4 млн.куб.м (0,1%); в продуктивних горизонтах фундаменту по св.№№ 50, 71 в 1,61 млн.куб.м (0,09%). Кондиційним для добування гелію є родовище з вмістом гелію у пластовому газі не нижче 0,05% і запасами не менше 0,5 млн.куб.м. Ми маємо 13,4 млн.куб.м при вмісті близько 0,1%.

115. Наріжнянське газоконденсатне родовище (І.1.4а) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П, 1.6). В 1984 р. в св.1 з С-7 (3573-3582 м) одержано 59,3 тис.куб.м/добу газу на 6 мм шпигу. По С-5 це брахіантикліналь субширотного простягання. Обидва крила розрізані повздовжніми скидами. У межах ізогіпси мінус 3350 м і порушень розміри 2 км і 1 км. Промислово газонасні теригенні відклади Б-12 і С-5, С-7. Поверх газонасності 220 м. Поклади пластові склепінні, тектонічно екрановані. Початкові видобувні запаси 1,9 млн.т ум.п.

155. Караванівське газове родовище (І.1.4а) (див.рис.1.2, 2.1, дод. П, 2.5). Будова аналогічна Юліївській структурі. Розміри 3 x 1,2 км, амплітуда 100м. Входить до Юліївсько-Караванівсько-Хорошівсько-Гашинівської ССС. Північне крило ускладнене зворотнім скидом (150-200 м). Продуктивні горизонти В-16-19 (3683-3724 м). Ефективна газонасичена товщина пісковіків 9,4 м, коефіцієнти: пористості - 0,085, газонасиченості - 0,7. В св.1 з фундаменту одержано незначний приплив газу, з В-20-21 до 30 тис.куб.м/добу, з В-16 - В-18 52 тис.куб.м/добу. Відповідно конденсату: 2,1 куб.м/добу, 5 куб.м./добу. Геологічні запаси 3,7 млн.т ум.п [101].

201. Огульцівське газоконденсатне родовище (І.1.4а) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П, 2.5, 1.14) приурочене до Наріжнянсько-Огульцівської ССС. Відкрите св.13. З порід фундаменту (поверхня на 4010 м) одержано на 8 мм штуцері (4020-4041 м) 222,3 тис.куб.м/добу газу і 19,7 куб.м/добу конденсату. Продуктивні: горизонти В-16, В-18, В-19, В-20 і утворення фундаменту. Структура-монокліналь північно-західного напрямку, порушена незгідними скидами на блоці. Розмір площі газонасності 4,1 x 1,6 км. Поклади пов'язані з пластовими тектонічно-екранованими та літологічно обмеженими пастками. Початкові видобувні запаси газу 0,78 млрд.куб.м., конденсату 0,014 млн.т [101].

156. Острове́рхівське газове родовище (І.1.4а) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П, 1.14) розташоване в Шляхово-Острове́рхівсько-Південно-Граківській ССС. Це протяжна субширотна зона локальних піднять (Бистрого, Дятлівського, Острове́рхівського), які з півночі обмежені неузгодженим скидом амплітудою до 200 м. По  $V_{B_2-n}$  розміри 18 x 3 км, висота 400 м, а з врахуванням нового Рокитнянського елемента на заході, розміри зони 20 x 3 км. Це напівантикліналі з зрізаними північними крилами і протяжними виположеними південними. Встановлена промислова газоносність В-18-19, С-17-18, С-8-9, С-6-7, С-5. Виявлена газонасиченість В-25-26 та порід фундаменту (в св.591 з інтервалу 4433-4605 м при поверхні фундаменту 4579 м, одержано 38 тис.куб.м/добу газоконденсатної суміші). Інтервал продуктивності 650 м. Запаси ВВ по категоріях  $C_1$  - 2,18,  $C_2$  - 1,5,  $C_3$  - 14,8 млн.т ум.п.

157. Платівське газове родовище (І.1.4а) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П, 1.14) знаходиться у тій же ССС, що і попереднє. В 1991 році в св.614 з горизонтів С-17-18 (нижньосерпуховський під'ярус) одержано 118 тис.куб.м/добу через 8 мм штуцер - не структурний ніс, екранований з півночі узгодженим скидом (50-200 м), що знаходиться в 4 км на північ від зони Північного крайового порушення [140]. Амплітуда скидів, що екранують пастку 25-200 м. Поклад - пластовий тектонічно-екранований. Розміри 2,1 x 0,5 км. Інтервал промислової газоносності 180 м. Початкові видобувні запаси 0,09 млрд.куб.м. Запаси і ресурси 1,7 млн.т ум.п. [101].

158. Безлюдівське нафтогазоконденсатне родовище (І.1.4а) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П, 1.14) розташоване в Юліївсько-Гашинівській ССС. По  $V_{B_2-n}$  це брахіатиклінальна складка 5 x 1,5 км, висотою 50 м. По відкладах московського ярусу ( $V_{B_1}$ ) не простежується. Промислова газонафтоносність пов'язана з горизонтами В-25-26, В-20-21, В-18-19, В-16, С-6, С-4. Дебіти газу 32-378 тис.куб.м/добу, нафти - конденсату 1,2 - 43,6 куб.м/добу. Стратиграфічний інтервал продуктивності 700 м. Запаси ВВ по категорії  $C_1$  - 2,36 млн.т ум.п. Поклади пластові, склепінні, а В-18-19 - літологічно обмежені. В св.612 був випробуваний пласт 3520-3552 м (фундамент за В.А.Колосовською на 3528 м [101]). На 8 мм штуцері було одержано 43,6 куб.м/добу нафти і 42,4 тис.куб.м/добу газу.

159. Білозірське газове родовище (І.1.4а) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П, 1.14) розташоване в одній ССС з Острове́рхівським і Платівським родовищами ВВ. В св.1

горизонтів В-18-19 (4647-4653, 4656-4664, 4687-4697 м) одержано на 7 мм штуцері 16 тис.куб.м/добу газу і 6,5 куб.м/добу конденсату. По  $V_{в2}^1$  це геміантикліналь, північна частина якої порушена згідним скидом, амплітудою 100 м. Поклад пластовий тектонічно екранований. Запаси газу 0,24 млрд.куб.м. Геологічні запаси - 1,56 млн.т ум.п. [101].

163. Коробочкінське газоконденсатне родовище (І.1.4а) (див.рис.1.2, 2.1, 2.4, 2.5, 1.14) входить до Юліївсько-Гашинівської ССС. Структура складена з підняттями: Ртищівським, Коробочкінським, Леб'яжим, які ускладнені на півночі і півдні відповідно зворотнім і згідним скидами, амплітудами 200 і 50 м. Поперечними скидами такої ж амплітуди підняття розділені між собою. Промислова нафтогазоносність пов'язана з масивно-пластовим покладом у візейських відкладах (В-14, В-17-19, В-21, В-24), пластовими склепіневими, тектонічно- чи літологічно-екранованими покладами серпуховського ярусу (С-3-4) та склепіневими літологічно-обмеженими у московському ярусі (М-6). Дебіт газу з св.1 з В-17-19 (3385-3392,3399-3407 м) склав 344 тис.куб.м/добу, конденсату 15,2 куб.м/добу на 10 мм штуцері. Цікаві результати одержані по св.Коробочкінська - 56 (Коробочкінське склепіння), де поверхня фундаменту була розкрита на глибині 3129 м [110] чи 3135 м [101]. Вперше в Коробочкінській зоні в цій свердловині самостійно були випробувані тільки породи кристалічного фундаменту. До цього ми мали декілька свердловин (№№ 13, 4 та інш.), де промислові притоки ВВ були одержані при щільному випробуванні візейських відкладів чохла з породами фундаменту, що призводило до різного тлумачення, відносно місць притоків ВВ. В св.56 інтервал 3135-3151 і 3167-3173 м повністю у фундаменті. На 5 мм штуцері тут одержано 20 тис.куб.м/добу газу. Вище в осадочному чохлі (3077-3083, 3097-3106, 3112-3116 м) на 15 мм штуцері був одержаний приплив газу 450 тис.куб.м/добу.Такий же щодичний експеримент був здійснений у св.Юліївська - 50. Поверхня порід фундаменту була визначена тут на глибині 3496 м [101]. Перфорація в колоні була здійснена в інтервалах: 3560-3674 і 3500-3552 м. На 16,2 мм штуцері було одержано 10 тис.куб.м/добу газу. Для контролю була здійснена термодобітометрія. Вона показала, що газом працює інтервал 3501-3520 м, тобто тільки породи фундаменту. Для подальшого контролю здійснено у св.Хухринській - 1 - першовідкривачці

юкембрійської нафти в Україні. Поверхня фундаменту тут встановлена на 3187 м. Перфоровано інтервал 3200-3280 м, на 12 мм штуцері одержано 69 куб. м/добу нафти і 99 тис.куб.м/добу газу. За термодобітометрією працюють горизонти 3204-3206 м (на 17-19 м нижче поверхні фундаменту) і 3257-3272 м (70-85 м нижче поверхні фундаменту).

Розміри Ртищівського підняття по  $V_{B_2}$  - п за ізогіпсою мінус 3450 м 3,7 x 1,7 км, амплітуда 200 м, Коробочкінського по мінус 3050 м 4,5 x 2 км, амплітуда 200 м, Леб'язого по мінус 2900 м 1,8 x 0,9 км, амплітуда 25. Колекторами є пісковики С-3-4, В-17-19 і карбонати В-14-16. Початкові видобувні запаси газу 4,25 млрд.куб.м і конденсату 0,05 млн.т.

203. Південно-Граківське газоконденсатне родовище (І.1.4а) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П) розташоване в Шляхово-Острроверхівсько-Південно-Граківській ССС. У 1984 р. з горизонту В-19 (4165-4175 м) в св.1 на 11,9 мм штуцері одержано 82 тис.куб.м/добу газу і 8 куб.м конденсату/добу. Св.2 і 3 одержано з М-1 московського ярусу (2244-2253 і 2182-2168 м) промислові притоки газоконденсату. Структура пов'язана з системою блоків похованих під мезозойськими відкладами. Розміри північного моноклінального блоку 8 x 2,2 км, південного (структурний ніс) 7,5 x 1,2 км. Скупчення ВВ у В-19 пов'язані з пластовими тектонічно екранованими ластками. По М-1, крім цього, і з літологічним заміщенням піщаних порід у межах монокліналі. Поверх газонасності 2000 м. Запаси початкові видобувні газу (А+В+С<sub>1</sub>) - 1,69 млрд.куб.м, конденсату - 0,081 млн.т (Атлас...,1995). Згідно з нашими побудовами Південно-Граківська структура є прихиленою на півночі до згідного схилу, амплітудою 200 м. По ізогіпсі мінус 4400 м розміри структурного носа 6,02 x 1,6 км, амплітуда 200 м ( $V_{B_2}$ ).

164. Борисівське газоконденсатне родовище (І.1.4а) (див.рис.1.2, 2.4, дод.П). На піднятті незгідний скид обмежує з півночі газові поклади пісковиків горизонту М-1 (св.1). Цим скидом Коробочкінське і Борисівське підняття об'єднуються в одну ССС. Згідним скидом Борисівське підняття поєднується з Шляхово-Південно-Граківською ССС. Амплітуди першого 200 м, другого 50 м. Південно-східна частина Борисівської структури обмежена Північним крайовим розломом ДДА, амплітудою 1000 м. Склепінна частина підняття зміщується на схід від св.1 на 1,5 км. В 1984 р. в

св.1 з М-1 (1882-1965 м) одержано газ (384,2 тис.куб.м/добу). По покривлі М-1 це структурний ніс, обмежений з північного сходу скидом, амплітудою 50-100 м. Розмір по ізогіпсі мінус 1800 м 8,5 x 1,5 км, амплітуда 125. Поклад пластовий тектонічно екранований. Запаси початкові видобувні (А+В+С<sub>1</sub>) газу - 0,74 млрд.куб.м, конденсату - 0,022 млн.т. За [101], геологічні запаси, які можуть бути вилученими - 1,317 млн.т ум.п. Проблема нафтогазоносності докембрійських творень на Борисівському і Південно-Граківському родовищах, не вивчалась.

І.1.4 б. Воронцівсько-Невська СТП КНО.205. Північно-Голубівське газоконденсатне родовище (І.1.4 б) (див.рис.1.2,2.1, дод.П). За нашою інтерпретацією у межах Північного борту продуктивність встановлена в св.6, 9, 18. Інші продуктивні св.11, 16, 4 знаходяться у Дніпровському грабені у межах Максальського родовища ВВ. На площі відсутня антиклінальна складка у відкладах карбону. Наявна монокліналь ускладнена скидами. Системою північно- і північно-західних порушень (амплітуди 80-120) об'єкт розбитий на блоки. В св.4 одержано газу 31 тис.куб.м/добу з С<sub>2</sub>В (2500-2960 м); в св. 11 - 115 тис. куб.м/добу (М-2, 1784-1793 м); в св. 16 - 564 тис.куб.м/добу (С<sub>2</sub>, 1988-1990 м). Поклади пластові тектонічно-екрановані і літологічно- обмежені. Пісковики лінзовидного типу і заміщуються глинами. Запаси покладу в середньому карбоні (7,8 млрд.куб.м газу) лаяті з балансу. В центрі родовища в св.9, з М-2 на 8 мм штуцері одержано 154 тис.куб.м/добу газу і 9 куб.м/добу конденсату.

170. Дружелюбівське нафтогазоконденсатне родовище (І.1.4 б) (див.рис.1.2,2.1, дод.П, 2.4, 2,9) розташоване в Дружелюбівсько-Макіївській ССС. Це замкнута мезозойська брахіатиклінальна складка північно-західного простягання, похована під моноклінально залягаючими мезокайнозойськими відкладами. Субширотне і 2 субмеридіональних порушення розділили складку на 4 блоки. По Б-3 по замкнутій ізогіпсі мінус 2180 м розміри 5,5 x 2,5 км, амплітуда 100 м. По М-5 і М-7 - це симетрична складка північно-західного простягання. По поверхні фундаменту структура - система блоків, утворених площинами порушень. Продуктивні горизонти: М-2, М-3, М-4, М-5, М-6, М-7, Б-2, Б-3, Б-10, С-5, С-8, на глибинах 1606-119 м. Поклади газоконденсатні (виключення – нафтові: М-4 і М-5), пластові, літологічно- обмежені і тектонічно екрановані. Гази метанові з вмістом



важких ВВ 4,6-12,3%. Серед серії газових покладів є нафтовий у світі  $C_2^6$  (1769-1776 м). Щільність - 0,808 г/куб.см. Нафта малосірчата, малопарафиниста. Пластовий ілюїд вміщує 54,43% важких ВВ. Газові поклади вміщують конденсат 49-206 куб.см/куб.см. Дебіти: з Б-2 газу 280 тис.куб.м/добу, конденсату - 49 куб.м/добу; М-2 газу 328 тис.куб.м/добу; С-5 газу 198 тис.куб.м/добу, конденсату - 5 куб.м/добу. Початкові видобувні запаси газу - 10,556 млрд.куб.м, конденсату - 0,396 млн.т.

171. Зайцівське газоконденсатне родовище (І.1.4 б) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П) знаходиться в Дружелюбівсько-Макиївській ССС. Продуктивні пісковики М-3 (1400-1416 м, 134 тис.куб.м/добу на 10 мм штуцері). По М-2 - це брахіантикліналь північно-західного простягання порушена повздожніми скидами (10-35м). Розміри південно-західного блоку у межах ізогіпси мінус 1320 м 4,2 x 2,1 км, амплітуда 55 м. Поклад пластовий, склепінний, тектонічно-екранований. Видобувні початкові запаси газу - 0,265 млрд.куб.м., конденсату 0,010 млн.т (Атлас..., 1995).

173. Макиївське газове родовище (І.1.4б) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П, 2.10) знаходиться в тій же ССС, що і попереднє. По серпуховських відкладах (Vв<sub>1</sub>) брахіантиклінальна складка з 4 склепіннями розміром 7,6 x 2,5 км, висотою 100 м. Ускладнена 2 повздожніми неузгодженими і одним згідним порушеннями, амплітудами 20-100 м. Промислова газоносність в М-3 (1738-1754 м), газу 54 тис.куб.м/добу, коденсату 16 куб.м/добу на 5 мм штуцері. Загальна оцінка по категоріях  $C_1+C_2+C_3$  - 5,96 млн.т ум.п.

174. Краснопопівське (Червонопопівське) газоконденсатне родовище (І.1.4б) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П, 1.9, 4.2, 2.11) є закінченням Дружелюбівсько-Макиївської ССС. По тріасу - це брахіантикліналь північно-західного простягання з 2 склепіннями, розмірами 16 x 5 км. Кути падіння пластів південно-західного крила 7-15°, а північно-східного 3-8°. Порушеннями (скиди, підкиди, насуви), амплітудами 40-50 м структура поділена на блоки. Кам'яновугільний план складніший. Родовище знаходиться в області впливу ДСС, але по нижній частині чохла повністю належить ПНБ СТЗ І.1.4б. З південного сходу на Краснопопівську складку насунута по Північно-Донецькому насуву Кременська складка (І.1.2) (І.1.5). На Кременській площі встановлені численні припливи і газовиділення з вапняків і пісковиків (Св.Губкінська-1, Л-281, 287, 291, 954, 957, 997 та ішн.). Вони пов'язані з світами  $C_2^4$

С<sub>2</sub>, товщиною 4 м на глибинах 20-800 м. З св. Л-921 з 853 м з зони дроблення Північно-Донецького насуву вдарив фонтан газу 100 тис.куб.м/добу. Через неділю - скважина обвалилась. В св. 957 дебіт газу - 10 тис.куб.м/добу.

В нижньотріасових відкладах Краснопопівського родовища ВВ відкрито 2 поклади в пісковиках. Верхній поклад на глибині 346-366 м. Абсолютно вільні дебіти 140-1570 тис.куб.м/добу. Нижній поклад в інтервалі 428-550 м. Абсолютно вільні дебіти 395-2306 тис.куб.м/добу. Поклади пластові склепіневі, тектонічно-напружені, висотою 34 і 44 м. Початкові запаси газу (А+В+С<sub>1</sub>) - 1177 тис.куб.м. Поклади Т<sub>1</sub> відпрацьовані. В московському ярусі (М-7) одержано газ: в св.1 - 12 тис.куб.м/добу, св.7 (1007-1014) - 72 тис.куб.м на 5 мм штуцері. Метану 91%, вуглеводородних ВВ - 3,4%, є рідкі гази. В башкирському ярусі (пісковики, алевроліти) продуктивні Б-1, Б-7, Б-10, Б-11, Б-12. З Б-1 в св.101 (1087-1092, 1135, 1143) на 7,5 мм штуцері одержано газу 94 тис.куб.м/добу. З горизонту Б-12 - газ 56 тис.куб.м/добу. Поклади пластові, літологічно обмежені. В серпуховських відкладах (С-5, С-17) одержано газ. З пісковиків С-17 (2990-3020) м в св.100 на 10 мм штуцері одержано 10 тис.куб.м/добу. В св.103 поверхня фундаменту розкрита на 3574 м. При спільному випробуванні візейських відкладів і порід кори вивітрювання фундаменту (3540-3590 м) одержано 30 тис.куб.м/добу газу [101]. На жаль термодобітометрія в цій скважині не проводилась. Поверх продуктивності більше 3000 м.

По верхньобашкирській товщі складка - субширотна, брахіантиклінальна, складнена на півночі Краснопопівським підкидом, а на півдні Північно-Донецьким насувом, її амплітуда - 500 м. Краснопопівська структура в С<sub>2</sub> представляє затиснуту складну між Краснопопівським підкидом (70-600 м) і Північно-Донецьким насувом (1000-1500 м) з підйомом пластів на схід. Підкид і насув на сході зберігаються. Розміри складки по верхньовізейському плану 8 x 2 км [140].

За новими даними встановлено, що на початку профілю І 24 94/90 (див.рис.1.9) у межах Краснопопівської структури в інтервалі відкладів С<sub>3</sub> - С<sub>1s</sub> досліджуваний Північно-Донецький насув. Положення його площини в розрізі зв'язано фіксується по різких неузгодженнях границь карбону, а місцезнаходження верхньої частини добре співвідноситься з матеріалами геологічної зйомки (по шарах крейди), тобто ніякого зв'язку поміж північним крайовим розломом

Донецького грабена і насувами ДДС тут немає. Це дозволяє змінити напрямки Північно-Донецького насуву. Його треба трасувати не в напрямку Краснопопівського підняття (як це показано на карті [140]), а на південне крило Смільської структури. Краснопопівське підняття за сейсмічною моделлю є великоамплітудною надгорстовою структурою, яка відокремлюється в розрізі осадових відкладів порушеннями скоріше не насувного, а підкидового типу. Немає жодної можливості співставляти і Красноріцький скид з Північним крайовим порушенням. Південно-східна частина Краснопопівської структури в районі св.6 представляє нове склепіння. На жаль будова по нижньому карбону не вивчена. Далі на південний схід у піднасувній зоні (СТЗ II.1.2) прогнозується ряд похованих (автохтонних) складок Пнб ДДА (див.дод.Н) (СТЗ I.1.5).

Ю.О.Гладченко, В.В.Гладун, М.М.Верповський (1997) показали надзвичайну схожість структурної будови чохла Пнб ДДА та території північних окраїн Донбасу. Остання відрізняється тільки більшою товщиною відкладів карбону та накладеним тектонічним впливом інверсії ДСС. Генетичні типи структурних форм, що можуть бути перспективними для утворення пасток ВВ, для обох регіонів, є тотожними.

I.1.4в. Метелкінсько-Кондрашівська СТП КНО.175. Борівське газоконденсатне родовище (I.1.4в) (див. рис.1.2, 2.1, дод.П, 1.9) розташоване у Південно-Євгенівсько-Борівсько-Марківсько-Романівській ССС. На Красноріцькій ступені (I.1.4.1), яка відокремлена від Старобільсько-Міллеровської монокліналі крупноамплітудним скидом (системою скидів), розріз нижнього карбону більш інтенсивно дислокований в численні невеликі антикліналі прирозломного і міжрозломного типів. Тут прогноуються такі типи пасток [120, 51]: антикліналі і групи антикліналей; біогермні тіла в лежачих крилах скидів значної амплітуди; тектонічні пастки, які обмежені площиною незгідного скиду чи підкиду.

Борівська структура - вузька вигнута брахіантиклінальна складка висотою 100 м, розміром 6 x 1,5 км по двох замкнутих ізогіпсах мінус 1400 і мінус 1450 м, вздовж Красноріцького скиду ( $C_2^4$ ). По  $V_6^2$  утворюються два склепіння. Простежено зміщення склепіння на південь. По  $V_6$  поміж двох скидів розташована куполовидна складка (1,2 x 0,7 км), амплітудою 50 м. Продуктивними горизонтами є піщані і алевролітові породи [105]: Б-1, Б-2, Б-3, Б-5а, Б-5б, Б-6, Б-7а, Б-8, Б-9а, Б-9б,

Б-11, С-9. Поклади пластові- склепінні, тектонічно і літологічно екрановані. Газові поклади в  $C_{1s}$ ,  $C_1^5$ ,  $C_2^1$ , конденсатні в  $C_2^2$  -  $C_2^4$ . Тектонічним екраном слугує Красноріцький скид. Дебіти в Б-1 (св.4, 1542-1470 м,  $C_2^3$ ) - 396 -тис.куб.м/добу газу; з Б-7а (св.4, 1728-1746 м) газу - 446 тис.куб.м/добу; з С-9 (св.2, 2740-2753 м) - 33 тис.куб.м/добу газу. Початкові видобувні запаси 1,88 млрд.куб.м газу ( $A+B+C_1$ ), по  $C_2$ -0,4 млн.т ум.п. На структурі повністю відсутнє розкриття докембрійських порід.

177. Муратівське газоконденсатне родовище (І.1.4в) (див.рис.1.2, 2.1. дод.П) розташоване в Муратівсько-Кружилівській ССС. О.М.Істомін, М.Ф.Бринза (1996) у межах Північної крайової зони Донбасу виділяють в якості самостійного - серпуховський поверх нафтогазоносності. Муратівська структура по підшві верхньосерпуховської товщі - монокліналь південно-західного простягання, за покрівлею - чітка брахіантикліналь з крутим південно-західним і пологим північно-східним крилами. По горизонту С-5 - це брахіантикліналь північно-західного простягання, розбита поздовжніми скидами на три блоки (північного крила, склепіння і південного крила). У межах скидів та ізогіпси мінус 2900м розмір склепінного блоку 3,5 x 1,5 км. По  $V_{b2}$  - це брахіантиклинальна складка з двома замкнутими ізогіпсами мінус 3800 і мінус 3850 м. Складка розташована на сходині між скидами, амплітудами північного - 300 м, південного - 100 м. У відкладах  $C_{1s}$  і  $C_{2b}$  (світи  $C_1^4$  і  $C_1^5$ ) у межах структури розвинуто рифогенне (біогермне) тіло, з якого отримані промислові притоки газу. Газоконденсатний поклад Б-11 - пластовий, літологічно обмежений, тектонічно екранований, пов'язаний з теригенними колекторами. Дебіт газу в св.5 (2570-2585 м,  $C_1^5$ ) - 786 тис.куб.м/добу. Поклад С-5 масивно-пластовий, літологічно обмежений, тектонічно екранований, де колекторами є тріщинно-кавернозно-порові вапняки. Дебіт газу в св.5 (2904-3048 м) - 95 тис.куб.м/добу. Початкові видобувні запаси ( $A+B+C_1$ ) по газу - 0,385 млрд.куб.м, по конденсату - 0,013 млн.т.

208. Путилінське газоконденсатне родовище (І.1.4в) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П) розташоване в тій же ССС, що і Борівське родовище ВВ. По С-4 - це брахіантиклінальна складка субширотного простягання з пологими крилами (до  $1,5^\circ$ ), ускладнена порушенням (25 м). Розміри 4 x 2 км, амплітуда 15 м. Поклад масивно - екранований. Колектори - карбонати серпуховського ярусу. В св.1

(склепіння) з товщі карбонатів (2250-2280,  $C_1^4$  разом з газом надходила нафта, питомою вагою - 0,94 г/куб.см. Груповий склад: масла - 25%, смоли - 69,19%, асфальтени - 5,81%. З горизонту С-4 в св.1 отримано з вапняків 31 тис.куб.м/добу газу. Початкові видобувні запаси 0,1 млрд.куб.м.газу.

176. Капітанівське газоконденсатне родовище (І.1.4в) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П) знаходиться в одній ССС з попереднім родовищем в зоні Красноріцького скиду. В 1974 р. в св.4 з горизонту Б-6 (2097-2116 м) одержано газоконденсатну суміш - 293 тис.куб.м/добу. Виділено 6 газоконденсатних покладів (Б-1 - Б-6). З глибиною збільшується частина важких гомологів. З родовища вилучено на 1994 р. 2,045 млрд.куб.м газу (29,6%) і 0,068 млн.т конденсату (2,5%) (Атлас..., 1995).

195. Кримське газове родовище (І.1.4в) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П, 4.2, 2.12) розташоване в Муратівсько-Кружилівській ССС. За відбиваючим горизонтом  $Vb_2^2$  ( $C_2^3$ ) св.1 пробурена у межах Західно-Кримського підняття, а св.5 на його далекій південно-західній перикліналі. Розміри по ізогіпсі мінус 2000м 5 x 2 км, амплітуда 75 м. На південний схід від Західно-Кримського підняття знаходиться Кримська складка, яка розташована під Кримсько-Слов'яносербським насувом (на південь від якого знаходиться СТЗ II.1.1.). Розміри за ізогіпсою мінус 1625 м 4,7 x 2,4 км, амплітуда 75м. Назву родовища залишено – «Кримське». По горизонту  $Vb_2$  (ізогіпса мінус 4000 м) Західно-Кримська складка приурочена до горсту, обмеженого скидами згідним і зворотнім. Амплітуда складки 100 м.Кримське підняття також горст з розмірами 2,6 x 1,6 км, амплітуда 75 м. В св.1 з С-4 (3040-3090 м) одержаний газ - 166 тис.куб.м/добу. З Б-3 (1843-1853 м) дебіт газу 12,3 тис.куб.м/добу. Загальна оцінка ресурсів ВВ - 1,63 млн. т ум.п.

178. Лобачівське газоконденсатне родовище (І.1.4в) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П) знаходиться в одній ССС з Борівським. Північне крило складки круте ( $7^\circ$ ), південне похиле (до  $3^\circ$ ). Розміри по вапняку  $M_5(C_2^7)$  8 x 1.5 км, амплітуда 18-50 м. Північне крило ускладнене скидом, амплітуда якого для світи  $C_3^1$  75 м, для світи  $C_2^4$  120 м. у висячому і лежачому крилах Красноріцького субширотного скиду. В середньому карбоні - це брахіантиклінальна складка притулена до Красноріцького скиду, висотою 150 м. Розміри 8 x 2.5 км замкнутої частини, 12 x 4 км - усієї складки. По горизонту С-15 складка не замкнута. В серпуховській товщі складка двосклепінєва,

у візейських - монокліналь, ускладнена скидами (Істомін О.М., Бринза М.Ф. та інші., 1996). У башкирських відкладах (Б-7в) - це брахіантикліналь північно-західного простягання з 3 склепіннями, в межах яких пробурені св.6, 4 і 1. Розміри по ізогіпсі мінус 1870 м 6,8 x 1,6 км, амплітуда до 50 м. Північне крило ускладнене Красноріцьким скидом, амплітудою від 100 м у середньому до 150 м в породах нижнього карбону. Газоконденсатні поклади встановлені у Б-1, Б-3 - Б-4, Б-6, Б-7в, Б-7н і пов'язані з пластовими склепінними, інколи тектонічно екранованими та літологічно-обмеженими пастками. В св.1 з Б-7 (1906-1937 м) одержано на 9 мм штуцері 145,8 тис.куб.м/добу газу. Поверх газоносності 650 м. Початкові видобувні запаси газу - 4,1 млрд.куб.м, по конденсату 1,12 млн.т.

179. Вергунське газоконденсатне родовище (І.1.4в) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П) знаходиться в одній ССС з Лобачівським. За Істоміним О.М., Бринзою М.Ф. та інші. (1996), - це антиклінальна складка субширотного простягання, північне крило якої ускладнене Красноріцьким скидом, поверхня скидання якого, виположуючись з глибиною, пересікає склепіння складки в низах серпуховського ярусу і переходить у пластове переміщення. Під поверхнею скидувача в нижньому карбоні складка не простежується. В 1965 році з св.1 з Б-6 (1798-1807 м) одержано 426 тис.куб.м/добу газу. Продуктивні піщані і алевролітові горизонти М-7, Б-1а, Б-1б, Б-1в, Б-1г, Б-3, Б-6а, Б-7, Б-8. По  $V_{б1}^2$  - це вузька, притулена до Красноріцького скиду антиклінальна складка з 3 склепіннями. Замкнута частина по ізогіпсі мінус 1150 м має розміри 14 x 2 км, висоту 70 м. Східне склепіння (4,5 x 1,5 км) - власне Вергунське родовище. По  $V_{б2}^3$  ( $C_1^5$ ) складка обмежується ізогіпсою мінус 2450 м. По  $V_{в1}^2$  на місці складки розташована монокліналь порушена розривами. На півдні площі до Красноріцького скиду притулені 5 невеликих куполів, замкнутих на розрив, розмірами 1 x 0,5 до 2 x 0,5 км. По  $V_{в2}^3$  ( $C_1^1$ ) площа характеризується скидами, утворюючи дрібноблокову структуру. Поверх газоносності 1000 м. Поклади пластовосклепінєві, літологічно екрановані. Початкові видобувні запаси 3,8 млрд.куб. м газу (Атлас..., 1995).

180. Кондрашівське газоконденсатне родовище (І.1.4в) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П, 4.2) розташоване в одній ССС з Вергунським родовищем. В 1970 р. з св.1 з горизонтів Б-7, Б-8 (1910-1920 м) одержано 30 тис.куб./добу газу. По Б-3н структура похованою під мезокайнозойськими відкладами брахіантиклінальню субширотного

простягання. Розміри по ізогіпсі мінус 1590 м 4,2 x 1,7 км, амплітуда 60 м. З півночі структура порушена Веселогорівським сидом (200-250 м). Виявлені газоконденсатні поклади Б-1а, Б-1б, Б-1в, Б-2а, Б-2б, Б-2в, Б-3, Б-4, Б-5, Б-6, Б-7, Б-8. Газоконденсат одержано з світ  $C_2^3 - C_2^5$ , газ з  $C_2^2$  і  $C_2^6$ . Всі скупчення ВВ пластові, склепінні, а в Б-2в і Б-8, крім того, літологічно обмежені. Поверх газоносності 1300 м. Дебіти до 224,8 тис.куб.м/добу газу. Початкові видобувні запаси газу 2,436 млрд.куб.м, конденсату - 0,019 млн.т.

Ольхівсько-Глибокинська СТП КНО (І.1.4г). 181.Ольхівське (Вільхівське) газоконденсатне родовище (І.1.4г) (див.рис.1.2, 2.1, дод.Г, 4.2, дод.Е, 2.15) знаходиться в одній ССС з Кондрашівським родовищем. Це похована кам'яновугільна брахіантиклінальна складка під моноклінально залягаючими мезокайнозойськими відкладами. Розміри по Б-5 у межах замкнутої ізогіпси мінус 1620 м: західного склепіння 2,7 x 1,2км, східного 4,3 x 1,5 км при амплітудах 10-15 м і 10-25 м. Північне крило ускладнене Веселогорівським скидом (Красноріцько-Веселогорівська зона порушень), амплітудою 105-250 м. Північне крило круте і коротке, південне полого. Вгору структура виположується. Продуктивні горизонти: М-3в, М-3с, М-3н, М-5в, М-5вн, М-5н, М-6в, М-6н, М-7в, М-7м, Б-1в, Б-1м, Б-1н, Б-2в, Б-2с, Б-2н, Б-3, Б-4, Б-5, Б-6 (380-1800 м). Типи покладів пластово-склепінні, пластово-склепінні літологічно- екрановані. Дебіти газу з Б-5 абсолютно вільні 100-595 тис.куб.м/добу, з М-7 – абсолютно вільні – 74-320 тис.куб.м/добу, з М-5 – 1133,6 тис.куб.м/добу. Перерахунок запасів 1988 року уточнив загальні запаси газу у 6,07 млрд.куб.м, при А+В+С<sub>1</sub> в 4,76 млрд.куб.м. Сумарні початкові запаси конденсату – 0,046 млн.т по А+В+С<sub>1</sub> і 0,012 млн.т по С<sub>2</sub> з горизонтів М-3, М-5, М-6, М-7.

198. Марківське нафтогазове родовище (І.1.4г) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П, 2.19) розташоване у Південно-Євгенівсько-Марківсько-Романівський ССС, на території України і РФ. Це антиклінальна складка субширотного простягання уздовж згідного скиду (св.5,15,457), амплітудою 150-170 м. По відбиваючих горизонтах І (докембрій) і II (С<sub>1</sub>) підняття представляє структурний ніс північно-східного простягання, прихилений на півночі до скиду. Розміри по V (вапняк М<sub>7</sub> – подольський горизонт московського ярусу) 8 x 3 км, амплітуда 50 м. Продуктивні горизонти: подольський, каширський, верейський московського ярусу; мелекеський,

черемшанський, прикамський башкирського ярусу. Промислові притоки газу в середньому карбоні встановлені в св.9, 452, 14, 19, 37 та інш. Оцінка запасів до 1600 м по середньому карбону 15 млрд.куб.м. Св. 18 була пробурена до 3652 м. На глибині 3380 м вона повинна була увійти в карбонати нижнього карбону, а в інтервалі 2700-3380 м розкрити рифогенне тіло. Св.18 на 3393 м розкрила докембрійські утворення фундаменту (амфіболіти, гнейси, граніти). Таким чином горизонт II відповідає поверхні фундаменту, а I відповідає скоріше за все VII горизонту у товщі фундаменту на Юліївському родовищі. Випробувань в експлуатаційних колонах порід фундаменту на площі не проводилося, незважаючи на те що зони розущільнення у фундаменті: 3616-3638, 3496-3528, 3448-3484, 3420-3435 м в св.18 були запропоновані на основі даних компонентного аналізу, суми горючих компонентів і термометрії. Подальшими роботами встановлено, що продуктивними на цій території є карбонатний комплекс  $C_1 - C_2$  (прикамський, північно - кельтменський горизонти) і карбонатно-теригенний комплекс середнього карбону. В нижньому комплексі виявлені Глибокинське, Тишкінське родовища. У верхньому комплексі розвинуті пісковики, зрідка вапняки (Кружилівське, Патронівське, Ольхівські та інші родовища).

На Марківському родовищі на 1990 р. виявлено 13 покладів в середньому карбоні. Запаси за категорією  $C_1 - 6,5$  млрд.куб.м газу, за  $C_2 - 6$  млрд.куб.м. Загальна кількість запасів і ресурсів ВВ (нафти, газу, конденсату) по  $C_1+C_2+C_3+D$ : газу – 19,25 млрд.куб.м, нафти – 0,3 млн.т, конденсату – 0,2 млн.т. Дослідженнями встановлено, що на Марківському родовищі є скид аналогічний Красноріцькому. Складка розміщена в зоні зчленування Красноріцького і Веселогорівського скидів. Уже на 1996 рік тут встановлено 20 продуктивних горизонтів у московському ярусі і 9 у башкирському ярусі. Для дорозвідки української частини родовища пропонується 8 свердловин (запаси оцінюються у 3,483 млрд.куб.м).

221. Кружилівське газоконденсатне родовище (І.1.4г) (див.рис.1.2, 2.1, дод.П, 2.19) знаходиться в тій же ССС, що й Ольхівське і Марківське. Газоконденсат одержано з  $C_2^1 - C_2^3$ , а газ з  $C_1^5$  і  $C_2^4$ . Поверх газоносності більше 1000 м. Структура розташована в зоні зчленування Красноріцького і Веселогорівського скидів. По вапняку  $M_5 (C_2^2)$  це брахіантиклінальна складка субширотного простягання. Західна



перикліналь і південне крило похилі (1-2°), східна перикліналь і північне крило більш круті (3-5°). Встановлені субширотні і діагональні порушення. Розміри 6–8 x 0,7-1,2 км, висота 25-30 м. В 1963 р. в св.1 з середнього карбону (537-580 м) одержано 80 тис.куб.м/добу. Для дорозвідки української частини необхідно 10 свердловин. Остаточні запаси газу по ним – 0,54 млрд.куб.м. Продуктивні горизонти I і II верхньомосковських відкладів, III – нижньомосковських і IV – верхньобашкирських. Тип покладу пластово-склепінний. Пісковики в I, II і IV горизонтах, карбонати в IV. Дебіти газу 15-64 тис.куб.м/добу [105].

224. Патронівське нафтогазове родовище (I.1.4г) (див.рис.4.2, 2.1, дод.М, 1.17, 1.16) знаходиться в Метелкінсько-Патронівсько-Нікішинській ССС. По верейському горизонту московського ярусу по ізогіпсі мінус 720 м розміри складки 6 x 1,5 км, амплітуда 20 м, яка прихилена до згідного Патронівського скиду (100 м) на півночі і обмежена на півдні Садківським скидом (50 м). По поверхні фундаменту виділяються 2 малоамплітудних склепіння замкнених ізогіпсами мінус 3000 м і 2950м. На півдні складка ускладнена Патронівським розтягом, амплітудою 200 м. Продуктивні горизонти  $C_2^3$  і  $C_2^4$ . Пастки нафти приурочені тільки до карбонатних гірщинно-кавернозних товщ візейсько- серпуховських відкладів.

225. Тишкінське газонафтове родовище (I.1.4г) (див.рис. 2.1, 1.17, 1.16, 2.18) знаходиться в тій же ССС, що і Патронівське і віддалене на 30 км від ДСС. Складка брахіантиклінальна, субширотного простягання. По низах середнього карбону розміри 10 x 1,5 км. Газові поклади - в пісковиках низів московського і верхах башкирського ярусу ( $C_2^5$  і  $C_2^3$ ), а приплив нафти – з кровлі карбонатної товщі ( $C_2^2$  і  $C_2^1$ ) на глибинах 2000-2200 м. Максимальний приплив нафти встановлено в св.4 (2103-2164 м,  $C_2^1$ ) – 235 куб.м/добу. Питома вага 0,815 г/куб.см. Тип покладу пластово - склепіневий, тектонічно екранований. Звертає на себе увагу високий вихід бензинових і керосин-легроїнових фракцій у нафтах. Високий вміст легких нафт і присутність в них усіх класів рідких ВВ: метанових, нафтових, ароматичних свідчить про відносну “молодість” нафт і про активні процеси руйнування покладів ВВ на окремих ділянках [95]. Нафтові поклади - склепінєві, пластові чи рифогенні, тектонічно і літологічно екранованих. В св.3 (2080-2086 м,  $C_2^2$  -  $C_2^1$ ) в нафті: 75,4% масел, 7,59% - смол, 17% асфальтенів.

226. Дубівське газове родовище (І.1.4г) (див.рис. 2.1, 1.16, 1.17) знаходиться в тій же ССС, що і Кружилівське. По поверхні фундаменту по ізогіпсі мінус 3350 м - це склепіння прихилено до Чоботівського згідного скиду (300 м), розмірами 1,8 x 1,1 км, має амплітуду 65 м. Газовий поклад приурочений до структурно-літологічної пастки світи  $C_2^4$ . По верейському горизонту московського ярусу у межах площі фіксується моноклінальне залягання порід, ускладнене згідним скидом.

227. Плотинське газове родовище (І.1.4г) (див.рис. 2:1, 1.16, 1.17) розташовано в тій же ССС, що і Кружилівське родовище. По поверхні фундаменту за ізогіпсою мінус 3450 - це склепіння розміром 3,5 x 1,5 км, амплітудою до 50 м, обмежене Кружилівсько-Південно - Плотинським скидом, амплітудою до 500 м. По верейському горизонту по ізогіпсі мінус 1140 м - це складка розміром 3,5 x 1,3 км, амплітудою 22 м. На півночі та півдні вона обмежена згідними скидами амплітудами до 100 м. Продуктивні нижньомосковські горизонти І і ІІ. Тип покладу пластово-склепінний. Висота пастки - 30 м. Дебіти газу 98,3-108 тис.куб.м/добу

228. Грачицьке газоконденсатне родовище (І.1.4г) (див.рис. 2.1, 1.16, 1.17) розташоване в одній ССС з Кружилівським. По поверхні фундаменту - це склепіння по ізогіпсі 3950 м розмірами 2 x 1 км, амплітудою 75 м, обмежене на півдні згідним Кружилівським скидом, амплітудою 100 м. По верейському горизонту московського ярусу по ізогіпсі мінус 1340 м - це антиклінальна складка (2,7 x 1,3 км, амплітуда 25 м). Продуктивний нижньомосковський піщаний горизонт. Тип покладу пластово-склепінний. Висота пастки 32 м. Дебіт 56,9 тис.куб.м/добу. Газоконденсат одержано з  $C_2^5$ , газ  $C_2^6$  і  $C_2^7$ . Поверх газоносності 300м.

229. Глибокинське газоконденсатне родовище (І.1.4г) (див.рис. 2.1, 4,2, 1.16, 1.17) знаходиться в тій же ССС, що і Кружилівське. По поверхні фундаменту по ізогіпсі мінус 3750 м розміри склепіння 3,8 x 1,5 км, амплітуда 75. Воно обмежене на півночі незгідним скидом (до 100 м). На півдні такий же скид, амплітудою до 50 м. По верейському горизонту по ізогіпсі мінус 1360 м - це брахіантиклінальна складка північно-східного напрямку з розмірами 2,5 x 1 км, амплітудою 25 м. В північній частині складки встановлені незгідний скид (75 м). Продуктивні горизонти світи  $C_2^1 - C_2^4$  і  $C_2^6$ . Тип покладів пластовий літологічно екранований. Дебіт газу 42,5 тис.куб.м/добу. Газоконденсат одержано з  $C_2^2 - C_2^4$ , газ з  $C_2^1, C_2^6$ .

П.1.1 – Кримсько-Слов'яносербська насувна зона (алохтон) ДСС (I.1.5 чи I.1.4.2) – зона похованих (автохтонних) складок Пнб ДДА. 183. Слов'яносербське газоконденсатне родовище (I.1.5 чи I.1.4.2) (див.рис. 1.2, 2.1, дод. П) розташоване в Кримсько-Слов'яносербській ССС. Слов'яносербська структура знаходиться на одній лінії з Кримською складною структурою і представлена субширотною брахіантиклінальною складкою з короткою східною і витягнутою західною мерикліналлю, затиснутою між Слов'яносербським і Північно-Донецьким (Мар'ївським) насувами, ускладненою серією поперечних підкидів на 5 блоків. За новими сейсмічними матеріалами по нижньому карбону – це Північний борт ДДА [140], а по відкладах середнього карбону – це Північна зона дрібної складчатості і насувів ДСС. У 1963 р. з горизонтів Б-10 – Б-12 в св.3 (2152-2400 м) одержано дебіт газу – 106 тис.куб.м/добу. Розміри по підшві  $C_2^3$  10 x 3 км. З півночі і півдня поздовжні скиди (150-350 м), а в присклепінній – поперечні порушення. Поклад пластовий склепінний, тектонічно екранований. Газ метановий з 5,4% важких ВВ.

217. Томашівське газове родовище (П.1.2) (див.рис. 1.2, 2.1, дод.П) розташоване в Кремінсько-Томашівсько-Сентянівській ССС. В св.К-1087 у склепінні північного куполу з 406 м одержаний газ 10-15 тис.куб.м/добу. На південному Томашівському куполі в св.А-1293 на 110 м ударив фонтан газу (з вапняків  $J_1$ ), з 159 м фонтан газу досяг 15 м. Газ метановий, з глибиною з'явилися важкі ВВ, а у водах - плівки нафти (св.Л-403). Припливи газу з  $C_2^3$ . На шахті Томашівська південна внаслідок дегазації і вентиляції виділилось газу (1955-1964 р.р) – 61,3 млн.куб.м, 1965-1970 р.р. – 92,2 млн.куб.м..

За новими даними складка розташована між Північно-Донецьким і Лисичанським насувами. Площини насування їх нахилені на південь. Складка включає два склепіння (куполи): Томашівський – північний і Томашівський – південний (родовище газу), розділених сідловиною. В склепіннях відслонені світи  $C_2^3$  і  $C_2^4$ . Північне крило круте (до  $60^\circ$ ) і коротке, південне – менш круте і протяжне, поступово виположуючись до  $20^\circ$  і менше. Північно-західне склепіння ускладнене Томашівським насувом, що є апофізом Лисичанського. Розміри: 8 x 2,5 км, висота 100-150 м. Північно-Донецький насув на глибині 1500-2000 м перетинає склепіння складки і на південному крилі поступово переходить у внутрішньопластове

переміщення у відкладах серпухівського ярусу. Амплітуда насуву 1400-1600 м. При цьому відклади середнього карбону і верхів серпуховського ярусу насунуті на середній карбон, мезозой і кайнозой. Амплітуди Лисичанського і Томашівського насувів десятки метрів.

П.1.3. Мар'ївсько-Північно-Донецька насувна зона, СТП КНО – “міжнасувна зона” (П.1.3а). 240. Астахівське газоконденсатне родовище (П.1.3а) (див.рис. 2.1, дод.П, 1.16, 1.17) розташоване у Дронівсько-Астахівсько-Морозівській ССС. Родовище по поверхні фундаменту знаходиться на монокліналі між ізогіпсами мінус 700 і 5150м. З півночі і півдня територія обмежена 2 згідними порушеннями: По верейському горизонту московського ярусу по ізогіпсі мінус 860 м розміри рахіантиклінальної складки 9 x 2 км, амплітуда 120 м. З півночі складка прихилена до Астахівського підкиду, амплітудою до 400 м. Південне крило складки зрізано Астахівським скидом (400 м). Продуктивні пісковики верхньобашкирського під'ярусу. Висота пастки 75 м. Дебіт газу 101 тис.куб.м/добу [105]. Розміри по  $C_2^7$  15 x 3,5 км, амплітуда 150-200 м. Складка порушена 2 скидами на 3 блоки. Амплітуди скидів 10 –175 м. Газові поклади знаходяться в центральному блоці Астахівської рахіантикліналі (пісковики  $C_2^4$  –  $C_2^5$ ). Поверх газоносності 150 м. Газ одержано з  $C_2^5$ , газоконденсат з  $C_2^4$ . Підняття є підвішеним підняттям алохтону.

241. Гусівське газоконденсатне родовище (П.1.3а) (див.рис. 2.1, дод.П, 1.16, 1.17) розташоване в тій же ССС, що і Астахівське. По поверхні фундаменту територія родовища - моноклінальний схил, ускладнений в південній частині скидом, амплітудою 200 м. По верейському горизонту московського ярусу за ізогіпсою мінус 1050 м розміри 2,5 x 1,2 км, амплітуда 50 м. В північній склепіневій частині встановлено Глибокинський насув, амплітудою 500 м. Промислові припливи газоконденсату одержані з  $C_2^3$ , газу з  $C_2^4$ . Поверх газоносності 50 м. Підняття - підвішене підняття алохтону.

242. Красновське газоконденсатне родовище (П.1.3а) (див.рис. 2.1, 1.16, 1.17) розташоване в тій же ССС, що і Астахівське. По поверхні фундаменту родовище розташоване на моноклінальному схилі у бік ДСС на глибинах до 4300 м. По верейському горизонту складка на півночі приурочена до Глибокинського насуву і в склепіневій частині на півночі обрізана зворотнім скидом (до 500 м). Промислові

Прийоми газоконденсату одержані з світ  $C_2^3 - C_2^4$ , газу з  $C_2^5$ . Поверх газоносності 100 м. Тип покладів пластово-склепінний, тектонічно екрановний. Дебіт газу 125 тис.куб.м/добу. Продуктивні карбонати верхньобашкирського під'ярусу [105]. Це підвишене підняття алохтону.

243. Самбурівське газове родовище (П.1.3а) (див.рис. 2.1, 1.16, 1.17) знаходиться у тій же ССС, що і Астахівське. Структура є підвишеним підняттям алохтону. По фундаменту розміри 1,8 x 1 км (склепіння). Амплітуда 50 м. Прихилена до згідного Груцинівського скиду, амплітудою 300 м. Газоносність (150 м) пов'язана з відкладами світ  $C_3^1 - C_2^7$ .

244. Скосирське газоконденсатне родовище (П.1.3а) (див.рис. 2.1, 1.16, 1.17) розташовано в тій же ССС, що і Астахівське. Структура є підвишеним підняттям алохтону. По поверхні фундаменту родовище знаходиться на моноклінальному хилі, ускладненому згідним скидом (70 м). І по верейському горизонту родовище попадає на моноклінальний схил у бік ДСС. Продуктивні карбонати гжельського ярусу і пісковики та карбонати касимівського ярусу. Типи покладів пластово-склепінні, літологічно екрановані. Дебіти газу 3,5 - 34 тис.куб.м/добу [105]. Газоконденсат з  $C_3^2$ .

245. Північно-Білянське газоконденсатне родовище (П.1.3а) розташоване в тій же ССС, що і Астахівське (див.рис.2.1). По верейському горизонту - це монокліналь у бік ДСС. По поверхні фундаменту також монокліналь. Підняття є підвишеним підняттям алохтону. Продуктивний горизонт - пісковики нижньомосковського під'ярусу. Тип покладу пластово-склепінний тектонічно екранований. Висота пластки 75 м. Дебіт газу 23,3 тис.куб.м/добу [105]. Промислові припливи газу одержані з  $C_2^6 - C_2^7 - C_3^1$ . Поверх газоносності 300 м.

246. Морозівське газове родовище (П.1.3а) (див.рис.2.1, 1.16, 1.17). По фундаменту і верейському горизонту це моноклінальний схил у бік ДСС. Продуктивний газоносний горизонт приурочений до  $C_3^1$ . Підняття є підвишеним підняттям алохтону.

247. Хлопівське газове родовище (П.1.3а) (див.рис.2.1, 1.16, 1.17) розташовано в тій же ССС, що і Астахівське. Будова аналогічна попереднім родовищам (№№ 240-246). Складка є підвишеним підняттям алохтону.

На Північному борту ДДА (Україна, РФ) нами вивчено 19 об'єктів, які знаходились в бурінні ( родовища, структури), в тому числі в Україні -5. Підготовлених до буріння НГПО розглянуто 54, з них в Україні-30; виявлених-60, з яких 33 в Україні; прогнозних - 207, з них в Україні -190. Всього в Україні аналізу було піддано 295 нафтогазоносних, нафтогазоперспективних і прогнозних об'єктів . З врахуванням об'єктів в РФ їх загальна кількість - 397. Нафтогазоносні і нафтогазоперспективні об'єкти, які знаходились ( знаходяться) у фонді буріння в ДДГНО, розкласифіковано та проаналізовано по Пнб ДДА згідно нового структурно-тектонічного і нафтогазогеологічного районування (див. дод. 3.1; і 3, рис.1.18, 1.19, 2.1). Показана приналежність структур і родовищ до нафтогазоносних районів, зон, а також до СТЗ, СТП КНО.

**Підготовлені до глибокого буріння нафтогазоперспективні об'єкти ( НГПО)** нафтогазоносної субобласті Пнб ДДА. Подальший розвиток нафтогазопромислової галузі, пов'язаний з потенційним фондом НГПО, з яких ми можемо одержати ВВ не тільки для підтримки сучасного рівня видобутку нафти і газу в Україні, але й закласти основу для його подальшого зросту. Цей фонд складається з підготовлених до глибокого буріння структур ( площ, об'єктів (рис.2.20 і табл.2.2 .), а також виявлених НГПО, які ще потребують додаткових геофізичних досліджень, щоб перейти у фонд підготовлених(табл. 2.3).

Нами розроблені геофізичні критерії підготовки і виявлення НГПО: наявність кондиційних структурних карт за покрівлею та подошвою продуктивної товщі, або конформних їм відбиваючих горизонтів, які мають прив'язку до літостратиграфічних реперів; карти потужності перспективного об'єкту; надійне виділення та трасування у плані екрануючих елементів ( ідентифікація від профіля до профіля, взаємоузгодженість інтерпретації); прогноз наявності та розповсюдження колекторів методами прогнозування геологічного розрізу за допомогою фаціального, літофізичного, палеогеоморфологічного, палеотектонічного, сеймостратиграфічного видів аналізу; створення сейсмічного образу перспективного об'єкту за допомогою сейсмічного моделювання на суміжних площах; точність стратиграфічної прив'язки відбиваючих границь.

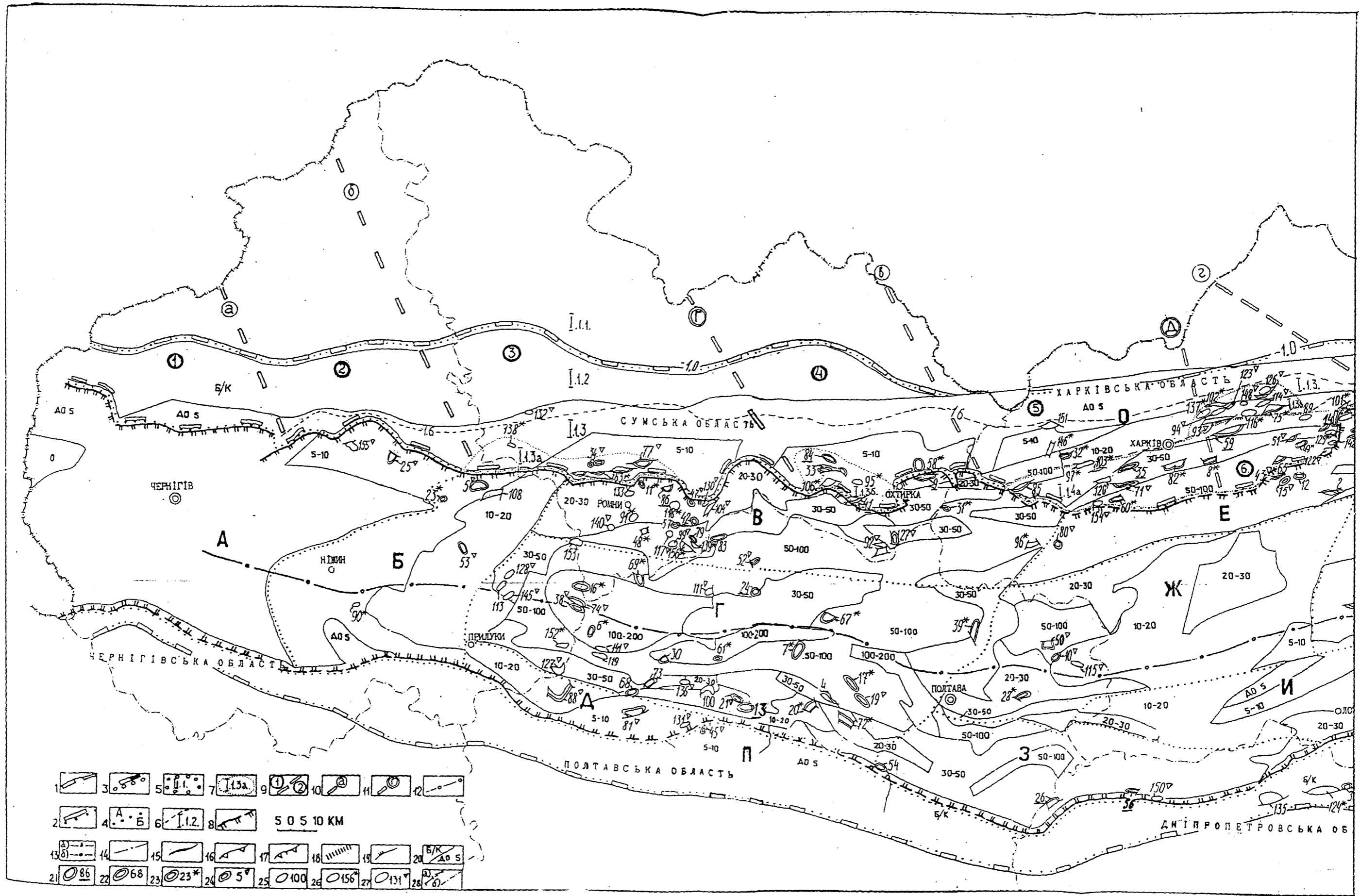


Рис. 2.20. Карта фонду підготовлених і виявлених нафтогазоносних об'єктів і щільностей нерозвіданих ресурсів ВВ (видобувних) Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області (Україна) з урахуванням рейтингової оцінки об'єктів. В. В. Гладун і ін., 1998; станом на 01.01.1998 р.

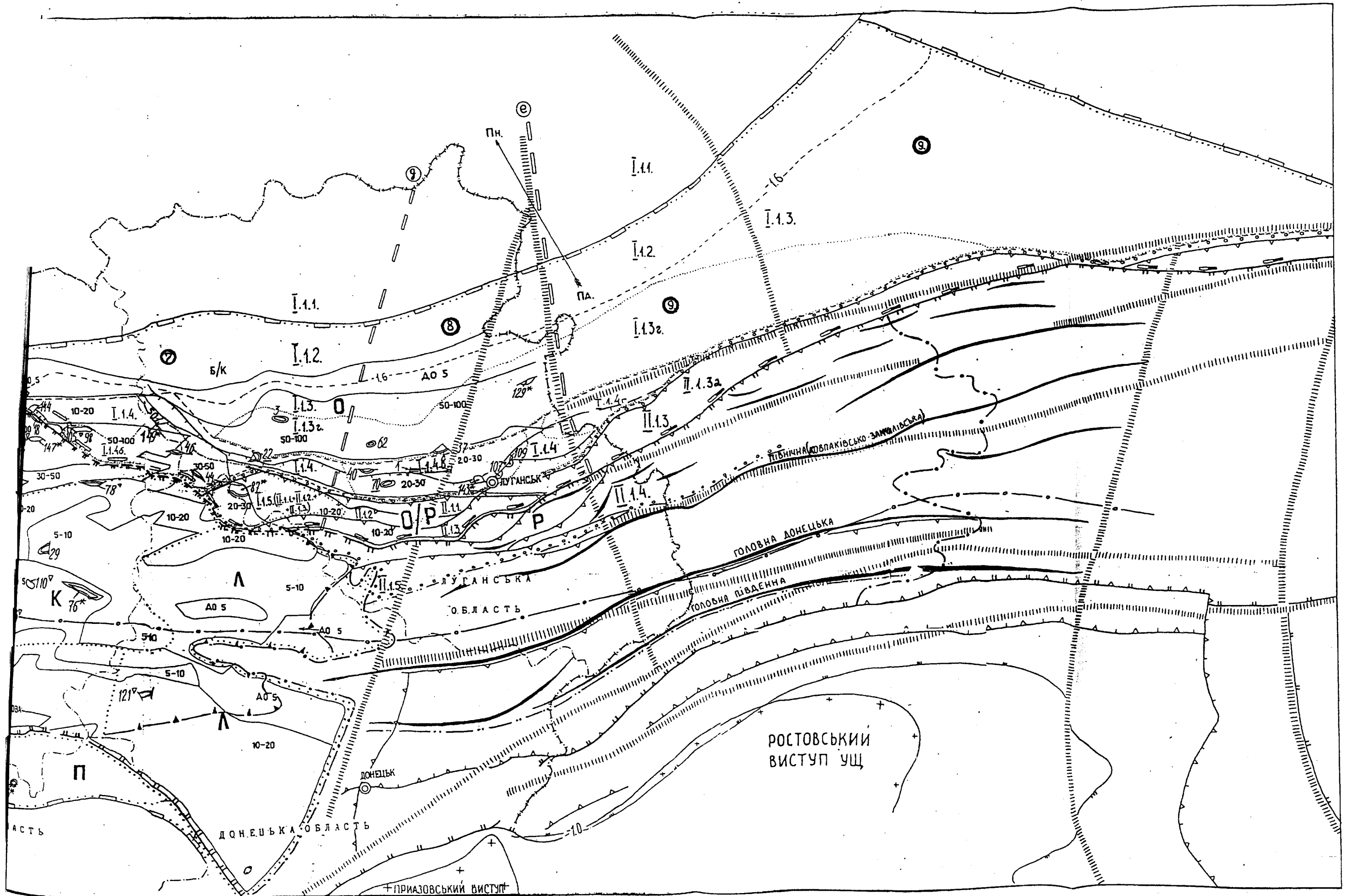


Рис. 2.20. (продовження)



Рис.2.20. Карта фонду підготовлених і виявлених нафтогазоносних об'єктів і щільностей нерозвіданих ресурсів ВВ (видобувних) Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області (Україна) з урахуванням рейтингової оцінки об'єктів, В.В.Гладун і ін., 1998 р. станом на 01.01.1998 р. [60, 61, 73, 101, 127, 130, 140].

1 - границі ДДНГО; 2 - південна границя нафтогазоносностей субобласті (району) Північного борту ДДА до району Північної зони дрібної складчастості і насувів Донбасу; 3 - теж у межах Північної зони дрібної складчастості і насувів Донбасу; 4 - нафтогазоносні і перспективні райони ДДНГО; А-Чернігівсько-Брагінський перспективний, Б - Монастирищенсько-Софіївський нафтогазоносний, В - Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний, Г - Глинсько-Солохівський нафтогазоносний, Д- Антонівсько-Білоцерківський перспективний, Е-Рябухінсько-Північно-Голубівський газоносний, Ж - Машівсько-Шебелинський газоносний, З - Руденківсько - Пролетарський нафтогазоносний, И - Жовтнево-Лозівський перспективний (газоносний), К - Співаківський газоносний, Л- Кальміус-Бахмуцький перспективний (у Кальміуській частині відкрито Лаврентіївське газове родовище, що свідчить про основу газонакопичення), О- нафтогазоносний район (в нашому розумінні – субобласть) Північного борту ДДА (сюди входять: М- Красноріцький газоносний район і Н - Лисичанський перспективний район по алохтонних складках Північного борту ДДА і Північодонецький нафтогазоносний район Ростовської області Росії), П - перспективний район Південного борту ДДА (тут відкрито Кохівське газове родовище) газоносний район Північної зони дрібної складчастості і насувів ДДС, який на півночі частково (СТЗ П.1.1.-П.1.3.) перекриває територію Північного борту ДДА (алохтонні складки ДДС); 5-нафтогазоносний район Північної зони дрібної складчастості і насувів Донбасу: нафтогазоносність і перспективні зони П.1.1. - Кримсько-Слов'янсько-Сербська газоносна (насувна зона), П.1.2. - Томашівська газоносна (насувна зона), П.1.4. - Алмазна перспективна (насувна зона), П.1.5. - Іллічівська перспективна (насувна зона); 6 - нафтогазоносні і перспективні зони нафтогазоносної субобласті Північного борту ДДА (поздовжні): І.1.2. – Конотопсько - Міллерівська перспективна зона, І.1.3. - Турутінсько-Чабанівсько-Романівська

нафтогазоносна зона малоамплітудних структур (об'єктів), I.1.4. - Юліївсько-Марківська нафтогазоносна зона (мобільна зона Північного борту разом з зоною Красноріцьких скидів), I.1.5. - Ямпільсько-Астахівська нафтогазоносна зона (поховані автохтонні структури (об'єкти) Північного борту ДДА під насувними зонами ДДС (II.1.1., II.1.2. і II.1.3.); 7- зони нафтогазонакопичення Північного борту ДД : Турутінсько – Володимирська, яка входить до складу СТП КНО I.1.3а, Чернеччинсько- Хухринська (СТП КНО I.1.3б), Юліївсько-Коробочкінська (СТП КНО I.1.4а), Дружелюбівсько-Макіївська (СТП КНО I.1.4б), Борівсько-Кондрашівська (СТП КНО I.1.4в), Чабанівсько-Крутівсько-Романівська (СТП КНО I.1.3г), Ольхівсько-Марківсько-Глибокинська (СТП КНО I.1.4г), Астахівсько-Хлопівська (СТП КНО II.1.3а), Томашівсько-Кремінна (СТП КНО I.1.5а). Назви СТЗ і СТП КНО приведені в умовних до рис. 1.12.); 8 - Північне крайове порушення (зона) Дніпровського грабена ДДА; 9 - блоки Північного борту ДДА (в товстих кружках) (1 - Чернігівсько-Трактемирівський, 2 - Менсько-Кіровоградський, 3 - Конотопсько-Олександрійський, 4 - Сумсько-Кобеляцький, 5 - Харківсько-Дніпропетровський, 6 - В<sup>в</sup>чансько-Петропавлівський, 7-Сватівсько - Троїцький, 8-Розсошанський, 9- Біловодсько-Міллер<sup>ов</sup>ський); 10 - міжблокові зони (в тонких кружках) (а - Херсонсько-Смоленська, б - Бахмацька, в - Царичансько-Писарівська, г - Михайлівсько-Білгородська, д - Волновасько-Старобільсько-Кантемирівська, е - Міусько-Деркульська, є - Суровикінська); 11 - міжмегаблокові шовні зони (у подвійних кружках); Г - Криворізько-Крупецька, Д - Оріхово-Харківська, які розділяють мегаблоки (у подвійних кружках): А - Подільсько-Брянський, Б - Дніпровсько-Курський, В- Приазовсько-Білгородсько-Росошанський; 12- лінія максимальної глибини і товщини відкладів карбону [143]; 13 - межі: а) між Дніпровським грабеном і Донецькою внутрішньоплатформною геосинкліналлю [143], б) західної і східної границі Донецької складчастої споруди; 14 - границі зони крупних лінійних антикліналей ДСС (центральної її частини); 15 - крупні лінійні антиклінали ДСС; 16 - насуди; 17-насуди (підкиди); 18 - регіональні порушення (розломи); 19 - розповсюдження кам'яновугільних відкладів на Ростовському виступі

УЩ; 20- щільність нерозвіданих ресурсів ВВ (видобувних, тис.т умовного палива) (категорії II - 100-200 , III - 50-100, IV - 30-50, V - 20-30, VI - 1-20, VII - 5-10, VIII - до 5, б/к - малоперспективна без кількісної оцінки); нафтогазоперспективні структури (об`єкти) з урахуванням рейтингової оцінки за автором: а) підготовлені до глибокого буріння нафтогазо-перспективні об`єкти (структури) з такою черговістю вводу до буріння : 21- 1 - черги без додаткових геолого-геофізичних робіт; 22-1 черги з додатковими геолого-геофізичними роботами; 23 - II черги; 24 - III черги; б) виявлені нафтогазо-перспективні об`єкти (структури): 25-I черги; 26-II черги; 27-III черги.

Таблиця 2.2

Підготовлені структури (об'єкти) в ДДГНО  
станом на 01.01.98 р. (за В.В.Гладуном, 1998).

№№ на рис. 2.2.	Назва підготовлених структур (об'єктів)	Продуктив- на товща (індекс і горизонт)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологіч- не районування		Адміні- страці- вний поділ	Тектонічна приналеж- ність на Північ- ному борту (див.рис. І.18.)	Примітки (прогноз [67])
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Нафтогазо- носні райони [43,65]	Північ- ний борт за В.В.Гла- дуном, 1998			
1	Айдарська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2</sub> )	42.0	-	1.88	М	І.1.4. (І.1.4в).	Луган- ська (Л)	І.1.4.	Прогноз 4.1 млн.т у.п. (тут і далі ті, що будуть вилучені) Прогноз 3.4 млн.т у.п.
2	Бакаївська	C <sub>2</sub> m (V <sub>B1/1</sub> )	23.0	-	1.29	Е	-	Харків- ська (Х)	-	
3	Бараниківська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2</sub> )	35.0	-	2.30	О	І.1.3. (І.1.3г)	Л	І.1.3.	
4	Барханівська	C <sub>1</sub> t (V <sub>B4-п</sub> )	20.0	-	2.90 <sup>1)</sup>	Г	-	Полтав- ська (П)	-	

Продовження таблиці 2.2

№№ на рис. 2.2.	Назва підготовлених структур (об'єктів)	Продуктив- на товща (індекс і горизонт)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологіч- не районування		Адміні- страти- вний поділ	Тектонічна приналеж- ність на Північ- ному боргу (див.рис. 1.18.)	Примітки (прогноз [67])
				Нафта, млн.т.	Газ, Млрд.м <sup>3</sup>	Нафтогазо- носні райони [43,65]	Північ- ний борг за В.В.Гла- дуном, 1998			
5	Батуринська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B1/2</sub> )	5.0	-	0.5 <sup>1)</sup>	Б		Чернігів- ська (Ч)	Іа	01.01.97р. площа 12.0кв.км. Прогноз непродук- тивна [67]
6	Боханівська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B3/2</sub> )	20.0	-	1.86	Г		П	Прогноз 2.9 млн.т у.п.	
7	Вакулівська	C <sub>1</sub> V <sub>1</sub> (V <sub>B3</sub> )	19.0	-	2.70	Г		П	Прогноз 4.3 млн.т. у.п.	
8	Васищівська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B1/2</sub> )	24.0	-	2.06	О		X	І.І.4. І.І.4а)	
9	Вербівська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2-п</sub> )	28.0	-	2.90 <sup>1)</sup>	В		С	Прогноз 2.7 млн.т у.п.	
10	Веснянська	P <sub>1</sub> (IV <sub>1/2</sub> )	7.0	-	2.60 <sup>1)</sup>	Ж		П		

Продовження таблиці 2.2

№№ на рис. 2.2.	Назва підготовлених структур (об'єктів)	Продуктивна товща (індекс і горизонт)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Тектонічна приналежність на Північному борту (див.рис. I.18.)	Примітки (прогноз [67])
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Нафтогазоносні райони [43,65]	Північний борт за В.В.Гладуном, 1998			
11	Вовківцівська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2</sub> )	7.0	0.85	-	В		С		Прогноз 1.0 млн.т у.п. В 1997 р.- 2.3 млн.т. у.п.
12	Вовчярська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2</sub> )	25.0	-	2.10	Е		Х		Прогноз 6.9 млн.т у.п. [67] Прогноз 1.5 млн.т у.п.
13	Гаркушинська	C <sub>1</sub> V <sub>1</sub> (V <sub>B3</sub> )	20.0	0.32	0.44	Г		П		Прогноз 6.9 млн.т у.п. [67] Прогноз 1.5 млн.т у.п.
14	Гашинівська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B1/2</sub> )	11.0	-	1.20 <sup>1)</sup>	О		Х	I.1.4.	Прогноз 6.8 млн.т у.п.
15	Геніївська (Г'ніївська)	C <sub>2m</sub> (V <sub>B1</sub> )	29.0	-	2.24	Е		Х		
16	Голенська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B3/2a</sub> , V <sub>B3/2-п</sub> )	19.0	-	5.60	Г		Ч		

Продовження таблиці 2.2

№№ на рис. 2.2.	Назва підготовлених структур (об'єктів)	Продуктив- на товща (індекс і горизонт)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологіч- не районування		Адміні- страці- вий поділ	Тектонічна приналеж- ність на Північ- ному боргу (див.рис. I.18.)	Примітки (прогноз [67])
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Нафтогазо- носні райони [43,65]	Північ- ний борг за В.В.Гла- дуном, 1998			
17	Горошківська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>вкз</sub> )	21.0	-	1.80 <sup>1)</sup>	Г	Г	П	Прогноз 3.8 млн.т у.п.	
18	Гранатівська	C <sub>2m</sub> (V <sub>б2-1/1</sub> )	18.5	-	2.33	Е	Е	Х	Прогно 5.7 млн.т у.п.	
19	Гречана	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>в3/2</sub> )	30.0	-	3.70 <sup>1)</sup>	Г	Г	П	Прогноз 2.0 млн.т у.п.	
20	Дружининська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>в2-п</sub> )	25.0	-	2.20 <sup>1)</sup>	Г	Г	П	Прогноз 0.8 млн.т у.п.	
21	Дубровська	C <sub>1</sub> V <sub>1</sub> (V <sub>в3</sub> )	12.0	-	2.90 <sup>1)</sup>	Г	Г	П	Прогноз 4.4 млн.т у.п.	
22	Євгенівська	C <sub>2m</sub> (V <sub>б1</sub> )	56.0	-	2.70 <sup>1)</sup>	О	О	Л	Прогноз 4.4 млн.т у.п.	

Продовження таблиці 2.2

№№ на рис. 2.2.	Назва підготовлених структур (об'єктів)	Продуктив- на товща (індекс і горизонт)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологіч- не районування		Адміні- страти- вний поділ	Тектонічна приналеж- ність на Північ- ному борту (див.рис. І.18.)	Примітки (прогноз [67])
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Нафтогазо- носні райони [43,65]	Північ- ний борт за В.В.Гла- дуном, 1998			
23	Єршівська	С <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>В3П</sub> )	26.0	-	3.7 <sup>1)</sup>	Б	Ч	Прогноз 2.0 млн.ту.п. На 01.01.97р. площа – 26 кв.км, ресурси – 7.9 млн.т у.п.		
24	Жемчужна	С <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>В2П</sub> )	6.0	-	2.69	Г	П			
25	Забіловщанська	Д <sub>3</sub> (VI <sub>3</sub> )	13.0	-	1.00 <sup>1)</sup>	А	Ч			
26	Заплавська	С <sub>1</sub> t (V <sub>В4</sub> )	31.0	-	2.30 <sup>1)</sup>	З	(Дніпр. обл.) Д С			
27	Зарічанська	Д <sub>3</sub> (VI <sub>3</sub> <sup>2</sup> )	10/0	-	1.00 <sup>1)</sup>	В				
28	Західно – Слізаветівська	С <sub>2</sub> m (V <sub>В1</sub> )	30.0	-	3.40 <sup>1)</sup>	Ж	П			



Продовження таблиці 2.2

№№ на рис. 2.2.	Назва підготовлених структур (об'єктів)	Продуктив- на товща (індекс і горизонт)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологіч- не районування		Адміні- страти- вний поділ	Тектонічна приналеж- ність на Північ- ному борту (див.рис. І.18.)	Примітки (прогноз [67])
				Нафта- млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Нафтогазо- носні райони [43,65]	Північ- ний борт за В.В.Гла- дуном, 1998			
29	Західно - Співаківська	P <sub>1</sub> (IVr <sub>2</sub> )	18.5.	-	1.80 <sup>1)</sup>	К		Х		Площа в 1997 р. визнач. в 22.0 кв. км. Прогноз 9.4 млн.т у.п. Прогноз 2.3 млн.т у.п.
30	Західно - Яблунівська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2</sub> п)	23.0	-	1.30	Г		П		
31	Іванівська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2</sub> п)	2.1	-	1.20 <sup>1)</sup>	В		Х		
32	Кадницька	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2</sub> п)	25.0	-	2.58	О	І.1.3.	Х	І.1.3.	
33	Каложна з Тригубівською	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2</sub> п)	29.0	1.16	-	О	І.1.3. (І.1.3б)	С	І.1.3.	
34	Кас'янівська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2</sub> п)	7.0	-	0.2 <sup>1)</sup>	О	І.1.3. (І.1.3а)	С	І.1.3.	Прогноз 0.7 млн.т у.п.

Продовження таблиці 2.2

№№ на рис. 2.2.	Назва підготовлених структур (об'єктів)	Продуктив- на товща (індекс і горизонт)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологіч- не районування		Адміні- страти- вний поділ	Тектонічна приналеж- ність на Північ- ному борту (див.рис. І.18.)	Примітки (прогноз [67])
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Нафтогазо- носні райони [43,65]	Північ- ний борт за В.В.Гла- дуном, 1998			
35	Королицька	C <sub>1V2</sub> (V <sub>B2-П</sub> )	32.0	-	2.46	O	I.1.4. (I.1.4a)	X	I.1.4.	На 01.01.97р. – 3.4 млн.т у.п. Прогноз [67] – 12.5 Прогноз 0.6 млн.т у.п. Прогноз 1.2 млн.т у.п. На 01.01.97р. – 1.4 млн.т у.п.
36	Кохівська	C <sub>1V1</sub> (V <sub>B3</sub> )	38.0	-	0.95	П		Д		
37	Кунінська	C <sub>1V2</sub> (V <sub>B2</sub> )	30.0	-	2.70	O	I.1.3. (I.1.3Г)	Л	I.1.3.	
38	Лебедківська	C <sub>1V2</sub> (V <sub>B2a</sub> ; V <sub>B2-П</sub> )	29.0	-	5.60	Г		Ч		
39	Майорівська	C <sub>1S</sub> (V <sub>B1</sub> )	18.0	-	4.19	Г		П		
40	Метелкінська	C <sub>1V2</sub> (V <sub>B2</sub> )	25.0	-	3.86	O	I.1.4. (I.1.4в)	Л	I.1.4	

Продовження таблиці 2.2

№№ на рис. 2.2.	Назва підготовлених структур (об'єктів)	Продуктив- на товща (індекс і горизонт)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологіч- не районування		Адміні- страти- вний поділ	Тектонічна приналеж- ність на Північ- ному борту (див.рис. I.18.)	Примітки (прогноз [67])
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Нафтогазо- носні райони [43,65]	Північ- ний борт за В.В.Гла- дуном, 1998			
41	Митяївська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2</sub> п)	32.0	-	0.48	O	I.1.3. (I.1.3б)	C	I.1.3.	Прогноз – 5.2 млн.т у.п.
42	Млївська	C <sub>1</sub> t (V <sub>B4</sub> п)	18.0	-	0.20 <sup>1)</sup>	B		C		Прогноз – 6.3 млн.т у.п.
43	Моспанівська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2</sub> п)	14.0	-	2.08	E		X		Прогноз – 3.3 млн.т у.п.
44	Невська	C <sub>2</sub> m (V <sub>B1</sub> )	20.0	-	4.70 <sup>1)</sup>	O	I.1.4. (I.1.4б)	Л	I.1.4.	
45	Новопоселківська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2</sub> )	12.0	-	1.20 <sup>1)</sup>	D		П		Прогноз – непродук- тивна[67]
46	Ольгівська	C <sub>1</sub> s (V <sub>B1</sub> )	28.0	-	1.00	O	I.1.4 (I.1.4б)	X	I.1.4.	Прогноз – 1.5 млн.т у.п.

Продовження таблиці 2.2

№№ на рис. 2.2.	Назва підготовлених структур (об'єктів)	Продуктив- на товща (індекс і горизонт)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологіч- не районування		Адміні- страти- вний поділ	Тектонічна приналеж- ність на Північ- ному борту (див.рис. I.18.)	Примітки (прогноз [67])
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Нафтогазо- носні райони [43,65]	Північ- ний борт за В.В.Гла- дуном, 1998			
47	Онезька	С <sub>1</sub> V <sub>1</sub> (V <sub>B3</sub> )	3.6	-	0.69	В	С	На 01.01.97р. площа 2,6 кв.км, ресурси – 1.1 млн.т у.п. Прогноз – 4.6 млн.т у.п. На 01.01.97р. ресурси – 1.4 млн.т у.п.		
48	Остафіївська	С <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2</sub> )	8.0	-	0.2 <sup>1)</sup>	В	С			
49	Південно – Коробчківська	С <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2-п</sub> )	10.0	-	1.2	О	I.1.4 X (I.1.4a)			
50	Південно – Розпашнівська	P <sub>1</sub> (IVГ <sub>2</sub> )	4.0	-	2.5 <sup>1)</sup>	Ж	П			
51	Північно – Коробчківська	С <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2-п</sub> )	9.0	-	1.81	О	I.1.4 X (I.1.4a)			

Продовження таблиці 2.2

№№ на рис. 2.2.	Назва підготовлених структур (об'єктів)	Продуктив- на товща (індекс і горизонт)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологіч- не районування		Адміні- страги- вний поділ	Тектонічна приналеж- ність на Північ- ному борту (див.рис. I.18.)	Примітки (прогноз [67])
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Нафтогазо- носні райони [43,65]	Північ- ний борт за В.В.Гла- дуном, 1998			
52	Північно - Крутьківська	C <sub>1V2</sub> (V <sub>B2-П</sub> )	14.0	-	1.23	В	П	П	Прогноз 2.2 млн.т у.п.	
53	Північно - Рожнівська	C <sub>1V2</sub> (V <sub>B2</sub> )	8.0	-	0.2 <sup>1)</sup>	Б	Ч	Ч	Прогноз 1.9 млн.т у.п.	
54	Підгорянська	C <sub>1t</sub> (V <sub>B4</sub> )	37.0	-	4.77	3	П	П	Прогноз 3.3 млн.т у.п.	
55	Підкамінна	C <sub>1V1</sub> - C <sub>1t</sub> (V <sub>B3-4</sub> )	24.0	-	4.75	Е	Х	Х	Прогноз 7.9 млн.т у.п.	
56	Пролетарська	C <sub>1V2</sub> (V <sub>B3</sub> )	15.5	-	6.33	3	Д	Д	Прогноз 0.8 млн.т у.п.	
57	Різниківська	C <sub>1t</sub> (V <sub>B4-П</sub> )	11.0	-	0.60 <sup>1)</sup>	В	С	С	Прогноз 2.9 млн.т у.п.	
58	Ріцинська	C <sub>1V2</sub> (V <sub>B2-П</sub> )	17.0	-	1.70 <sup>1)</sup>	О	С	С	Прогноз 2.9 млн.т у.п.	
59	Роганська	C <sub>1V2</sub> (V <sub>B1/2</sub> )	21.0	-	2.58	О	Х	Х	Прогноз 2.9 млн.т у.п.	

Продовження таблиці 2.2

№№ на рис. 2.2.	Назва підготовлених структур (об'єктів)	Продуктив- на товща (індекс і горизонт)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологіч- не районування		Адміні- страти- вний поділ	Тектонічна приналеж- ність на Північ- ному борту (див.рис. I.18.)	Примітки (прогноз [67])
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Нафтогазо- носні райони [43,65]	Північ- ний борт за В.В.Гла- дуном, 1998			
60	Рокитнянська (Городищенська)	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2</sub> )	20.0	-	2.30	O	I.1.4. (I.1.4a)	X		
61	Связівська (Св'язівська)	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B1П</sub> )	13.0	-	0.25 <sup>1)</sup>	Г		П		Прогноз 6.4 млн.т у.п. На 01.01.97р.- 3.4 млн.т у.п. Прогноз 0.8 млн.т у.п.
62	Смоляннівська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2</sub> )	47.0	-	4.10	O	I.1.3. (I.1.3Г)	Л		
63	Солодунівська (з Бочаренківським блоком)	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2-П</sub> )	42.0	-	1.40 <sup>1)</sup>	O	I.1.3. (I.1.3a)	С		
64	Ставищенська	C <sub>2m</sub> (V <sub>B1</sub> )	36.0	-	1.04	E		X		
65	Станична	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2-П</sub> )	19.0	-	1.58	O	I.1.4. (I.1.4a)	X		Прогноз 4.0 млн.т у.п.
66	Степківська	C <sub>2m</sub> (V <sub>B2</sub> )	17.0	-	0.20 <sup>1)</sup>	K		X		

Продовження таблиці 2.2

№№ на рис. 2.2.	Назва підготовлених структур (об'єктів)	Продуктив- на товща (індекс і горизонт)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологіч- не районування		Адміні- страці- вний поділ	Тектонічна приналеж- ність на Північ- ному борту (див.рис. I.18.)	Примітки (прогноз [67])
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Нафтогазо- носні райони [43,65]	Північ- ний борт за В.В.Гла- дуном, 1998			
67	Сулимівська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B3</sub> )	31.0	-	4.12	Г	Г	П	На 01.01.97р. при площі 34 кв.км. ресурси 4.7 млн.т у.п. Прогноз [67] 1.3 млн.т у.п. Прогноз 7.7. млн.т у.п.	
68	Сухоносівська	C <sub>1</sub> t (V <sub>B4</sub> )	8.0	-	0.18 <sup>1)</sup>	Г	Г	П	На 01.01.97р.- 3.7 млн.т у.п.	
69	Східно - Білогорільська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> (V <sub>B2-п</sub> )	19.0	-	2.87	Г	Г	П	На 01.01.97р.- 3.7 млн.т у.п.	

Продовження таблиці 2.2

№№ на рис. 2.2.	Назва підготовлених структур (об'єктів)	Продуктив- на товща (індекс і горизонт)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологіч- не районування		Адміні- страти- вний поділ	Тектонічна приналеж- ність на Північ- ному боргу (див.рис. І.18.)	Примітки (прогноз [67])
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Нафтогазо- носні райони [43,65]	Північ- ний борг за В.В.Гла- дуном, 1998			
70	Східно - Борівська	С <sub>2</sub> В (V <sub>B2/2</sub> )	11.0	-	2.47	М	І.1.4. (І.1.4в)	І.1.4.	На 01.01.97р. при площі 18 кв.км. ресурси 2.5 млн.т у.п. Прогноз [67] - 2.3 млн.т. у.п	
71	Східно - Караванівська	С <sub>1</sub> В <sub>2</sub> (V <sub>B2</sub> )	4.0	-	0.80	О	І.1.4. (І.1.4а)	Х	І.1.4.	
72	Східно - Сагайдацька	С <sub>1</sub> В <sub>2</sub> (V <sub>B2</sub> )	17.0	-	2.30 <sup>1)</sup>	Г		П		
73	Східно - Селюхівська	С <sub>1</sub> В <sub>1</sub> (V <sub>B3</sub> ; V <sub>B1/3</sub> )	27.0	-	8.20 <sup>1)</sup>	Г		П		
74	Східно - Хукалівська	С <sub>1</sub> В <sub>2</sub> (V <sub>B3/2</sub> )	10.0	-	0.25 <sup>1)</sup>	Г		Ч		
75	Таганська	С <sub>1</sub> В <sub>2</sub> (V <sub>B2-п</sub> )	15.0	-	1.34	О	І.1.3. (І.1.3в)	Х	І.1.3.	Прогноз 2.4 млн.т у.п.



Продовження таблиці 2.2

№№ на рис. 2.2.	Назва підготовлених структур (об'єктів)	Продуктив- на товща (індекс і горизонт)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологіч- не районування		Адміні- страги- вний поділ	Тектонічна приналеж- ність на Північ- ному борту (див.рис. І.18.)	Примітки (прогноз [67])
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Нафтогазо- носні райони [43,65]	Північ- ний борт за В.В.Гла- дуном, 1998			
76	Ткачишинська	C <sub>2m</sub> (V <sub>B1</sub> )	10.0	-	20.2 <sup>1)</sup>	К	Х	На 01.01.97р. площа дорівнює вала 77 кв.км.	Прогноз 0.3 млн.т у.п.	
77	Томашівська (Черн.)	C <sub>1V2</sub> (V <sub>B2</sub> )	8.0	-	0.2 <sup>1)</sup>	О	С	І.1.3. (І.1.3а)	Прогноз 2.8 млн.т у.п.	
78	Топольова	C <sub>2m</sub> (V <sub>B2-1/1</sub> )	15.5	-	2.55	К	Х		Прогноз 15.3 млн.т у.п.	
79	Тунівська	C <sub>1t</sub> (V <sub>B4</sub> )	13.0	-	2.30	В	С		Прогноз 0.1 млн.т у.п.	
80	Турівська	C <sub>1V2</sub> (V <sub>B2</sub> )	15.0	-	3.50 <sup>1)</sup>	Е	Х		Прогноз 0.1 млн.т у.п.	
81	Харенцівська	C <sub>1V2</sub> (V <sub>B2-п</sub> )	10.0	-	1.0	Д	П		Прогноз 0.1 млн.т у.п.	

Продовження таблиці 2.2

№№ на рис. 2.2.	Назва підготовлених структур (об'єктів)	Продуктив-на товща (індекс і горизонт)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологічне районування		Адміні-стративний поділ	Тектонічна приналеж-ність на Північ-ному борту (див.рис. I.18.)	Примітки (прогноз [67])
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Нафтогазо-носні райони [43,65]	Північ-ний борт за В.В.Гладуном, 1998			
82	Хорошівська	C <sub>1v2</sub> (V <sub>B2n</sub> )	6.0	-	0.90	O	I.1.4. (I.1.4a)	X	I.1.4.	На 01.01.97р. при площі 20 кв.км, ресурси 1.1 млн.т у.п.
83	Цимбалівська	C <sub>1t</sub> (V <sub>B4</sub> )	21.0	-	5.60	B				
84	Черемхівська	C <sub>1v2</sub> (V <sub>B2-п</sub> )	22.0	2.26		O	I.1.3. (I.1.3б)	C	I.1.3.	
85	Щиглівська	C <sub>1v2</sub> (V <sub>B2</sub> )	36.0	-	6.53	O	I.1.4. (I.1.4a)	X	I.1.4.	
86	Юхтинська	C <sub>1s</sub> (V <sub>B2n</sub> )	28.0	0.62	3.90	B		C		На 01.01.97р. ресурси були 5.6 млн.т у.п. Прогноз 4.3 млн.т у.п.

Продовження таблиці 2.2

№№ на рис. 2.2/	Назва підготовлених структур (об'єктів)	Продуктив- на товща (індекс і горизонт)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологіч- не районування		Адміні- страці- вний поділ	Тектонічна приналеж- ність на Північ- ному борту (див.рис. I.18.)	Примітки (прогноз [67])
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Нафтогазо- носні райони [43,65]	Північ- ний борт за В.В.Г ла- дуном, 1998			
87	Ямпільська	С <sub>2</sub> В (VБ <sub>1</sub> )	31.0	-	3.00	Н	I.1.5. (I.1.5a)	Л	I.1.5.	Прогноз 0.7 млн.т у.п.
88	Яцинська	С <sub>1</sub> В <sub>2</sub> (VБ <sub>2</sub> )	8.0	-	2.17 <sup>1</sup>	Д		П		Прогноз 0.4 млн.т у.п.

Примітка 1: в газовому еквіваленті

Перспективні виявлені структури (об'єкти) ДДГНО (ДДА) станом на 01.01.98 р. (за В.В.Гладуном, 1998).

№№ на рис. 2.2.	Структура (об'єкт)	Продуктивна товща (індекс)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Тектонічна приналежність на Північному борту (див.рис. I.18.)	Примітки
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Північний борт та ДСС ДДА за В.В.Гладуном, 1988 (див.рис.2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]			
89	Базиліївська	C <sub>1V2</sub>	15.0	-	1.35	I.1.4. (I.1.4a)	O	Харківська (Х.)	I.1.4.	2.3 млн.т у.п.[65] <sup>2</sup>
90	Безуглівська	C <sub>1V2</sub>	8.0	1.0	-	B	B	Чернігівська (Ч.)	-	1.6 [65] <sup>2</sup>
91	Біловодська	C <sub>1V2</sub>	12.0	-	2.4 <sup>1)</sup>	B	B	Сумська (С.)	-	0.25 [65] <sup>2</sup>
92	Будівська	C <sub>1V2</sub>	19.0	-	0.395	I.1.3. (I.1.3в)	O	C	I.1.3.	1.2 [65] <sup>2</sup>
93	Булгаківська	C <sub>1V2</sub>	8.0	-	0.4	I.1.3. (I.1.3в)	O	X	I.1.3.	1.4 [65] <sup>2</sup>
94	Бучазька	C <sub>1V2</sub>	9.0	-	0.9	I.1.3. (I.1.3в)	O	X	I.1.3.	1.0 [65] <sup>2</sup>
95	Вахтова	C <sub>1V2</sub>	6.0	2.8	-	I.1.3 (I.1.3б)	O	C	I.1.3.	Об'єкт потребує деталіз.
96	Водянівська	C <sub>1V2</sub>	15.0	1.2	2.2	B	B	X	-	
97	Володарська	C <sub>1V2</sub>	8.0	0.2	0.7	I.1.4.(I.1.4a)	O	X	I.1.4.	

Продовження таблиці 2.3

№№ на рис. 2.2.	Структура (об'єкт)	Продуктив- на товща (індекс)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологіч- не районування		Адміні- страти- вний поділ	Тектонічна приналежність на Північному борту (див.рис. I.18.)	Примітки
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Північний борт та ДСС ДДА за В.В.Гладу- ном, 1988 (див.рис.2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]			
98	Воронцівська	C <sub>2</sub>	17.0	-	1.28	I.1.4. (I.1.4б)	O	X	I.1.4.	2.6 [65] <sup>2)</sup>
99	Георгіївська	D <sub>3</sub>	40.0	-	2.5		B	C		2.0 [65] <sup>2)</sup>
100	Глибоківська	C <sub>1</sub> -D	22.0	-	5.4 <sup>1)</sup>		Г	Полтав- ська (П)		
101	Горожанівська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	14.0	0.1	0.6	I.1.4.	O	X	I.1.4.	1.4 [65] <sup>2)</sup>
102	Грушівська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	9.0	-	0.9	I.1.3. (I.1.3в)	O	X	I.1.3.	
103	Гуківська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	10.0	-	1.45	I.1.4. (I.1.4а)	O	X	I.1.4.	1.5 [65] <sup>2)</sup>
104	Гуленківська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	10.0	-	2.0 <sup>1)</sup>		B	П	-	
105	Дуванська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	8.0	-	0.6	I.1.4.	O	X	I.1.4.	
106	Жолобківська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	19.0	2.74	-	I.1.3. (I.1.3б)	O	C	I.1.3.	2.5 [65] <sup>2)</sup>
107	Західно - Вергунська	C <sub>1</sub>	7.0	-	0.4	I.1.4. (I.1.4в)	O	Луган- ська (Л)		4.6 [65] <sup>2)</sup>
108	Західно - Дмитрівська	C <sub>1</sub> V <sub>1</sub>	25.0	2.0	-		B	Ч		
109	Західно - Кондрашівська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	16.0	-	0.78	I.1.4. (I.1.4в)	M	Л	I.1.4.	2.4 [65] <sup>2)</sup>
110	Західно-Петрівська	C <sub>1</sub> S	12.0	-	0.2		K	X		

Продовження таблиці 2.3

№№ на рис. 2.2.	Структура (об'єкт)	Продуктив- на товща (індекс)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологіч- не районування		Адміні- страти- вний поділ	Тектонічна приналежність на Північному боргу (див.рис. 1.18.)	Примітки
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Північний борг та ДСС ДДА за В.В.Гладу- ном, 1988 (див.рис.2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]			
111	Західно-Середняківська	C <sub>1V2</sub>	6.0	0.4	-	Г	Г	П		
112	Західно-Шевченківська	C <sub>1s</sub>	12.0	-	2.4	Е	Е	Х		
113	Квітнева	C <sub>1V2</sub>	35.0	3.0	-	Г	Г	Ч		3.7 [65] <sup>2)</sup>
114	Кицівська	C <sub>1V2</sub>	9.0	-	0.15 <sup>1)</sup>	О	О	Х	I.1.3.	
115	Короленківська	P <sub>1</sub>	8.0	-	2.5 <sup>1)</sup>	Ж	Ж	П		
116	Кочетівська	C <sub>1V2</sub>	9.0	-	0.15 <sup>1)</sup>	О	О	Х	I.1.3.	1.0 [65] <sup>2)</sup>
117	Коцюпівська	C <sub>1V1</sub>	5.0	0.66	-	В	В	С		
118	Кузменківська	C <sub>1s</sub> -C <sub>1V2</sub>	11.0	-	2.2 <sup>1)</sup>	В	В	С		
119	Лохвицька	C <sub>1V2</sub>	20.0	-	5.0 <sup>1)</sup>	Г	Г	П		
120	Люботинська	C <sub>1V2</sub>	27.0	-	3.2	О	I.1.4.(I.1.4a)	Х	I.1.4.	4.0 [65] <sup>2)</sup>
121	Микольська	C <sub>1V2</sub>	15.0	-	1.0	Л	I.1.4.(I.1.4a)	Х	I.1.4.	1.2 [65] <sup>2)</sup>
122	Мірейська	C <sub>1V2</sub>	8.0	-	0.9	О	I.1.3.(I.1.3в)	Х	I.1.3.	1.2 [65] <sup>2)</sup>
123	Мостова	C <sub>1V2</sub>	1.3	-	0.22	О	I.1.3.(I.1.3в)	Х		
124	Новодачинська	C <sub>1V1</sub>	15.0	-	1.7	П		Дніпро-петров-ська (Д)		
125	Новочкалівська	C <sub>1V2</sub>	10.0	-	1.7	О	I.1.4.(I.1.4a)	Х	I.1.4.	0.15 [65] <sup>2)</sup>
126	Печенізька (півн. і півд. блоки)	C <sub>1V1</sub>	6.0	-	0.87	О	I.1.3.(I.1.3в)	Х	I.1.3.	

№№ на рис. 2.2.	Структура (об'єкт)	Продуктив- на товща (індекс)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологіч- не районування		Адміні- страти- вний поділ	Тектонічна приналежність на Північному борту (див.рис. I.18.)	Примітки
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Північний борг та ДСС ДДА за В.В.Гладу- ном, 1988 (див.рис.2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]			
127	Південно - Гнідинцівська	C <sub>1V2</sub>	13.0	-	0.25 <sup>1)</sup>	Г	Г	Ч		
128	Південно - Тростянецька	C <sub>1V2</sub>	6.0	0.2	0.1	Г	Г	Ч		
129	Плачидівська	C <sub>2B</sub>	20.0	3.66	-	I.1.3.(I.1.3Г)	О	Л	I.1.3.	0.15 [65] <sup>2)</sup>
130	Полянова	C <sub>1S-C<sub>1V</sub></sub>	7.0	-	1.4 <sup>1)</sup>		В	С	-	
131	Приоріхівцянська	C <sub>1V2</sub>	6.0	-	0.8		Д	Д		
132	Путівльська	C <sub>1V</sub>	10.0	-	0.1 <sup>1)</sup>	I.1.2.	О	С	I.1.2.	
133	Роменська	C <sub>1V2</sub>	15.0	0.3	-	I.1.4.	В	С	I.1.4.	2.1 [65] <sup>2)</sup>
134	Сазонівська	C <sub>1V2</sub>	12.0	-	0.2		О	Х		
135	Сергіївська	C <sub>1V1</sub>	7.0	-	0.88		П	Д		
136	Снігинська	C <sub>1V2</sub>	7.0	-	0.25 <sup>1)</sup>		Г	Ч		
137	Сороківська (Сорокінська)	C <sub>1V1</sub>	5.0	-	0.85	I.1.3.(I.1.3в)	О	Х	I.1.3.	0.15 [65] <sup>2)</sup>
138	Соснівська	C <sub>1V2</sub>	20.0	-	0.1 <sup>1)</sup>	I.1.3.(I.1.3a)	О	С	I.1.3.	
139	Старосільська	C <sub>1V1</sub> - C <sub>1t</sub>	12.0	-	2.4 <sup>1)</sup>		В	С		
140	Східно-Артюхівська	D <sub>3</sub>	14.0	-	2.0		В	С		1.2 [65] <sup>2)</sup>
141	Східно- Богодарівська	C <sub>1V2</sub>	30.0	-	0.25 <sup>1)</sup>		Г	П		
142	Східно-Борисівська	C <sub>1V2</sub>	8.0	-	0.8	I.1.4. (I.1.4a)	О	Х	I.1.4.	

№№ на рис. 2.2.	Структура (об'єкт)	Продуктив- на товща (індекс)	Площа, км <sup>2</sup>	Ресурси за категорією С <sub>3</sub>		Нафтогазогеологіч- не районування		Адміні- стратив- ний поділ	Тектонічна приналежність на Північному борту (див.рис. I.18.)	Примітки
				Нафта, млн.т.	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Північний борт та ДСС ДДА за В.В.Гладу- ном, 1988 (див.рис.2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]			
143	Східно - Лобачівська	C <sub>1</sub> <sup>3</sup> - C <sub>1</sub> <sup>4</sup>	10.0	-	1.2	I.1.4. (I.1.4в)	М	Л	I.1.4.	
144	Східно - Оливинівська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	6.0	-	0.7	I.1.4.	О	Х	I.1.4.	
145	Східно - Переволочнянська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	5.0	0.1	-	Г	Г	Ч		
146	Таверівська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	10.0	-	4.0	I.1.3.	О	Х	I.1.3.	1.5 [65] <sup>2)</sup>
147	Тверська (півд.)	C <sub>1</sub> V <sub>1</sub>	30.0	-	2.3	Е	Е	Х		
148	Тетлігівська (Тетлічівська)	C <sub>1</sub> V <sub>1</sub>	2.0	-	0.15 <sup>1)</sup>	I.1.3 (I.1.3в)	О	Х	I.1.3.	
149	Токарська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	12.0	-	0.54	I.1.4. (I.1.4б)	О	Х	I.1.4.	1.8 [65] <sup>2)</sup>
150	Улянівська	C <sub>1</sub> V <sub>1</sub>	9.0	0.04	-	З	З	Д		1.1 [65] <sup>2)</sup>
151	Філагівська	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	25.0	-	1.0	I.1.3.	О	Х	I.1.3.	3.9 [65] <sup>2)</sup>
152	Хортицька	C <sub>1</sub> V <sub>1</sub>	10.0	-	1.0	Г	Г	П		2.5 [65] <sup>2)</sup>
153	Чернецька	C <sub>1</sub> V <sub>1</sub>	35.0	-	4.3 <sup>1)</sup>	В	В	Ч		
154	Шляхова	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	8.0	1.0	0.8	I.1.4. (I.1.4а)	О	Х	I.1.4.	
155	Ядугівська	D	7.0	-	1.1 <sup>1)</sup>	А	А	Ч		
156	Яснопольщинська	C <sub>1</sub> V <sub>1</sub>	16.0	-	0.25	В	В	С		3.2 [65] <sup>2)</sup>

Разом 68 об'єктів - 94,165 млн. т у.п. (нафти - 19.4, газу - 74.765).  
Примітки: 1 - дані на 01.01.97 р. в газовому еквіваленті; 2 - ресурси ВВ, що можуть бути вилучені



Головним є вибір першочергових НГПО на основі рейтингової оцінки та визначення пріоритетних напрямків геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Спочатку проведено узагальнення по підготовлених об'єктах ДДГНО, а потім по нафтогазоносній субобласті Пнб ДДА ( див. рис. 2.2 і табл.2.2). Ці дані потім використані при рейтинговій оцінці підготовлених НГПО в розділах 3 і 4. Такий підхід виконано і по виявлених НГПО.

Підготовлені НГПО Пнб ДДА: 1. Айдарська структура ( 1.1.4в) (нумерація НГПО відповідає номерам на рис.2.2 і в табл.2.2, 3.1) розташована в Метелкінсько-Кондрашівській СТП КНО. Це антиклінальна зона 10 куполовидних піднять, розділених сідловинами та скидами. По верхньовізейському горизонту ( 10 склепінь, розташованих у 2 лінії) розміри 8,5x1,25км, амплітуда 40м, перспективна площа 42 кв.км. По башкирському горизонту  $Vb_2^3$  розміри 7x2км, амплітуда 25м, перспективна площа 13 кв.км ( склепінь лише 3). Ресурси ВВ 10 од.ум.п. Очікувані продуктивні горизонти: пісковики і карбонати у розрізі башкирського, серпуховського і візейського ярусів. Важливо вивчити ф.є.в. фундаменту. Поблизу розташовані Вергунське, Лобачівське і Капітанівське родовища ВВ. Запроектовані пошукові свердловини глибинами 3300 - 3500м.

3. Бараниківська структура (1.1.3г) розташована в Бараниківсько - Плачидівській СТП КНО. По башкирському ярусу і верхньовізейських відкладах - це антиклінальне валоподібне підняття з Спаським, Бараниківським і Валіївським склепіннями субширотного простягання, які розділені сідловинами. З півночі і півдня структура контролюється згідними скидами з амплітудою до 50м ( по візейських відкладах). Амплітуди центрального і східного склепінь по критичному напрямку 100м, західного -70м. Розміри по горизонту  $Vb_2$  16x2,5км, амплітуда 125м, перспективна площа 35 кв.км. По горизонту  $Vb_2$  розміри 14x2.5км, амплітуда 100м, площа 32 кв.м . Ресурси ВВ з категорії  $C_3$  2,3 од.ум.п. Очікувані продуктивні горизонти: пісковики башкирських і серпуховських відкладів , кавернозні вапняки візейського ярусу. Слід пробурити свердловини на кожному склепінні проектною глибиною 2400м. Необхідно вивчити ф.є.в. розуцільнених порід фундаменту. На перспективність вказує Краснопопівське родовище ВВ.

8. Васищівська структура (1.1.4а.) розташована Щиглівсько-Гашинівській СТП КНО, на схід від Безлюдівського родовища ВВ. Це структурно-тектонічна зона, яка розвинута уздовж незгідного скиду (Васищівський і Введенський блоки). Розміри структури по ізогіпсі мінус 3350м і обмежувачим порушенням -12х2км, амплітуда 250м, площа 24,4 кв.м. Продуктивні горизонти очікуються у відкладах нижнього карбону (пісковики) і у верхній частині розущільнених порід фундаменту. Прогнозні ресурси газу 2,1 млрд.куб.м. Необхідно пробурити 3 свердловини глибинами 3300 - 3600м.

14. Гашинівська структура (1.1.4а) розташована в південній мобільній зоні Пнб ДДА (Щиглівсько-Гашинівській СТП КНО). Це гемібрахіантикліналь з Гашинівським і Новостепанівським блоками з невеликими склепіннями. По верхньовізейських відкладах розміри 4,5х2км, амплітуда 150м, перспективна площа 11 кв.км.

В 2000 році була випробувана верхня частина кристалічних порід фундаменту в св.Гашинівській - 1 (НАК "Нафтогаз України") в інтервалі 3555-3647(фільтр), які ми пропонували випробувати раніше [101], одержано 261 куб.м/добу нафти, що розширило пошуку ВВ по площі і розрізу Пнб ДДА: підтвердило самостійність докембрійського нафтогазоносного комплексу.

22. Євгенівська структура (з Південно-Євгенівською) (1.1.4.1) розташована в зоні Красноріцьких скидів Пнб ДДА, на Варварівсько-Лобачівському валу (по середньому карбону), який простежений субширотно уздовж Красноріцького скиду. По башкирських горизонтах - це вузька лінійно-витягнута прирозломна складка з 3 склепінь, ускладнена численними малоамплітудними скидами, з чітко вираженими перикліналями і південно-західним крилом. З північного сходу вона екранується субширотним згідним скидом, амплітудою по  $V_{б1}$  100-150м. Розміри 18х3,5км, амплітуда 125м. По серпуховському ярусу ( $V_{в1}$ ) розміри 15х0,7, амплітуда 20м, перспективна площа 9,2 кв.км. Очікувані продуктивні горизонти: піщані і, зрідка, карбонатні породи візейського ярусу, горизонти М-6-7 московського, Б-1-2, Б-11-12 башкирського і С-5-6-7 і С-17 серпуховського ярусів. Заслужують на вивчення ф.с.в. фундаменту. Можна передбачати у відкладах в середнього карбону пастки структурно-літологічні, в серпуховських - тектонічно - екрановані. Рекомендовано 6

езалежних свердловин ( 1900-2200м) до розкриття відкладів середнього карбону. наявність поблизу Краснопопівського родовища газу потребує вивчення порід фундаменту та нижнього карбону. Ресурси ВВ - 6,6 од.ум.п. Співробітники Укр ДД газу передбачали тут буріння 13 свердловин глибиною 1800-3500м з розкриттям в деяких 250м порід фундаменту, що слід вітати. На південному заході Євгенівської площі розташована Південо - Євгенівська структура. По верхньовізейському під'ярусу - це напівантикліналь в зануреному крилі Красноріцького скиду. В серпуховських і середньокам'яновугільних відкладах складка представляє собою моноклінальний схил у бік грабену. Відзначено співпадання докембрійського, візейського, серпуховського і середньокам'яновугільних структурних планів, наявність великої кількості порушень. Відклади башкирського ярусу незгідно перекривають породи серпуховського ярусу, а останні залягають на різновікових породах верхньовізейського під'ярусу. Північно-східне крило складки і північно-західна антикліналь зрізані Красноріцьким скидом ( амплітуда 400-900м). Можливі продуктивні горизонти В-19-20, В-21-22, В-23. Заслуговують на увагу ф.є.в. фундаменту . Перспективна площа 18кв.км ресурси ВВ - 3,0 од.ум.п.

32. Кадницька структура ( 1.1.3) розташована на північ від Скворцівського родовища ВВ і розвинута над горстоподібним виступом фундаменту. По підбиваючому горизонту  $V_{B2-n}$  це Кадницька тераса і Буланівський структурний піс з локальним склепінням, обмеженим по підйому шарів незгідним скидом. Розміри 12x2,5км , амплітуда 200м, перспективна площа 25 кв.км, прогнозні запаси по  $C_3$  - 2,6од.ум.п. Рекомендовано 2 свердловини для вивчення піщаних колекторів нижнього карбону і ф.є.в. верхньої частини фундаменту.

33. Калюжна структура ( з Тригубівською ) ( 1.1.3б) розташована у Лебединсько-Хухринській СТП КНО. По верхньовізейських відкладах - це антиклінальна зона об'єктів північно-західного простягання над горстоподібним блоком фундаменту. Вона складається з Лебединської і Калюжної складок, ускладнених північно-західними і субмеридіональними порушеннями , амплітудою 25-30м . Лебединська складка обмежена з півночі незгідним скидом. Амплітуди склепінь 80м. В башкирських відкладах складки мають замкнуті контури, але

більш розлогі. По верхньовізейському під'ярусу Калюжна складка у межах ізогіпси мінус 2275м та екрануючого незгідного скиду має розміри 13x1,7км, амплітуда 80м. Перспективна площа 21кв.км. Передбачаються продуктивні породи у відкладах карбону і породах фундаменту. В 1993-1994р.р. на значній відстані від склепіння Лебединської складки пробурена параметрична свердловина. Породи фундаменту представлені кристалічними сланцями, а візейські відклади - обводненими пісковиками. Тригубівська структура по нижньому карбону - антиклінальна складка, ускладнена порушеннями на 3 блоки. По обмежувчій ізогіпси мінус 2250м розміри структури 1,85x1,135км, амплітуда 15-70м. Перспективні породи (пісковики та вапняки) середнього і нижнього карбону і розущільнені породи фундаменту. Рекомендовані детальні сейсмодослідження.

34. Кас'янівська структура ( 1.1.3а) розташована в Соснівсько-Томашівській СТП КНО між Володимирським родовищем і Хмелівською структурою у межах Федотівського грабену, в основі осадочного чохла якого знайдені девонські відклади. Тут виділена зона локальних структур: Кас'янівська - південно-західного простягання, чинником формування якої є тектонічний скид девонського віку; Сулимівська (Сулимська) та Північно-Сулимівська - північно - західного простягання структуроутворюючим чинником яких є акумулятивні форми заповнення Федотівського грабена. Розміри по  $V_{2-n}$  Кас'янівської - 5,5x 0,75км, Сулимівської - 3,5x1,5км, Північно-Сулимівської -3,0x0,75 км. Загальна перспективна площа -7кв.км, амплітуда 25-50м. Можливими продуктивними горизонтами є колектори В-17, В-20 ( на глибинах до 2700м) та зони розущільнення порід фундаменту.Промислові притоки ВВ одержані на суміжних родовищах в свердловинах : Турутинська -1; Володимирська -1. Рекомендовано 3 свердловини до розкриття порід фундаменту.

35. Коротницька структура ( 1.1.4а) розташована у Щиглівсько - Гашинівській СТП КНО. По відкладах нижнього карбону (  $V_{2-n}$  і  $V_{1}^2$  ) - це структурна тераса з склепінням, яка обмежена з усіх боків порушеннями . По верхньовізейських відкладах у межах порушень розміри 9x4км, амплітуда 200-300м, перспективна площа 32кв.км, ресурси ВВ по  $C_3$  - 2,5 од.ум.п. Очікувані продуктивні горизонти:

пісковики нижнього карбону і розущільнені породи фундаменту. Слід пробурити 4 свердловини глибиною 3600-3800м.

37. Кунінська структура (1.1.3г.) розташована в Бараниківсько-Плачидівсько-Романівській СТП КНО. Представлена Кунінським і Дашківським склепіннями і має форму антиклінальної складки, яка ускладнена порушеннями (до 25м). По верхньовізейських відкладах розміри 12,5x3км, амплітуда 150м, перспективна площа 30 кв.км. По башкирському ярусу ( $V_{б_2}^1$ ) розміри 10,7x2,5км, амплітуда 125м, перспективна площа 20 кв.км. Продуктивність може бути пов'язана з пісковиками та вапняками в товщі візейського і серпуховського ярусів нижнього та башкирського ярусу середнього карбону. Ресурси по  $C_3$  - 2,7 од.ум.п. Поблизу розташовані Чабанівське та Тепле родовища ВВ. Рекомендовано буріння 2 свердловин з розкриттям порід фундаменту, глибиною до 3100м.

40. Метелкінська структура (1.1.4в) в зоні Красноріцьких скидів в Метелкінсько-Кондрашівській СТП КНО Пнб ДДА поблизу Борівського, Муратівського, Капітанівського родовищ ВВ з покладами у башкирських та серпуховських відкладах. По нижньогам'яновугільних відкладах - це багатосклепінєва антикліналь субширотного простягання, ускладнена можливими рифогенними тілами та розбита серією згідних скидів. Розміри 9x3км, амплітуда 50м, перспективна площа 25 кв.км. Прогнозні запаси по  $C_3$  - 3.9 од.ум.п. Очікувані продуктивні горизонти пісковики башкирського, серпуховського, візейського та кавернозні вапняки серпуховського ярусів. Рекомендовано 5 свердловин глибиною 3150-3300м з розкриттям і вивченням ф.є.в. фундаменту.

41. Митяївська структура (1.1.3б) розташована в Лебединсько-Хухринській СТП КНО Пнб ДДА поряд з Хухринським і Чернечинським родовищами ВВ. По  $V_{б_2-п}$  Митяївська зона структур (Митяївська, Овинівська, Доброславівська) розташована уздовж субширотного порушення. Це структурні носи і тераси з невеликими склепіннями. По верхньовізейських відкладах зона має розміри у межах ізогіпси мінус 3050м і порушення 18,5x1,75км, амплітуду 250м. Перспективна площа 32 кв.км. Продуктивними горизонтами можуть бути пісковики нижнього карбону і розущільнені породи фундаменту. Прогнозні запаси по категорії  $C_3$  - 0,5 од.ум.п. Необхідно пробурити 5 свердловин (3150 - 3300м).

44. Невська структура ( 1.1.4б) розташована в Воронцівсько-Невській СТП КНО поруч з Макіївським, Дружелюбівським і Зайцівським родовищами ВВ. По відкладах московського ярусу (  $Vb_1$  ) - це похована гемібрахіантикліналь, розвинута у межах двох тектонічних блоків, утворених системою субширотних порушень та морфологічно представлена двома локальними гемібрахіантиклінальними складками. Розміри : 8,5х4км, амплітуда 180м, перспективна площа 20кв.км. По горизонту  $Vb_1$  ( серпуховський ярус ) розміри 11х2,9км, амплітуда 200м, перспективна площа 19 кв.км. Ресурси ВВ 4,7 од.ум.п. Пастки тектонічно-екрановані, пластово-склепінєві. Перспективи пов'язані з пісковиками середнього карбону. Рекомендована одна свердловина глибиною 4400м.

46. Ольгівська структура ( 1.1.4б) розташована в Воронцівсько- Невській СТП КНО на південний схід від Зайцівського та Макіївського родовищ ВВ. По горизонту  $Vb_1$  (  $C_2^7$  ) московського ярусу розміри 10х3км, амплітуда 125м, перспективна площа 28кв.км. По верхньовізейських відкладах розміри 6х6км, амплітуда 65м. У межах площі рекомендовано до розкриття відкладів середнього карбону три свердловини ( 2000-2300м). Одну з них слід заглибити до розкриття і вивчення ф.е.в. порід фундаменту.

49. Південно-Коробочкінська структура ( 1.1.4а) розташована у Щиглівсько-Гашинівській СТП КНО між Граківською і Коробочкінською структурами . По горизонту  $Vb_1^2$  середнього карбону - це дві напівантиклінальні складки з відсутніми північними крилами , розвинуті в апікальних прирозломних частинах суміжних тектонічних блоків . Вони контролюються незгідними скидами значної амплітуди (50-100м). По  $Vb_1^2$  розміри блоку - 1 у межах ізогіпси мінус 1900м 6х1,5км, амплітуда по південному крилу 150м, перспективна площа 7,4кв.км; блоку - 2 у межах ізогіпси мінус 1825м 4х0,5км, амплітуда по південному крилу 125м, перспективна площа 2,8кв.км. Загальна перспективна площа 10кв.км. Можливо продуктивними будуть пласти пісковиків середнього карбону і серпуховського ярусу ( горизонти М-2-М-7, С-1-2, С-2-9). Рекомендовано для вивчення середнього карбону 3 свердловини, одну з яких слід заглибити до розкриття серпуховського ярусу і вивчення нижчезалягаючих порід чохла і фундаменту.

51. Північно-Коробочкінська структура ( 1.1.4а) розташована у Щиглівсько-Гашинівській СТП КНО на північ від Коробочкінської групи родовищ ВВ . Це напівантиклінальна прирозломна складка північно-східного простягання. У межах блоку розвинуто два локальних напівсклепіння. Структура виражена у відкладах нижнього карбону. По горизонту  $V_{в2-n}$  розміри 12x1,5 км, амплітуда 200 м, перспективна площа 9 кв.км. Очікувані продуктивні горизонти : пісковики С-3, С-4, та вапняки В-14-26. Ресурси ВВ категорії  $C_3$  - 1,8 од.ум.п. Рекомендовані дві свердловини ( 2900-3000м), в одній з яких необхідно вивчити і породи фундаменту.

58. Рицинська структура ( 1.1.3) розташована в СТЗ малоамплітудних складок Пнб ДДА поблизу Прокопенківського родовища ВВ. По горизонту  $V_{в2-n}$  виділено антиклінальну субширотну зону , до якої входять Тростянецька, Рицинська, Зимова малоамплітудні структури, розвинуті уздовж згідного субширотного скиду, що ускладнює їх північні крила. Розміри зони 13,5x2,5 км, амплітуда 25-30 м, перспективна площа 44 кв.км. Прогнозні запаси по категорії  $C_3$  - 1,7 од.ум.п. Очікувані продуктивні горизонти :пісковики нижнього карбону і розущільнені породи фундаменту. Рекомендовано до розкриття порід нижнього карбону і фундаменту пробурити 4 пошукові свердловини глибиною 2500-2650м.

59.Роганська структура (1.1.4а) розташована у Щиглівсько-Гашинівській СТП КНО поблизу Безлюдівського, Островецького та Коробочкінського родовищ ВВ. Це вузька антиклінальна зона субширотного простягання уздовж незгідного скиду ( Роганська і Чугуївська складки). По горизонту  $V_{в2}^1$  у межах обмежуючих порушень: 14x1,5 км, амплітуда 350 м, перспективна площа 21 кв.км. Ресурси по категорії  $C_3$  2,6 од.ум.п. Продуктивність очікується в пісковиках нижнього карбону та розущільнених породах фундаменту. Пропонуються 2 свердловини глибиною 2750 - 2550 м .

60. Рокитнянська (Городищенська) структура (1.1.4а) розташована у Щиглівсько-Гашинівській СТП КНО поблизу Огульцівського родовища ВВ. Це антиклінальна складка розвинута над горстоподібним блоком фундаменту. Північне крило складки зрізане незгідним скидом дугоподібної форми. Зафіксовані два малоамплітудні склепіння. По серпуховських відкладах структура виположується, розміри по відбиваючому горизонту  $V_{в2}$  і обмежуючому незгідному скиду 8,5x2,5

км, амплітуда 300 м, площа 20 кв.км Запаси по категорії С<sub>3</sub> 2,3 од.ум.п. Продуктивні горизонти очікуються в пісковиках нижнього карбону та розущільнених породах фундаменту. Рекомендовані дві пошукових свердловини глибиною 4550-4600 м.

62. Смолянинівська структура ( 1.1.3г) розташована в Бараниківсько-Романівській СТП КНО поблизу Путилінського родовища ВВ ( С-4). Структура представляє брахіантиклінальну трьохсклепіневу складку, екрановану з півночі згідним скидом та зі сходу поперечним порушенням. На заході вона ускладнена незгідним скидом . Простягання складки субширотне. По верхньовізейському горизонту розміри 14,5х4 км, амплітуда 175 м, перспективна площа 47 кв.км. По горизонту Vб<sub>2</sub> башкирського ярусу розміри 14х2,5 км, амплітуда 75 м, перспективна площа 32,0 кв.км. Прогнозні запаси ВВ по категорії С<sub>3</sub> - 3,4 од.ум.п. Перспективні вапняки та пісковики візейського, серпуховського і башкирського ярусів в інтервалі глибин 2100-2500 м ( В-14-16,С-4-9). Пропонується пробурити свердловини на Смолянинівському , Катинківському та Бойківському склепіннях, глибиною 2800-3000 м. Слід вивчити ф.є.в. порід фундаменту.

63. Солодухінська структура ( з Бочаренківським блоком (1.1.3а) розташована в Соснівсько-Томашівській СТП КНО поблизу Володимирського родовища ВВ. Солодухінська і Бочаренківська структури - пастки структурно-тектонічного типу. По верхньовізейських відкладах ( Vв<sub>2-п</sub> ) розміри 13,5х2,3 км (Солодухінської), 17х2 км (Бочаренківської). Загальна перспективна площа 42 кв.км, амплітуда 150 та 75 м. Прогнозні запаси 1,4 од.ум.п. Продуктивні горизонти - теригенні колектори нижнього карбону і зона розущільнених порід фундаменту. Пронується пробурити 4 свердловини ( 2550-2950 м) .

65. Станична структура (1.1.4а) розташована у Щиглівсько-Гашинівській СТП КНО поблизу Коробочкінського і Білозірського родовищ ВВ. По горизонту Vв<sub>2-п</sub> - це прирозломна напівантиклінальна складка пов'язана з зворотно-ступінчастим блоком. Структура ускладнена дугоподібним неузгодженим скидом, який контролює її. Розміри 10,4х2,3 км, амплітуда 350 м, перспективна площа 19 кв.км, прогнозні запаси категорії С<sub>3</sub> - 1,6 од.ум.п. Продуктивні горизонти - пастки візейського і



серпуховського ярусів ( пісковики). Пропонується одна свердловина ( 4000 м) до розкриття і вивчення порід фундаменту.

66. Східно-Борівська структура (1.1.4в) розташована у Метелкінсько-Кіндрашівській СТП КНО між родовищами ВВ Борівським і Капітанівським. Це антикліналь генетично пов'язана та екранована з півночі Красноріцьким скидом та ускладнена порушеннями. Геміантикліналь розвинута а південному блоці структури. Розміри по горизонту  $Vb_2^2$  башкирського ярусу 4,5x1,5км, амплітуда 60м, перспективна площа 11кв.км, ресурси категорії  $C_3$  - 2,5од.ум.п. Продуктивність очікується в пісковиках башкирського ярусу, для чого проектується одна свердловина глибиною 2400м. У відкладах нижнього карбону складка не простежується . При подальших роботах слід розкрити нижню частину чохла і розуцільнені породи фундаменту на пошуки нетрадиційних пасток.

71. Східно-Караванівська структура (1.1.4а) розташована у Щиглівсько-Гащинівській СТП КНО на продовженні на північний схід Юліївсько-Золочівської зони піднять. На структурі по верхньовізейських відкладах виділені Борчанівський структурний ніс та Караванівська антикліналь субширотного простягання, які групуються уздовж незгідного скиду амплітудою 25-100м. Протяжне південне крило антиклінальної зони ускладнене Південо-Борчанівським та Капонівським структурними носами. Виділені також поперечні порушення (25-50м). Перспективна площа 4кв.км, амплітуда 20-30м, прогнозні ресурси ВВ по  $C_3$  0,8од.ум.п. Продуктивність може бути пов'язана з пісковиками нижнього і середнього карбону і розуцільненими породами фундаменту. Рекомендовано 6 пошукових свердловин глибиною 4100-4500м.

75. Таганська структура (1.1.3в) розташована в Грушівсько-Печенізькій СТП КНО. По відкладах верхньовізейського під'ярусу це напівантиклінальна прирозломна складка північно-східного простягання. В її межах виділено 2 майлоамплітудних склепіння. Уверх по розрізу спотерігається зміщення складки на південь за рахунок похилого нахилу незгідного скиду, а також згладження структурних планів. Розміри у межах ізогіпси мінус 2250м 10x2, 2км, амплітуда 250м, перспективна площа 15кв.км. Можливі продуктивні горизонти: пісковики та вапняки нижнього і середнього карбону . Необхідне вивчення розуцільнених порід

росуванням від Північного крайового порушення на північ амплітуди піднять меншуються, як і порушення їх ускладнюючих. Збільшується піщанистість окремих продуктивних горизонтів за рахунок вище і нижчезалягаючих відкладів, які можуть згугувати покришками. Тому виникають випадки, коли незгідний скид не може кранувати продуктивну товщу і ВВ не могли накопичуватись в таких малоамплітудних складках (25км), а мігрували і розсіювались на північ. Це вимагає більш детальних сейсмічних досліджень на подібних ділянках Пнб ДДА.

85. Щиглівська структура ( 1.1.4а) розташована у Щиглівсько-Гашинівській СТП КНО на північній захід від Скворцівського родовища ВВ. Це структурний ніс на північній захід від Киянівської складки Скворцівської антиклінальної зони піднять. "Ніс" занурюється на південний захід. В осьовій його частині встановлене склепіння ізометричної форми. Він порушений скидами. Розміри по  $V_{B_2-n}$  0,3х3,5км, амплітуда 250м, перспективна площа 36кв.км, ресурси ВВ по  $C_3$  - 6,5 од.м.п. Продуктивні горизонти, очікуються у нижньому карбоні. Слід пробурити 4 свердловини ( 3400-3500м) з розкриттям і вивченням ф.е.в. фундаменту.

87. Ямпільська структура (П.1.2.) розташована по верхніх горизонтах чохла у північній зоні дрібної складчастості і порід насувів Донбасу в Північнодонецько-Дібнокинської насувній зоні. По нижніх горизонтах осадового чохла ( нижній карбон) структура входить до зони похованих (автохтонних) складок Пнб ДДА. Це похована геміантиклінальна складка, екранована порушенням і розбита на рівні  $V_{B_1}$  південній своїй частині на два блоки ( північний та південний) Північнодонецьким насувом з амплітудою насування до 300м. В північному блоці розвинені напівсклепіння. Розміри по  $V_{B_1}^1$  10х3,5км, амплітуда 275м, перспективна площа 36кв.км. Ресурси ВВ по категорії  $C_3$  - 3 од.м.п. Слід оцінити 3 свердловинами (300 - 2400м) візейські, серпуховські і середньокам'яновугільні відклади (Сковики).

**Виявлені НГПО ДДГНО і нафтогазоносної субобласті Північного борту** віднесені до таблиці 2.3 див.рис.2.20. Якщо в попередні роки в ДДГНО виявлені НГПО групувались у зонах з найбільш високою прогножною продуктивністю, то в останні роки вийшли на перспективні горизонти на малих глибинах. Першочерговим напрямком досліджень стає розробка обґрунтувань пасток

структурно-тектонічного та комбінованого типів з метою підвищення достовірності їх підготовки. Для якісного виявлення пасток першочерговими завданнями є проведення зонального і локального прогнозу. На стадії виявлення площа має значний ступінь невизначеності. Головними мають бути перспективність по зональному прогнозу і локальна оцінка перспективності ділянки. Геолого-геофізичний аналіз повинен дати відповідь: є чи немає пастки прогнозного типу. При визначенні категорії основним є вірогідність існування екранування на критичному напрямку та прогноз наявності колекторів і покришок. Виявлення об'єктів є завершальним циклом регіонального етапу геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Результатом його повинен стати не локальний об'єкт, а зона, де очікуються пастки певного типу. Саме так виконано в цій дисертації по Пнб ДДА.

89.<sup>1</sup> Базиліївська структура ( 1.1.4а) розташована в Щиглівсько-Гашинівській СТП КНО . По візейському ярусу - це асиметрична брахіантиклінальна складка субширотного простягання ( локальний тектонічний блок). Амплітуда узгоджених скидів до 50м . Західна перикліналь та північне крило зрізані порушеннями. В межах порушень та ізогіпси мінус 2300м розміри складки 8х2км, перспективна площа - 15 кв.км. Очікувані продуктивні горизонти - пісковики та карбонати нижньовізейсько-турнейських відкладів, а можливо і породи фундаменту. Слід провести ще 70пог.км сеймодосліджень для підготовки об'єкту

93. Булгаківська структура ( 1.1.3в) розташована в Грушівсько-Печенізький СТП КНО Пнб ДДА. Її генезис пов'язаний з зворотноступінчастими блоками фундаменту. По верхньовізейських відкладах - це антиклінальна складка субширотного простягання, яка розвинута над горстоподібним виступом фундаменту. Північне крило складки ускладнене неузгодженим скидом, амплітудою 25-100м. Булгаківська, Мостова, Тетличівська складки об'єднані в антиклінальну зону структур. По верхньовізейському під'ярусу розміри складки 3х15км. По серпуховських відкладах Булгаківська структура - це малоамплітудна антиклінальна складка субширотного простягання, північне крило якої ускладнене незгідним скидом, амплітудою 25м. Розміри складки 2х0,5км. Можливі продуктивні горизонти: пласти пісковиків візейсько-серпуховської товщі. Заслуговують на увагу породи

фундаменту. Ресурси ВВ перспективної площі у 8 кв.км. складають 0,4 од.ум.п. Тут потрібно провести ще 150 пог.км сеймодосліджень.

94. Бучазька структура ( 1.1.3в) розташована в Грушівсько-Печенізькій СТП КНО Пнб ДДА. По візейському ярусу - це екранована тектонічними порушеннями тераса, ускладнена малоамплітудним (20м) порушенням, яка обмежена ізогіпсою мінус 2100м. Розміри цього склепіння 1,1x0,5км. Простягання північно-західне. Амплітуда екрануючого порушення 100м на заході і 220м - на півночі. Крім вищезазначеного склепіння південна частина тераси розбита на 2 блоки скидом 20м. Західний блок по ізогіпсі мінус 2300м має амплітуду 220м, східний - по ізогіпсі 2200м-1200м. Загальні розміри структури 4,5x2,3км (перспективна площа 9кв.км). Простягання субширотне. Можливі продуктивні горизонти : відклади візейсько-серпуховської товщі. Заслуговують на увагу породи фундаменту. Ресурси ВВ структури - 0,9 млн.т.ум.п. Слід провести ще 60 погонних км сейсмопрофілів.

95. Вахтова структура ( 1.1.3б) розташована у Лебединсько-Хухринській СТП КНО. По підшві верхньовізейських відкладів - це малоамплітудне (до 30м) склепіння. По замикаючій ізогіпсі мінус 2500м розміри 2,5x0,75км. Можливі продуктивні горизонти пісковики серпуховського і візейського ярусів та розущільнені породи фундаменту. При перспективній площі 6 кв.км ресурси ВВ можуть скласти 2,8 од.умовного палива. Слід провести ще 60 пог.км сеймопрофілів.

97. Володарська структура ( 1.1.4а) розташована в Щиглівсько- Гашинівській СТП КНО поблизу Скворцівського родовища ВВ. По верхньовізейських відкладах - це малоамплітудна антиклінальна складка, розвинута над горстоподібним виступом фундаменту. Північно - західне крило ускладнене незгідним скидом, а південно-західна перикліналь - розривним порушенням, амплітуди яких 25м. По візейських відкладах у межах ізогіпси мінус 2750м і розривних порушень розміри 3,0x1,0км. По серпуховських відкладах структурі відповідає структурний ніс з локальним склепінням ( по мінус 2250м розміри 1,5x1км). При перспективній площі 8кв.км ресурси ВВ складають 0,9 од.ум.п. Можливі продуктивні горизонти - візейсько-серпуховські відклади. Необхідне вивчення ємкостей у верхній частині фундаменту. Потрібно ще 80 погонних км сейсмічних досліджень.

<sup>1</sup>Примітка 1: номери об'єктів (структур) див.рис.2.3 і табл.2.3.

98. Воронцівська структура ( 1.1.4б) розташована у Воронцівсько-Невській СТП КНО. По відкладах середнього карбону - це геміантиклінальна складна субширотного протягання , обмежена з південного заходу Північним крайовим порушенням, а з півночі узгодженим скидом, амплітудою 50-70м і з півдня ізогіпсою мінус 1600м. На захід від структури розташоване Шевченківське газове родовище. Розміри структури 8,5x2,5км, амплітуда 200м , перспективна площа 17 кв.км. Можливі продуктивні горизонти: пісковики і карбонати середнього та нижнього карбону, а також розущільнені породи фундаменту. Ресурси ВВ -1,3 од.ум.п. Рекомендуємо 100 пог.км сейсмопрофілів.

101. Горожанівська структура (1.1.4) - це типова прирозломна складка, що контролюється уверх по підйому монокліналі Пнб згідним скидом, амплітудою до 200м по відкладах нижнього карбону. Складка ізометричної форми. Північне крило і східна перикліналь зрізані порушеннями амплітудами: північне до 200м, східне до 400м. По верхньовізейському горизонту у контурі ізогіпси мінус 2300м розміри 3,3 x 1,7км, амплітуда по південному крилу 250м. Необхідно відпрацювати ще 50пог.км сеймопрофілів. Очікувані продуктивні горизонти : нижньокам'яновугільні відклади. Потрібно вивчити ф.є.в. порід фундаменту. Ресурси ВВ -0,7 од.ум.п.

102. Грушівська структура ( 1.1.3в) розташована в Грушівсько-Печенізький СТП КНО. По нижньокам'яновугільних відкладах - це геміантиклінальна складка розбита на 2 блоки. Протягання субширотне . Західний блок обмежений неузгодженим скидом з північного заходу ( амплітуда 60м), з північного сходу-скидом ( 20-60м) та з півдня ізогіпсою мінус 1850м. В цих межах розміри блоку 3x1,2км, амплітуда 160м. Східний блок обмежений з північного сходу та з півдня неузгодженими скидами, а з південного заходу згідним скидом. Розміри блоку 2,2x1,5км, амплітуда 50м, простягання- північно-західне. Загальна перспективна площа структури 9кв.км. Ресурси - 0,9од.ум.п. Очікувані продуктивні горизонти: серпуховсько-візейські відклади та розущільнені породи фундаменту. Слід провести ще 130 пог.км сеймопрофілів.

103. Гуківська структура ( 1.1.4а) розташована у Щиглівсько-Гашинівський СТП КНО. По відкладах візейського ярусу - це тераса, ускладнена невеликим структурним носом, субширотного простягання. Тераса обмежена з північного

заходу та північного сходу тектонічними порушеннями, з півдня ізогіпсою мінус 3300м (амплітуди порушень відповідно 45м і 280м). Розміри структури 4,8х2,5км, амплітуда 110м, перспективна площа 10 кв.км, ресурси ВВ - 1,45од.ум.п. Можливі продуктивні горизонти: пласти пісковиків серпуховсько-візейської товщі та розущільнені породи фундаменту. Слід провести ще 80пог.км сеймопрофілів.

105. Дуванська структура (1.1.4) є яскравим представником “ красноріцького типу структур”, просторово-генетично пов'язаних з скидо - роздвигами у розрізі кам'яновугільної товщі і характеризується усіма рисами геологічної будови цього типу структур, як то морфологія, співвідношення структурних планів. залежність амплітуди від віку порід та інше. Все це підтверджує нашу правомірність тектонічного районування. В районі Пнб ДДА на схід мобільна зона включає в собі зону “красноріцьких скидів “ ( 1.1.4.1) і зону похованих ( автохтонних) складок Пнб (1.1.4.2) див.рис.1.19). Розміри структури у межах гранично-замкнутої ізогіпси мінус 3200м 7,5х1,9км, перспективна площа 8кв.км, амплітуда підняття по південному крилу 300м, ресурси ВВ-0,6од.ум.п. Амплітуда порушення, контролюючого структуру, змінюється від перших десятків ( на південному сході) до декількох сот метрів ( на північному заході ). Можливо - це апофіз Північного крайового порушення. Очікувані продуктивні горизонти -тектонічно -екрановані пластки порід нижнього карбону. Слід визначити ф.е.в. порід фундаменту. Для підготовки структури потрібно ще 120 пог. км сейсмопрофілів.

106. Жолобківська структура (1.1.3б) розташована у Лебединсько-Хухринській СТП КНО. По відкладах візейського ярусу - це тектонічно-екранована геміантиклінальна складка, яка обмежена ізогіпсою мінус 2650м і екранується узгодженим скидом на заході, півночі та сході, амплітудами 50м. Розмір структури 6,2х3,13км, амплітуда 170м, перспективна площа 19кв.км, простягання субширотне. Очікувані продуктивні горизонти: пласти пісковиків і карбонатів нижнього і середнього карбону та розущільнені породи фундаменту . Рекомендуємо провести це 100пог.км сейсмопрофілів.

107. Західно-Вергунська структура ( 1.1.4в) розташована у зоні Красноріцьких скидів у Метелкінсько-Кондрашівській СТП КНО. Структура є центральним членінням Вергунської складки. Остання представляє брахіантиклінальну складку (

14x7км) північно-західного простягання. По московських відкладах середнього карбону вона має три самостійних склепіння, які відокремлюються невеликими сідловинами і генетично пов'язана з контролюючим її Красноріцьким скидом, який має амплітуду 50-200м. Розміри Західно-Вергунської структури по замкненій ізогіпсі мінус 1125м 3,5x1,3км. Амплітуда північного крила 50м. Перспективна площа 7кв.км. У середньобашкирських відкладах Західно - Вергунська складка зберігається. У нижньобашкирському віці у зв'язку з зменшенням кутів падіння Красноріцького скиду, північне крило складки не утворювалось. Гіпсометрично Західно-Вергунське склепіння за даними сейморозвідки знаходиться на одному рівні з східним склепінням, яке вивчене буровими роботами і є, власно Вергунським родовищем ВВ. Промислово газоносними тут є відклади московського ярусу (горизонт М-7) та башкирського ( Б-2-Б-4, Б-8). Колектори - теригенні породи. Пористість 10-24% ( зменшення униз по розрізу). Товщини пластів 3-10м. Поверх газоносності до 1000м. Поклади пластові склепінні, пластово-склепінні літологічно екрановані. Очікувані продуктивні горизонти : колектори московського та башкирського ярусу. Ресурси 0,4 од.ум.п. Необхідно ще 60 пог.км сеймопрофілів. При можливості - вивчити ф.е.в. верхньої частини фундаменту.

109. Західно-Кондрашівська структура (1.1.4в) розташована у зоні Красноріцького скиду Пнб ДДА ( Метелкінсько-Кондрашівській СТП КНО). По відкладах візейського ярусу - це геміантиклінальна складка північно- східного простягання. Вона екранується з північного сходу узгодженим скидом , амплітудою 50м і обмежена ізогіпсою мінус 3200м. Розмір 7x3км, амплітуда 100м, перспективна площа 16кв.км, ресурси ВВ - 0,8 од.ум.п. Очікувані продуктивні горизонти: пісковики і вапняки середнього і нижнього карбону та можливо розущільнені породи фундаменту. Слід провести ще 90 пог.км сеймопрофілів.

114. Кицівська структура ( 1.1.3в) розташована у Грушівсько-Печенізькій СТП КНО. Складається з 2 блоків : Північно-Кицівського і Кицівського. Блоки уверх по підйому монокліналі Пнб контролюються неузгодженими - скидами. Потужність осадоної товщі 2000м, потенційно перспективної ( нижнього карбону) 80-100м. Амплітуди неузгоджених скидів 50-75м. Відповідність вказаних амплітуд

скидів потужності потенційного продуктивного комплексу може забезпечити тектонічне екранування колекторів В-14-В-18-20 глинистими породами світи  $C_1^3$  серпуховського ярусу. Блоки слід вивчати разом. Кицівський блок - видовжена напівскладка північно-західного простягання з 3 напівсклепіннями. Західне і центральне напівсклепіння представляють пошуковий інтерес, східне за розмірами незначне. По верхньовізейському ярусу у межах гранично-замкнутої ізогіпси мінус 2000м розміри Кицівської структури 14x2км, амплітуда підняття по південному крилу 150м, перспективна площа 9кв.км. В північному блоці Кицівської структури також 2 напівсклепіння, обмежених неузгодженим скидом (75м), з гранично-замкнутими ізогіпсами мінус 1700 і 1750 м ( відповідно на західному і східному напівсклепіннях ). Розміри 4x1км, перспективна площа 3,5кв.км та 3x0,5км, перспективна площа 1,5кв.км. Складку необхідно довивчити.

116. Кочетівська структура ( 1.1.3в) розташована в Грушівсько-Печенізькій СТП КНО. По верхньовізейських відкладах це антиклінальна складка субширотного простягання. Північне крило ускладнене незгідним скидом ( 25-50м). У межах ізогіпси мінус 2300м і екрануючого незгідного скиду розміром 8x0,6км. Уверх по розрізу складка виположується і по серпуховських відкладах їй відповідає слабковиражений структурний ніс. Перспективна площа 9кв.км.

120. Люботинська структура ( 1.1.4а) розташована у Щиглівсько-Гашинівській СТП КНО. По відкладах візейського ярусу - це протяжний структурний ніс південно-східного простягання. З півночі він обмежений неузгодженим скидом ( 20-30м), з північного сходу скидом ( 20-80м) і з півдня ізогіпсою мінус 3850м. Розміри 8,5x4км, амплітуда 450м, перспективна площа 27кв.км, ресурси ВВ - 3,2 од.ум.п. Можливі продуктивні горизонти : пласти пісковиків та карбонатів серпуховського і візейського ярусів та розущільнені породи фундаменту. Рекомендується з метою підготовки провести ще 110 пог.км сейсмопрофільів.

122. Мірейська структура ( 1.1.4а) розташована у Щиглівсько-Гашинівській СТП КНО. По нижньовізейських відкладах - це структурний ніс південно-західного простягання, який обмежений з півночі узгодженим скидом (100м) та з півдня ізогіпсою мінус 4300м. Амплітуда структури 260м. Розміри 3x1,6км, перспективна



площа 4 кв. км. Очікувані продуктивні горизонти: пласти пісковиків та карбонатів середнього та нижнього карбону. Для підготовки потрібно провести 60 пог. км сейсмодосліджень.

123. Мостова структура ( 1.1.3в) розташована у Грушівсько-Печенізькій СТП КНО. Її генезис пов'язаний з зворотно-ступінчастим блоком фундаменту. Це антиклінальна складка субширотного простягання над горстоподібним виступом фундаменту. Північне крило ускладнене незгідним скидом ( 25-100м). У межах екрануючого незгідного скиду та ізогіпси мінус 2100м розміри 1,0x0,5 км. По відкладах серпуховського ярусу складці відповідає структурний ніс.

125. Новочкалівська (Чкалівська) структура (1.1.4а) розташована у Щиглівсько-Гашинівській СТП КНО. Це маловивчений тектонічний блок, обмежений уверх по підйому монокліналі Пнб незгідним скидом. Якщо перспективи об'єктів Леб'яжинсько-Кругляківської СТЗ пов'язують з нижньокам'яновугільним комплексом, то у межах Чкалівського блоку можливе відкриття покладів у середньому карбоні. Структура оточена родовищами газу та нафти ( Південно-Граківське, Борисівське, Леб'яжинське, Коробочкінське). Розміри об'єкту 5x1,2 км, перспективна площа 10 кв. км, амплітуда по південному крилу ( по візейських відкладах) 200м. Гранично-замкнута ізогіпса мінус 3450м. Слід передбачити 60 пог. км сейсмопрофільів.

126. Печенізька структура ( 1.1.3в) розташована у Грушівсько-Печенізькій СТП КНО. Закартована центральна ( склепінна ) і західна периклінальна частини структури. Це напівантиклінальна брахіантиклінальна складка, розвинута у вузькому блоці, обмеженому двома незгідними скидами північно-західного простягання ( до 100м) і ускладнена двома малоамплітудними субширотними порушеннями. Гранично замкнута ізогіпса мінус 1700м. Амплітуда по південному крилу 100-120м. Розміри складки 12 x 2 км. Перспективна площа 20 кв. км. Ресурси ВВ 1,9 млрд. куб. м газу. Глибина залягання поверхні фундаменту 2000м. Потужність потенційно перспективної нафтогазоносної товщі 80-100м, що співставляється з амплітудами незгідних скидів ( 100м). Така відповідність забезпечує надійне тектонічне екранування горизонтів В-14-В-18-20 глинистими

породами світи  $S_1^3$  серпуховського ярусу. Слід оцінити розущільнені породи фундаменту. Печенізьку і Кицівську структури слід вивчати разом.

129. Плачидівська структура ( 1.1.3г) розташована у Бараниківсько-Плачидівсько-Романівській СТП КНО. Це брахіантиклінальна складка затиснута між двома узгодженими скидами. Амплітуда контролюючого порушення 25-50м, кути падіння  $75^0$ . Розміри по ізогіпсі мінус 2000м, замкненій на розрив по верхньому візе 4,5x1,8км, перспективна площа 8кв.км. Вище горизонту (  $Vb_2$  ізогіпса мінус 1300м) структура не проявляється. На Теплій структурі з основи башкирської товщі одержані промислові припливи газу. Гадано, що було відкрито рифогенний комплекс зі значною пористістю. В Росії відкрито Крутівське нафтове родовище аналогічне за морфологією і генезисом з Плачидівською структурою. В св.Крутівська-3 одержані припливи нафти з карбонатних колекторів нижнього башкиру ( 12кубм/добу) і візейського ярусу ( 19куб.м/добу) . На Плачидівській структурі можна очікувати припливи ВВ з карбонатного комплексу нижнього карбону та низів башкирського ярусу, а також з теригенних відкладів середнього башкиру. Необхідно вивчити ф.с.в. верхньої частини порід фундаменту . Слід виконати 90 пог.км сейсмопрофілів.

132. Путівльська структура ( 1.1.2) малоамплітудне підняття на північному кінці регіонального профілю Пирятин - Талалаївка - Путівль. Це напівскладка, обмежена з півночі неузгодженим скидом ( 60м) у башкирських відкладах. Прогнозується 200м відкладів нижнього карбону. За будовою і генезисом схоже на Юліївське родовище ВВ. Очікувані продуктивні горизонти нижньокам'яновугільні відклади та розущільнені породи фундаменту. Розміри структури у межах замкнутої на розлом ізогіпси мінус 770м ( кам'яновугільні відклади) 5x2км, перспективна площа 10кв.км. Глибина залягання фундаменту 1000м.

134. Сазонівська структура (1.1.4). Це слабо виражена прирозломна скаладка, розвинута в зануреному блоці південного замикання Оливинівської гемібрахіантикліналі з 2 напівсклепіннями ( апікальні відмітки мінус 2150 і 2250м). Амплітуда екрануюючого порушення 200м. У межах гранично-замкнутої на порушення ізогіпси мінус 2400м 5,5x1,9км, перспективна площа 12 кв.км, амплітуда по південному крилу 250м. Можливі пастки тектонічно-екранованого чи

комбінованого типів. Очікувані продуктивні горизонти : відклади нижнього карбону. Слід визначити ф.є.в. порід фундаменту. Необхідно провести 90 пог.км сейсмопрофілів.

137. Сороківська структура (1.1.3в) розташована в Грушівсько-Печенізькій СТП КНО. Входить до зони підняття удовж згідного регіонального скиду. Поверхньовізейських відкладах - це антиклінальна складка, яка замикається на крупноамплітудне порушення ( 300м). Східна перикліналь ускладнена порушенням (100м). У межах ізогіпси мінус 2300м та порушень розміри 3x1,5км. Вище по розрізу складка не простежується і похована під південно-західну перикліналь Бучазької складки. Перспективна площа 5 кв.км. Ресурси -0,85 од.ум.п. Продуктивні горизонти можливі у верхньовізейських відкладах і породах фундаменту. Необхідно 90пог.км сейсмопрофілів.

138. Соснівська структура (1.1.3а) розташована в Соснівсько-Томашівській СТП КНО на захід від Турутинського родовища ВВ. Встановлено неузгоджений хид і терасовидна структурна форма , обмежена цим скидом. У межах тераси є локальні підняття та літологічні об'єкти. Розмір по горизонту Vв по ізогіпси мінус 1900м 15x3км. Перспективна площа 20кв.км. Очікувані продуктивні горизонти : нижньокам'яновугільні відклади. Слід оцінити ф.є.в. порід фундаменту. Необхідно провести ще 120пог.км сейсмопрофілів.

142. Східно-Борисівська структура ( 1.1.4а). Знаходиться на східній перикліналі Борисівського родовища (геміантикліналі) і відокремлюється узгодженим скидом (100м). У межах ізогіпси мінус 4100м ( верхньовізейські відклади) амплітуда 210м. Перспективна площа 8кв.км, ресурси ВВ -0,8 од.ум.п., Можливі продуктивні горизонти- пісковики верхньовізейського віку. Слід вивчити ф.є.в. порід фундаменту . Для підготовки до буріння необхідно ще 50пог.км сейсмопрофілів.

143. Східно-Лобачівська структура ( 1.1.4в) розташована у зоні Красноріцьких скидів Пнб ДДА ( Метелкінсько-Кондрашівській СТП КНО). Це напівантикліналь прихилена до ступені фундаменту. Проявлена у відкладах візейського та перпуховського ярусів і є двосклепіневою напівантиклінальною 6x0,7км. Перспективна площа 10 кв.км, ресурси ВВ-1,2од.ум.п. Очікувані продуктивні

горизонти : візейські, серпуховські, середньокам'яновугільні відклади і утворення фундаменту. Необхідно ще 50пог.км сейсмопрофілів.

144. Східно-Оливинівська структура ( 1.1.4) розташована у південній мобільній зоні Пиб ДДА . По верхньовізейських відкладах Оливинівський, Східно-Оливинівський та Сазонівський об'єкти представляють гемібрахіантикліналь, ускладнену різнонаправленими порушеннями. Структура розкривається на північ і є структурним носом. У межах гранично-замкнутої ізогіпси мінус 1800м розміри 3,9x2,6км, перспективна площа 6 кв.км, амплітуда 200м. На півночі згідний скид субширотного трасування контролює Горожанівську, Новоіванівську і Оливинівську структури. Перспективні горизонти пов'язані з нижнім карбоном і, можливо, з фундаментом. Очікуються тектонічно екрановані і комбіновані пастки.

146. Таверівська структура ( 1.1.3) розташована на північ від Скворцівського родовища ВВ. По підшві верхньовізейських відкладів - це блок обмежений узгодженими скидами ( амплітуди порушень 20-170м). Розміри 7x1,65км, амплітуда 270м, перспективна площа 10кв.км. Очікувані продуктивні горизонти - пісковики нижнього карбону. Слід визначити ф.є.в. порід фундаменту. Необхідно ще 70 пог.км сейсмопрофілів.

148.Тетлигівська (Тетличівська) структура ( 1.1.3в) розташована в Грушівсько-Печенізькій СТП КНО. Це антиклінальна складка субширотного простягання розвинута над горстоподібним виступом фундаменту. Північне крило ускладнене неузгодженим скидом ( 25-100м). Розміри у межах ізогіпси мінус 2050м та екрануючого незгідного скиду 4,0x0,5км. По серпуховському ярусу це структурний ніс. Необхідне ще 60пог.км сейсмопрофілів.

149. Токарська структура ( 1.1.4б) розташована у Воронцівсько-Невській СТП КНО. По візейському ярусу це тектонічно-екранована тераса. Амплітуди неузгоджених скидів 50- 120м. По ізогіпсах мінус 2750 і 2800м розміри 7x2км, амплітуда 150м, перспективна площа 12кв.км. Можливі продуктивні горизонти- пісковики та вапняки башкирського, серпуховського та візейського ярусів. Слід визначити ф.є.в. фундаменту. Необхідно провести ще 100 пог.км сейсмопрофілів.

151. Філатівська структура ( 1.1.3) розташована на північ від Скворцівського родовища ВВ. Це тераса обмежена порушеннями ( до20м) з північного заходу і

північного сходу, субширотного простягання. Розміри 8x4,25км, амплітуда 170м, перспективна площа 25кв.км. Можливі продуктивні горизонти - пласти пісковиків і вапняків серпуховського і візейського ярусів і розущільнені породи фундаменту. Необхідно ще 120 пог.км сейсмопрофілів.

154. Шляхова структура ( 1.1.4а) розташована в Щиглівсько-Гашинівській СТП КНО. По візейському ярусу це малоамплітудна антиклінальна складка, північно-західне крило і південно-західна перикліналь якої ускладнені порушеннями ( 25-125м). У межах ізогіпси мінус 4500м і порушень розміри 2,5x1,5км. По серпуховських відкладах структура представляє структурний ніс, обмежений по підйому пластів порушеннями (25-50м).Можливі продуктивні горизонти: нижньокам'яновугільні відклади . Слід визначити ф.с.в. фундаменту. Необхідно ще 60 пог.км сейсмопрофілів.

**Прогнозні структури.** Крім підготовлених і виявлених об'єктів на Пнб ДДА (України) є значний резерв прогнозних структур ( об'єктів) . До них слід віднести в порядку важливості для переведу прогнозних структур у фонд виявлених: 1- встановлені при сейсмічних дослідженнях, але які не мають достатньої вивченості відповідних параметрів для переведу їх у фонд виявлених; 2- передбачувані прогнозні об'єкти за даними гравіметричних , магнітометричних, електророзвідувальних робіт; 3-передбачувані за даними дистанційних досліджень; 4-передбачувані за даними тематичних і наукових робіт; 5-передбачувані об'єкти за даними геохімічних, біолокаційних, термометричних і інших досліджень.

Щоб зробити висновки по усім п'яти групам об'єктів , які перераховані вище і зробити рейтинг по визначенню пріоритетних прогнозних об'єктів для постановки на них сейсмічних досліджень, ми вважаємо, що настав час виконати комплексну наукову програму для усіх організацій, які ведуть пошук і розвідку нафти та газу в ДДА, під назвою : “Прогнозні об'єкти та їх можливий нафтогазоносний потенціал і рейтинг ( на прикладі Північного борту ДДА, ДДГНО чи України)”. В цій роботі необхідно поєднати зусилля наукових і виробничих організацій з метою використання нових ідей в геології нафти та газу , глибинній будові, напрямках геологорозвідувальних робіт, як це зроблено автором по НГПО.

Йдучи назустріч такій тематиці автор вважає на сьогоднішній день за даними геолого-геофізичних досліджень і глибокого буріння найбільш обґрунтованими прогнозні об'єкти в основному першої групи (див. умовні до рис. 2.21 де вказані відповідні рисунки, на яких визначено місце їх розташування, джерело, в якому є їх опис; тектонічна приналежність до СТЗ Пнб ДДА чи до СТП КНО, горизонт по якому є відомості про цей об'єкт).

Підсумовуючи дані по розділу 2 приходимо до слідуючих висновків:

1. Проведене нафтогазогеологічне районування Північного борту ДДА на територіях України і Росії, як у поперечному, так і у поздовжньому напрямках (вперше) (див. рис. 2.1);

2. Виділена вперше нафтогазоносна субобласть Пнб ДДА ( Україна , Росія) (див. рис. 2.1);

3. Виділені вперше нафтогазоносні і перспективні зони нафтогазоносної субобласті Пнб ДДА (Україна, Росія) (див. рис. 2.1);

4. Проведене співставлення структурно-тектонічного і нафтогазогеологічного районувань Пнб ДДА;

5. Встановлена регіональна промислова нафтогазоносність кам'яновугільних відкладів осадочного чохла Пнб ДДА (Україна, Росія). Одержані промислові припливи нафти конденсату і газу, з раніше безперспективних докембрійських кристалічних утворень Пнб ДДА (Україна). Всього відкрито на Пнб 57 родовищ ВВ, з яких 37 на території України;

6. Проаналізовано увесь фонд нафтогазоносних і нафтогазоперспективних об'єктів Пнб ДДА України та Росії (табл. 2.4-2.6, дод. М).

7. Підраховані запаси і ресурси ВВ в нафтогазоносній субобласті Пнб ДДА по території України, які висувають її до першочергових об'єктів на найближчий час (див. розділ 4);

8. Визначений на Пнб по території України фонд підготовлених до глибокого буріння становить 30 об'єктів, а виявлених - до проведення геофізичних досліджень 33 ( станом на 01.01.98р.);

9. Визначений об'єм прогнозних об'єктів для подальшого його вивчення (190 в Україні на Пнб ) (рис. 2.21, дод. Н);

Родовища і структури (об'єкти) в межах Північного борту ДДА  
(Ростовська область) за В.В.Гладуном, 1998 (рис.1.16.)

№№ на рис. 1.16.	Назви структур і родовищ	Текто- нічна приналеж- ність (див.рис. 1.18., 1.19.)	Структури, нафтогазоносні об'єкти					№№ родо- вищ на рис. 2.1.
			ро- до- ви- ща	підго- тов- лені	вияв- лені	про- гнозні	інші (в бурін- ні, чи були в бурінні)	
1	Рогівська	I.1.3г				+		
2	Крутівське	I.1.3г	+				222	
3	Красноталів- ська	I.1.3г			+			
4	Церковна	I.1.3.		+				
5	Терновська	I.1.3г	+ ? <sup>1)</sup>				232	
6	Північне	I.1.3г	+				223	
7	Петропавлів- ська	I.1.3г		+				
8	Пугачовська	I.1.3.			+			
9	Ушаківська	I.1.3г				+		
10	Рязанцівська	I.1.3г				+		
11	Герасимівська	I.1.3г				+		
12	Куркинська	I.1.3г				+		
13	Заповідна	I.1.3г		+				
14	Верхньотара- сівська	I.1.3г	+ ? <sup>1)</sup>				233	
15	Ясенівська	I.1.3г				+		
16	Єфремівська	I.1.3г		+				
17	Єланська	I.1.3г		+			+	
18	Павлівська	I.1.3			+			
19	Ісаївська	I.1.3г			+			
20	Східно - Донецька	I.1.3г				+		
21	Тарасівська	I.1.3г	+ ? <sup>1)</sup>				238	
22	Сміловська	I.1.3г			+			
23	Курноліпів- ське	I.1.3г	+					
24	Донецька	I.1.3г				+		
25	Можайвська	I.1.3г		+			+	
26	Леонівська	I.1.3г	+ ? <sup>1)</sup>				237	
27	Мостівська	I.1.3г	+ ? <sup>1)</sup>	+			239	
28	Біляївська	I.1.3г		+			+	
29	Мартинівська	I.1.3г		+				
30	Олексіївська	I.1.3г			+			
31	Патронівське	I.1.4г	+				224	
32	Верхньотиш- кінська	I.1.4г			+			

Продовження таблиці 2.4

№№ на рис. 1.16.	Назви структур і родовищ	Текто- нічна приналеж- ність (див.рис. 1.18., 1.19.)	Структури, нафтогазоносні об'єкти					№№ родо- вищ на рис. 2.1.
			ро- до- ви- ща	підго- тов- лені	вияв- лені	про- гнознi	інші (в бурін- ні, чи були в бурінні)	
33	Тишкінське	I.1.4г	+					225
34	Піхівське	I.1.3г		+			+	
35	Калинівська	I.1.3г			+			
36	Плешаківська	I.1.3г				+		
37	Данилівська	I.1.3г			+			
38	Власівська	I.1.4г		+			+	
39	Алпатівська	I.1.4г				+		
40	Никишинська	I.1.4г		+			+	
41	Зеленівська	I.1.4г				+		
42	Серебрянська	I.1.4г					+ (-) <sup>2)</sup>	
43	Дубівська	I.1.4г	+					226
44	Сухівська	I.1.4г				+		
45	Південно - Плотинська	I.1.4г		+				
46	Глибокинське	I.1.4г	+					229
47	Південно - Глибокинська	I.1.4г			+			
48	Никольська	II.1.3а		+				
49	Березівська	I.1.4г					+ (-) <sup>2)</sup>	
50	Платонівська	II.1.3а		+				
51	Ковалівська	II.1.3а					+ (-) <sup>2)</sup>	
52	Груцинівська	I.1.3г				+		
53	Східно - Глибокинська	I.1.4г		+				
54	Василівська	I.1.3г				+		
55	Войківська	I.1.3г			+			
56	Садківська	I.1.4г				+		
57	Митякінська	I.1.4г		+				
58	Чоботівська	I.1.4г					+	
59	Кружилівське	I.1.4г	+					221
60	Плотинське	I.1.4г	+					227
61	Грачицьке	I.1.4г	+					228
62	Піщана	I.1.3г				+		
63	Никонорів- ська	I.1.4г				+		
64	Красновське	I.1.3а	+					242
65	Астахівське	II.1.3а	+					240
66	Линівська	I.1.3г			+			
67	Левашивська	I.1.3.				+		
68	Макіївська	I.1.3.				+		
69	Степанівська	I.1.3а			+			
70	Шарпаївська	I.1.3г			+			
71	Оріхівська	I.1.3г			+			
72	Мажурівська	I.1.3г	+ ? <sup>1)</sup>				+	235



№№ на рис. 1.16.	Назви структур і родовищ	Тектонічна приналежність (див.рис. 1.18., 1.19.)	Структури, нафтогазоносні об'єкти					№№ родовищ на рис. 2.1.
			ро-до-ви-ща	підго-тов-лені	вияв-лені	про-гнозні	інші (в бурінні, чи були в бурінні)	
73	Іллінська	I.1.3г					+	
74	Большинська	I.1.3.					+	
75	Стеглівська	I.1.3г		+				
76	Хлібна	I.1.3г		+				
77	Лісна	I.1.3г			+			
78	Покровська	I.1.3					+ (-) <sup>2)</sup>	
79	Солонецька	I.1.3г			+			
80	Урюпінська	I.1.3г	+ ? <sup>1)</sup>				+	236
81	Романівське	I.1.3г	+					230
82	Ракитна	I.1.3г			+			
83	Удільна	I.1.3г			+			
84	Марківське	I.1.4г	+					198
85	Гусівське	II.1.3а	+					241
86	Вязівська	II.1.3а			+			
87	Осинівська	II.1.3а			+			
88	Самбурівське	II.1.3а	+					243
89	Скосирське	II.1.3а	+					244
90	Північно - Білянське	II.1.3а	+					245
91	Морозівське	II.1.3а	+					246
92	Хлопівське	II.1.3а	+					247
93	Волошинська	I.1.2.	+ ? <sup>1)</sup>					231
94	Східно - Волошинська	I.1.2.		+				
95	Погранична	I.1.2.		+				
96	Греківська	I.1.2.		+				
97	Південно - Греківська	I.1.2.		+				
98	Південно - Олексіївська	I.1.3г		+				
99	Східно - Качалінська	I.1.3г			+			
100	Південно - Мільютинська	I.1.3.			+			
101	Західно - Чирська	I.1.3.			+			
102	Чирська	I.1.3.			+			

## Примітки:

1 - непромислові поклади ВВ ( на 01.01.90 р. ), припливи нафти і газу;

2 - виведені з від'ємними результатами.

Таблиця 2.5

Нафтогазоносні і нафтогазоперспективні об'єкти Північного борту ДДА  
(територія Ростовської області, Росія) станом на 01.01.99 р.

СТЗ <sup>1)</sup>	I.1.2		I.1.3.		I.1.4	I.1.5 (П)	Всього об'єктів
	I.1.2		I.1.3а	I.1.3г			
Об'єкти Родовища ВВ					I.1.4	II.1.3а	20
Об'єкти з встановленою нафтогазоносністю	93						8
Об'єкти в бурінні (чи були в бурінні)	(93) <sup>2)</sup>	78	51	(17) <sup>2)</sup> , (5) <sup>2)</sup> , (14) <sup>2)</sup> , (21) <sup>2)</sup> , (25) <sup>2)</sup> , (28) <sup>2)</sup> , (34) <sup>2)</sup> , 73, (80) <sup>2)</sup>	(38) <sup>2)</sup> , (40) <sup>2)</sup> , 42, 49, 58		6
Підготовлені до глибокого буріння	94,95,96,97	4	48, 50	7,13,16,17 <sup>3)</sup> , 25 <sup>3)</sup> , 27 <sup>3)</sup> , 28 <sup>3)</sup> , 29, 34 <sup>3)</sup> , 75, 76, 98	38 <sup>3)</sup> , 40 <sup>3)</sup> , 45, 53, 57		24
Виявлені		8, 18, 67, 68, 100, 101, 102	69	3, 19, 22, 30, 35, 37, 55, 66, 70, 71, 77, 79, 82, 83, 99	32, 47	86, 87	27
Прогнозні		74		1, 9, 10, 11, 12, 20, 24, 36, 52, 54, 62	39, 41, 44, 56, 63		17
Разом	5	10	4	51	22	10	102 <sup>4)</sup>

Примітки:

1 - СТЗ - структурно-тектонічні зони; СТП КНО - структурно-тектонічні підзони концентрації нафтогазоперспективних об'єктів

2 - номер в дужках означає, що об'єкт в розрахунках участі не приймає (врахований в іншій графі)

3 - об'єкт приймає участь в розрахунках (пройшла інтерпретація)

4 - в кінцевій цифрі 102 враховані Марківське і Кружилівське родовища (спільні для України і Росії)

Таблиця № 2.6

Розподіл нафтогазоносних, нафтогазоперспективних і прогнозних об'єктів на Північному борту ДДА (Україна, Росія) за В. В. Гладуном, 1998 (станом на 01.01.98 р. в Україні)

Структурно-тектонічні зони і підзони (рис. 1.18., 1.19.)	I.1.3.										I.1.4		
	I.1.2	I.1.3	I.1.3a	I.1.3б	I.1.3в	I.1.3г	I.1.4	I.1.4a	I.1.4б				
Родовища Україна Росія	-	1	2	2	-	2	2	2	2	2	-	12	5
<b>Разом</b>	-	1	2	2	-	2	2	2	2	2	-	12	5
Об'єкти в бурінні	1 <sup>3)</sup> /-	-2 <sup>1)</sup> -1	-	2 <sup>2)</sup> /-	-	2 <sup>2)</sup> /-	-	7 <sup>3)</sup> /1	2 <sup>2)</sup> /-	7 <sup>3)</sup> /1	-	9 <sup>3)</sup> /1	1 <sup>2)</sup> /1
<b>Разом</b>	1	3	3	-	-	-	-	8	2	8	-	1	1
Підготовлені об'єкти	-	2	3	3	1	3	3	3	3	3	1	11	2
<b>Разом</b>	4	1	2	-	-	-	-	12	12	12	-	-	-
Виявлені об'єкти	1	2	1	2	9	2	2	1	1	1	4	8	2
<b>Разом</b>	1	7	1	-	-	-	-	15	15	15	-	-	-
Прогнозні об'єкти	2	43	7	10	4	10	10	31	16	16	16	24	12
<b>Разом</b>	2	44	7	10	4	10	10	42	16	16	16	24	12
Усіх об'єктів	3	50	13	17	14	17	17	37	21	21	21	56	22
<b>Разом</b>	8	60	17	17	14	17	17	87	21	21	21	56	22

Примітки: 1 - в чисельнику - родовища в бурінні, в знаменнику - структури;

2- родовища в бурінні, в розрахунках участі не приймають ( пройшли в графі "Родовища")

3 - в чисельнику - об'єкти з встановленою нафтогазоносністю, в знаменнику - інші об'єкти в бурінні

Продовження таблиці 2.6

Структурно-тектонічні зони і підзони (рис. 1.18., 1.19.)	I.1.4		I.1.5			II.1		Всього ( в % від загальної кількості об'єктів (397)	% від усіх (397)	
	I.1.4в	I.1.4г	II.1.1.	II.1.2	II.1.3	II.1.4.	II.1.5.		Україна (295)	Росія (102)
Північний борг (об'єкти)										
Родовища	8	3	1	1	8	-	-	37	12,5	19,6
Росія	-	8	-	-	-	-	-	20		
<b>Разом</b>	8	11	1	1	8	-	-	57 (14,3%)		
Об'єкти в буринні	1 <sup>2)</sup> /-	2 <sup>2)</sup> /-	-	-1	-	-	-	5	1,7	
Росія	-	-3	-	-	-	-	-	14		13,7
<b>Разом</b>	-	3	-	-	-	-	-	19 (4,8%)		
Підготовлені об'єкти	3	-	-	1	-	-	-	30	10,2	23,5
Росія	-	5	-	-	-	-	-	24		
<b>Разом</b>	3	5	-	1	-	-	-	54 (13,6%)		
Виявлені об'єкти	3	-	-	-	2	-	-	33	11,2	26,5
Росія	-	2	-	-	-	-	-	27		
<b>Разом</b>	3	2	-	-	2	-	-	60 (15,1%)		
Прогнозні об'єкти	6	4	-	12	11	6	2	190	64,4	16,7
Росія	-	5	-	-	-	-	-	17		
<b>Разом</b>	6	9	-	12	11	6	2	207 (52,2%)		
Усіх об'єктів	20	7	1	15	11	6	2	295 (74,3%)	295 (100%)	102 (100%)
Росія	-	23	-	-	10	-	-	102 (25,7%)		
<b>Разом</b>	20	30	1	15	21	6	2	397 (100%)		

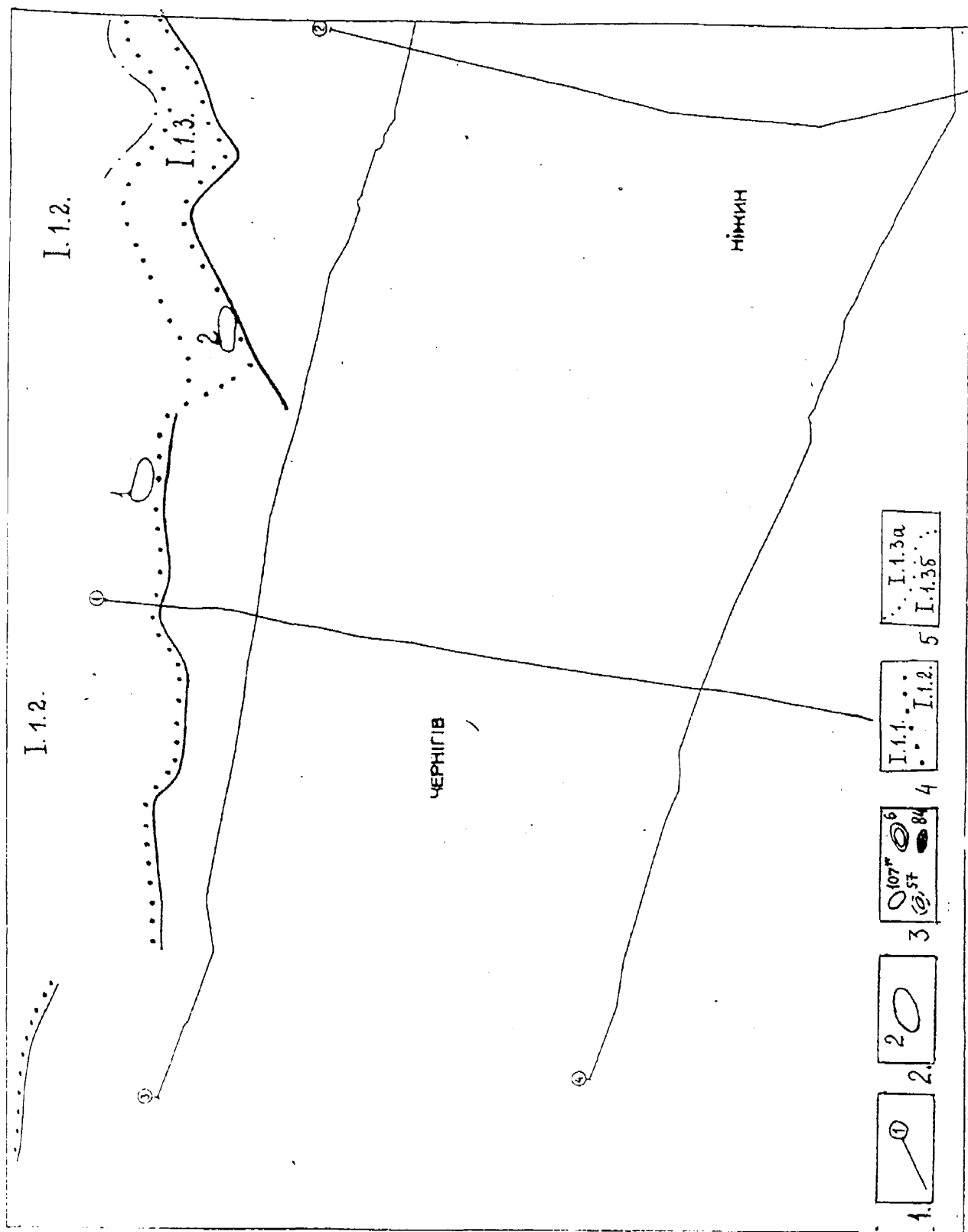


Рис. 2.21. Карта прогнозних (перспективних) структур Північного борту ДДА за В. В. Гладуном, 1998.

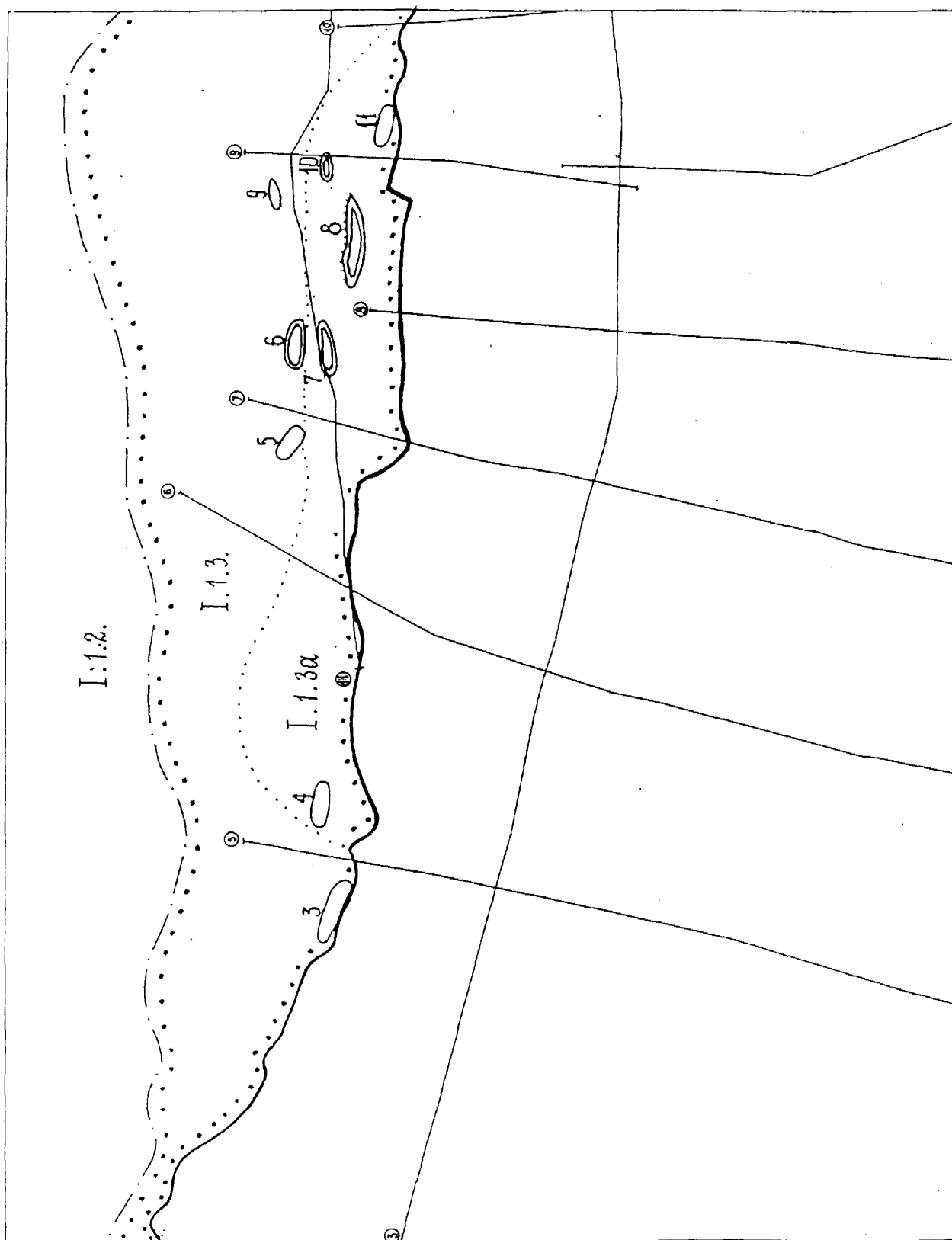


Рис. 2.21. (продовження)

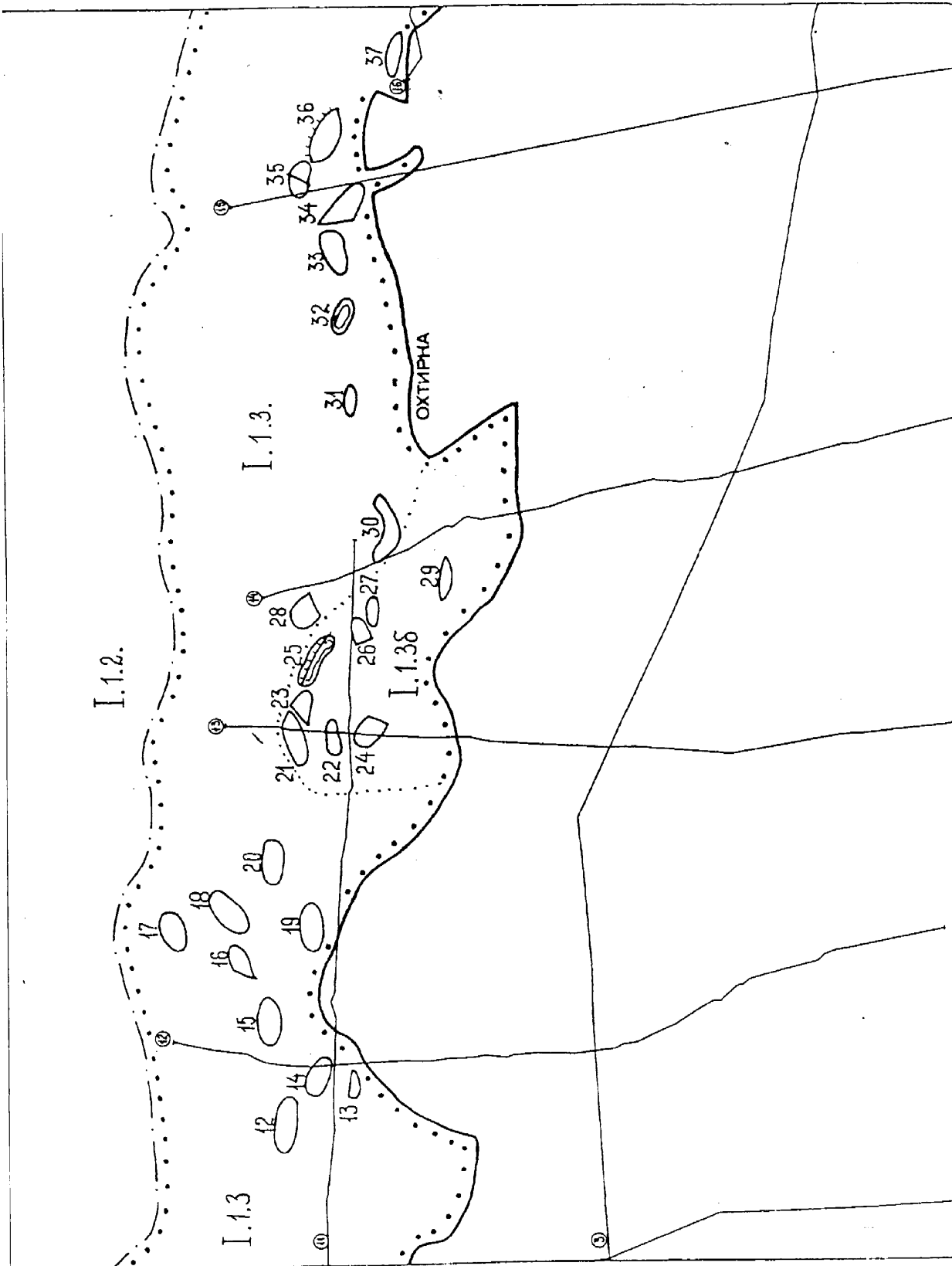


Рис. 2.21. (продовження)

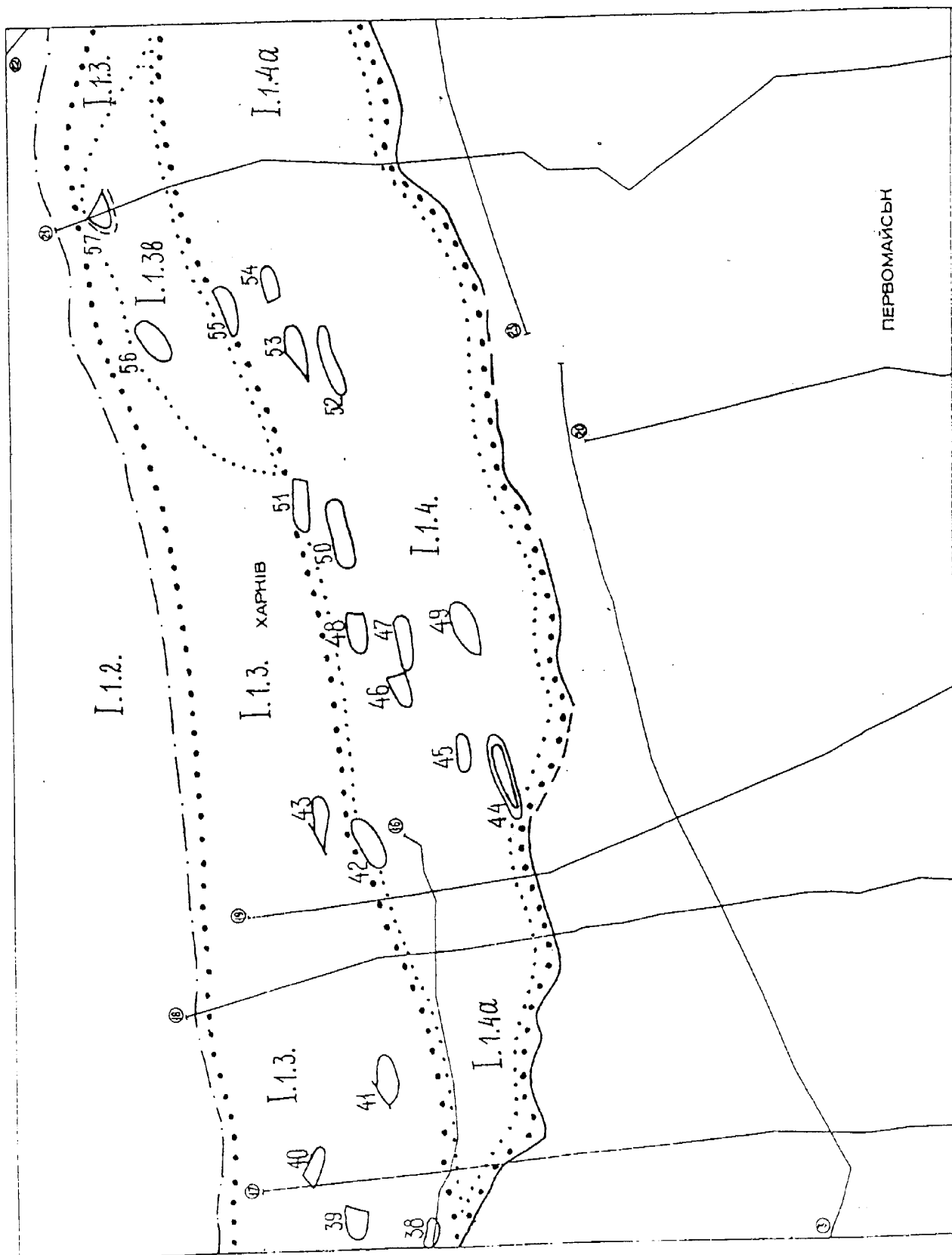


Рис. 2.21. (продовження)



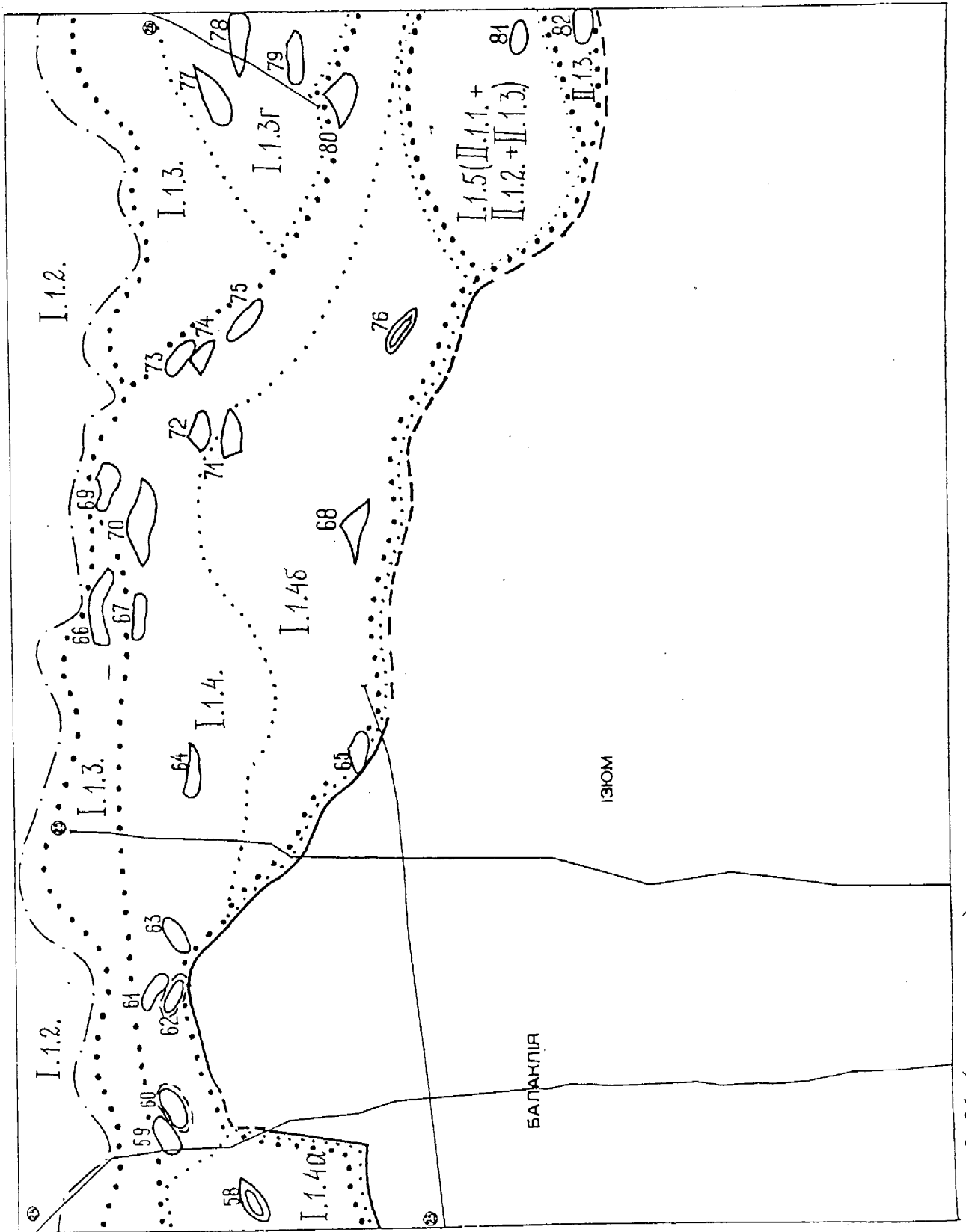


Рис. 2. 21. (продовження).

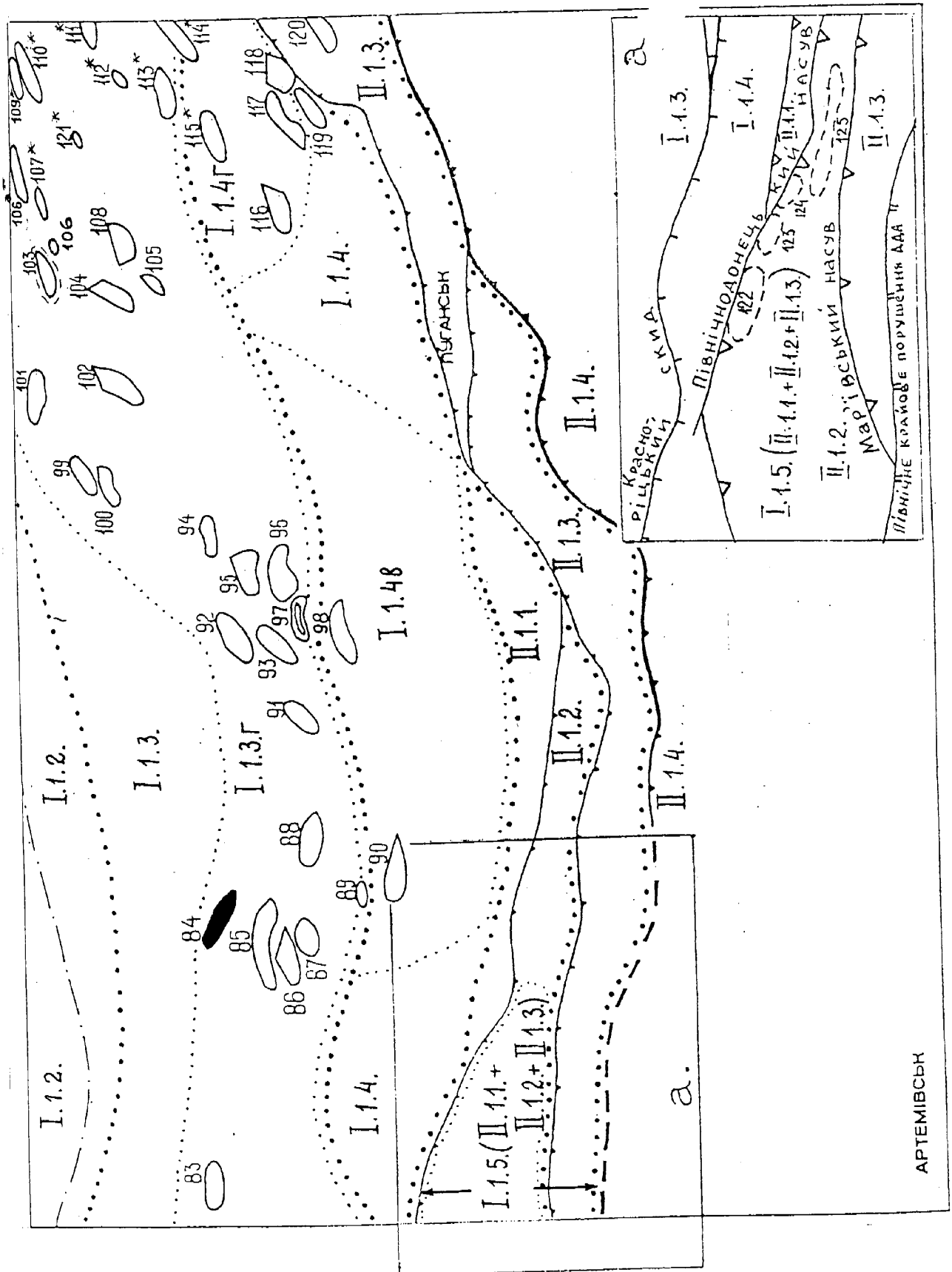


Рис. 2.21. (продовження).

Рис.2.21. Карта прогнозних (перспективних) структур Північного борту ДДА за В.В.Гладуном, 1998 р.

1 - сейсмопрофілі МСГТ; 2 структури прогнозні; 3 - інші структури ( №№ 106а, 107,109-115, 121, як такі, що знаходяться в Росії; №№ 6-8,10,25,32,44,58,76,97 з фонду підготовлених об'єктів; №№ 57, 60, 62,103 з фонду виявлених об'єктів; № 84- родовище); сейсмопрофілі в кружках: 1 - Остер-Стара Рудня , 2 - Лосинівська - Кінашівка, 3 - Холми-Савинці, 4 - Ведільці-Монастирище, 5 - Мала Дівиця -Бахмач, 6- Прилуки-Дмитрівка, 7 - Талалаївка-Пирятин, 8 - Калайдинці-Хмелів,9 – Березняки-Недригайлів, 10 - Ромодан-Опанасівка, 11 - Бахмач-Сватове, 12 - Велика Багачка-Синівка, 13 - Сагайдак-Лебедин, 14 - Зачепилівка-Більська, 15 - Михайлівка-Прокопенки, 16 - Бахмач-Сватове (продовження), 17 - Гупалівка-Гути, 18 – Перещипино-Валки, 19 - Богатойка-Мерефа ,20 - Левенцівка-Безлюдівка, 21 - Лозова-Шебелинка-Старопокровка, 22 - Шевченково-Вовчанськ, 23 - Холми-Савинці (продовження), 24 - Мечебилово-Бригадирівка, 25 - Близнюки-Північна Голубівка, 26 - сейсмопрофіль 1 24 94 90.

Прогнозні перспективні структури (об'єкти на території України по Північному борту ДДА: Андріївська [101] (СТЗ І.1.3.), Байбаківська (рис.2.21., №66) (І.1.3.) (Vb<sub>2</sub>), Бежанівська (рис.4.4.) (І.1.3.), Безіменна (рис.1.2. в 11км на північ від Кондрашівського родовища ) (СТП КНО І.1.3г), Білогорівська (рис.2.21., 81) (І.1.5) (І.1.2) ( Vб<sub>1</sub> ), Бобровська ( рис.2.21.,124) (І.1.2.), Бойківська (рис.2.21., 86) (І.1.3г) (Vb<sub>2</sub>), Бороданівська (рис.2.21., 11) (І.1.3а) (Vb<sub>2</sub>), Валіївська (рис.2.21., 83) (І.1.3г) (Vb<sub>2</sub>), Введенська (рис.2.21., 52) ( І.1.3б) (Vb<sub>2</sub>), Веселогорівська [61] (І.1.4в) , Вечірня (рис.2.21.,27) (І.1.3б) (Vb<sub>2</sub>), Видна (рис.4.4.) (І.1.4.), Вовчярска (рис.2.21., 2.41.) (І.1.5.) (І.1.2.), Воскресенівська [140] (І.1.3.) (Vb<sub>2</sub> -п), Гарбарівська (Грабарівська) (рис.2.21., 24) (І.1.3б) (Vb<sub>2</sub>), Гетьманівська (рис.2.21.,59) (І.1.4) (Vb<sub>2</sub>), Глибокинська (рис.1.16.,1.17.,2.1) (І.1.3), Горбанівська (рис.1.14.,2.21.) (І.1.3.), Горська (рис.4.4.) (І.1.2.), Грабчинська [140] ( І.1.3б) (Vb<sub>2</sub>), Гринівська (рис.2.21.,9) (І.1.3) (Vb<sub>2</sub>), Губарівська (рис.2.21.,38) (І.1.3.) (Vb<sub>2</sub>), Гуринівська (рис.2.21.,42) (І.1.4а) (Vb<sub>2-п</sub>), Данчиківська (рис.2.21.,41) (І.1.3.) (Vb<sub>2</sub>), Дачна (рис.2.21., 46) (І.1.4а) (Vb<sub>2</sub>),

Дашківська (рис.2.21., 96) (I.1.3г) ( $V_{B_2}$ ), Деркачівська [101] (I.1.4а), Деркульська (рис.2.21.,101) (I.1.3г) ( $V_{B_2}$ ), Доброславівська (рис.2.6) (I.1.3б) ( $V_{B_2}$ ), Довжинківська [140], (I.1.3б) ( $V_{B_2}$ ), Донецька (рис. 2.21., 125; дод.Н) (II.1.2), Дронівська (рис.2.21., 32) (I.1.5) (II.1.3) ( $V_{B_1}$ ), Дружна (рис.4.4.) (II.1.5.), Дягівська (рис.2.21.,2) (I.1.3), Євсугська (рис. 2.21.,95) (I.1.3г) ( $V_{B_2}$ ), Єпіфанівська (рис.2.21.,78) (I.1.3г) ( $V_{B_2}$ ), Єриківська (рис.2.21., 93) (I.1.3г) ( $V_{B_2}$ ), Житлівська (рис.4.4) (I.1.4) ( $V_{B_1}$ ), Жихарівська (рис.2.21.,50) (I.1.4а) ( $V_{B_2}$ ), Журавківська [61] (I.1.3.), Закутна (рис.2.21., 108) (I.1.3г) ( $V_{B_2}$ ), Запрудна [140] (I.1.3в), Заріжна (рис.2.21., 56) (I.1.3в) ( $V_{B_2}$ ), Зимова (рис.2.21.,33) (I.1.3) ( $V_{B_2-п}$ ), Західно-Валуйська [101] (I.1.4г), Західно-Дружелюбівська [101] (I.1.4б), Західно-Макиївська [140] (I.1.4б) ( $V_{B_1}$ ), Західно-Олешківська [101] (I.1.4а) ( $V_{B_2}$ ), Західно-Омельниківська (рис.2.21., №19) (I.1.3) ( $V_{B_2}$ ), Західно-Рябинська (Зарябінська) (рис.2.21.,40) (I.1.3.) ( $V_{B_2-п}$ ), Західно - Трьохізбенська [140] (I.1.4в), Іванівська [140] (II.1.2), Іванодарівська [140](II.1.3.) ( $V_{B_1}$ ), Іллічівська (рис.4.4.) (II.1.4.), Ірмінська (рис.4.4.) (II.1.4.), Капонівська (рис.2.21., 45) (I.1.4а) ( $V_{B_2-п}$ ), Карбонівська [140] (II.1.3.), Катинківська (рис.2.21., 87) (I.1.3г) ( $V_{B_2}$ ), Качинська [140] (I.1.3г) ( $V_{B_2}$ ), Кенізька [101] (I.1.4а) ( $V_{B_2}$ ), Климентівська (Західно-Тростянецька) (рис.2.21.,31) (I.1.3) ( $V_{B_2}$ ), Климівська (рис.4.4) (II.1.3), Ковсугська (рис.2.21., 94) (I.1.3г) ( $V_{B_2}$ ), Ковшарівська (рис.2.21.,67) (I.1.4) ( $V_{B_2}$ ), Козлівська (рис.2.21.,105) (I.1.3г), ( $V_{B_2}$ ), Колядівська [140] (I.1.3), Комарина (рис.2.21.,49) (I.1.4а) ( $V_{B_2}$ ), Константинівська [61] (I.1.4а) ( $V_{B_3}$ ), Корінна (рис.2.21.,14 (I.1.3.) ( $V_{B_2}$ ), Корнівська [140] (I.1.3г) ( $V_{B_2}$ ), Костівська (рис.2.21., 28), (I.1.3.) ( $V_{B_2}$ ), Краматорська [140] (II.1.3.), Краснодеркульська [140] (I.1.3.) ( $V_{B_2}$ ), Краснорічинська (рис.2.21.,69) (I.1.4) ( $V_{B_2}$ ), Краснянська (рис.2.21.,79) (I.1.3г) ( $V_{B_2}$ ), Кручинівська (Кручихінська, Кручиківська) (рис.2.21.,39) (I.1.3.) ( $V_{B_2}$ ), Кудринська (рис.2.21.,72) (I.1.4) ( $V_{B_1}$ ), Куп'янська (рис.2.21.,65) (I.1.4б) ( $V_{B_2}$ ), Курганська (рис.2.21.,20) (I.1.3.) ( $V_{B_2}$ ), Куріньська (рис. 2.21.,3)(I.1.3.) ( $V_{B_2}$ ), Лебединська<sup>1)</sup> (I.1.3б) ( $V_2$ ) (рис. 2.21.,22), Леськівська [140] (I.1.4а), Лисичанська [140] (рис.2.21.) (I.1.5.) (II.1.2), Логачівська (рис.2.21.,51), Логівська (рис.2.21.,54) Любашівська (рис.2.21.,99) (I.1.3г) ( $V_{B_2}$ ), Максимівська (рис.4.4.) (II.1.4), Малороганська [140] (I.1.3в) ( $V_{B_2}$ ), Малорязанців-

ька (рис.2.21.,123) (I.1.5.) (II.1.2.), Марченківська [104] (I.1.3.), Маськівська [140] [61] (I.1.3.) (V<sub>B2</sub>), Матроська (рис.2.41.) (I.1.5.) (II.1.2), Межирицька (рис.2.21.,17) [I.1.3.) (V<sub>B2</sub>), Меншинська (рис.2.21.,37) (I.1.3.) (V<sub>B2</sub>), Мигринська (рис.2.21.,102) [I.1.3г) (V<sub>B2</sub>), Миколаївська (рис.2.21.,116) (I.1.4г) (V<sub>B2</sub>), Мирна [101] (I.1.4б) (V<sub>B1</sub>), Мирошниківська (рис.1.14.) (I.1.4а), Міловатська (рис.2.21.,74) (I.1.4.) (V<sub>B2</sub>), Молдаванська (рис.2.21.,34)(I.1.3) (V<sub>B2-п</sub>), Молчанівська [101] (I.1.3а), Мягківська [101] (I.1.3) (V<sub>B2</sub>), Нестеренківська (рис.2.21.,13) (I.1.3.) (V<sub>B2</sub>), Нестукаївська [101] (рис.2.21.,75) (I.1.4а) (V<sub>B2</sub>), Нова [140] (I.1.4б) (V<sub>B2</sub>), Новоіванівська [140] (I.1.4) (V<sub>B2</sub>), Новоохтирська (рис.2.21.,88) (I.1.3г) (V<sub>B2</sub>), Новостепанівська (I.1.4а) (V<sub>B2</sub>), Оксютівська (Аксютівська) [101] (I.1.4а) (V<sub>B3</sub>), Олешківська (рис.2.21.,48) (I.1.4а) (V<sub>B2</sub>), Олешнівська (Олешнинська) (рис.2.21.,30) (I.1.3) (V<sub>B2</sub>), Оливинівська (рис.2.21., 61) (I.1.4) (V<sub>B2</sub>), Орловська (рис.4.4.) (II.1.5), Осинівська з Західно-Осинівською (рис.2.21.,89) (I.1.3г) (V<sub>B2</sub>), Пархоменсько-Південна (Пархомівська) (рис.2.21.,120) (I.1.5) (II.1.3.) (V<sub>B2</sub>), Первомайська [140] (II.1.3.), Передільська (рис.2.21.,98)(I.1.4в) (V<sub>B2</sub>), Пересічна (рис.2.21., 43) (II.1.3) (V<sub>B2-п</sub>), Південна (рис.2.21.,47) (I.1.4а) (V<sub>B2-п</sub>), Південно-Воскресенівська [101] (I.1.3), Південно-Дружелюбівська (дод.Н) (I.1.4б) (V<sub>B2</sub>), Південно-Євгенівська (рис.2.21.,80) (I.1.4) (V<sub>B2</sub>), Південно-Золотарівська [101] (I.1.3), Південно-Капонівська [101] (I.1.4а) (V<sub>B2</sub>), Південно-Кас'янівська [101] (I.1.3а), Південно-Кружилівська (рис.2.21.,118) (I.1.4г) (V<sub>B2</sub>), Південно-Любашівська (рис.2.21., 100) (I.1.3г) (V<sub>B2</sub>), Південно-Макіївська (рис.2.10.) [101](I.1.4б), Південно-Миколаївська (рис.2.21.,117) (I.1.4г.) (V<sub>B2</sub>), Південно-Таганська (рис.1.14.) (I.1.4а) (V<sub>B2</sub>), Південно-Ямпільська (рис.4.4.) (I.1.5) (II.1.2) (V<sub>B1</sub>), Північна (рис.2.21.,21) (I.1.3б) (V<sub>B2-п</sub>), Північно-Бараниківська (рис.1.19.) [101](I.1.3г), Північно-Лобачівська [140] (I.1.4в), Північно-Надіїнська (Надеждинська) (рис.2.21.,119) (I.1.4) (V<sub>B2</sub>), Північно-Путілінська [140] (I.1.3г), Північно-Рубанська [101] (I.1.3а), Північно-Турутинська [140] (I.1.3а) (V<sub>B2</sub>), Піхтова (рис.2.21.,90) (I.1.4в) (V<sub>B2</sub>), Плетнівська (рис.2.21.,64)(I.1.4) (V<sub>B2</sub>), Полонівська (Попонівська) (рис.2.21.,15) (I.1.3) (V<sub>B2</sub>), Померківська (рис.2.21.,12)(I.1.3) (V<sub>B2</sub>), Порфілівська (рис.2.21.,18) (I.1.3) (V<sub>B2</sub>), Потапахівська (рис.2.21.,71)(I.1.4б) (V<sub>B2</sub>),

Привольнянська (рис.2.21.,122) (I.1.5) (II.1.2.), Пушкарська [101] (I.1.3.), Радківська (рис.2.21.,68) (I.1.4б) (V<sub>B2</sub>), Рогозкінська (рис.2.21.,1) (I.1.2) (V<sub>B2</sub>), Розсошинська (рис.1.14.) (I.1.3) (V<sub>B2</sub>), Рубіжна (рис.2.21.,92)(I.1.3г) (V<sub>B2</sub>), Рубіжна (рис.4.4.) (II.1.4), Рубушкінська (рис.2.21.,23) (I.1.3б) (V<sub>B2</sub>), Сватівська (рис.2.21.,73) (I.1.4), (V<sub>B2</sub>), Синьогірська (рис.4.4.) (II.1.3.), Сіверська [61] (I.1.4а.) (V<sub>B2</sub>), Сніжна (рис.2.21., №35) (I.1.3.) (V<sub>B2-п</sub>), Софіївська [61] (I.1.3г) (V<sub>B1</sub>), Спаська (рис.2.21.,77) (I.1.3г.) (V<sub>B2</sub>), Стельмахівська (рис.2.21.,70) (I.1.4.) (V<sub>B2</sub>), Стовпівська (рис.2.21.,63) (I.1.4.) (V<sub>B2</sub>), Сулимська (Сулимівська)<sup>2</sup> (рис.2.21.,6) (V<sub>B2</sub>), Сунична (рис.1.14.) (I.1.4а.), Східно-Базиліївська [101] (I.1.3.), Східно-Бурчацька [140] (I.1.4.) (V<sub>B1</sub>), Східно-Вергунська [140] (I.1.4в.) (C<sub>2m</sub>), Східно-Довжинківська [140] (I.1.3б), Східно-Медвежанська [140] (I.1.4б) (V<sub>B1</sub>), Східно-Мурафінська [101] (I.1.4а) (V<sub>B2-п</sub>), Східно-Оливинівська [140] (рис. 2.21.) (I.1.4б) (V<sub>B1</sub>), Східно-Ольгівська [140] (I.1.4б) (V<sub>B1</sub>), Східно-Плачидівська (рис.2.21.,106) (I.1.3г) (V<sub>B2</sub>), Тернівська [140] (I.1.5) (V<sub>B1</sub>), Тиницька (рис.2.21.,4) (I.1.3а) (V<sub>B2</sub>), Тирлівська (рис.2.21.,16) (I.1.3.) (V<sub>B2</sub>), Тригубівська (рис.2.21.,26) (I.1.3б) (V<sub>B2</sub>), Тростянецька [140] (I.1.3.) (V<sub>B2</sub>), Тупичівська [61] (I.1.2.), Харківська [140](I.1.3в) (V<sub>B2</sub>), Хмарівська (рис.2.21.,53) (I.1.4а) (V<sub>B2</sub>), Хмелівська [101] (I.1.3а), Чарівська (рис.2.21.,85) (I.1.3г) (V<sub>B2</sub>), Червонозаводська (рис.2.21.) (I.1.3г) (V<sub>B2</sub>), Червоноозерська (рис.2.21.,91) (I.1.3г), Черкаська (рис.4.4.) (II.1.3.), Чутуївська (рис.2.21.,55) (I.1.4а) (V<sub>B2</sub>), Чупахівська (рис.2.21.,29) (I.1.3б) (V<sub>B2</sub>), Шидлівсько-Білянська [140] (II.1.4.), Юрасівська (рис.2.21.,104) (I.1.3г) (V<sub>B2</sub>), Юрківська (Юрівська) (рис.2.21.,№5) (I.1.3.) (V<sub>B2</sub>), Ягідна [140] (I.1.3г) (V<sub>B2</sub>), Ямська (рис.1.14.) (I.1.3.), Яругинська (рис.2.21.,36) (I.1.3.) (V<sub>B2-п</sub>); 4 – межі СТЗ; 5 – межі СТП КНУ.Ці дані по прогнозним об'єктам на Північному борту ДДА (територія України) дивись у табл. 2.6 (Розподіл нафтогазоносних і нафтогазоперспективних об'єктів на Північному борту ДДА (Україна, Росія) (станом на 01.01.98 р. в Україні).<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Примітки: 1 – структура знаходиться на північний схід від свердловини.

2 – під такою назвою є підготовлена в грабені структура за №67 (рис.2.2.) і прогнозна на Пінб на площі 6 (рис.2.21.)

Регіон, який нами досліджувався - Північний борт ДДА, відповідає усім вимогам, які пред'являються до нових об'єктів для пошуково-розвідувального буріння на нафту і газ, як по площі, так і по вертикальному розрізу. Це умови малих глибин (2,0-4,5км), сприятливі геолого-структурні умови, наявність величезної кількості нафтогазоперспективних об'єктів, встановлена промислова нафтогазоносність осадового чохла і, навіть, верхньої частини докембрійського фундаменту, добре облаштування виробничих підприємств і висококласний склад фахівців з пошуків, розвідки і експлуатації нафтових і газових родовищ. Значна роль у визначенні перспективності Пнб ДДА взагалі і нафтогазоносних комплексів, зокрема, належить і тектонічному фактору, який обумовив: широкий розвиток нафтогазоносних стратиграфічних комплексів; моноклінальний характер залягання осадового чохла, ускладнений розривними порушеннями різних напрямків і типів; наявність широкого розповсюдження різноманітних пасток для накопичення ВВ; утворення тектонічних екранів на шляхах міграції ВВ із занурених частин западини у бік ВКМ (латеральна і вертикальна міграція); просторове розповсюдження покладів ВВ на локальних підняттях і СТЗ; зональний розвиток порід-колекторів в докембрійських утвореннях і в осадовому чохлі.

Результати досліджень розділу обґрунтовують друге і третє з наукових положень, які захищаються у дисертації, у такому формулюванні:

“Зони нафтогазонакопичення у межах Пнб при ведучій ролі розломно-блокової тектоніки утворювались як результат її взаємодії з стратиграфічним, прибережно-баровим, палеорусловим виклинюванням, рештками кор вивітрювання і блоками розушільнених порід докембрійського фундаменту.”

## РОЗДІЛ 3

ВИЗНАЧЕННЯ ПРІОРИТЕТНИХ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ  
ОБ'ЄКТІВ НА ОСНОВІ РЕЙТИНГОВОЇ ОЦІНКИ

Для того, щоб визначити першочергові нафтогазоперспективні об'єкти (НГПО) та пріоритетні напрямки геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у ДДГНО і у досліджуваному районі – Північному борту ДДА, з метою підвищення їх ефективності, зменшення витрат на пошуки і розвідку родовищ нафти і газу, а також збільшення нафтогазоносного потенціалу України і досягнення найкоротших шляхів його реалізації, необхідно проводити систематизацію та аналіз фонду підготовлених і виявлених НГПО.

Виділення і ранжування об'єктів і напрямків робіт проводилось на засадах геолого - геофізичних досліджень, буріння та рейтингу.

У зв'язку з необхідністю стабілізації рівня видобутку нафти і газу у ДДГНО та його підвищення, необхідні нові, чи пріоритетні напрямки геологорозвідувальних робіт, з охопленням найбільшого числа першочергових об'єктів, в тому числі і нетрадиційних. Нами проведено ретельний аналіз резервного фонду НГПО, який підкріплено структурно – тектонічним і нафтогазогеологічним районуванням Пнб ДДА, величезним геолого-геофізичним матеріалом і даними буріння, порівнянням з пластами – аналогами, де вже були відкриті поклади нафти і газу, проведенням відбору підготовлених об'єктів до буріння з урахуванням локальних і зонально – регіональних характеристик.

М.І.Євдощук [65] в 1997 році прийшов до висновку, що у майбутньому нас чекають відкриття малорозмірних за запасами нафтогазоконденсатних родовищ, освоєння яких необхідно проводити не локальним, а груповим методом. В підкріплення своїх доробок в цьому напрямку, М.І.Євдощук навів дані по нафтогазоносних і НГПО ДДА з посиланням на різних авторів, в тому числі на дисертанта [65 (стор.43, 46,77, 213, 217,рис.1.2,1.7)], що свідчить про їх практичну і теоретичну цінність. В 1997-1999р.р. дисертант продовжував працювати у визначенні саме пріоритетних НГПО на основі рейтингу і ранжування.



Критеріями для вибору нафтогазоперспективних об'єктів є локальні і зонально-регіональні характеристики: глибина залягання перспективних горизонтів, розміри об'єктів, типи пасток, величини ресурсів, нафтогазонасиченість продуктивної товщі /локальна, регіональна/ і ін. На цій основі, з урахуванням досліджень з глибинної будови і нафтогазонасиченості ДДГНО і, головне, Пнб ДДА одержується коефіцієнт черговості ввсду НГПО в глибоке буріння. Проведений нами рейтинг націлений на вирішення основної його задачі, а саме, як із значної кількості підготовлених об'єктів виділити першочергові, найбільш вагомі для суттєвого збільшення запасів і ресурсів ВВ, при найменших затратах і підвищеній ефективності геологорозвідувальних робіт. З першочергових об'єктів нами виділені як об'єкти, що пропонуються безпосередньо в глибоке буріння, так і ті, першочергові, де необхідно провести ще невеликий обсяг детальних сейсморозвідувальних досліджень перед бурінням свердловин. Рейтингову оцінку підтримали виявлені НГПО (з наданням їм черговості в постановці на них сейсморозвідувальних робіт).

Черговість вводу об'єктів в буріння або підготовку, що знаходяться в нафтогазоперспективному фонді Держкомгеології станом на 01.01.98 р. /форма 03-ГР/ визначається інтегральним показником – К ч:

$$K_{ч} = K_{р} \times K_{г} \times K_{п} \times K_{т.п} \times K_{р.н.г}, \text{ де}$$

$K_{р}$  – вагомість ресурсів за категорією Сз, в одиницях умовного палива /од.ум.п./ . При  $K_{р}=1,0$  ресурси становлять понад 5 од. ум.п., при  $0,9 \div 5-4$  од.ум.п.,  $0,8 \div 4-3$  од.ум.п.,  $0,7 \div 3-2$  од.ум.п.,  $0,6 \div 2-1$  од.ум.п.,  $0,5 < 1$  од.ум.п.

$K_{г}$  – вагомість глибини залягання продуктивних горизонтів /м/. При  $K_{г} = 1,0$  глибина залягання до 3000 м, при  $0,9 \div 3000-4000$  м,  $0,8 \div 4000-5000$ м,  $0,7 \div 5000-5500$  м,  $0,6 \div 5500-6000$  м,  $0,5$  – більше 6000 м.

$K_{п}$  – вагомість перспективності площі /кв.км/. При  $K_{п}= 1,0$  площа більше 40 кв.км, при  $0,9 \div 40-30$  кв.км,  $0,8 \div 30-20$  кв.км,  $0,7 \div 20-10$  кв.км,  $0,6 \div 10-5$  кв.км,  $0,5 \div < 5$  кв.км.

$K_{т.п}$ - вагомість типів пасток. При  $K_{т.п} = 1,0$  – антиклінальний тип пасток, при  $0,8$  – структурно-тектонічні, структурно-літологічні,  $0,6$ - тектонічні, літологічні, при

0,5 – аномалії в геофізичних полях.

Кр.н.г – вагомість перспективної нафтогазоносною товщі. При Кр.н.г = 1,0 – регіональна, 0,5 – локальна.

Множення коефіцієнтів кожної структури визначає її рейтингову оцінку. Першочерговими об'єктами рахуються об'єкти з Кч більше 0,4 [65]. Це структури, які за вищеназваними критеріями можуть бути рекомендовані до вводу в буріння або підготовку в першу чергу. Об'єкти другої черги при Кч = 0,3÷0,4 – це структури, можливі результати опощування яких оцінюються, як менш ефективні, ніж структури першої черги. Структури третьої черги при Кч < 0,3 – це структури, від вводу в пошукове буріння яких або підготовці їх сейсмозвідкою, на даній стадії вивченості треба утриматися.

Рейтингова оцінка по НГПО підготовленим і виявленим в ДДЗ (на 1998 р.) наведена дисертантом в таблицях 3.1. і 3.2. В результаті проведених робіт з загальної кількості підготовлених до глибокого буріння НГПО в ДДГНО – 88, в якості першочергових, пропонуються до опощування – 36 структур (об'єктів). З них без додаткових геофізичних (сейсмозвідувальних) робіт – 22 (25% від 88 об'єктів): Айдарська, Бакаївська, Барханівська, Гаркушинська, Жемчужна, Заплавська, Коротицька, Мліївська, Невська, Ольгівська, Роганська, Станична, Східно-Борівська, Східно-Селюхівська, Черемхівська, Щиглівська, Юхтинська – по Держкомгеології України, Вербівська, Митяївська – по ВАТ “Укрнафта”, Гашинівська, Євгенівська (з Південно-Євгенівською), Пролетарська по ВАТ “Укргазпром” (див.табл.3.1.)

З метою поповнення фонду підготовлених до глибокого буріння об'єктів, аналогічний аналіз був проведений по об'єктах, які знаходяться у фонді виявлених перспективних НГПО (див.табл.3.2.). З 68 виявлених об'єктів в ДДГНО запропоновані до подальшого вивчення геофізичними методами та буріння 12 (18% першочергових об'єктів): Базиліївська, Воронцівська, Глибоківська, Західно-Дмитрівська, Західно-Кондрашівська, Квітнева, Лохвицька, Люботинська, Сергіївська, Східно-Оливинівська, Філатівська, Чернецька структури. Усі дані по ДДГНО (Україна) зведені в таблиці 3.3, як по підготовлених, так і по виявлених

Рейтингова оцінка та рекомендації по підготовлених об'єктах (станом на 01.01.98 р.)  
в ДДГНО. Склад В.В.Гладун, 1998 р.

№ № На рнс. 2.20.	Назва об'єкту - структури	Чер- го- ві- сть вво- ду в бу- рін- ня	Кч- кое фіці- єнт чер- гово- сті	Глиби- на зала- ганя продук- тивної товщі, м	Наф- тога- зопро- дукти- вна товща: ло- каль- на, регіо- нальна	Площа об'єк- ту, кв.км	Амп- літу- да- об'єк- ту, м	Ресурси кате- горії С <sub>3</sub> одни- ці ум. палива (в дуж- ках - за ін- шими дани- ми)	Тип пастки	Рік підго- товки	Нафтогазогеоло- гічне районування		Адміні- стратив- ний поділ	Рекомендації по вивченню			
											Північний борг та ДСС ДДА за В.В.Гла- дунном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	пере- роб- ка на ЕОМ	пере- інтер- прета- ція	Бу- рін- ня свер- дло- вин
1	Айдарська	I	0.81	3300	C <sub>1V2</sub>	42.0	50	1.9 (4.1)	Анти- клина- льний	1991	I.1.4. (I.1.4в)	М	Луган- ська (Л)	-	-	-	3
2	Бакаївська	I	0.58	3450	C <sub>2m</sub>	23.0	100	1.3 (3.4)	Анти- клина- льний	1993	Е	Е	Харкі- вська (Х)	-	-	-	2
3	Бараників- ська	I	0.63	2300	C <sub>1V2</sub>	31.0	125	2.3	Анти- клина- льний	1985	I.1.3. (I.1.3г)	О	Л	150	200	300	3
4	Бархані- вська	I	0.51	4750	C <sub>1t</sub>	20.0	200	2.9 (5.4)	Струк- турно- текто- нічний	1991	Г	Г	Пол- тавська (П)	-	-	-	2

Продовження таблиці 3.1

№ На рис. 2.20.	Назва об'єкту - структури	Черговість	Кч-коєфіцієнт	Глибина залягання продуктивної товщі, м	Нафтогазопродуктивна товща: локальна, регіональна	Площа об'єкту, кв.км	Амплітуда об'єкту, м	Ресурси категорії С <sub>3</sub> одиниці ум. палива (в дужках - за іншими даними)	Тип пастки	Рік підготовки	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню			
											Північний	Інші райони		Сейсморозвідка, км	перевіряти	перевіряти	Буріння свердловин
5	Батуринська	III	0.15	2750	C <sub>1V2</sub>	5.0	50	0.5	Анти-клинальний	1992	Б	борт та ДСС ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Чернігівська (Ч)	-	-	5	
6	Боханівська	II	0.36	4950	C <sub>1V2</sub>	20.0	150	1.9 (2.9)	Структурно-ліологічний	1992	Г		П	-	-	3	
7	Вакулівська	II	0.40	4650	C <sub>1V1</sub>	19.0	400	2.7 (4.3)	Структурно-тектонічний	1993	Г		П	40	80	240	2
8	Васищівська	II	0.40	3500	C <sub>1V2</sub>	24.0	250	2.1	Структурно-тектонічний	1993	О	I.1.4. (I.1.4a)	Х	-	-	-	3
9	Вербівська	I	0.45	2900	C <sub>1V2</sub>	28.0	200	2.9 (2.7)	Структурно-тектонічний	1992	В		Сумська (С)	-	-	-	3

Продовження таблиці 3.1

№ На рис. 2.20.	Назва об'єкту - структури	Черговість вводу буріння	Кч коефіцієнт черговості	Глибина залягання продуктивної товщі, м	Нафтогазопродуктивна товща: локальна, регіональна	Площа об'єкту, кв. км	Амплітуда об'єкту, м	Ресурси категорії С <sub>3</sub> одиниці ум. палива (в дужках - за іншими даними)	Тип пастки	Рік підготовки	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню			
											Північний борт та ДСС ДДА за В.І.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	перевірки роботи ЕОМ	перевірки претація	Буріння свердловин
10	Веснянська	III	0.13	4200	P <sub>1</sub>	7.0	150	2.6	Структурно-тектонічний	1993	Ж	П	60	100	220	5	
11	Вовківська	II	0.36	2950	C <sub>1v2</sub>	7.0	150	0.9 (1.0)	Антиклинальний	1990	В	С	30	60	180	1	
12	Вовчярська	I	0.45	5450	C <sub>1v2</sub> C <sub>1v1</sub>	26.0	300	2.1 (6.9)	Структурно-тектонічний	1989	Е	Х	-	50	100	2	
13	Гаркушнська	I	0.43	3050	C <sub>1v1</sub>	20.0	650	0.8 (1.5)	Антиклинальний	1988	Г	П	-	-	-	2	
14	Гашинівська	I	0.50	3400	C <sub>1v2</sub>	11.0	150	1.2 (6.8)	Структурно-тектонічний	1992	О	Х	-	-	-	3	

Продовження таблиці 3.1

№ № На рнс. 2.20.	Назва об'єкту - структури	Чер- го- ві- сть во- ду в бу- рін- ня	Кч- кое фіці- єнт чер- гово- сті	Глиби- на зая- гання продук- тивної товщі, м	Наф- тога- зопро- дукти- вна товща: ло- каль- на, регіо- нальна	Площа об'єк- ту, кв.км	Амп- літу- да- об'єк- ту, м	Ресурси кате- горії С <sub>3</sub> одини- ці ум. палива (в дуж- ках - за ін- шими дани- ми)	Тип пастки	Рік підго- товки	Нафтогазогеоло- гічне районування		Адміні- стратив- ний поділ	Рекомендації по вивченню		
											Північний борт та ДСС ДДА за В.В.Гла- дуном, 1998 (див.рнс. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	пере- роб- ка на ЕОМ	пере- інтер- прета- ція
15	Гніївська (Геніївська)	III	0.15	3150	C <sub>2m</sub>	29.0	650	2.2	Літоло- гічний	1992	Е	Х	-	-	-	2
16	Голенська	II	0.34	6000	C <sub>1v2</sub>	19.0	250	5.6	Струк- турно- літоло- гічний	1990	Г	Ч	50	100	220	1
17	Горошкі- вська	II	0.36	5500	C <sub>1v2</sub> C <sub>1v1</sub>	21.0	200	1.8 (3.8)	Струк- турно- текто- нічний	1992	Г	П	-	-	200	2
18	Гранаті- вська	I	0.70	2550	C <sub>2m</sub>	18.0	300	2.3 (5.7)	Анти- клина- льний	1988	Е	Х	-	70	150	2

Продовження таблиці 3.1

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкту - структури	Черговість вводу в будівництво	Кч-коєфіцієнт черговості	Глибина залягання продуктивної товщі, м	Нафтогазопродуктивна товща: локальна, регіональна	Площа об'єкту, кв.км	Амплітуда об'єкту, м	Ресурси категорії С <sub>3</sub> одиниці ум. палива (в дужках - за іншими даними)	Тип пастки	Рік підготовки	Нафтогазогеологічне районування Північний борг та ДСС ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]	Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню		
														Сейсморозвідка, км	переробка на ЕОМ	перепризначення свердловин
19	Гречана	III	0.2	5000	C <sub>1s</sub> C <sub>1v2</sub>	30.0	550	3.7	Структурно-літологічний	1992	Г	П	П	-	-	2
20	Дружининська	II	0.40	3850	C <sub>1v2</sub>	25.0	550	2.2 (2.9)	Структурно-тектонічний	1993	Г	П	П	-	-	2
21	Дубровська	III	0.22	4500	C <sub>1v1</sub>	12.0	250	2.9 (0.8)	Структурно-тектонічний	1993	Г	П	П	-	-	3

Продовження таблиці 3.1

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкту - структури	Черговість вводу в будівництво	Кч- коефіцієнт черговості	Глибина залягання продуктивної товщі, м	Нафтогазопродуктивна товща: локальна, регіональна	Площа об'єкту, кв.км	Амплітуда об'єкту, м	Ресурси категорії С <sub>3</sub> одиниць ум. палива (в дужках - за іншими даними)	Тип пастки	Рік підготовки	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню			
											Північний	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	перевірити	перевірити	Буріння свердловин
22	Свєтлівська (з Південно-Свєтлівською)	I	0.9	1750	C <sub>2m</sub>	56.0	75	2.7 (4.4)	Анти-клінальний	1989	I.1.4.	О	Л	-	-	-	6
23	Єршівська	II	0.35	3750	C <sub>1v2</sub>	26.0	125	3.7 (2.0)	Структурно-літологічного типу	1993	Б	Ч	Ч	-	-	-	4
24	Жемчужна	I	0.45	5250	C <sub>1v2</sub>	26.0	50	2.7 (7.9)	Структурно-тектонічний	1989	Г	П	П	-	-	-	2
25	Забіловоцанська	III	0.21	2150	D <sub>3</sub> <sup>1)</sup>	13.0	150	1.0	Анти-клінальний	1976	А	Ч	Ч	100	70	150	-



Продовження таблиці 3.1

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкту - структури	Черговість вводу буріння	Кч-коefficient	Глибина залягання продуктивної товщі, м	Нафтогазопродуктивна товща: локальна, регіональна	Площа об'єкту, кв. км	Амплітуда об'єкту, м	Ресурси категорії С <sub>3</sub> одиниць ум. палива (в дужках - за іншими даними)	Тип пастки	Рік підготовки	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню		
											Північний	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	Буріння свердловин	польові роботи
26	Заплавська	I	0.45	3100	C <sub>1t</sub>	31.0	50	2.3	Структурно-літологічна	1991	3	Дніпропетровська (Д) С	-	-	-	4
27	Зарічанська	III	0.13	4900	D <sub>3</sub> <sup>1)</sup>	10.0	400	1.0	Структурно-тектонічний	1993	В		-	-	150	2
28	Західно - Слізаветівська	II	0.35	5500	C <sub>2m</sub>	30.0	125	3.4	Структурно-тектонічний	1986	Ж	II	-	-	-	2
29	Західно - Співаківська	I	0.45	1850	P <sub>1</sub>	18.5	325	1.8	Антиклінал.	1987	К	X	-	120	200	1

Продовження таблиці 3.1

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкту - структурн	Черговість вводу в будівництво	Кч-коєфіцієнт черговості	Глибина залягання продуктивної товщі, м	Нафтозопродуктивна товща: локальна, регіональна	Площа об'єкту, кв.км	Амплітуда об'єкту, м	Ресурси категорії С <sub>3</sub> одиниці ум. палива (в дужках - за іншими даними)	Тип ластки	Рік підготовки	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню		
											Північний борт та ДСС ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	перевіряти	перевіряти
30	Західно - Яблунівська	I	0.45	5000	C <sub>1v2</sub>	23.0	350	1.3 (9.4)	Структурно-літологічний	1991	Г	П	40	80	200	2
31	Іванівська	II	0.32	3900	C <sub>1v2</sub>	2.1	50	1.2 (2.3)	Антиклинальний	1991	В	Х	-	-	-	1
32	Кадницька	II	0.31	2550	C <sub>1v2</sub>	25.0	200	2.6	Структурно-тектонічний	1994	О	Х	-	-	-	2
33	Каложна з Тригубівською	I	0.80	2400	C <sub>1v2</sub>	29.0	100	4.4 (12.2)	Антиклинальний	1995	О	С	170	90	140	-
34	Кас'янівська	III	0.15	2700	C <sub>1v2</sub>	7.0	50	0.2 (0.7)	Антиклинальний	1994	О	С	-	-	-	3

Продовження таблиці 3.1

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкту - структури	Черговість вводу в будівництво	Кч-фіцієнт черговості	Глибина залягання продуктивної товщі, м	Нафтогазопродуктивна товща: локальна, регіональна	Площа об'єкту, кв. км	Амплітуда об'єкту, м	Ресурси категорії С <sub>3</sub> одиниці ум. палива (в дужках -- за іншими даними)	Тип пастки	Рік підготовки	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню			
											Північний	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	перевірені роботи	перекладка на ЕОМ	перетрація
35	Жоротицька	I	0.65	3450	С <sub>1V2</sub>	32.0	300	2.5 (12.5)	Структурно-тектонічний	1992	I.1.4. (I.1.4a)	О	Х	-	-	-	4
36	Кохівська	II	0.40	1950	С <sub>1V2</sub>	38.0	150	1.0 (0.6)	Антиклинальний	1995		П	Д	-	-	-	2
37	Кунінська	I	0.48	2950	С <sub>1V2</sub>	30.0	50	2.7 (1.4)	Антиклинальний	1983	I.1.3. (I.1.3Г)	О	Л	120	200	300	2
38	Лебедківська	III	0.23	6000	С <sub>1V2</sub>	29.0	500	5.6 (1.4)	Структурно-літологічн.	1990		Г	Ч	50	100	250	3
39	Майорівська	II	0.35	5150	С <sub>1S</sub> , С <sub>1V2</sub>	18.0	700	4.2	Структурно-тектонічний	1989		Г	П	-	-	-	1

Продовження таблиці 3.1

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкту - структурн	Черговість вводу в будівництво	Кч коефіцієнт черговості	Глибина залягання продуктивної товщі, м	Нафтогазопровідна товща: локальна, регіональна	Площа об'єкту, кв.км	Амплітуда об'єкту, м	Ресурси категорії С <sub>3</sub> одиниці ум. палива (в дужках - за іншими даними)	Тип пасти	Рік підготовки	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню			
											Північний борт та ДСС ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	перевірки роботи ЕОМ	перевірка претерія	Будівництво свердловин
40	Метелкі-нська	I	0.46	3000	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	25.0	50	3.9	Структурно-тектонічний	1987	I.1.4. (I.1.4в)	O	Л	-	100	200	5
41	Митяївська	I	0.65	3000	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	32.0	250	0.5 (5.2)	Структурно-тектонічний	1992	I.1.3. (I.1.3б)	O	C	-	-	-	5
42	Млївська	I	0.45	4650	C <sub>1</sub> t	18.0	200	0.2 (6.3)	Структурно-тектонічний	1994		B	C	-	-	-	3
43	Моспанівська	III	0.27	5500	C <sub>1</sub> s	14.0	300	2.1 (3.3)	Структурно-тектонічний	1991		E	X	-	-	80	1

Продовження таблиці 3.1

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкту - структури	Черговість вводу в будівництво	Кч-коефіцієнт черговості	Глибина залягання продуктивної товщі, м	Нафтозопродуктивна товща: локальна, регіональна	Площа об'єкту, кв.км	Амплітуда об'єкту, м	Ресурси категорії С <sub>3</sub> одиниці ум. палива (в дужках - за іншими даними)	Тип пастки	Рік підготовки	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню		
											Північний	Інші райони		Сейсморозвідка, км	польові роботи	переоб'єкти EOM
44	Невська	I	0.46	4400	C <sub>2m</sub>	20.0	180	4.7	Структурно-тектонічний	1990	I.1.4. (I.1.46)	O	Л	-	-	1
45	Новопоселківська	III	0.27	2200 - 4000	C <sub>1v2</sub>	12.0	350	1.2	Структурно-лігологічний	1991		Д	П	-	-	3
46	Ольгівська	I	0.48	1850	C <sub>2m</sub>	28.0	125	1.0 (1.5)	Антиклинальний	1994	I.1.4. (I.1.46)	O	X	-	-	3
47	Онезька	III	0.22	3500	C <sub>1v1</sub>	3.6	150	0.7 (1.1)	Структурно-тектонічний	1990		B	C	-	-	1

## Продовження таблиці 3.1

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкту - структури	Черговість вводу в будівництво	Кч-коєфіцієнт черговості	Глибина залягання продуктивної товщі, м	Нафтогазопродуктивна товща: локальна, регіональна	Площа об'єкту, кв.км	Амплітуда об'єкту, м	Ресурси категорії С <sub>3</sub> одиниці ум. палива (в дужках - за іншими даними)	Тип пастки	Рік підготовки	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню		
											Північний борг та ДСС ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	перевіряються	переробка на ЕОМ
48	Остафіївська	II	0.35	4450	C <sub>1v2</sub>	8.0	50	0.2 (4.6)	Структурно-тектонічний	1993	В	С	-	-	-	
49	Південно - Коробочкінська	II	0.34	2400	C <sub>1v2</sub>	10.0	150	1.2 (1.4)	Структурно-тектонічний	1996	О	Х	-	-	3	
50	Південно - Розпашнівська	III	0.22	4750	P <sub>1</sub>	4.0	150	2.5	Структурно-тектонічний	1994	Ж	П	-	-	1	
51	Північно - Коробочкінська	III	0.29	2750	C <sub>1v2</sub>	9.0	200	1.8	Структурно-тектонічний	1995	О	Х	-	-	2	
52	Північно - Крутьківська	III	0.24	5950	C <sub>1v2</sub>	14.0	50	1.23 (2.2)	Структурно-тектонічний	1990	В	П	20	40	120	2

Продовження таблиці 3.1

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкту - структури	Черговість вводу в будівництво	Кч-коєфіцієнт черговості	Глибина залягання продуктивної товщі, м	Нафтогазопродуктивна товща: локальна, регіональна	Площа об'єкту, кв.км	Амплітуда об'єкту, м	Ресурси категорії С <sub>3</sub> одиниці ум. палива (в дужках - за іншими даними)	Тип пастки	Рік підготовки	Нафтогазополювання		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню		
											Північний борт та ДСС	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	польові роботи	переклада на ЕОМ
53	Північно - Рожнівська	III	0.22	3200	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	8.0	500	0.2	Структурно-тектонічний	1995	Б	Ч	-	-	-	1
54	Підгорянська	I	0.54	2450	C <sub>1</sub> t	37.0	50	4.8 (1.9)	Антиклинальний	1987	3	П	50	100	300	3
55	Підкамінна	II	0.31	5550	C <sub>1</sub> V <sub>1</sub>	24.0	250	4.8 (3.3)	Структурно-тектонічний	1990	Е	Х	-	-	-	2
56	Пролетарська	I	0.50	3750	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	15.5	350	6.3	Структурно-тектонічний	1996	3	Д	-	-	-	1
57	Різнківська	I	0.56	4500	C <sub>1</sub> t	11.0	50	0.6 (7.9)	Антиклинальний	1991	В	С	10	20	60	4

Продовження таблиці 3.1

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкту - структури	Черговість вводу буріння	Кч- коефіцієнт черговості	Глибина залягання продуктивної товщі, м	Нафтогазопродуктивна товща: локальна, регіональна	Площа об'єкту, кв.км	Амплітуда об'єкту, м	Ресурси категорії С <sub>3</sub> однієї ум. палива (в дужках - за іншими даними)	Тип пастки	Рік підготовки	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню			
											Північний борт та ДСС ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	польові роботи	переробка на ЕОМ	переінтерпретація
58	Ріцинська	II	0.32	2350	C <sub>1V2</sub>	17.0 (44.0)	30	1.7 (0.8)	Структурно-тектонічний	1993	I.1.3	O	C	-	-	-	4
59	Роганська	I	0.45	2600	C <sub>1V2</sub>	21.0	350	2.6 (2.9)	Структурно-тектонічний	1994	I.1.4. (I.1.4a)	O	X	-	-	-	2
60	Рокитнянська (Городищенська)	II	0.36	4450	C <sub>1V2</sub>	20.0	300	2.3	Структурно-тектонічний	1995	I.1.4. (I.1.4a)	O	X	-	-	-	2
61	Связівська (Зв'язківська)	II	0.34	5600	C <sub>1S</sub>	13.0	250	0.25 (6.4)	Структурно-літологічна	1992	Г	Г	II	60	100	160	1
62	Смолянська	I	0.80	2600	C <sub>1V2</sub>	47.0	25	4.1 (3.4)	Антиклинальний	1984	I.1.3. (I.1.3Г)	O	Л	150	200	300	2



Продовження таблиці 3.1

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкту - структури	Черговість вводу буріння	Кч. коефіцієнт черговості	Глибина залягання продуктивної товщі, м	Нафтогазопроductивна товща: локальна, регіональна	Площа об'єкту, кв.км	Амплітуда об'єкту, м	Ресурси категорії С <sub>3</sub> одиниці ум. палива (в дужках - за іншими даними)	Тип пластки	Рік підготовки	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню			
											Північний борт та ДСС ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	польові роботи	переобка на ЕОМ	переінтерпретація
63	Солодухінська з Бочаренківським блоком	II	0.40	2700	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	42.0	150	1.4 (0.8)	Структурно-тектонічний	1994	I.1.3. (I.1.3a)	O	C	-	-	-	4
64	Ставищенська	III	0.16	2850	C <sub>2</sub> m -C <sub>2</sub> v	36.0	300	1.0	Ліголігичний	1993	E	E	X	-	-	-	3
65	Станична	I	0.45	3850	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	19.0	350	1.6 (4.0)	Структурно-тектонічний	1994	I.1.4. (I.1.4a)	O	X	-	-	-	1
66	Степківська	III	0.18	1650	C <sub>2</sub> (m+в)	17.0	100	0.2	Антиклинальний	1992	K	K	X	-	-	-	3

Продовження таблиці 3.1

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкту - структури	Черговість вводу буріння	Кч-фіцієнт черговості	Глибина залягання продуктивної товщі, м	Нафтогазопродуктивна товща: локальна, регіональна	Площа об'єкту, кв.км	Амплітуда об'єкту, м	Ресурси категорії С <sub>3</sub> одиниці ум. палива (в дужках - за іншими даними)	Тип пастки	Рік підготовки	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню			
											Північний	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	перевірити роботи ЕОМ	перевірити інтерпретація	Буріння свердловин
67	Сулимівська	II	0.30	5000	C <sub>1V2</sub>	31.0	350	4.1 (1.3)	Структурно-тектонічний	1993	Г	Г	II	160	480	4	
68	Сухоносівська	I	0.43	3600	C <sub>1t</sub>	8.0	750	0.2 (7.7)	Структурно-літологічний	1994	Г	Г	II	70	120	180	-
69	Східно - Білогорільська	II	0.31	5000	C <sub>1V2</sub>	19.0	225	2.9 (3.7)	Структурно-літологічний	1995	Г	Г	II	-	-	-	2
70	Східно - Борівська	I	0.49	2250	C <sub>2B</sub>	11.0	60	2.5	Антиклинальний	1992	M	M	Л	-	-	-	1

Продовження таблиці 3.1

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкту - структури	Черговість вводу в будівництво	Кч- коефіцієнт черговості	Глибина залягання продуктивної товщі, м	Нафтогазотоплива товща: локальна, регіональна	Площа об'єкту, кв. км	Амплітуда об'єкту, м	Ресурси категорії С <sub>3</sub> одиниць ум. палива (в дужках - за іншими даними)	Тип пастки	Рік підготовки	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню			
											Північний борт та ДСС ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	поле робіт	переоб'єкти ЕОМ	перекретерпретерпретерпретер
71	Східно - Караванівська	III	0.18	3900	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	4.0	100	0.8	Структурно-тектонічний.	1989	I.1.4. (I.1.4a)	O	X	-	-	-	-
72	Східно - Сагайдацька	II	0.35	3000	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	17.0	1000	2.3	Структурно-тектонічний	1993		Г	П	30	60	180	2
73	Східно - Селохівська	I	0.43	3300	C <sub>1</sub> V <sub>1</sub> C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	27.0	100	8.2	Літологічний	1995		Г	П	-	-	-	2
74	Східно - Хукалівська	III	0.20	5350	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	10.0	175	0.25	Структурно-літологічний	1994		Г	Ч	-	-	-	1
75	Таганська	II	0.39	2250	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	15.0	250	1.3 (2.4)	Структурно-тектонічний	1996	I.1.3. (I.1.3в)	O	X	-	-	-	-

Продовження таблиці 3.1

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкту - структури	Черговість вводу буріння	Кч-фіцієнт черговості	Глибина залягання продуктивної товщі, м	Нафтогазопродуктивна товща: локальна, регіональна	Площа об'єкту, кв.км	Амплітуда об'єкту, м	Ресурси категорії С <sub>3</sub> одиниці ум. палива (в дужках - за іншими даними)	Тип пастки	Рік підготовки	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню			
											Північний борт та ДСС ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	польові роботи	переобробка на ЕОМ	переконтроль
76	Ткачишинська	II	0.36	3050	C <sub>2</sub>	10.0	1700	20.2	Структурно-тектонічний	1993	К	Х	-	-	6		
77	Томашівська (Черн.)	III	0.15	2350	C <sub>1v2</sub>	8.0	50	0.2	Антиклинальний	1985	I.1.3. (I.1.3a)	О	С	100	150	300	1
78	Топольова	III	0.29	5700	C <sub>2m</sub>	15.0	100	2.6	Антиклинальний	1988		К	Х	150	200	300	1
79	Тунівська	I	0.44	4900	C <sub>1t</sub>	13.0	100	2.3 (15.3)	Структурно-тектонічний	1991		В	С	45	90	270	5

Продовження таблиці 3.1

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкту - структури	Черговість вводу в будівництво	Кч- коефіцієнт черговості	Глибина залягання продуктивної товщі, м	Нафтогазопродуктивна товща: локальна, регіональна	Площа об'єкту, кв.км	Амплітуда об'єкту, м	Ресурси категорії С <sub>3</sub> одиниці ум. палива (в дужках - за іншими даними)	Тип ластки	Рік підготовки	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню		
											Північний	Інші райони		Сейморозвідка, км	перепробування	перепробування
80	Турівська	III	0.27	5900	C <sub>1V2</sub>	15.0	250	3.5	Структурно-тектонічний	1981	Е	Х	Адміністративний поділ	Сейморозвідка, км	перепробування	Буріння свердловин
81	Харенцівська	III	0.28	2300	C <sub>1V2</sub>	10.0	300	1.0 (0.1)	Структурно-тектонічний	1981	Д	П	Адміністративний поділ	Сейморозвідка, км	перепробування	Буріння свердловин
82	Хорошівська	II	0.32	3650	C <sub>1S</sub> C <sub>1V2</sub>	20.0	300	0.9 (1.1)	Антиклинальний	1988	О	Х	Адміністративний поділ	Сейморозвідка, км	перепробування	Буріння свердловин
83	Цимбалівська	I	0.51	4950	C <sub>1t</sub>	21.0	425	5.6	Структурно-тектонічний	1993	В	С	Адміністративний поділ	Сейморозвідка, км	перепробування	Буріння свердловин
84	Черемхівська	I	0.56	1950	C <sub>1V2</sub>	22.0	100	2.3	Антиклинальний	1995	О	С	Адміністративний поділ	Сейморозвідка, км	перепробування	Буріння свердловин

Продовження таблиці 3.1

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкту - структури	Черговість вводу буріння	Кч-фіцієнт черговості	Глибина залягання продуктивної товщі, м	Нафтогазопродуктивна товща: локальна, регіональна	Площа об'єкту, кв.км	Амплітуда об'єкту, м	Ресурси категорії С <sub>3</sub> одиниці ум. палива (в дужках - за іншими даними)	Тип пластки	Рік підготовки	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню		
											Північний	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейморозвідка, км	перепробувати	перепробувати
85	Щиглівська	I	0.58	3250	C <sub>1v2</sub>	36.0	250	6.5	Структурно-тектонічний	1992	I.1.4. (I.1.4a)	O	X	-	-	4
86	Юхтинська	I	0.64	2800	C <sub>1s</sub>	28.0	350	4.5 (5.6)	Структурно-літологічний	1992		B	C	-	-	4
87	Ямпільська	II	0.36	2150	C <sub>2v</sub>	31.0	275	3.0 (0.7)	Структурно-тектонічний	1992	I.1.5. (I.1.5a)	H	L	-	-	3
88	Яцинська	III	0.19	4100	C <sub>1v2</sub>	8.0	350	2.2 (0.4)	Структурно-літологічний	1991		D	П	-	-	1

Примітка: I - локальна товща

Рейтингова оцінка та рекомендації по виявлених перспективних об'єктах станом на 01.01.98 р.  
в ДДГНО (за В.В.Гладуном, 1998) (див.рис.2.20.).

№№ на рис. 2.20.	Назва об'єкта	Черговість підгот. до бур.	Кч. коефіцієнт черговості	Глибина залягання продуктив. товщі (м)	Нафтогазопродуктивна товща локальна <sup>1)</sup> регіональна	Площа об'єкта, кв. км	Амплітуда (м)	Ресурси кат. С <sub>3</sub> од. у.п. (в дужках інші дані)	Тип пастки	Рік виявлення	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню			
											Північний борт та ДСС за В.В.Гладуном 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	Польові роботи	Перевірка на ЕОМ	Переінтерпретація
89	Базилієвська	I	0.49	2550	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	15.0	25	1.35 (2.4)	антиклинальний	1992	O	I.1.4. (1.1.4a)	Харківська (X)	70	100	200	-
90	Безуглівська	II	0.36	2850	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	8.0	25	1.0 (1.6)	антиклинальний	1992	B		Чернігівська (Ч)	70	80	180	-
91	Біловодська	II	0.39	4750	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	12.0	1715	2.4	антиклинальний	1985	B		Сумська (С)	70	100	230	-
92	Будівська	III	0.28	4800	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	19.0	150	0.4	антиклинальний	1993	B		С	120	120	200	-
93	Булгаківська	III	0.29	2300	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	8.0	160	0.4 (1.2)	структурно-тектонічний	1994	O	I.1.3. (1.1.3в)	X	150	100	150	-
94	Бучазька	III	0.29	2050	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	9.0	150	0.9 (1.4)	структурно-тектонічний	1995	O	I.1.3. (1.1.3в)	X	60	50	100	-
95	Вахтова	II	0.36	2650	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	6.0	50	2.8 (1.0)	антиклинальний	1991	O	I.1.3. (1.1.3б)	С	60	70	100	-
96	Водянівська	II	0.39	5100	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	15.0	200	3.4	антиклинальний	1979	B		X	70	150	200	-
97	Володарська	II	0.30	2750	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	8.0	50	0.9	антиклинальний	1997	O	I.1.4. (1.1.4a)	X	80	100	170	-
98	Воронцівська	I	0.49	2150	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	17.0	200	1.3 (2.6)	антиклинальний	1991	O	I.1.4. (1.1.4б)	X	100	80	120	-

Продовження таблиці 3.2

№№ на рис. 2.20.	Назва об'єкта	Черговість підгот. до бур.	Кч. - коефіцієнт черговості	Глибина залягання про-дуктив. товщі (м)	Нафтогазопродуктивна товща	Площа об'єкта, кв. км	Амплітуда об'єкта (м)	Ресурси кат. С <sub>3</sub> од. у.п. (в дужках інші дані)	Тип пастки	Рік виявлення	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню		
											Північний борт та ДСС ДДА за В.В.Гладуном 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км		
														Польові роботи	Перео-робка на ЕОМ	Переінтерпретація
99	Георгіївська	III	0.21	5550	D <sub>3</sub> <sup>1)</sup>	40.0	50	2.5 (2.0)	антиклінальний	1992	В	С	150	100	170	-
100	Глибоківська	I	0.58	3750	C <sub>1</sub> -D C <sub>1V1</sub>	22.0	175	5.4 (2.5)	структурно-літологічний	1994	Г	Полтавська (П)	40	120	200	-
101	Горожанівська	II	0.35	2300	C <sub>1V2</sub>	14.0	350	0.7	антиклінальний	1996	О	Х	200	300	500	-
102	Грушівська	II	0.36	2250	C <sub>1V2</sub>	9.0	150	0.9 (1.4)	антиклінальний	1995	О	Х	130	-	-	-
103	Гухівська	II	0.30	3350	C <sub>1V2</sub>	10.0	100	1.5	структурно-тектонічний	1995	О	Х	80	100	120	-
104	Гуленківська	III	0.27	5400	C <sub>1V2</sub> C <sub>1V1</sub> + V <sub>2</sub>	10.0	100	2.0 (6.4)	структурно-тектонічний	1992	В	П	70	80	150	-
105	Дуванська	III	0.22	3200	C <sub>1V2</sub>	8.0	400	0.6	структурно-тектонічний	1996	О	Х	120	150	200	-
106	Жолобківська	II	0.39	2650	C <sub>1V2</sub>	19.0	175	2.7 (0.6)	структурно-тектонічний	1988	О	С	100	50	70	-



Продовження таблиці 3.2

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкта	Черговість підгот. до бур.	Кч.-коefficient черговості	Глибина залягання продуктив. товщі (м)	Нафтогазотоплива зопродуктивна товща		Площа об'єкта, кв. км	Амплітуда об'єкта (м)	Ресурси кат. С <sub>3</sub> од. у.п.(в дужках інші дані)	Тип пастки	Рік виявлення	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню		
					Головна товща	Локальна, регіональна						Північний борт та ДСС ДДА за В.В.Гладуном 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейморозвідка, км		
															Польові роботи	Перейти на ЕОМ	Перейти на претрація
107	Західно-Вергуньська	III	0.22	3150	C <sub>1V1</sub>	7.0	50	0.4	структурно-тектонічний	1997	О	І.1.4. (І.1.4в)	Луганська (Л)	60	100	150	-
108	Західно-Дмитівська	I	0.72	2650	C <sub>1V1</sub> C <sub>1V2</sub>	25.0	1000	2.0 (4.6)	антиклинальний	1995	Б	Ч	Ч	150	100	210	1
109	Західно-Кондрашівська	I	0.44	3750	C <sub>1V2</sub>	16.0	100	0.8 (2.4)	антиклинальний	1989	М	І.1.4. (І.1.4в)	Л	90	50	10	-
110	Західно-Петрівська	III	0.28	1600	C <sub>1s</sub>	12.0	200	0.2	структурно-тектонічний	1997	К	Х	Х	50	70	120	-
111	Західно-Середняківська	III	0.17	5300	C <sub>1V2</sub>	6.0	150	0.4	структурно-тектонічний	1959	Г	П	П	40	80	160	-

Продовження таблиці 3.2

№№ на рис. 2.20.	Назва об'єкта	Черговість підгот. до бур.	Кч. коефіцієнт черговості	Глибина залягання продуктив. товщі (м)	Нафтогазопродуктивна товща локальна <sup>1)</sup> , регіональна	Площа об'єкта, кв. км	Амплітуда об'єкта (м)	Ресурси кат. С <sub>3</sub> од. у.п. (в дужках інші дані)	Тип ластки	Рік виявлення	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню				
											Північний борт ДДА за В.В.Гладуном 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	Польові роботи	Передобробка на ЕОМ	Перекваліфікація	Буріння свердловин
112	Західно-Шевченківська	II	0.35	3300	C <sub>1s</sub>	12.0	125	2.4	структурно-тектонічний	1992		Е	Х	70	100	180	-	
113	Квітнева	I	0.4	5350	C <sub>1V2</sub>	35.0	50	3.0 (1.2)	структурно-літологічний	1992		Г	Ч	80	100	170	1	
114	Кицівська	III	0.24	1950	C <sub>1V2</sub>	9.0	100	0.15	структурно-тектонічний	1996		О	Х	70	120	200	-	
115	Королєнківська	III	0.17	2750	P <sub>1</sub> <sup>1)</sup>	8.0	125	2.5	літологічний	1992		Ж	П	90	50	120	1	
116	Кочетківська	II	0.30	2300	C <sub>1V2</sub>	9.0	200	0.15	антиклинальний	1997		О	Х	50	100	140	-	
117	Коцюківська	III	0.29	4650	C <sub>1V1</sub>	5.0	50	1.3 (1.0)	антиклинальний	1994		В	С	70	100	170	-	
118	Кузьменківська	II	0.35	3450	C <sub>1s</sub> , C <sub>1V2</sub>	11.0	50	2.2	Структурно-літологічний	1993		В	С	90	120	280	1	

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкта	Черговість підгот. до бур.	Кч.-коefficient черговості	Глибина залягання продуктив. товщі (м)	Нафтогазопродуктивна товща локальна, регіональна	Площа об'єкта, кв. км	Амплітуда об'єкта (м)	Ресурси кат. С <sub>3</sub> од. у.п.(в дужках інші дані)	Тип пастки	Рік виявлення	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню		
											Північний борт ДСС ДДА за В.В.Гладуном 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейморозвідка, км		
														Польові роботи	Перевірка на ЕОМ	Переінтерпретація
119	Лохвицька	I	0.51	4250	C <sub>1V2</sub>	20.0	150	5.0	структурно-літологічний	1994	Г	П	60	140	270	1
120	Люботинська	I	0.52	3600	C <sub>1V2</sub>	27.0	450	3.2 (4.0)	структурно-тектонічний	1995	О	Х	110	80	120	-
121	Минкольська	III	0.24	5150	C <sub>1V2</sub>	15.0	200	1.0 (1.2)	структурно-тектонічний	1995	Л	Х	90	100	140	-
122	Мірейська	III	0.23	4350	C <sub>1V2</sub>	8.0	250	0.9 (1.3)	структурно-тектонічний	1991	О	Х	60	50	70	-
123	Мостова	III	0.2	2100	C <sub>1V2</sub>	1.3	75	0.2	структурно-тектонічний	1997	О	Х	90	100	150	-
124	Новодачинська	II	0.34	1750	C <sub>1V1</sub>	15.0	120	1.7	структурно-тектонічний	1995	П	Дніпропетровська (Д)	80	100	150	-
125	Новочкалівська	II	0.30	3600	C <sub>1V2</sub>	10.0	300	1.7	структурно-тектонічний	1997	О	Х	50	70	150	-
126	Печенізька (півн. і півд. блоки)	III	0.24	1400	C <sub>1V1</sub>	6.0	120	0.9	структурно-тектонічний	1997	О	Х	100	100	100	-

Продовження таблиці 3.2

№№ на рис. 2.20.	Назва об'єкта	Черговість підгот. до бур.	Кч. коефіцієнт черговості	Глибина залягання про-дуктив. товщі (м)	Нафтогазопро-дуктивна товща	Площа об'єкта, кв. км	Амплітуда об'єкта (м)	Ресурси кат. С <sub>3</sub> од. у.п.(в дужках інші дані)	Тип пастки	Рік виявлення	Нафтогазогео-логічне району-вання		Адмі-ністративний поділ	Рекомендації по вивченню		
											Північ-ний борт та ДСС ДДА за В.В.Гладуном 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	Польові роботи	Пере-обро-бка на ЕОМ
127	Південно-Гнідівська	III	0.22	4700	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	13.0	100	0.25	структурно-літологічний	1993	Г	Ч	70	140	200	-
128	Південно-Троянська	III	0.13	5000	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	6.0	150	0.3	літологічний	1997	Г	Ч	50	70	150	-
129	Плещицька	II	0.32	1800	C <sub>2</sub> V	20.0	120	3.7 (0.15)	структурно-тектонічний	1994	О	Л	70	100	150	-
130	Полянова	III	0.26	3450	C <sub>1</sub> S C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	7.0	50	1.4 (5.4)	структурно-тектонічний	1993	В	С	50	90	180	-
131	Прирішнівська	III	0.15	2350	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	6.0	125	0.8 (2.7)	антиклинальний	1988	Д	Д	60	70	100	-
132	Путівльська	III	0.28	750	C <sub>1</sub> V	10.0	50	0.1	структурно-тектонічний	1995	О	С	80	-	-	-

Продовження таблиці 3.2

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкта	Черговість підгот. до бур.	Кч. коефіцієнт черговості	Глибина залягання продуктивної товщі (м)	Нафтогазопродуктивна товща локальна, регіональна	Площа об'єкта, кв. км	Амплітуда об'єкта (м)	Ресурси кат. С <sub>3</sub> од. у.п. (в дужках інші дані)	Тип пастки	Рік виявлення	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню		
											Північний борт та ДСС ДДА за В.В.Гладуном 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км		
														Польові роботи	Перевірка на ЕОМ	Переінтерпретація
133	Роме- нська	III	0.25	3000	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	15.0	-	0.3	структурно-літологічний	1937	В	С	100	120	150	-
134	Сазоні- вська	III	0.28	2300	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	12.0	150	0.2	структурно-тектонічний	1997	О	Х	80	-	-	-
135	Сергії- вська	I	0.42	1600	C <sub>1</sub> V <sub>1</sub>	7.0	75	0.9 (2.1)	антиклинальний	1994	П	Д	140	70	100	-
136	Ситі- нська	III	0.19	4500	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	7.0	-	0.25	структурно-літологічний	1980	Г	Ч	60	120	200	-
137	Сорокі- вська (Соро- кінська)	II	0.30	2200	C <sub>1</sub> V <sub>1</sub>	5.0	100	0.85 (0.15)	антиклинальний	1993	I.1.3. (I.1.3в)	Х	50	100	100	-
138	Соснів- ська	II	0.32	2000	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	20.0	-	0.1	структурно-тектонічно-літологічний	1982	I.1.3. (I.1.3а)	С	120	120	100	-
139	Старо- сільська	II	0.31	4750	C <sub>1t</sub> + C <sub>1</sub> V <sub>1</sub>	12.0	25	2.4	структурно-літологічний	1993	В	С	50	100	180	-

Продовження таблиці 3.2

№ на рис. 2.20.	Назва об'єкта	Черговість підгот. до бур.	Кч. - коефіцієнт черговості	Глибина залягання продуктив. товщі (м)	Нафтогазопродуктивна товща локальна, регіональна	Площа об'єкта, кв. км	Амплітуда об'єкта (м)	Ресурси кат. С <sub>3</sub> од. у.п. (в дужках інші дані)	Тип пастки	Рік виявлення	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню		
											Північний борт та ДСС ДДА за В.В.Гладуном 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км		
														Польові роботи	Перейти на ЕОМ	Переінтерпретація
140	Східно-Артохівська	III	0.12	5450	D <sub>3</sub> <sup>1)</sup>	14.0	50	2.0 (1.2)	структурно-тектонічний	1988	В	С	130	120	170	1
141	Східно-Богодарівська	III	0.22	5500	C <sub>1v2</sub>	30.0	-	0.25	структурно-літологічний	1992	В	С	70	100	150	-
142	Східно-Борисівська	III	0.19	4000	C <sub>1v2</sub>	8.0	100	0.8	структурно-тектонічний	1997	О	Х	50	100	120	-
143	Східно-Лобачівська	II	0.30	3100	C <sub>1</sub> <sup>3</sup> -C <sub>1</sub> <sup>4</sup>	10.0	75	1.2	структурно-тектонічний	1997	М	Л	60	80	150	-
144	Східно-Оливнівська	I	0.48	1800	C <sub>1v2</sub>	6.0	150	0.7	структурно-тектонічний	1997	О	Х	70	100	170	-

Продовження таблиці 3.2

№№ на рис. 2.20.	Назва об'єкта	Черговість підгот. до бур.	Кч.-коefficient черговості	Глибина залягання продуктив. товщі (м)	Нафтогазопродуктивна товща локальна, регіональна	Площа об'єкта, кв. км	Амплітуда об'єкта (м)	Ресурси кат. С <sub>3</sub> од. у.п. (в дужках інші дані)	Тип пастки	Рік виявлення	Нафтогазогеологічне районування		Адміністративний поділ	Рекомендації по вивченню			
											Північний борт та ДСС ДДА за В.В.Гладуном 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райони ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км			
														Польові роботи	Переоценка на ЕОМ	Перегляд інтерпретація	Буріння свердловин
145	Східно-Переволочнянська	III	0.13	5200	C <sub>1v2</sub>	5.0	100	0.1	літологічний	1997	Г	Ч	50	100	150	-	
146	Таврівська	II	0.34	2150	C <sub>1v2</sub>	10.0	250	4.0 (1.5)	структурно-тектонічний	1992	I.1.3.	О	Х	70	80	120	-
147	Тверська (Півд.)	II	0.40	4200	C <sub>1v1</sub>	30.0	450	2.3	структурно-тектонічний	1993	Е	Х	Х	80	100	150	-
148	Тетлігівська (Тетлічівська)	III	0.2	2050	C <sub>1v1</sub>	2.0	100	0.15	структурно-тектонічний	1997	I.1.3. (I.1.3в)	О	Х	60	100	100	-
149	Токарська	II	0.34	1900	C <sub>1v2</sub>	12.0	150	0.5 (1.8)	структурно-тектонічний	1990	I.1.4. (I.1.4б)	О	Х	100	70	90	-
150	Улянівська	III	0.26	3050	C <sub>1v1</sub>	9.0	150	0.04 (1.1)	структурно-тектонічний	1994	3	Д	Д	80	70	120	-
151	Філатівська	I	0.51	1750	C <sub>1v2</sub>	25.0	175	1.0 (3.9)	структурно-тектонічний	1994	I.1.3.	О	Х	120	40	50	-

Продовження таблиці 3.2

№№ на рис. 2.20.	Назва об'єкта	Черговість підгот. до бур.	Кч. коефіцієнт черговості	Глибина залягання про-дуктив. товщі (м)	Нафтогазопро-дуктивна товща лока-льна <sup>1)</sup> , регіо-нальна	Площа об'єкта, кв. км	Амплітуда об'єкта (м)	Ресурси кат. С <sub>3</sub> од. у.п.(в дужках інші дані)	Тип пастки	Рік вияв-лення	Нафтогазого-логічне району-вання		Адмі-ністративний поділ	Рекомендації по вивченню		
											Північ-ний борг та ДСС ДДА за В.В.Гла-дуном 1998 (див.рис. 2.1.)	Інші райо-ни ДДА [43, 65]		Сейсморозвідка, км	Польо-ві роботи	Пере-обро-бка на ЕОМ
152	Хорти-цька	II	0.31	4550	C <sub>1</sub> V <sub>1</sub>	10.0	175	1.0 (2.5)	структур-но-ліголо-гічний	1994	Г	П	50	70	150	-
153	Черне-цька	I	0.45	5450	C <sub>1</sub> V <sub>1</sub>	35.0	425	4.3	структур-но-ліголо-гічний	1990	В	Ч	100	70	120	1
154	Шля-хова	III	0.29	4500	C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>	8.0	75	1.8	антиклі-нальний	1997	О	Х	60	100	150	-
155	Ядугів-ська	III	0.14	2300	D <sub>3</sub> <sup>1)</sup>	7.0	50	1.1	структур-но-ліголо-гічний	1993	А	Ч	80	90	150	-
156	Ясно-поль-щин-ська	II	0.36	4750	C <sub>1</sub> V <sub>1</sub>	16.0	125	0.25 (3.2)	структур-но-ліголо-гічний	1983	В	С	75	80	140	-

Примітка: 1 – локальна товща



Таблиця 3.3

Фонд нафтогазоперспективних об'єктів ДДА ( станом на 01.01.98)

Характеристика об'єктів		Підготовлені		Виявлені	
		шт.	%	шт.	%
Розмір, км <sup>2</sup>	> 40	6	7	1	1
	30-40	13	14	4	6
	20-30	27	31	7	10
	10-20	28	32	27	40
	5-10	11	13	27	40
	< 5	3	4	2	3
Всього		88	100	68	100
Тип пастки	антиклінальні	24	27	19	28
	структурно-тектонічні, структурно-літологічні	61	69	46	68
	тектонічно-літологічні	3	4	3	4
Всього		88	100	68	100
Глибина залягання нафтогазоперспективних горизонтів, м	до 3000	30	34	31	46
	3000-4000	24	27	13	19
	4000-5000	16	18	13	19
	5000-5500	8	9	9	13
	5500-6000	8	9	2	3
	>6000	2	3	-	-
Всього		88	100	68	100
Нафтогазонасна товща	регіональна	86	97	65	96
	локальна	2	3	3	4
Всього		88	100	68	100
Величина ресурсів, од.ум.пал.	> 5	7	8	3	4
	4-5	8	9	4	6
	3-4	6	7	5	8
	2-3	28	32	15	22
	1-2	22	25	15	22
	< 1	17	19	26	38
Всього		88	100	68	100
Черговість опощування	Перша	36	41	12	18
	Друга	27	31	24	35
	Третя	25	28	32	47
Всього		88	100	68	100

НГПО. Як в цьому плані виглядає фонд НГПО нафтогазоносної субобласті Північного борту ДДА (Україна) складається з 30 структур (34% від усіх), серед них: 1- Айдарська, 3- Бараниківська, 8-Васищівська, 14-Гашинівська, 22-Євгенівська (з Південно-Євгенівською), 32-Кадницька, 33 –Калюжна (разом з Тригубівською), 34-Касьянівська, 35-Коротицька, 37-Кунінська, 40-Метелкінська, 41-Митяївська, 44-Невська, 46 –Ольгівська, 49 – Південно-Коробочкінська, 51- Північно-Коробочкінська, 58 – Рицинська, 59-Роганська, 60-Рокитнянська (Городищенська Харк.обл.), 62- Смолянинівська, 63- Солодухінська (з Бочаренківським блоком), 65 – Станична, 70 – Східно-Борівська, 71 – Східно-Караванівська, 75-Таганська, 77-Томашівська (Чернігівська обл.), 82-Хорошівська, 84-Черемхівська, 85-Щиглівська, 87-Ямпільська. Об'єкти нанесені на рис. 2.20.

До першочергових підготовлених об'єктів на Північному борту ДДА відносяться 1,3,14,22,33,35,37,40,41,44,46,59,62,65,70,84,85 об'єкти (див.рис.2.20), з яких до першочергових підготовлених до глибокого буріння без додаткових геофізичних робіт віднесені 12 об'єктів (№№1,14,22,35,41,44,46,59,65,70,84,85). Ще 5 першочергових об'єктів (№№ 3,33,37,40,62) потребують невеликого об'єму додаткових геофізичних робіт. Середній розмір площі першочергових об'єктів (без додаткових геофізичних робіт) 27,5 кв.км (11-56 кв.км), для першочергових (з додатковими роботами) – 32 кв.км (25-47 кв.км). В перших з 12 об'єктів 5 мають антиклінальний тип пасток, 7 – структурно-тектонічний; з інших 5: 4 антиклінального типу, 1- структурно-тектонічного. Глибина залягання нафтогазоперспективних горизонтів в першочергових (без додаткових робіт) об'єктах з 12: 5 знаходяться на глибинах до 3000 м, 6 на глибинах 3-4 км і лише 1 на глибині більше 4 км. Серед 5 першочергових (з додатковими геофізичними роботами) 4 об'єкти мають глибину нафтогазоперспективних горизонтів до 3000 м і 1 в інтервалі 3000-4000 м. Нафтогазоносна товща має для усіх першочергових об'єктів регіональний характер. Загальна величина ресурсів за категорією С<sub>3</sub> (в одиницях умовного палива) для 12 першочергових (без додаткових робіт) становить 30,0-57,4 млн.т ум.п., по 5 першочергових (з додатковими роботами)17,4-23,2млн.т ум.п., що в середньому на один об'єкт складає відповідно 3,7 і 4,1 млн.т ум.п. Розподіл за величиною ресурсів серед підготовлених першочергових об'єктів (без

додаткових робіт) виглядає таким чином. З 12 об'єктів до дуже дрібних і найдрібніших можливих родовищ (до 3 млн.т ум.п.) відносяться 10 об'єктів, до дрібних (3-10 млн.т.ум.п.) лише 2 . З 5 першочергових об'єктів ( з додатковими роботами) до дуже дрібних віднесено 2 і до дрібних 3. Тобто серед усіх першочергових 17 НГПО Пнб ДДА немає жодного, навіть середнього об'єкта, який міг би стати середнім родовищем ВВ. Коефіцієнт черговості по усіх 12 нафтогазоперспективних першочергових об'єктах (без додаткових робіт) становить в середньому 0,51, а по 5 об'єктах (з додатковими роботами) в середньому 0,63.

Таким чином, якщо в роботі [65] при коефіцієнті черговості більше 0,4 об'єкт вважався першочерговим, то усі 17 першочергових об'єктів Пнб відносяться до першої черги введення їх у глибоке буріння ("без" чи "з" додатковими геофізичними роботами). Розглянемо нафтогазоперспективні підготовлені об'єкти другої черги (№№8,32,49,58,60,63,75,82,87). Середня площа об'єкта 22,7 кв.км. Антиклінальний тип пастки зафіксовано в 1 об'єкті , структурно-тектонічний – для 8 об'єктів. Глибина залягання нафтогазоперспективних горизонтів: до 3 км – 6 об'єктів, в інтервалі 3-4 км - 2 об'єкти , більше 4 – один об'єкт. Для об'єктів характерна регіональна нафтогазонасна товща. Величина ресурсів вуглеводнів по усіх 9 об'єктах другої черги 16,5-14,2 млн.т ум.п. (у середньому 1,7 млн.т.ум.п. на один об'єкт). З 9 об'єктів до дуже дрібних і найдрібніших відносяться 8 (до 3 млн.т ум.п.) і 1 до дрібних (3-10 млн.т ум.п.). Коефіцієнт черговості для 9 об'єктів в середньому становить 0,36. До підготовлених НГПО III черги віднесено 4 об'єкти (№№ 34,51,71,77). Середній розмір об'єкта 7 кв.км. Тип пастки: антиклінальний у 2 об'єктів, структурно-тектонічний також у 2 об'єктів. Глибини залягання нафтогазоперспективних горизонтів для 3 об'єктів менше 3 км, для 1 в інтервалі 3-4 км. Нафтогазонасна товща має регіональний характер. Загальні ресурси по 4 об'єктах 3,0-3,5 млн.т ум.п. (в середньому на один об'єкт 0,81 млн.т ум.п.). Усі 4 об'єкти III черги відносяться до дуже дрібних і найдрібніших (менше 3 млн.т ум.п.). Коефіцієнт черговості в середньому по об'єктах III черги становить 0,19.

Характерним для усіх підготовлених НГПО (30) Пнб ДДА є те, що до дуже дрібних і найдрібніших віднесено 24 об'єкти і 6 до дрібних. Вирішення проблеми освоєння 30 підготовлених об'єктів на ПНБ ДДА (з ресурсами 66,9-98,3 млн.т ум.п.)

необхідно пов'язувати з концентрацією пошуково-розвідувальних робіт в зонах територіальної концентрації НГПО.

У фонді виявлених НГПО (структур) по Північному борту ДДА знаходиться 33 (48% від усіх виявлених об'єктів в ДДГНО) структури: 89-Базиліївська, 93 – Булгаківська, 94- Бучазька, 95-Вахтова, 97-Володарська, 98-Воронцівська, 101-Горожанівська, 102 - Грушівська, 103 - Гуківська, 105- Дуванська, 106 – Жолобківська, 107 – Західно-Вергунська, 109 – Західно-Кондрашівська, 114 – Кицівська, 116- Кочетівська, 120 – Люботинська, 122- Мірейська, 123- Мостова, 125- Новочкалівська, 126 – Печеніжська, 129- Плачидівська, 132- Путівльська, 134 – Сазонівська, 137 – Сороківська, 138 – Соснівська, 142- Східно-Борисівська, 143- Східно-Лобачівська, 144 – Східно-Оливинівська, 146 – Таверівська, 148 – Тетличівська, 149 – Токарська, 151 – Філатівська, 154 – Шляхова.

До першої черги підготовки відносяться такі виявлені нафтогазоперспективні об'єкти: №№ 89,98,109,120,144 і 151. Середня площа 1 об'єкта 17,7 кв.км (6-27 кв.км). Тип пастки: 3 – антиклінальних, 3 – структурно-тектонічних. За глибиною залягання нафтогазоперспективних горизонтів першочергові об'єкти розділені таким чином: менше 3 км – 4 об'єкти, між 3-4 км – 2 об'єкти. Нафтогазонасна товща – регіональна. Величина ресурсів становить 8,35-16,0 млн.т ум.п. (в середньому 1,4 млн.т.ум.п. на один об'єкт). До дуже дрібних і найдрібніших відносяться 5 об'єктів, до дрібних – 1. Коефіцієнт черговості підготовки становить 0,49. Другу чергу мають такі виявлені об'єкти: №№ 95, 97, 101-103, 106,116, 125, 129, 137, 138,143,146,149. Середній розмір площі об'єктів складе 12 кв.км (5-20 кв.км). Тип пастки: 6 об'єктів антиклінального типу, 8 – структурно-тектонічного. Глибина залягання нафтогазоперспективних горизонтів в 11 об'єктах менше 3 км, в інтервалі 3-4 км – 3 об'єкти. Нафтогазонасна товща – регіональна. Величина ресурсів становить 21,7-14,95 млн.т ум.п. (в середньому на 1 об'єкт 1,6 млн.т ум.п.). Дуже дрібними і найдрібнішими є 12 об'єктів, дрібними – 2. Коефіцієнт черговості становить 0,33.

До третьої черги віднесені виявлені об'єкти №№ 93,94,105,107,114,122 ,123, 126,132,134,142,148,154. Середня площа 1 об'єкта 7,4 кв.км (1.12 кв.км) . Тип пастки: антиклінальний – 1 об'єкт, структурно-тектонічний – 12. Глибина залягання нафтогазоперспективних горизонтів для 8 об'єктів менше 3 км, для 2 3-4 км, для 3

більше 4 км. Нафтогазоносна товща – регіональна. Величина ресурсів 7,5-8,2 млн.т ум.п.) середня по 1 об'єкту 0,6 млн.т ум.п.). В третій черзі всі 13 об'єктів відносяться до найдрібніших і дуже дрібних. Коефіцієнт черговості – 0,24.

Таким чином по виявлених об'єктах (33) Пнб ДДА середній розмір площі одного об'єкта дорівнює 12,3 кв.км. З тридцяти трьох виявлених об'єктів антиклінальний тип пасток мають 10 об'єктів, 23 – структурно-тектонічний. Глибина залягання нафтогазоперспективних горизонтів становить: менше 3 км для 23 об'єктів, в інтервалі 3-4 км – 7 об'єктів, більше 4 км лише 3 об'єкти. Для всіх об'єктів нафтогазоносна товща – регіональна. Ресурси виявлених об'єктів по Пнб становлять 37,55 – 39,15 млн.т ум.п. Найдрібніших і дуже дрібних об'єктів – 30, дрібних – 3. Якщо взяти увесь фонд підготовлених до глибокого буріння, так і виявлених об'єктів, то з 63-54 об'єкти будуть найдрібніші і дуже дрібні (85%), а 9 дрібними (15%). Тобто жодного можливого середнього родовища в цьому фонді немає. Висновки з цього розділу можуть бути такими (табл.3.4.):

1. Північнобортова субобласть ДДА є встановленою нафтогазоносною.

2. В цьому районі ДДА встановлено значний фонд підготовлених до глибокого буріння і виявлених об'єктів, який дорівнює 63 (30 перших і 33 других) (40% від усіх по ДДА), з загальними ресурсами тільки по цих об'єктах з категорії С<sub>3</sub> 104, 45-137, 45 млн.т ум.п. (за іншими авторами).

3. При порівнянні всього фонду підготовлених структур ДДА станом на 01.01.98 р., з таким же по його Пнб, одержимо деякі цікаві результати. Площу структури більше 20 кв.км в цілому по ДДА, мають 46 об'єктів, з них по Пнб 19 (41%); площу в інтервалі 10-20 кв.км ( на 1 об'єкт) відповідно 28 і 6; менше 10 в ДДА – мають 14 структур, з них на Північному борту тільки – 5. Висновок: на Пнб є достатня кількість підготовлених структур значною площею. З 24 підготовлених антиклінальних структур в ДДА, на її Пнб знаходиться 12 (50%). Глибину залягання продуктивних горизонтів до 3000 м, в цілому по ДДА мають 30 об'єктів, 18 з яких розташовані на Пнб; в межах 3000-4000 м відповідно 24 і 10, а на глибинах більше 4000 м в цілому по ДДА знаходяться 34 структури, з яких лише 2 розміщені на його Пнб. На жаль, за ресурсами ВВ картина, як в цілому по ДДА, так і на його Пнб, менш оптимістична на швидке відкриття крупних і середніх

Таблиця 3.4  
 Нафтогазоперспективні об'єкти і родовища Північного боргу ДДА (Україна) за структурно-тектонічними зонами і підрозділами концентрації нафтогазоперспективних об'єктів станом на 01.01.98р.

Об'єкти → структурно- тектонічні зони ↓ і підзони	Родовища	В буринні		Підготовлені						Виявлені			Про- гнози	Всього		
		Родо- вища	Об'єкти в буринні	I черги	I	II	III	Разом	I черги	II	III	Разом				
I.1.2.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	3
I.1.3.	1	-	2	-	2	-	-	-	-	-	-	-	1	2	43	50
I.1.3a	2	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	1	1	7	13
I.1.3б	2	2 <sup>3)</sup>	-	2	1	-	-	-	-	-	-	-	2	2	10	17
I.1.3в	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	3	9	4	14
I.1.3г	2	2 <sup>3)</sup>	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	1	1	31	37
I.1.4	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	16	21
I.1.4a	12	9 <sup>3)</sup>	1	5	-	4	2	11	-	-	-	-	3	8	24	56
I.1.4б	5	1 <sup>3)</sup>	1	2	-	-	-	2	-	-	-	-	1	2	12	22
I.1.4в	8	1 <sup>3)</sup>	-	2	1	-	-	3	-	-	-	-	1	3	6	20
I.1.4г	3 <sup>2)</sup>	2 <sup>3)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	7
I.1.5.(II.1.1.+ II.1.2.+ II.1.3)	2	-	1	-	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-	23	27
II.1.4.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	6
II.1.5.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2
Разом	37 <sup>2)</sup>	- <sup>3)</sup>	5	--	--	--	--	30	--	--	--	--	-	33	190	295

Примітки: 1)-черги (з додатковими геофізичними роботами).

2) - Враховані Марківське і Кружилівське родовища в буринні одночасно в Україні і Росії (на границі).

3)- Ці родовища знаходяться в буринні, але вже зафіксовані в графі "Родовища", тому в розрахунках участі не беруть.

родовищ. Ресурси категорії С<sub>3</sub> по підготовлених об'єктах в цілому по ДДА до 3 млн.т ум.п. в кожному прогноуються в 67 об'єктах, з них 24 на Пнб. З ресурсами до 10 млн.т ум. палива - 20 об'єктів в цілому по ДДА, з яких 6 – на Пнб. Разом по ДДА станом на 01.01.98 р. лише 1 об'єкт має ранг середнього родовища ( на Пнб таких об'єктів немає). При порівнянні черговості опощукування в ДДА і на Пнб станом на 01.01.98 р. картина була такою. До I черги в ДДА відноситься в цілому 36 об'єктів, з яких на Пнб припадає 17 об'єктів (47% від загальної кількості об'єктів ), до II черги відповідно 27 і 9 ( 33% ) і до III черги в ДДА припадає 25 об'єктів, з яких лише 4 ( 16% ) на Пнб. Це знову свідчить про значні переваги Пнб.

4. Нафтогазоперспективні об'єкти Пнб ДДА тяжіють до СТЗ і підзон концентрації НГПО північно-західного і субширотного простягання, що дозволяє зосередити геолого-розвідувальні роботи на значно менших площах з значною величиною ресурсів вуглеводневої сировини і можливістю застосування зонального методу пошуків нафти і газу.

5. Першочерговими підготовленими НГПО слід вважати : Айдарську, Гашинівську, Євгенівську (з Південно-Євгенівською), Коротицьку, Митяївську, Невську, Ольгівську, Роганську, Станичну, Східно-Борівську, Черемхівську, Щиглівську структури. Заслуговують на увагу також першочергові об'єкти, де потрібно провести деякий обсяг геофізичних робіт: Баранівська, Калюжна з Тригубівською, Кунінська, Метелкінська, Смолянинівська структури. Всього разом - 17 об'єктів ( 48% від усіх першочергових підготовлених в ДДА ) станом на 01.01.98р.

6. Першочерговими виявленими об'єктами для підготовки їх сейсмозвідкою є Базиліївська, Воронцівська, Західно-Кондрашівська, Люботинська, Східно-Оливинівська, Філатівська. Всього 6 об'єктів (50% від усіх першочергових виявлених об'єктів, встановлених в ДДА).

7. Значний фонд на Північному борту ДДА ( Україна ) прогнозних об'єктів-190, що збільшує нафтогазозносний потенціал цього району, при умові збільшення обсягів сейсмозвідувальних робіт.

8. Всього на Північному борту ДДА на території України і Ростовської області РФ знаходиться 397 об'єктів (структур), в тому числі 57 родовищ нафти і газу (37 в Україні). Коефіцієнт успішності опощування 0,5-0,55.

9. В Україні на Пнб ДДА розміщено 295 об'єктів (структур) (див. табл. 3.4.). Найбільша територіальна концентрація НГПО приурочена до Щиглівсько-Гашинівської СТП КНО – І.1.4а (див. рис. 2.3.). В ній розташовано 56 об'єктів, в тому числі 12 родовищ нафти і газу, 11 підготовлених до глибокого буріння і 8 виявлених об'єктів, а також 24 прогнозних і 1- в бурінні.

10. Всього на Північному борту ДДА по території України і Ростовської області встановлено 9 СТП КНО НГПО: Соснівсько-Томашівська (І.1.3а.), Лебединсько-Хухринська (І.1.3б), Грушівсько-Печенізька (І.1.3а), Бараниківсько-Плачидівсько-Романівська (І.1.3г), Щиглівсько-Гашинівська (І.1.4а), Воронцівсько-Невська (І.1.4б), Метелкінсько-Кондрашівська (І.1.4в), Ольхівсько-Глибокинська (І.1.4 г) і Ямпільсько-Донецька (І.1.5), а також в ДДС - Міжнасувна (ІІ.1.3а) (див. табл. 2.6.).

З цих підзон заслуговують на першочергову увагу, крім І.1.4а, також І.1.4в, І.1.3г, І.1.3в, ІІ.1.3а. Для підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт на нафту і газ на Північному борту ДДА, який і надалі залишиться новим об'єктом пошуків ВВ в осадовому чохла і фундаменті на території України, необхідно збільшити обсяги сейсмозвідки і параметричного буріння, збільшити роботи з геолого-економічної оцінки першочергових підготовлених до глибокого буріння і виявлених НГПО.

Третє наукове положення формулюється таким чином: “Багатофакторність формування покладів ВВ у межах Пнб, дискусійність питань про джерело вуглеводнів створюють передумови для застосування рейтингової оцінки нафтогазоперспективних об'єктів, ефективність якої при локальному прогнозі нафтогазоносності доведена в дисертації”.



## РОЗДІЛ 4

## НАФТОГАЗОВИЙ ПОТЕНЦІАЛ І ПОДАЛЬШІ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНІ РОБОТИ З МЕТОЮ ЙОГО ОСВОЄННЯ

Розглянувши структурно-тектонічне і нафтогазогеологічне районування, фонд нафтогазоносних і НГПО та провівши рейтинг і ранжування останнього, вивчивши нафтогазовий потенціал Пнб ДДА, ми запропонуємо в цьому розділі пріоритетні напрямки для постановки і проведення геологорозвідувальних робіт на нафту і газ та опошукування найбільш економічно вигідних НГПО Пнб. Ці питання, в певній мірі, відображені в деяких роботах, в тому числі і наших [3, 6, 8, 11, 16, 17, 26, 27, 29, 36, 40, 41, 43, 50, 51, 57, 65-67, 73, 75, 77, 81, 93, 94, 98, 101, 102, 107, 108, 111, 112, 117-119, 126, 127, 132, 151, 152, 168, 170, 171]. Найбільш обгрунтованою працею по Пнб є монографія 1996 р. [101], в якій автор брав безпосередньо участь як співавтор.

Основна увага була звернена на докембрійський нафтогазоносний поверх (удостоєна в 1999 році I премії Української нафтогазової академії). Розділ ілюстровано рис.4.1-4.4 і додатком П. Після проведення глибокого буріння і геофізичних досліджень, які привели до численних відкриттів родовищ ВВ на Пнб в 1985-1994 р.р. на основі Комплексної програми [111,118] та інших розробок, в тому числі дисертанта, була складена карта пріоритетних напрямків геолого-геофізичних досліджень Пнб ДДЗ (Україна) [101,140 та ін.] (дод.П) за участю автора, яка вперше підвела підсумки результатів пошуково-розвідувального буріння і сейсмічних досліджень станом на 1995 р. Незважаючи на економічну кризу, яка почалась в Україні з 1992 року, автори [101] вважали, що для реалізації основних напрямків робіт на нафту і газ на Пнб необхідно було пробурити, починаючи з 1996 року, 133 проектних свердловини на 125 НГПО, загальним метражем 416 тис. погонних метрів. Крім цього Є. С. Дворянин і В. В. Гладун [101 (рис.3)] додатково запропонували ще 33 свердловини. Завданням усіх 166 проектних свердловин на 126 НГПО Пнб ДДА в Україні було дослідження промислової нафтогазоносності

НГПО Пнб ДДА в Україні було дослідження промислової нафтогазоносності відкладів нижнього і середнього карбону і ф.є.в. утворень фундаменту у зв'язку з відкриттям у ньому покладів ВВ на 6 родовищах. Це була Програма-максимум, яка свідчила про високу перспективність на нафту і газ Пнб ДДА

На рис. 4.1. представлена карта напрямків геологорозвідувальних робіт на нафту і газ на пріоритетних і перспективних об'єктах Північного борту ДДА, за В.В.Гладуном, 1998 р., де пропонуються проектні сейсмопрофілі чи продовження відпрацьованих, а також проектні свердловини (пріоритетні, перспективні, параметричні), за В.В.Гладуном.

Є.С.Дворянин і В.В.Гладун в 1998 р. склали карту розломно-блокової тектоніки, перспектив газоносності та напрямків геолого-розвідувальних робіт в піднасувних надфундаментних осадових відкладах північних околиць Донбасу (рис.4.2.). Вперше з позицій розломно-блокової тектоніки розглянуті перспективи української частини Північного Донбасу у межах Пнб. На схематичній карті перспектив нафтогазоносності і напрямків геологорозвідувальних робіт на нафту і газ на Пнб ДДЗ (рис.4.3.), за І.В.Височанським, Є.С.Дворянином, В.В.Гладуном та ін. (1996), показані перспективні на пошуки ВВ ділянки розвитку неантиклінальних ласток центральної і південно-східної частини борту, що дає можливість розпочати масовані дослідження на цьому шляху, починаючи, як завжди, з сейсмічних досліджень. Слід додати, в теперішній час половина нерозвіданих запасів і ресурсів нафти і газу на території ДДГНО і в нафтогазоносній субобласті Пнб, пов'язані з літологічними, стратиграфічними і тектонічно-екранованими покладами, розташованими в різних частинах на глибинах більше 4000 м в Дніпровському грабені і менше 4000 м на Пнб. Частіше за все ці поклади пов'язані з піщаними і карбонатними тілами, розташованими серед потужних глинистих товщ.

Дуже цікавим є район Північного Донбасу в Україні. Саме йому присвячена карта геологічної будови південного схилу Воронежського кристалічного масиву і Північної зони дрібної складчастості і насувів Донбасу (у межах Пнб ДДА) ряду дослідників, в тому числі автора (рис.4.4.).

В ДДА з перших етапів пошуків ВВ розроблялись стратегічні напрямки пошукових робіт. Спочатку це були солянокупольні структури, пізніше – наскрізні,

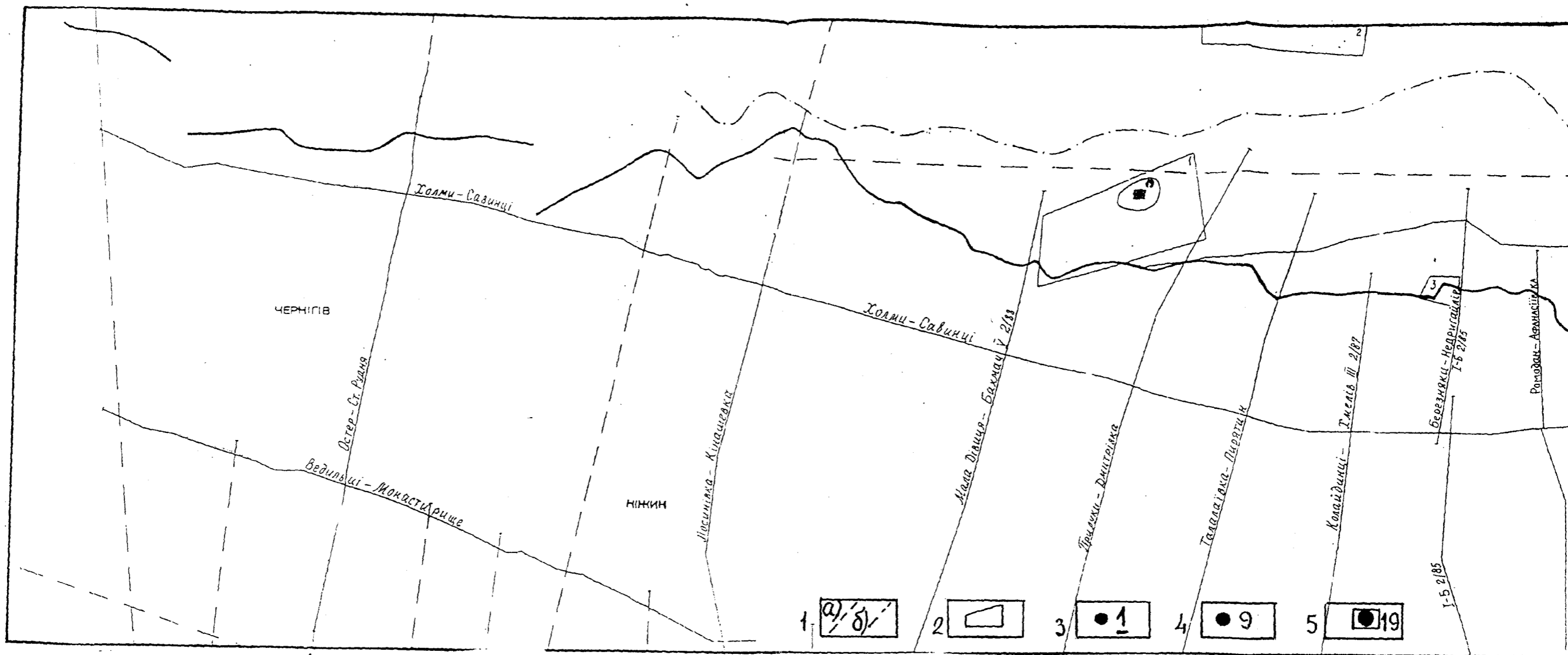


Рис. 4.1. Карта напрямків геологорозвідувальних робіт на нафту і газ на пріоритетних і перспективних об'єктах Північного борту ДДА за В. В. Гладуном, 1998: 1-проектні сеймопрофілі (а) чи подовження відпрацьованих (б); 2-площі детальних сейсмодосліджень (1-Тиницько-Соснівська, 2-Путивльська, 3-Вовківцівська, 4-Шляхова, 5-Островецька, 6-Харківська, 7-площа перетину сеймопрофілю Мечебилово-Бригадирівка і Шевченково-Вовчанськ, 8-Сватівська, 9-Чабанівсько-Любашівська); проектні свердловини: 3-пріоритетні (1-черемхівська, пошукова, проектна глибина-2300 м, проектний горизонт - докембрій; 2-Кадницька-1, пошукова, 2500 м, докембрій; 3- Караванівська-4, пошукова, 3977 м, докембрій; 4-Островецька-3, пошукова, 4287 м, С-18; Островецька-2, пошукова, 5300 м, докембрій; 5-Денисівська-1, 4000 м, докембрій; 6-Білозірська-3, пошукова, 4950 м, докембрій; 7-Південно-Дружелюбівська-1, пошукова, 4100 м, С-9; 8-Ямпільська-1, пошукова, 3600 м, С-8-9); 4-перспективні (9-Черемхівська-2, пошекова, 2400 м, докембрій; 10-Калюжна-1, пошукова, 2500 м, докембрій; 11-Щиглівська-1, пошукова, 3450 м, докембрій; 12-Рокитнянська (Городищенська-1, пошукова, 4700, докембрій; 13-Васищівська-4, пошукова, 3700 м, докембрій; 14-Роганська-1, пошукова, 3150 м, докембрій; 15-Станична-1, пошукова, 4000 м, докембрій; 16-Північно-Коробочкінська-1, пошукова, 2900 м, докембрій; 17-Східно-Борівська-1, пошукова, 2400 м, С-4-5; 18-Метелкінська-1, пошукова, 3250 м, докембрій); 5-параметричні: 19-Соснівська, 2100 м, докембрій; 20-Порфілівська, 2100м, докембрій; 21-Філатівська, 2000 м, докембрій; 22-Печенізька, 2000 м, докембрій; 23-Стельмахівська, 2100 м, докембрій; 24-Валіївська, 2300 м, докембрій.

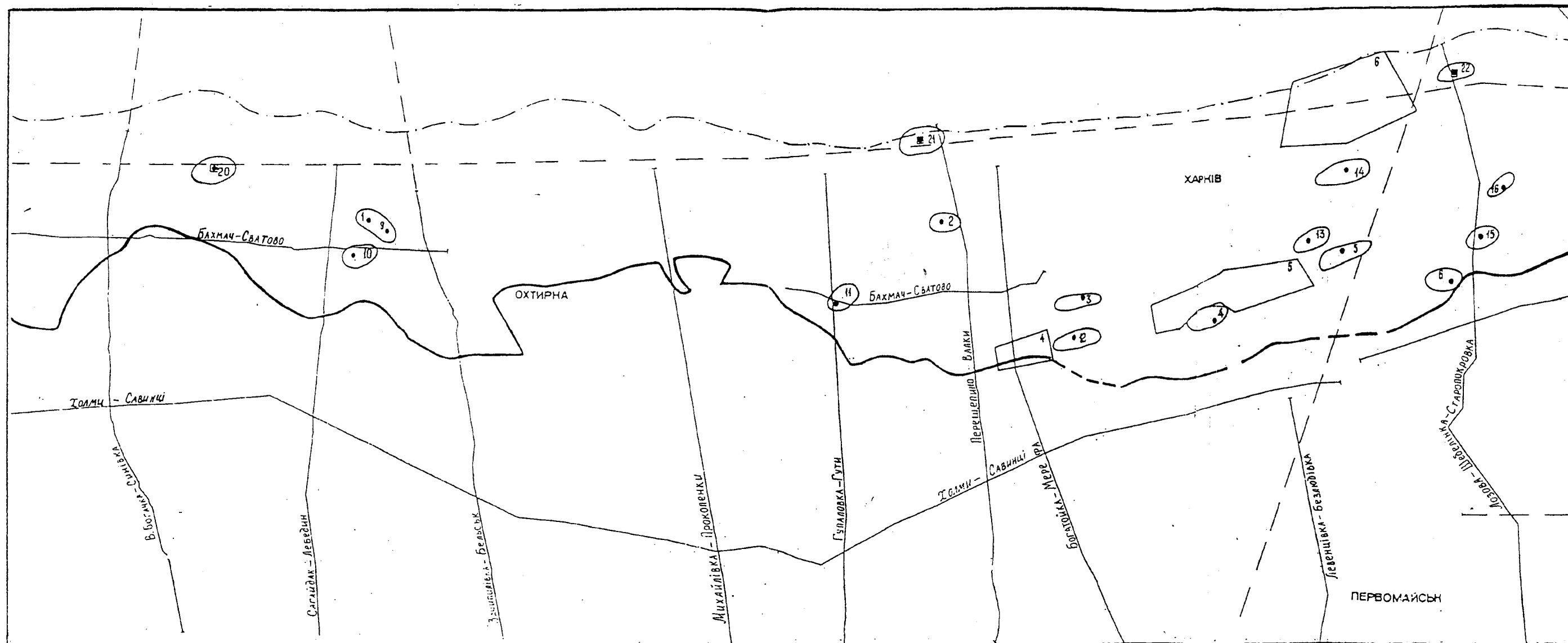


Рис. 4.1. (продовження).

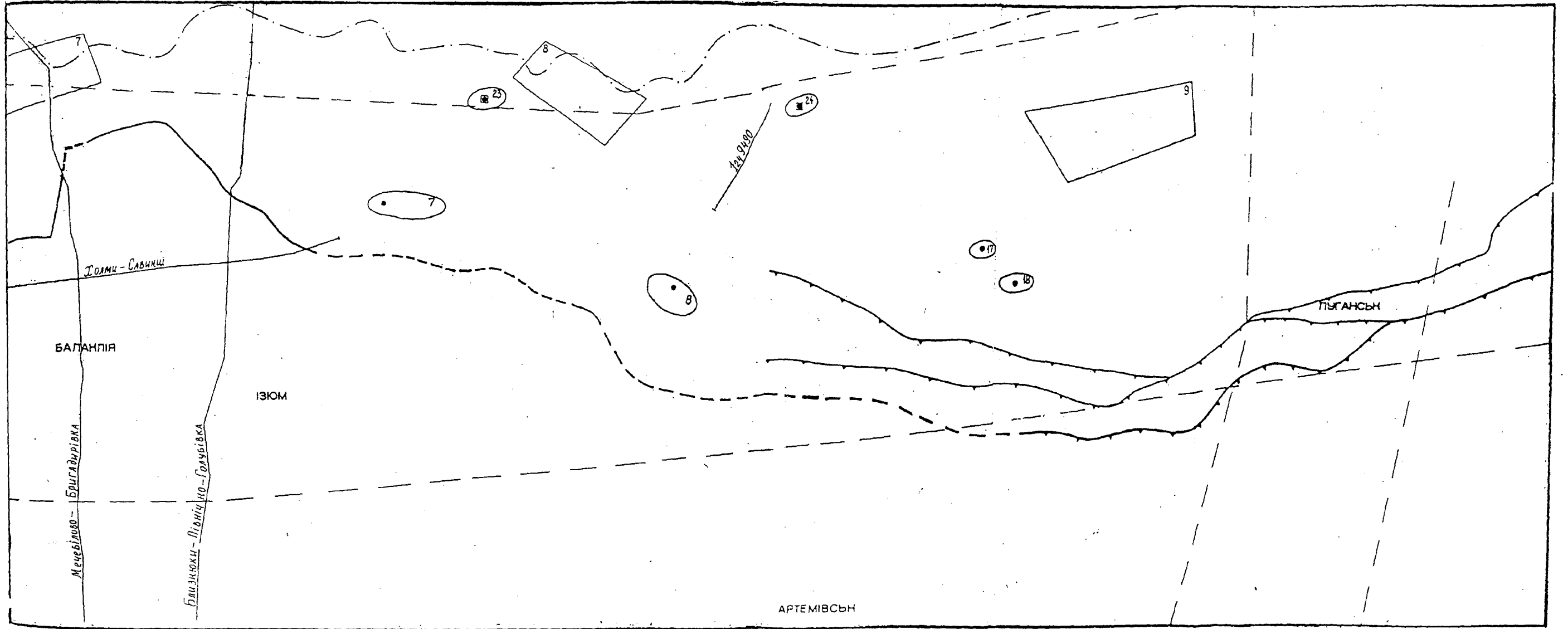


Рис. 4.1. (продовження).

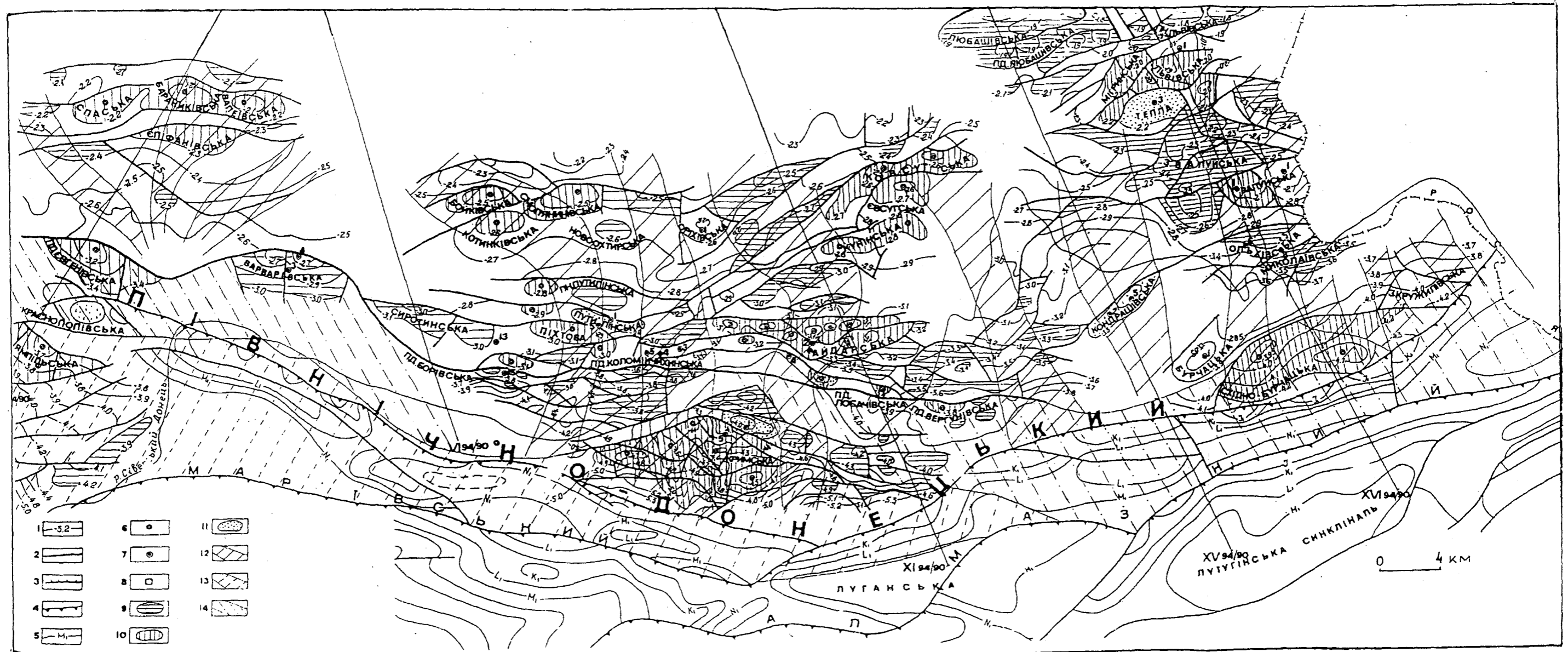


Рис. 4.2. Карта розломно-блокової тектоніки, перспектив газонасності та напрямків геолого-геофізичних робіт в піднасувних надфундаментних осадових відкладах північних околиць Донбасу за Є. С. Дворянином, В. В. Гладуном, 1998: 1-ізолінії надфундаментної осадової товщі; розломи: 2-узгоджені, 3-неузгоджені (зворотні), 4-насуви; 5-лінії виходів нижньокам'яновугільних вапняків; свердловини: 6-пошукові рекомендовані, 7-пробурені, 8-параметричні рекомендовані; першочергові ділянки сейсмічних досліджень МСГТ: 9-виявлені нафтогазоперспективні об'єкти, 10-підготовлені до буріння структури, 11-об'єкти, на яких отримані притоки газу в надфундаментній нижньокам'яновугільній товщі, 12-прогнозні ділянки розповсюдження колекторів, пріоритетні газоперспективні зони: 13-Ямпільсько-Нижньокримська, 14-Варварівсько-Кружилівська.

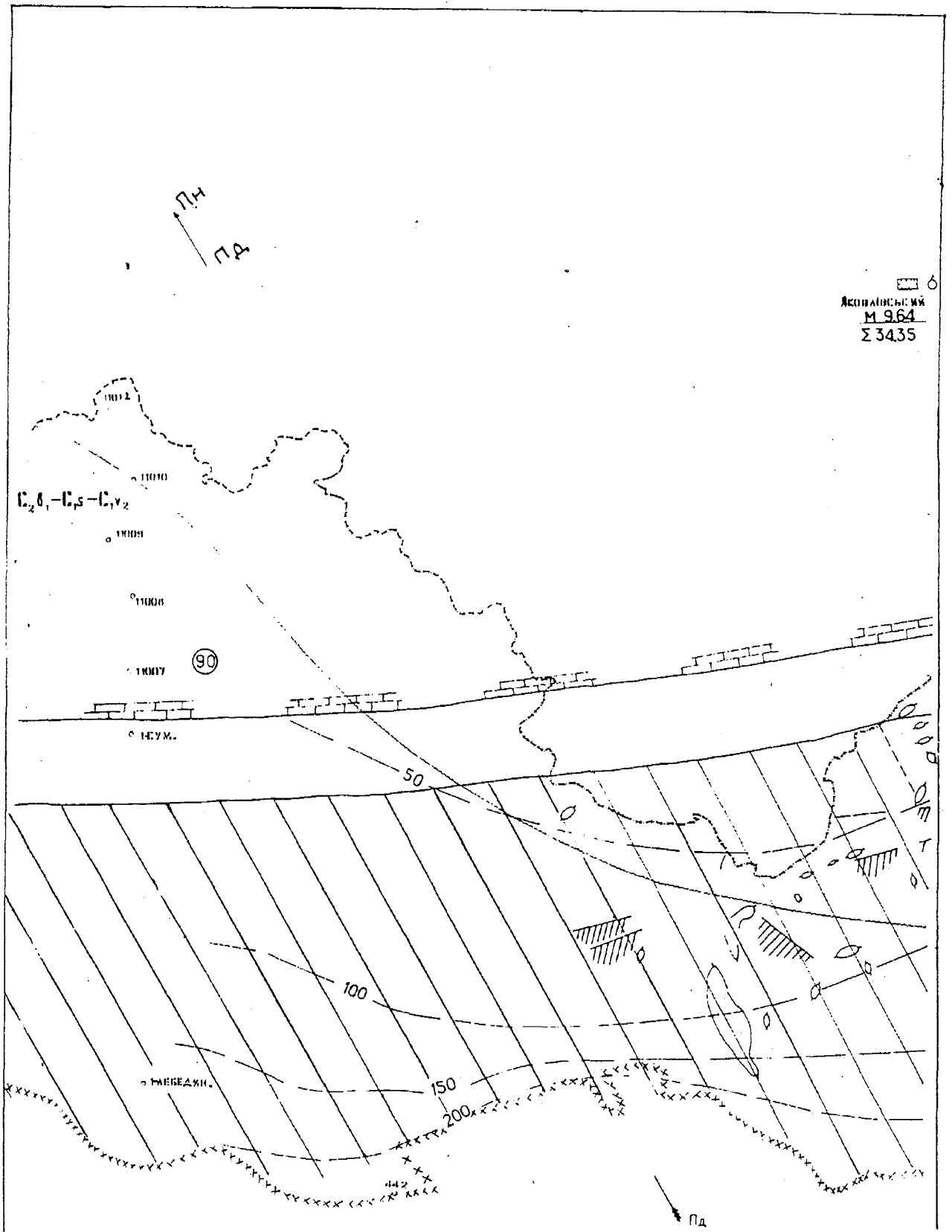


Рис. 4.3. Схематична карта перспектив нафтогазоносності і напрямків геологорозвідувальних робіт на Північному борту ДДЗ за Височанським І. В., Дворянином Є. С., Гладуном В. В., 1996.

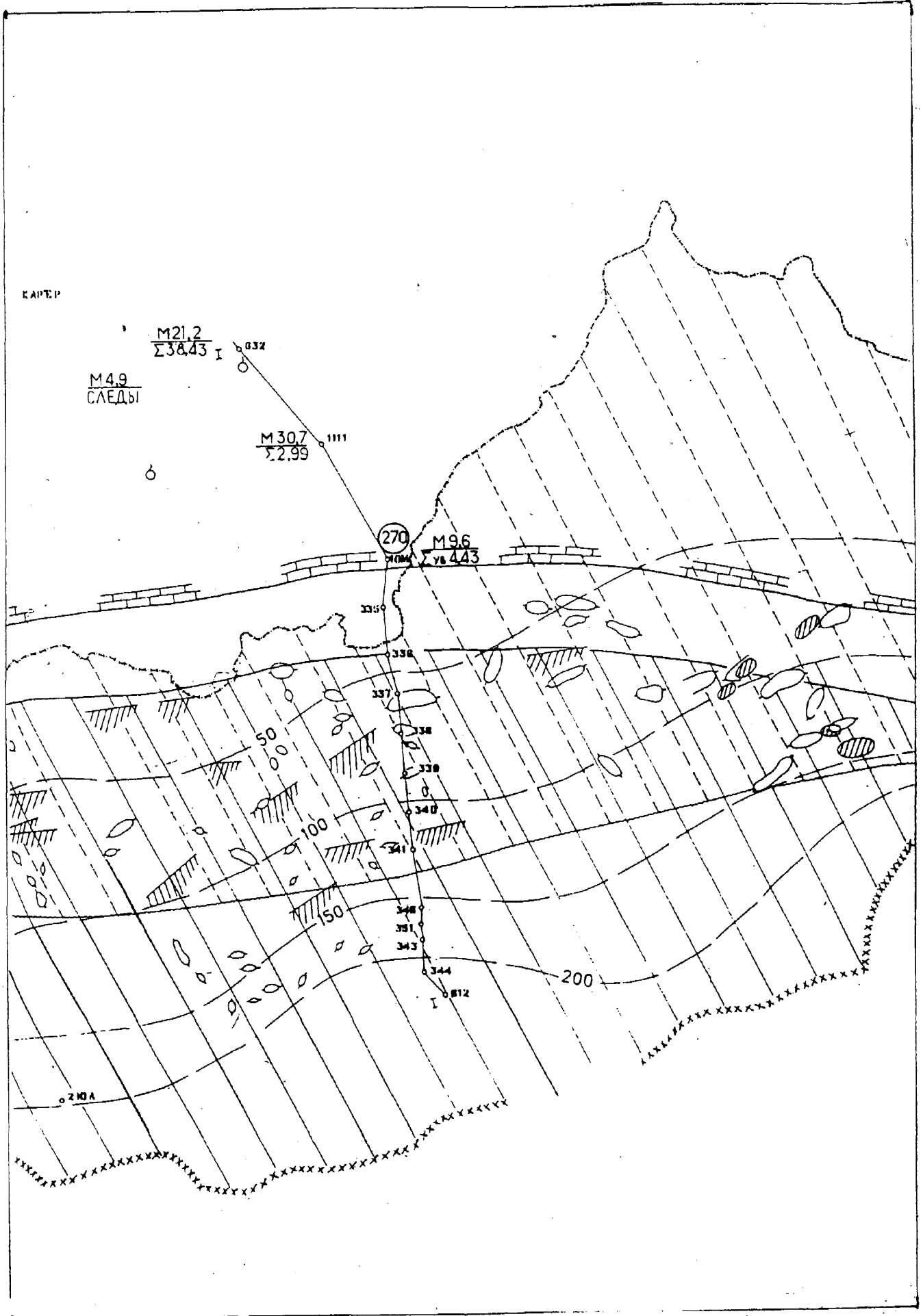


Рис. 4.3. (продовження).



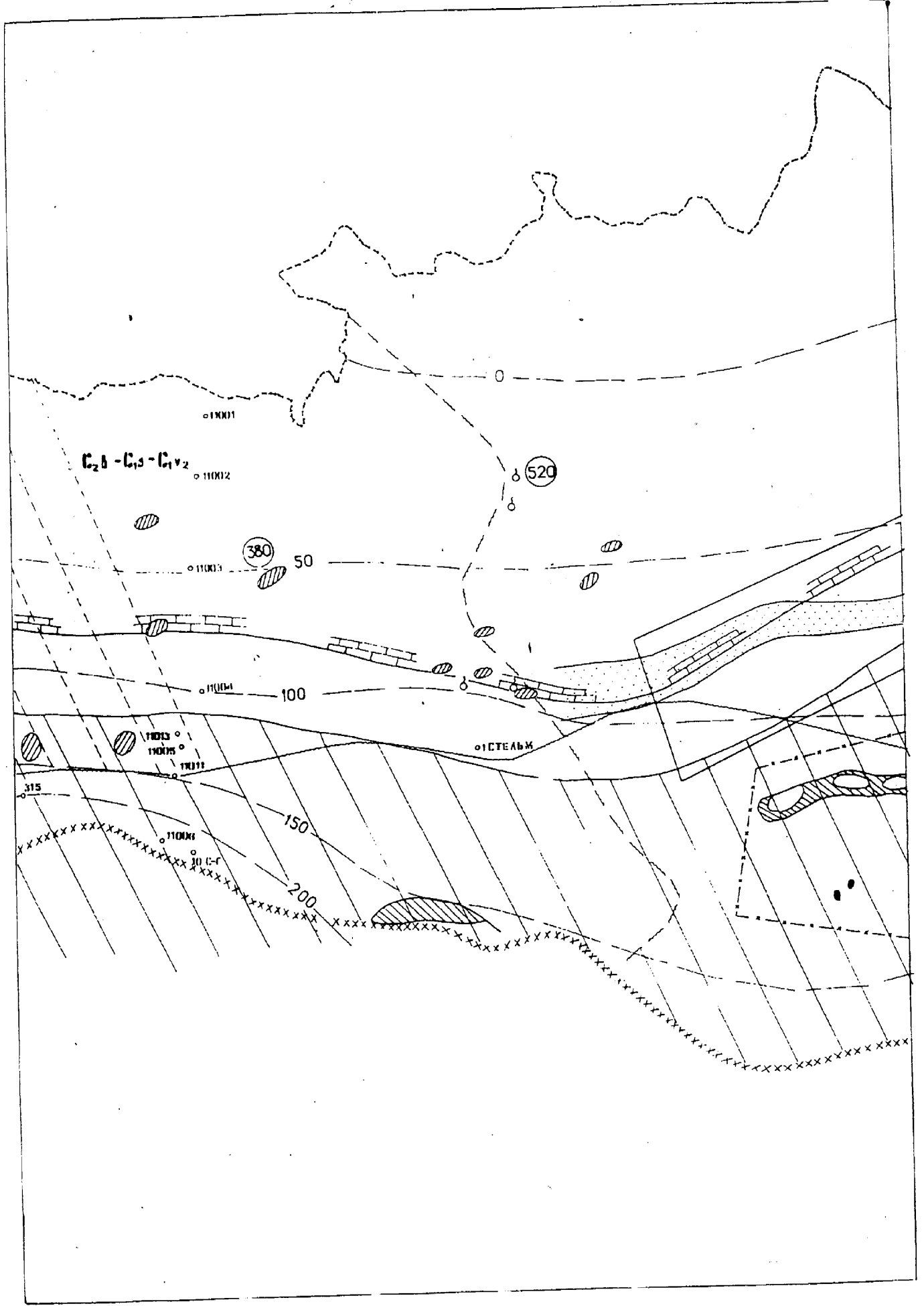


Рис. 4.3. (продовження).

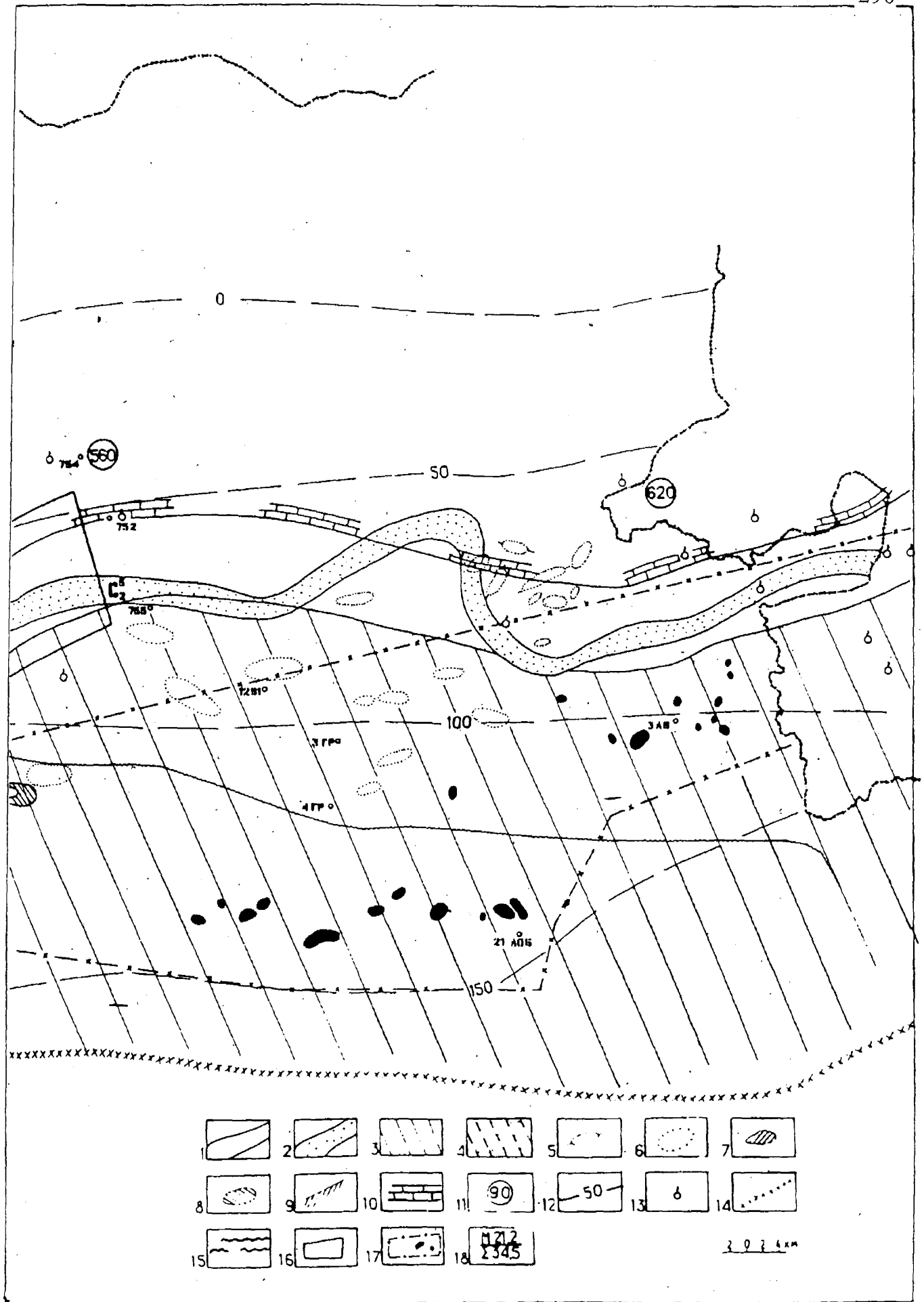


Рис. 4.3. (продовження).

Рис. 4.3. Схематична карта перспектив нафтогазоносності і напрямків ГТР на Північному борту ДДЗ, за Височанським І.В., Дворянином Є.С., Гладуном В.В. та ін., 1996.

1 - перспективні території для пошуків літологічних пасток; 2 - палеоруслло за даними вуглерозвідки в світі  $C_2^5$ ; 3 - зона переважного розповсюдження теригенних колекторів у відкладах карбону; 4 - зона, перспективна для утворення стратиграфічних пасток, рекомендована для проведення геолого-геофізичних робіт (в підрозмивній серії  $T_1$ ,  $C_2_m$  під  $J_2$  в-вт); структури прогнозні: 5 - в осадочному чохлі або в рельєфі фундаменту (гравірозвідка); 6 - за даними геологічної зйомки; 7- за геоморфологічними даними; 8 - інші структури; 9 - ділянки, перспективні для пошуків комбінованих пасток (літолого-тектонічних); 10 - зона розповсюдження карбонатів у відкладах карбону; 11 - потужність вапнякової товщі; 12 - мінералізація вод нижнього карбону г/дм<sup>3</sup> (за даними В.О. Кривошеї); 13 - нафтогазопрояви в карбоні (дані вуглерозвідки); 14 - Північне крайове порушення; 15 - геологічні границі; 16 - першочергова ділянка для проведення геолого-геофізичних робіт (на літологічні пастки); 17 - ділянка, рекомендована для пошуків рифогенних пасток (чорний колір); 18 - в чисельнику - мінералізація пластових вод, у знаменнику - вміст  $ZV$  у складі розчинених газів.

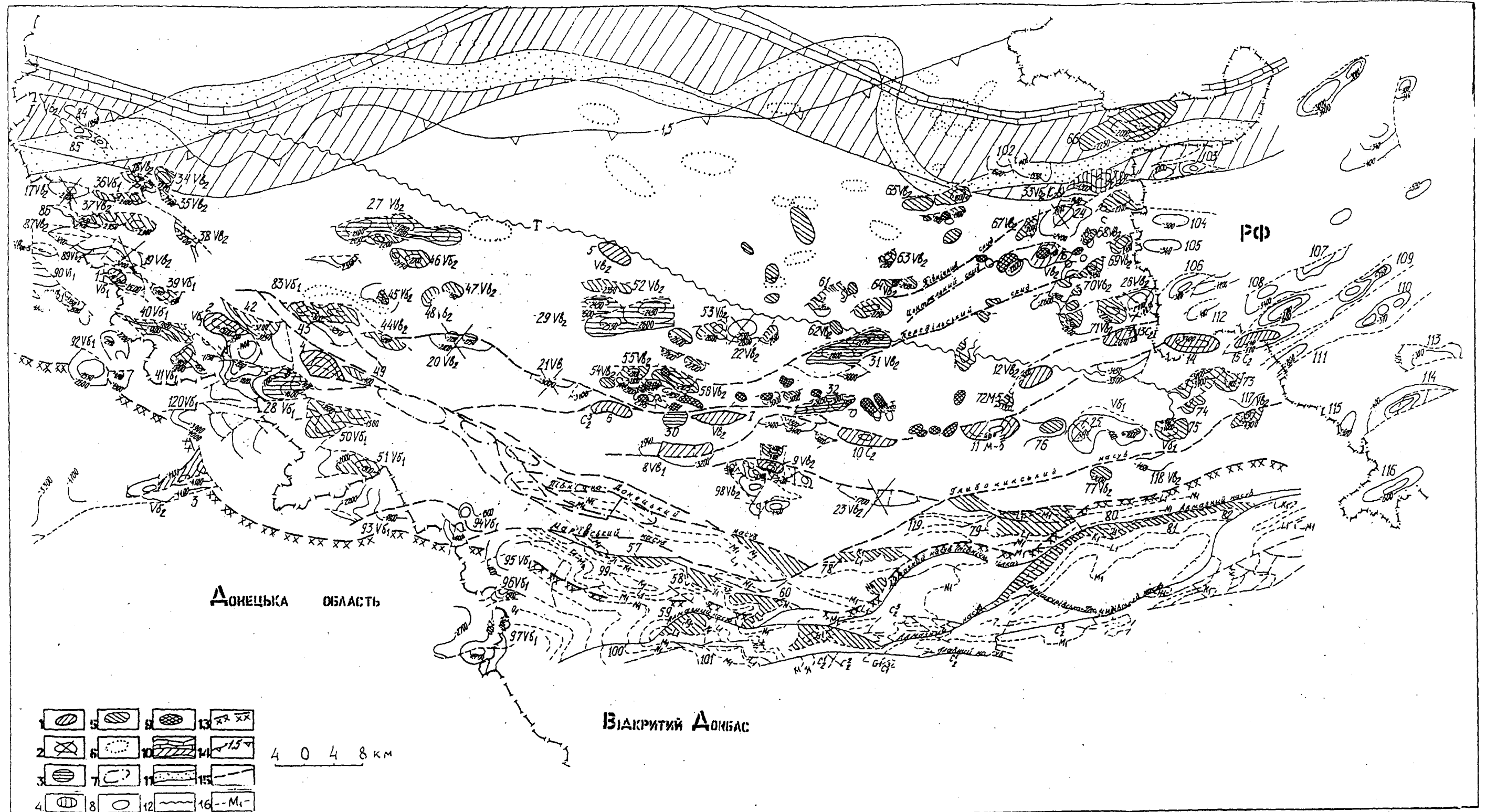


Рис. 4.4. Схематична карта геологічної будови південного схилу ВКМ, Північного борту ДДА і Північної зони дрібної складчастості Донбасу М 1:200000 за М. П. Зюзькевичем, І. В. Височанським, П. Т. Павленком, В. В. Гладуном на основі карти Є. С. Дворянина, В. В. Гладуна та інш. [140], ДГП "Укргеофізика" (В. В. Гладун), "Луганськгеологія" (А. Т. Мурич і інш.), УкрНДІгазу, 1997.

Рис.4.4 . Схематична карта геологічної будови південного схилу Воронезького кристалічного масиву Північного борту ДДА і Північної зони дрібної складчастості і насувів Донбасу. Масштаб 1:200000 за М.П.Зюзькевичем, І.В.Височанським, П.Т.Павленком, В.В. Гладуном на основі карти Є.С.Дворянина, В.В.Гладуна і ін. [140], ДГП Укргеофізики (В.В. Гладуна), Луганськгеологія (А.Т.Мурича і ін), УкрНДІгазу, 1997.

1 - родовища вуглеводнів; структури: 2 - з від'ємними результатами буріння, 3 - підготовлені до пошукового буріння, 4 - перспективні (виявлені), 5 - виявлені геофізичними методами, 6 - прогнозні за даними геологічних і геохімічних досліджень, 7 - прогнозні піднасувні за даними геологічних досліджень, 8 - інші структури, 9 - органогенні побудови.

Зони передбачуваного розвитку неантиклінальних пасток пов'язані з: 10 - регіональною літолого-фаціальною зміною в нижньокам'яновугільних продуктивних комплексах, 11 - розвиток палеорусел в середньому карбоні, 12 - розмивом тріасових відкладів, 13 - Північне крайове порушення ДДА; 14 - ізогіпси поверхні кристалічного фундаменту /північна границя ДДНГО: - 1,5(за М.П. Зюзькевичем і ін.), - 1,0 -(за В.В. Гладуном); 15 - інші розломи/головні насуви підписані/; 16 - виходи реперних вапняків.

Список родовищ вуглеводнів: 1 - Ольгівське (за іншими даними-родовище потребує додаткових робіт [101]), 2 - Макіївське, 3 - Дробишівське, 4 - Краснопопівське, 5 - Чабанівське, 6 - Борівське, 7 - Капітанівське, 8 - Муратівське, 9 - Кримське, 10 - Лобачівське, 11 - Вергунське, 12 - Кондрашівське, 13 - Вільхівське (Ольхівське), 14 - Марківське, 15 - Кружилівське, 16 - Тепле (Львівське).

Структури з від'ємними результатами буріння: 17 - Коломійчихінська, 18 - Нежуринська, 19 - Кармазинівська, 20 - Варварівська, 21 - Сиротинська, 22 - Новоохтирська, 23 - Слов'яносербська, 24 - Львівська, 25 -Бурчацька, 26 - Валуйська.

Структури, підготовлені до пошукового буріння: 27 - Баранниківська, 28 - Ямпільська, 29 - Смолянинівська, 30 - Східноборівська, 31 - Передільська, 32 - Айдарська.

Перспективні структури: 33 - Плачидівська.

Виявлені геофізичними методами: 34 - Сватівська, 35 - Міловатська, 36 - Кудринська, 37 - Потапахівська, 38 - Нестукаївська, 39 - Західномаліївська, 40 - Східноольгівська, 41 - Невська, 42 - Житловська, 43 - Євгенівська, 44 - Південноєвгенівська, 45 - Краснянська, 46 - Єпіфанівська, 47 - Качинська, 48 - Карнівська, 49 - Краснопопівська, 50 - Південно-Ямпільська, 51 - Білогорівська, 52 - Чарівська, 53 - Оріхівська, 54 - Метелкінська, 55 - Осинівська, 56 - Путилінська, 57 - Горська, 58 - Бежанівська, 59 - Максимівська, 60 - Синегірська, 61 - Рубіжна, 62 - Кунінська, 63 - Ковсугська, 64 - Євсугська, 65 - Любашівська, 66 - Краснодеркульська, 67 - Мигринська, 68 - Юрасівська, 69 - Закутна, 70 - Козловська, 71 - Валуйська, 72 - Західно-Кондрашівська, 73 - Південно-Кружилівська, 74 - Північно-Надеждинська, 75 - Східно-Бурчацька, 76 - Східно-Вергунська, 77 - Новосвітлівська, 78 - Черкаська, 79 - Климівська, 80 - Видна, 81 - Орловська, 82 - Дружня.

Прогнозні структури за даними геологічних і геохімічних досліджень: 83-Софіївська.

Інші структури: 84 - Краснорічинська, 85 - Стельмахівська, 86 - Токарська, 87 - Розівська, 88 - Яцківська, 89 - Зайцівська, 90 - Мирна, 91 - Нова, 92 - Медвежанська, 93 - Дранівська, 94 - Іванодар'ївська, 95 - Нирківська, 96 - Вишенська, 97 - Берестянська, 98 - Кримська, 99 - Карбонітська, 100 - Ірмінська, 101 - Іллічівська, 102 - Деркульська, 103 - Крутоярівська, 104 - Ушаківська, 105 - Єланська, 106 - Патронівська, 107 - Тишкінська, 108 - Чоботівська, 109 - Плотинська, 110 - Грачицька, 111 - Принасувна, 112 - Митякінська, 113 - Астахівська, 114 - В'язівська, 115 - Борисівська, 116 - Зваринська, 117 - Пархоменська, 118 - Будьонівська, 119 - Юбілейна, 120 - Тернівська.

не ускладнені соляною тектонікою, а в 60-70-х корях – поховані міжкупольні, прикупольні, неантиклінальні та інші структури. Проїшла переорієнтація буріння на глибини до 5 км. Це стосувалось Дніпровського грабена. Тим цікавіше ознайомитись з роботою 60-х років, присвяченій, в якійсь мірі, визначенню перспектив Пнб (В.О.Вітенко, Р.Я.Поляк, О.С.Турик, 1967). За ступенем перспективності на нафту і газ на південному (зануреному схилі ВКМ) виділено 4 області: безперспективну – з осадочним чохлам до 1000-1200 м (наші СТЗ І.1.1.-І.1.2.) з відсутністю слабопроникних порід (екранів). Близькість області виявлення і гідрогеологічна розкритість карбону не сприяли, на думку цих авторів, збереженню покладів ВВ. Нафти, які тут є, несуть на собі сліди глибокого вивітрювання; малоперспективну – з чохлам до 2000- 2500 м (наша СТЗ І.1.3.), де характерна наявність прихилених до схилів структур, фаціальне заміщення карбонатних утворень нижньобашкирського під'ярусу теригенними, присутність в карбоні пластових вод, типових для зони уповільненого водообміну і наявність нафтогазопроявів. Поклади ВВ передбачались в літологічно і стратиграфічно екранованих пастках і в зонах порушень у башкирському ярусі і нижньому карбоні; перспективну, яка охоплює найбільш південну частину схилу ВКМ (ВА) і західну частину зони крайових дислокацій, де є колектори і покришки, зони уповільненого водообміну, наявність похилих антиклінальних складок (Краснодеркульська в нашій СТЗ І.1.3.), які сприяють формуванню і збереженню покладів ВВ. На перспективність нижнього і середнього карбону вказує високий ступінь метаморфізації вод, їх хлоркальцієвий тип, наявність метану; високоперспективну – східну зону крайових дислокацій (наша СТЗ І.1.4) з доброю гідрогеологічною закритістю, антиклінальними пастками, перспективними відкладами нижнього, середнього карбону і тріасу, наявністю родовищ ВВ. Зрозуміло, що мова йшла лише про частину Північного Донбасу – південно-східну частину Пнб (Україна), де більша територія, за В.О. Вітенко і інш. (1967), віднесена до малоперспективних і безперспективних земель (до 2500 м). Високоперспективною була лише територія, де були відкриті перші родовища (Краснопопівське). Цікавим було виділення юздовжніх перспективних зон.

З 1985 року почався етап освоєння принципово нового об'єкта пошуків ВВ – Північного борту ДДА. На малих глибинах, в умовах моноклінального схилу ВКМ (ВА), ускладненого порушеннями різних напрямків, було відкрито цілі низки піднять, на одному з яких – Хухринському – вперше в Україні і СНГ було одержано промисловий приток нафти і газу з докембрійського кристалічного фундаменту. Значні поклади ВВ виявлено і у відкладах нижнього і середнього карбону. На Юліївській площі в 1987 р. відкрито поклад ВВ в товщі щільних докембрійських кристалічних утворень з розущільнених порід.

В 1988 році на Пнб вперше було проведено нафтогазогеологічне районування по породах фундаменту [132 (рис.1)]. Кролевецько-Вовчанська зона віднесена до територій з невиясненими перспективами (від піднятої частини ВА до ізогіпси мінус 1000 м по поверхні фундаменту). Конотопсько-Куп'янська – до земель III умовної категорії перспективності (між ізогіпсами мінус 1000 і 2000 м). До II категорії перспективності по породах фундаменту віднесені і зона Північного крайового порушення, шириною у кілька кілометрів, і прилягаючі до неї землі Роменсько-Валківської зони (від крайового порушення до ізогіпс мінус 5000 – 6000 м по поверхні фундаменту у грабені). До I категорії віднесена Бахмацько-Чугуївська зона (між Північним крайовим порушенням і ізогіпсою мінус 2000 м по поверхні фундаменту).

В нашій роботі [101] під керівництвом Б.П. Кабишева виконана оцінка початкових і прогнозних ресурсів ВВ на Пнб ДДА по середньокам'яновугільному, серпуховському, верхньовізейському, турнейсько-нижньовізейському і докембрійському комплексах (орієнтовно і по нижньопермсько-верхньокам'яновугільному). Умови генерації ВВ визначались ступенем катагенезу. По візейському комплексу на північному заході Пнб умови для формування сингенетичних покладів ВВ малосприятливі (можливі вторинні поклади). В районі Харкова сприятливі умови для генерації ВВ знаходяться на території з глибинами залягання фундаменту більше 2 км, малосприятливі – 1,5 – 2,0 км. На схід від Харкова сприятливі умови на глибинах більше 0,5 – 1,0 км. Схожі умови і по серпуховському комплексу. Сингенетичні поклади слід чекати на схід від Харкова



на глибинах більше 1,5 км. Сприятливі умови для середньокам'яновугільного комплексу та на глибинах залягання фундаменту більше 2 км. Умови міграції ВВ з грабена на Пнб сприятливі (невідомо лише її дальність). Умови збереження ВВ оцінювалось на основі карт якості покришок і вмісту ВВ у водорозчинених газах на Пнб [101]. Якість флюїдоупорів на північ Пнб погіршується (на глибинах 1,0-1,5 розвинуті покришки середньої і низької якості для нафти і низької для газу). У відкладах нижнього карбону на Пнб на території з глибинами залягання фундаменту більше 2 км вміст ВВ у покладах на сході - 75%, на заході - 50 - 60%. Критичні значення цього параметра, а звідси і існування найбільш північних родовищ ВВ на Пнб, знаходяться поблизу залягання поверхні фундаменту на глибині мінус 1000 м [101, 151], причому на південному сході Пнб навіть на глибинах в два рази менших [151]. Звідсіля лінія по ізогіпсі мінус 1000 м є найбільш обгрунтованою північною межею перспективності Пнб, північною границею ДДГНО і нафтогазоносної субобласті Пнб ДДА. Саме від цієї лінії перспективності до Північного крайового порушення і визначається перспективна територія для пошуків ВВ (це підтверджено дослідженнями розділу 4). Просторове розміщення покладів ВВ в українській частині Пнб по глибинах : в центральній частині Пнб : 2500 - 4700 м (башкирські, верхньосерпуховські, візейські і докембрійські породи); на південному сході 500 (і навіть менше) - 3000 м (московські, башкирські, верхньосерпуховські відклади).

З 1992 року почалась економічна криза і стало неможливим освоювати великі глибини і розпорощувати кошти. Обсяги пошуково-розвідувального буріння в Україні в 1997 - 1998 р.р. знаходились на рівні 85 тис. пог. метрів, замість 500 тис. пог. метрів на рік у 1990 році. Вдвічі скоротилися обсяги геофізичних досліджень. В той же час Пнб ДДА відповідав усім вимогам до нових об'єктів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, як по площі, так і по розрізу [101].

В ДДГНО станом на 01.01.93 р. початкові потенційні ресурси складали 5964 млн. т у. п. [66]: накопичений видобуток становив 1546,8 млн. т у. п. (26%); розвідані запаси категорії А+В+С<sub>1</sub> - 1545,1 млн. т у. п. (26%); перспективні запаси

категорії  $C_2$  – 342,7 млн. т у. п. (5,7%); перспективні ресурси категорії  $C_3$  – 502,7 млн. т у. п. (8,4%); прогнозні ресурси категорії  $D$  – 2027,7 млн. т у. п. (33,5%).

Видобувні нерозвідані ресурси ДДГНО становлять 2154,7 млн. т у. п. ( $D+C_2+C_3$ ):  $C_2$  – 12,7%,  $C_3$  – 19,5%,  $D$  – 67,8%. За глибинами залягання нерозвідані (видобувні) ресурси  $D+C_3+C_2$  розподіляються наступним чином: до глибини 3 км (інтервал 2-3 км) сконцентровано 16,1% ВВ; в інтервалі 3-4 км – 18,1%; 4-5 км – 25,2%; 5-6 км – 25,8%; 6-7 км – 14,8%. Отже, найбільша частина ресурсів (51%) припадає на глибини 4-6 км, які можуть забезпечити основний приріст ВВ у найближчі роки. Разом з тим актуальними залишаються малі глибини (до 4,5 км).

Початкові геологічні ресурси ВВ в ДДГНО за продуктивними комплексами розподіляються таким чином: мезозойський – 36,2 млн. т ВВ, нижньопермсько-кам'яновугільний – 1831,4 млн. т ВВ, середньокам'яновугільний – 333,6 млн. т ВВ, серпуховський – 651,3 млн. т ВВ, верхньовізейський – 1672,4 млн. т ВВ, турнейсько-нижньовізейський – 880,0 млн. т ВВ, девонський – 451,3 млн. т ВВ, докембрійський фундамент – 107,8 млн. т ВВ [66].

Нерозвідані і прогнозні (видобувні) ресурси ВВ ДДГНО за продуктивними комплексами розподіляються так: нижньопермсько-верхньокам'яновугільний – 177,6 млн. т ВВ (категорії  $D+C_2+C_3$ ), 127,8 млн. т ВВ (категорія  $D$ ); середньокам'яновугільний (162,7 і 87,5); серпуховський (317,2 і 243,7); верхньовізейський (674,5 і 317,5); турнейсько-нижньовізейський (469,4 і 347,5); девонський (292,9 і 281,0); докембрійський фундамент (59,7 і 55,3 млн. т ВВ).

Станом на 01.01.95 р. [101] запаси і ресурси нафтогазоносною субобласті Північного борту ДДА за категоріями  $A+B+C_1+C_2+C_3+D_1+D_2$  склали: геологічні – 368,2 млн. т у. п., початкові ресурси, які можуть бути вилучені – 289,3 млн. т у. п. (6% від усіх по ДДЗ). Нерозвідані ресурси ВВ за категоріями  $D+C_3+C_2$  становили: геологічні – 305,5 млн. т у. п., а ті, що можуть бути вилучені – 230,8 млн. т у. п. (11,1% від усіх по ДДА). На 01.01.1995 р. на Пнб ДДА (Україна) видобуто 10,3 млн. т у. п. Запаси по категоріях  $A+B+C_1$  склали: геологічні – 52,4 млн. т у. п., а ті, що можуть бути вилучені – 48,2 млн. т у. п., по категорії  $C_2$  відповідно 27,8 і 15,1 млн. т у. п., по категорії  $C_3$  – 91,3 і 48,7 млн. т у. п.

Станом на 01.01.95 р. [101] запаси і ресурси по фундаменту Пнб ДДА складали 91,6 млн. т у. п., а ті, що можуть бути вилученими – 59,9 млн. т у. п., у тому числі за категоріями  $A+B+C_1$  – 4,7 млн. т у. п., а ті, що можуть бути вилученими – 3,8 млн. т у. п., по категорії  $C_2$  відповідно 14,7 і 3,5 млн. т у. п. Нерозвідані ресурси фундаменту Пнб за категоріями  $M+C_3+C_2$  дорівнювали 86,9 млн. т у. п., а ті, що можуть бути вилученими – 56,1 млн. т у. п. Ступінь розвіданості початкових ресурсів Пнб складає 17,7%, в той же час, як по ДДГНО в цілому 53%. Початкові сумарні ресурси, які можуть бути вилученими, на Пнб ДДА складають 6% від загальних по ДДГНО, в той час, як для нерозвіданих ресурсів (категорії  $D+C_2+C_3$ ) Пнб складає 11% від загальних по ДДГНО. За оцінками Чернігівського Відділення УкрДГРІ прогнозні геологічні ресурси ВВ Пнб ДДА (Україна) категорій  $C_3+D$  по комплексах розподіл такий: верхній карбон – 0,4%, середній карбон – 8,5%, серпуховські відклади – 14,5%, верхньовізейські – 42,4%, нижньовізейсько-турнейські – 9,3%, докембрійські – 24,9% від загальної величини, яка складає 368,2 млн.т.у.п. Промислове освоєння розвіданих запасів нафти на 01.01.96 р. становить 6%, газу – 10%.

Заслуговує на увагу дослідження Б.П.Кабішева (1996) по визначенню щільності ресурсів ВВ в осадочному чохла і фундаменті по території ДДЗ з малими глибинами залягання фундаменту (до 4 км). Розглядаючи розподіл нерозвіданих ресурсів за продуктивними комплексами, слід зазначити, що на малих глибинах найбільша частка ресурсів припадає на верхньовізейський комплекс до 3 км – 25%, 3-4 км – 36%. Інші продуктивні комплекси мають такий розподіл до 3 км: РС – 11%, Д – 9%,  $C_{1t-v_1}$  – 9%,  $C_{1s}$  – 14%,  $C_2$  – 21%,  $P_1+C_3$  – 11%; 3-4 км: РС – 4%, Д – 11%,  $C_{1t-v_1}$  – 17%,  $C_{1s}$  – 14%,  $C_2$  – 8%,  $P_1+C_3$  – 10%. На малих глибинах (до 4 км) нерозвідані ресурси нафти складають 72%, газу розчиненого – 70%, газу вільного – 30% та конденсату – 25%. Виходячи з карти кількісної оцінки перспектив нафтогазоносності ДДА (ДДЗ), до глибини 3 км, найбільш перспективною територією з щільністю ресурсів 50-100 тис. т/км<sup>2</sup> є дві ділянки в межах Пнб (див.рис.2.20.) – в центральній та східній його частинах. Значна територія центральної частини Пнб (до ізогіпси фундаменту 2 км) пов'язана з щільністю ресурсів 10-20 тис.т/км<sup>2</sup>, що характеризує землі IV категорії перспективності.

Карта кількісної оцінки перспектив нафтогазоносності ДДА (ДДЗ) до глибини 4 км більш диференційована за ступенем перспектив, ніж попередня, і в цілому перспективи земель у регіоні більші. Так, землі III категорії перспективності (щільність ресурсів 50-100 тис.т/км<sup>2</sup>) займають значну частину Пнб та ділянку прибортової частини у Східній субобласті ДДЗ. Території, які мають IV та V ступінь перспективності (щільність ресурсів 30-50 та 20-30 тис.т/км<sup>2</sup> відповідно), розташовані в центральній частині Пнб та інших районах.

Карти кількісної оцінки перспектив нафтогазоносності за інтервалами глибин покладені в основу розробки основних напрямків геологорозвідувальних робіт на малих глибинах з врахуванням існуючого фонду підготовлених та перспективних структур.

До цього часу не вирішена проблема можливої нафтогазоносності ДСС, незважаючи на промислові притоки ВВ у її периферійних частинах.

Реальні ресурси вуглеводневих газів у вугільних пластах Донбасу складають 645,3 млрд.куб.м (Іванців О.Є., Лизун С.О. [100] ). Промислові запаси, тобто такі, вилучення яких потенційно можливе, становлять 268 млрд.куб. м (40%). У вугільних пластах Донбасу (багатопластових) містяться до 1 трлн. куб. м метану. У вуглевмісних породах (зокрема пісковиках) акумулювалось 1,5-2,0 трлн. куб.м вуглеводневих газів. Загальні ресурси метану в межах шахтних полів і ділянок детальної розвідки – 3,0-3,5 трлн.куб.м. За даними В.В.Пудака та ін.(1996) ресурси в Донбасі в інтервалі 500 – 1800 м складають 11,86 трлн.куб.м. За результатами опробування на метан загальні ресурси метану в породах і вугільних пластах досягає 22,2 трлн.куб.м, промислові – 11,6 трлн.куб.м, у тому числі придатних до вилучення 3,0 – 3,7 трлн.куб.м.

На сучасному етапі ведення геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні Пнб ДДА має повний набір основних геологічних критеріїв нафтогазоносності, які визначають його як першочерговий об'єкт для нарощування розвіданих запасів ВВ, з витратами відносно незначних коштів, при коротких строках опощування НГПО в умовах малих глибин залягання продуктивних горизонтів і поверхні фундаменту. Це широкий прояв розломно-блокової тектоніки, яка зумовила утворення різноманітних структурних форм: блоків, СТЗ, СТП КНО,

ССС і локальних об'єктів; розповсюдження тектонічних порушень різного простягання (90% усіх родовищ і НГПО на Пнб ускладнено порушеннями); розвиток основних регіонально-продуктивних комплексів осадочного чохла, типових для ДДЗ; встановлення промислової нафтогазоносності кори вивітрювання і зон розуцільнення фундаменту та інш. Важливими є інтенсивність прояву розломно-блокової тектоніки; амплітудність (вираженість) об'єкта в розрізі продуктивного комплексу; тип і амплітуда порушень, які облямовують чи перетинають об'єкт; співвідношення покришок, проникної частини пласта - колектора та амплітуди екрануючого порушення; характер літологічних змін пластів-колекторів; гідро- і газогідрохімічні обстановки Пнб, які не відрізняються від таких, що існують в нафтогазоносній частині Дніпровського грабена. Останніми дослідженнями [151] встановлено існування дрібних родовищ ВВ на глибинах 700-2500 м, які пов'язані з малоамплітудними підняттями і неантиклінальними пастками (в основному наша СТЗ І.1.3. і, частково, СТЗ І.1.2.). Навіть на глибинах 300-500 м (наша СТЗ І.1.1.) передбачаються поклади важких окислених нафт і бітумів [151].

На Пнб необхідно вирішити такі задачі: пошуки нових родовищ ВВ у чохла і фундаменті; закінчення розвідкою і підготовка до кінцевого підрахунку запасів виявлених родовищ; подальше вивчення родовищ ВВ, які знаходяться на стадії опощування; освоєння першочергових НГПО в зонах концентрації геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у межах Пнб (СТП КНО); продовження підготовки і виявлення НГПО; проведення аналізу фонду прогнозних об'єктів.

Геологорозвідувальні роботи на нафту і газ на Пнб повинні бути направлені на концентрацію пошуків ВВ в найбільш перспективних і, більш менш, вивчених геофізичними роботами частинах борту (Україна): в центральній частині – вони зосереджуються в комплексах  $C_2$ ,  $C_{1s}$ ,  $C_{1v}$  та докембрію (найбільш важливі колектори в  $C_{1s2}$  і  $C_{1v}$ , а також ф.е.в. колекторів-ємностей фундаменту); в південно-східній частині (на схід від Дружелюбівського родовища ВВ) опощуюються колектори московського, башкирського ярусів і верхньосерпуховські відклади – регіонально-продуктивні комплекси у відповідних

СТП КНО (крім цього комплексно повинні бути вивчені першими свердловинами ф.с.в. нижньокам'яновугільних і докембрійських порід).

В центральній частині Пнб ДДА було сконцентровано пошуково-розвідувальне буріння на нафту і газ, що привело до відкриття в короткий час 11 родовищ ВВ, з яких на 7 встановлені промислові поклади в утвореннях кристалічного фундаменту. Попередні результати робіт у фундаменті центральної частини Пнб дозволили нам зробити два головних висновки: відкриття покладів ВВ у верхній частині фундаменту (кори вивітрювання і розущільнені породи) довели його потенційну регіональну перспективність як об'єктів нафтогазопромислового значення в ДДГНО; негативні результати пошуків ВВ у фундаменті Пнб ДДА ні в якому разі не перекреслюють попереднього висновку. Вони свідчать про те, що зусилля, які були витрачені на дослідження проблеми нафтогазоносності фундаменту, досі були неадекватними складності цієї проблеми. Там, де прагнення до вирішення цієї задачі були обгрунтованими, там результати не заставили себе чекати. НАК "Нафтогаз України" підтвердив це відкриттям нового родовища ВВ на Гашинівській площі Пнб в кристалічних породах фундаменту, значно розширивши площу Пнб перспективну на нафту і газ і по цьому нетрадиційному об'єкту.

В північно-західній частині Пнб слід продовжити вивчення перспектив нафтогазоносності в СТЗ І.1.3. у верхньовізейських відкладах і ф.с.в. порід фундаменту в СТП КНО І.1.3а, згідно з табл.2.2,2.3,3.1,3.2. На жаль, свердловини Добринівська-1, Хорольська-398, Кривоярська-1, Галкінська-1, пробурені в 1990-1996 р.р. закладались не згідно Комплексною програмою [111,118], а в межах прогнозованих пасток при недостатній обгрунтованості місць закладання свердловин. Це особливо стосується антикліналей СТЗ І.1.3. з амплітудою підняття до 25 м, тектонічно-екранованих пасток з амплітудою порушень менше 50 м. Наші пропозиції по вибору місць закладання і проводки проектних свердловин ретельно викладені в нашій монографії [101]

Потенційні можливості перспектив нафтогазоносності південного сходу Пнб ДДА (України) різко зросли завдяки геофізичним дослідженням і бурінню [51,101,140 та інш.] : встановлена промислова нафтогазоносність відкладів

середнього карбону (родовище ВВ Тепле на Львівській площі в СТЗ І.1.3.); вперше на крайньому південному сході Пнб (Україна) у межах малих глибин залягання поверхні фундаменту (близько 2 км) відкрито Чабанівське родовище ВВ, на якому з середньокам'яновугільних і верхньосерпуховських відкладів одержано промислові притоки газу (СТЗ І.1.3.); новими сейсмічними і тематичними дослідженнями, в яких брав участь і дисертант, північна межа ДДГНО проведена значно північніше, а Північне крайове порушення – південна межа Пнб, значно південніше; набуває самостійного розвитку проблема насувів Донбасу (СТЗ І.1.5, СТЗ ІІ.1.1. - ІІ.1.3). (в ростовській частині цієї зони відкрито 8 родовищ ВВ (ІІ.1.3., ІІ.1.3а), в українській – простежено більше 15 НГПО); виявлено і підтверджено новий напрямок пошуків ВВ у перспективних рифогенно-карбонатних відкладах нижнього карбону (СТЗ І.1.3 – І.1.4.), де відкриті Чабанівське, Муратівське, Путилінське родовища ВВ; виявлені СТЗ і нафтогазоносні зони південного сходу Пнб України об'єдналися з аналогічними на території РФ, підтвердивши високу перспективність і цієї частини нафтогазоносної субобласті Пнб ДДА та інш. Прогнозні ресурси південного сходу Пнб (Луганська обл.) становлять 218 млн.т.ум.п. (10,4% від загальних). Ці нові дані по ресурсах значно збільшують нафтогазоносний потенціал Пнб 1996 р. [101]. Тут встановлено 80 НГПО. На території області опішуковано 20 НГПО, відкрито 10 родовищ (коефіцієнт успішності – 0,5). Можливе відкриття ще 40 родовищ ВВ (164,3 т.ум.п. на метр) з запасами 92 млн.т.ум.п.

В Ростовській області Пнб поблизу південної границі поклади в нижньому – низах середнього карбону більш значні (відсутній вплив інфільтраційних потоків). Перспективні площі тут Нікольська (І.1.3а) і Платонівська (І.1.3а). На повторне буріння в нижній, карбонатній товщі ( $C_1$ - низи  $C_2$ ) В.С.Назаренко, О.М.Резніков (1994) запропонували: Нікишинську (І.1.4г), Власівську (І.1.4г), Південно-Плотинську (І.1.4г), Східно-Глибокинську (І.1.4г), Піховську (І.1.3.г) структури. У верхньому комплексі (черемшанський горизонт  $C_{2в}$  – артинський ярус нижньої пермі) поклади газу приурочені до вод з різкозниженою мінералізацією. В комплексі підвищений вміст водню (зв'язок з ДСС). По черемшанському горизонту в СТП КНО І.1.3г перспективні площі: Східно-Глибокинська, Єланівська, Піхівська, Тишкінська, Можайівська, Мостівська, Біляївська. По мелекеському горизонту  $C_2$

перспективні Плотинська, Митякинська. На південь збільшується газонасиченість і збільшення важких ВВ у водорозчинених газах у бік міжнасувної зони (II.1.3а). По верейському горизонту  $S_2$  найбільш перспективні структури: Глибокинське (I.1.4г), Грачицьке (I.1.4г) і Північно-Тарасівська (I.1.3г). По каширському горизонту  $S_2$  перспективна Нікішинська структура (висока газонасиченість вод газами).

Згідно з структурно-тектонічним районуванням борту (див. рис. 1.2, 1.16-1.18) встановлено поздовжні СТЗ I.1.2 – I.1.5 (II.1.1 – II.1.3). В межах цих СТЗ виділені СТП КНО. Останні вказують на території концентрації нафтогазоносних, нафтогазоперспективних і прогнозних об'єктів (див.рис. 1.18, 1.19, 2.1, 2.20) станом на 1998 р. В межах СТЗ простежуються ССС (структурні смуги складок) осьові лінії яких простягаються по перерахованих в назві ССС об'єктах. Таким чином, цим районуванням охоплені увесь фонд об'єктів Пнб (від родовищ ВВ до прогнозних структур). Навіть таке регіональне прогнозування перспективності борту показує, що в першу чергу заслуговують на увагу ССС у межах СТП КНО. Подальших геофізичних робіт і параметричного буріння потребують "білі плями" між СТП КНО у межах СТЗ. Необхідно посилити вивчення ССС, які встановлені, але мають багато перерв у своєму простяганні, де концентрувати пошуково-розвідувальні роботи на нафту і газ на Пнб.

СТЗ I.1.2. Північна зона Північного борту ДДА (див. рис. 1.16, 1.18, 1.19, 2.1, 2.20). В зоні відсутні родовища ВВ. Газо- і нафтопрояви встановлені на багатьох площах (Городищенській, Волошинівській, Богданівській, Міллеровській та інших) в середньому і нижньому карбоні. Ускладненість монокліналі тектонічними порушеннями (поздовжніми і поперечними), наявність колекторів і флюїдоупорів, прямих ознак нафтогазоносності, вказують на можливість існування тут пасток ВВ, в основному неантиклінального типу, у відкладах карбону. Слід дослідити і верхню частину порід фундаменту. В цій зоні в Україні (див. табл. 3.4) – 1 виявлений об'єкт і 2 прогнозних. Путивльський об'єкт відноситься за ранжуванням до III черги нервовості (розділ 3), але, зважаючи на важливість досліджень у цій СТЗ, необхідно провести тут детальні сейсмічні роботи і провести оцінку малих глибин на Пнб ДДА.



СТЗ І.1.3. Зона малоамплітудних складок Північного борту ДДА (див. рис. 1.16 – 1.19, 2.1, 2.20). Тут встановлено 4 СТП КНО (І.1.3а – І.1.3г). В Україні за останніми даними розподіл об'єктів виглядає наступним чином: І.1.3а – 13 (родовищ – 2, підготовлених – 3, виявлених – 1, прогнозних – 7); І.1.3б – 17 (родовищ – 2, підготовлених – 3, виявлених – 2, прогнозних – 10); І.1.3в – 14 підготовлених – 1, виявлених – 9, прогнозних – 4); І.1.3г – 37 (родовищ – 2, підготовлених – 3, виявлених – 1, прогнозних – 31). Крім того, в СТЗ встановлено ще 50 об'єктів (родовищ – 1, в бурінні – 2, підготовлених – 2, виявлених – 2 і прогнозних – 43), які розміщені не в межах виділених СТП КНО. Разом по СТЗ І.1.3 – 131 об'єкт (родовищ – 7, в бурінні – 2, підготовлених – 12, виявлених – 15, прогнозних – 95). Внаслідок ранжування (див. розділ 3, рис. 2.20, табл. 3.1 – 3.4) підготовленими об'єктами І черги в Україні в СТЗ І.1.3 є 6 об'єктів ( №№ 3, 33, 37, 41, 62, 84, див. рис. 2.3), ІІ черги – 4 ( №№ 32, 58, 63, 75), ІІІ черги – 2 ( №№ 34, 77). Характеристики СТП КНО і об'єктів наведені в розділах 2 і 3, перспективність зон СТП КНО наведені в підрозділах 2.1 і 2.2. Виявлених об'єктів І черги – 1 ( № 51); ІІ черги – 8 ( №№ 95, 102, 106, 116, 129, 137, 138, 146); ІІІ черги – 6 ( №№ 93, 94, 114, 123, 126, 148).

СТЗ І.1.4. Південна мобільна зона Північного борту ДДА ( див. рис. 1.16 – 1.19, 2.1, 2.20, дод. 3). Тут виділено 4 СТП КНО (І.1.4а – І.1.4г). Розподіл об'єктів в Україні: І.1.4а – 56 (родовищ – 12, в бурінні – 1, підготовлених – 11, виявлених – 8, прогнозних – 24); І.1.4б – 22 (родовищ – 5, в бурінні – 1, підготовлених – 2, виявлених – 2, прогнозних – 12); І.1.4в (родовищ – 8, підготовлених – 3, виявлених – 3, прогнозних – 6); І.1.4г – 7 (родовищ – 3, прогнозних – 4). Крім того, в СТЗ І.1.4 встановлено ще 21 об'єкт ( підготовлених – 1, виявлених – 4, прогнозних – 16), які розміщені не в межах СТП КНО. Разом по СТЗ І.1.4 – 126 об'єктів (родовищ – 28, в бурінні – 2, підготовлених – 17, виявлених – 17, прогнозних – 62). Внаслідок ранжування ( розділ 3, рис. 2.20) підготовленими об'єктами І черги в Україні в СТЗ І.1.4 є 11 об'єктів ( №№ 1, 14, 22, 35, 40, 44, 46, 59, 65, 70, 85); ІІ черги – 4 ( №№ 8, 49, 60, 82); ІІІ черги – 2 ( №№ 51, 71). Виявлених об'єктів І черги – 5 ( №№ 89, 98, 109, 120, 144); ІІ черги – 6 ( №№ 97, 101, 103, 125, 143, 149); ІІІ черги – 6 ( №№ 105,

107, 122, 134, 142, 154). Усі необхідні характеристики СТЗ і об'єктів наведені в розділах 2 і 3, де вказано їх перспективність в нафтогазоносному відношенні.

В Північному Донбасі ( на схід від меридіана м. Сватово, р. Красна) Південна мобільна зона Пнб ДДА ( СТЗ І.1.4) має більш складну будову в зв'язку з впливом ДСС. Тут можна виділити дві підзони: І.1.4.1 – Красноріцьких скидів і І.1.4.2 – похованих ( автохтонних) складок Пнб. Ці дві підзони ми розглянули в СТЗ І.1.4.

Але підзона похованих ( автохтонних) складок Пнб перекрита алохтонними структурами осадового чохла Північної зони дрібної складчастості і насувів Донбасу ДСС ( ІІ.1), яка складається з п'яти насувних зон: ІІ.1.1 – ІІ.1.5, з яких Кримсько-Слов'яносербська, Північно-Донецько-Глибокинська і Мар'ївсько-Північно-Донецька насувні зони ДСС перекривають територію Пнб ДДА. Саме цю територію подвійного підпорядкування ми позначили як СТЗ І.1.5 (ІІ.1 – ІІ.1.3).

СТЗ І.1.5. (ІІ.1.1 – ІІ.1.3). Зона похованих автохтонних структур Пнб (Україна) по нижньому карбону і зони насувних структур ДСС по молодших відкладах карбону. Тут встановлено 27 об'єктів (родовищ – 2, в бурінні – 1, підготовлених – 1, прогнозних – 23). При ранжуванні виявлено 1 підготовлений об'єкт ІІ черги (№ 87).

Порівняльна характеристика усіх СТЗ Пнб ДДА (Україна) однозначно виводить на перше місце за перспективами нафтогазоносності, напрямками подальших геолого-геофізичних робіт - СТЗ І.1.4 (центральну частину Пнб). Далі в спадаючій послідовності йдуть: СТЗ І.1.3 (центральної частини борту), СТЗ І.1.4 (південно-східної частини борту), СТЗ І.1.3 (південно-східної частини борту), СТЗ І.1.5 (ІІ.1.1 – ІІ.1.3) (південно-східної частини борту), СТЗ І.1.2. (південно-східної частини борту), СТЗ І.1.2 (центральної частини борту), СТЗ ІІ 1.4.-СТЗ ІІ.1.5. (ДСС); північно-західна частина борту СТЗ І.1.3. і СТЗ І.1.2 потребують подальшого сейсмічного вивчення і параметричного буріння (кількох свердловин).

Основними продуктивними комплексами (і перспективними) нафтогазоносною субобласті Пнб є: верхньокам'яновугільний (південний схід, РФ); середньокам'яновугільний (головним чином південний схід, Україна, РФ, в меншій мірі – центральна частина Пнб); серпуховський (верхньосерпуховський на південному сході і центральній частині Пнб); верхньовізейський (центральна, південно-східна і, в меншій мірі, північно-західна частини Пнб); нижньовізейський

(центральна частина Пнб); нижньовізейсько-турнейський – південно-східна частина Пнб); кори вивітрювання і розущільнені породи фундаменту (центральна частина Пнб). Останні утворення знаходяться на регіональній стадії вивчення.

Головними напрямками геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в нафтогазоносній субобласті Пнб ДДГНО є пошук і підготовка локальних об'єктів, СТП КНО і ССС у відкладах нижнього карбону центральної і південно-східної частини; об'єктів і неструктурних пасток ВВ, в тому числі біогермних, у відкладах середнього і нижнього карбону південно-східної частини борту; пошуки і вивчення ф.с.в. і можливої нафтогазоносності кори вивітрювання і розущільнених порід фундаменту в цілому по Пнб ДДА; пошуки в пастках, пов'язаних з насувними структурами і структурами “Красноріцького типу” в Північному Донбасі; пошуки ВВ в умовах малих глибин залягання фундаменту (СТЗ І.1.3.) і геофізичні дослідження в СТЗ І.1.2. на Пнб ДДА; вивчення Північної зони дрібної складчастості і насувів Донбасу і перспективної субобласті в ДСС.

## ВИСНОВКИ

Дніпровсько-Донецька газонафтоносна область є газонафтовидобуваючою територією України. Вона охоплює Дніпровсько-Донецький авлакоген. З часом різко зменшився фонд антиклінальних структур, збільшились глибини залягання продуктивних горизонтів, практично стали відсутнім відкриття крупних родовищ ВВ, невпинно зростала кількість малорозмірних нафтогазоконденсатних родовищ. До цього приєдналась економічна криза в Україні, яка розпочалась в 1992 році. Невпинно падають видобутки газу і нафти. Вони стають меншими ніж прирости ресурсів і запасів ВВ. Необхідно спочатку зупинити падіння видобутку ВВ, а потім почати його нарощування. Для цього потрібні нові ідеї, ризик, освоєння малих глибин залягання продуктивних горизонтів і нових територій, широке залучення інвесторів і державного фінансування. На такій основі почнеться відродження і основного газонафтоносного регіону України. Це дозволить вкладати частину коштів від відкриття родовищ ВВ на пошук і виявлення промислової газонафтоносності на великих глибинах, освоєння нових об'єктів по площі і розрізу. Таким нетрадиційним об'єктом для пошуків газу і нафти став Північний борт ДДА, який ще зовсім недавно вважався малоперспективною територією. Роботи по впровадженню ідеї комплексного вивчення можливої нафтогазоносності порід кристалічного фундаменту і осадочного чохла Пнб ДДА, реалізація Комплексної Програми, в яких активну участь брав дисертант, встановили переваги Пнб в порівнянні з іншими частинами ДДА, особливо зважаючи на сучасний стан економіки України : доведена промислова нафтогазоносність відкладів середнього, нижнього карбону, кор вивітрювання і розущільнених порід в товщі фундаменту; визначені малі глибини (1000 – 4500 м) залягання продуктивних горизонтів і поверхні фундаменту; встановлена відсутність соленосних утворень; виявлена наявність значної кількості НГПО і прогнозних об'єктів, пасток; передбачена можливість використання обладнання, технологій, матеріалів, висококласних фахівців, які є зараз в Україні; вивчені нескладні гірничогеологічні умови для проведення геофізичних та бурових робіт та багато інших позитивних ознак.

Нашим дослідженням встановлено (уточнено, деталізовано, виявлено):

1 – збільшення перспективної на пошуки ВВ площі Північного борту ДДА. Розміри нафтогазоносної субобласті Північного борту 74 тис. кв. км (1050x70 км). Площа північно-західної і центральної частини Пнб – 31 тис. кв. км, південно-східної – 15 тис. кв. км (в Україні). Площа підрахована між північним крайовим порушенням і ізогіпсою мінус 1000 м по поверхні фундаменту. Лише 20 тис. кв. км Пнб в Україні піддано сейсмозвільдувальним дослідженням;

2 – тектонічний фактор обумовив на Пнб : широкий розвиток нафтогазоносних стратиграфічних комплексів, ступенеподібний моноклінальний характер залягання нижньої частини осадочного чохла і поверхні фундаменту, ускладнений розривними порушеннями різних напрямків і типів; наявність широкого розповсюдження різноманітних пасток для накопичення ВВ; утворення тектонічних екранів на шляхах міграції ВВ із занурених частин Дніпровського грабена у бік ВА (ВКМ), з південного сходу на північний захід (латеральна і вертикальна міграція); просторове розповсюдження покладів ВВ в СТЗ, СТП КНО і локальних підняттях; зональний розвиток порід-колекторів в докембрійських утвореннях і в осадочному чохлі;

3 – складний характер розповсюдження літолого-стратиграфічних комплексів чохла Пнб, пов'язаний з розломно-блоковою тектонікою, при сильному її прояві під час осадконакопичення серпуховських і башкирських відкладів, що обумовило зональність розвитку колекторів та речовинний склад;

4 – з пізньовізейського до палеогенового часу осадконакопичення супроводжувалось загальним пониженням на південний схід значної частини Пнб з інтенсивним проявом локального тектогенезу;

5 – вперше на Пнб ДДА (Україна і РФ), в тому числі Північному Донбасі, на території України і РФ, виділені СТЗ, СТП КНО, ССС;

6 – відтворена розломно-блокова тектоніка фундаменту і карбону Пнб ДДА (і Лівнічного Донбасу) (Україна, РФ);

7 – виявлені і охарактеризовані усі 295 нафтогазоносних і нафтогазоперспективних об'єктів Пнб (в Україні).

Таким чином, доведена складна розломно-блокова будова та історія розвитку Пнб ДДА на території України і РФ з широким розвитком різнотипних блокових

структур та нетрадиційних об'єктів і ступенеподібною характеристикою поверхні кристалічного фундаменту, ускладненого різноорієнтованими порушеннями (модель будови нафтогазоносної субобласті Північного борту ДДА). Нова модель будови робить непотрібним застосування терміну “Північнодонецький нафтогазоносний район” на території РФ, а також уточнює положення “Красноріцького газоносного району” і “Лисичанського перспективного”, оскільки всі вони входять до складу нафтогазоносної субобласті Пнб у складі СТЗ (нафтогазоносних зон).

8 – проведено нафтогазогеологічне районування нафтогазоносної субобласті Пнб ДДА на територіях України і РФ, як у поперечному, так і у поздовжньому напрямку (вперше), на основі співставлення з структурно-тектонічним районуванням;

9 – встановлена і підтверджена регіональна промислова нафтогазоносність пасток у кам'яновугільних відкладах, а також у раніше безперспективних утвореннях верхньої частини кристалічного фундаменту на Пнб ДДА (Україна);

10 – в субобласті відкрито 57 родовищ ВВ (в Україні – 37, в РФ – 20), наведено увесь фонд НГПО і прогнозних структур. Показана різноманітність типів об'єктів на основі геолого-геофізичних критеріїв.

Тобто, виявлена принципова вірогідність формування пасток для промислового накопичення та консервації ВВ в осадочному чохлі і ділянок покращення ф.е.в. в утвореннях кристалічного фундаменту на Пнб, який вважвся довгий час малоперспективним.

11 – запаси і ресурси нафтогазоносної субобласті Пнб ДДА (ДДГНО) з категоріями  $A+B+C_1+C_2+C_3+D_1+D_2$  (Україна) складають : геологічні – 368,2 млн. т ум. п; початкові ресурси, які можуть бути вилучені – 289,3 млн. т ум. п. Нерозвідані ресурси ВВ за категоріями  $D+C_3+C_2$  (Україні) : геологічні – 305,5 млн. т ум. п (11,1% від усіх по ДДГНО). Запаси за категоріями  $A+B+C_1$  на Пнб (Україна): геологічні – 52,4 млн. т ум. п, а ті, що можуть бути вилученими – 48,2 млн. т ум. п, за категорією  $C_2$  відповідно 27,8 і 15,1 млн. т ум. п; за категорією  $C_3$  : 91,3 і 48,7 млн. т ум. п. На 01.01.95 р. на Пнб (Україна) добуто 10,3 млн. т ум. п;

12 – ступінь розвіданості початкових ресурсів Пнб 17,7%, в той час як по ДДГНО – 53%;

13 – здійснено рейтинг нафтогазоперспективних об'єктів, території, яка досліджується, на основі методичних розробок рейтингової оцінки аналогічного фонду в ДДЗ, для розробки пріоритетних напрямків на постановку геологорозвідувальних робіт на нафту і газ та опошукування найбільш економічно вигідних об'єктів на Північному борту ДДЗ і в Північно-Донбаському районі. Критеріями пріоритетного вибору НГПО є локальні і зонально-регіональні характеристики : глибина залягання перспективних горизонтів, розміри об'єктів, типи пасток, величини ресурсів, нафтогазонасиченість продуктивної товщі (локальна, регіональна);

14 – фонд підготовлених НГПО Пнб (Україна) – 30 об'єктів або 34% від усіх 88 по ДДГНО. Першочерговими є Айдарська, Бараниківська, Гашинівська<sup>1</sup>, Євгенівська ( з Південно-Євгенівською), Коротицька, Кунінська, Роганська, Східно-Борівська, Щеглівська та інші. Освоєння 30 підготовлених НГПО з ресурсами 66,9 – 98,3 млн. т ум. п слід пов'язувати з концентрацією робіт в СТП КНО.

15 – фонд виявлених НГПО Пнб – 33 об'єкти (48% від усіх в ДДГНО). Першочергові : Базиліївська, Західно-Кондрашівська, Воронцівська та інш. Ресурси ВВ по усіх виявлених НГПО – 37,55 – 39,15 млн. т ум. п. Найбільша територіальна концентрація НГПО на Пнб ДДА приурочена до Щиглівсько-Гашинівської СТП КНО І.1.4а.

16 – головними напрямками геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в нафтогазонасній субобласті Північного борту ДДГНО є пошук і підготовка локальних об'єктів, СТП КНО, ССС у відкладах нижнього карбону центральної і південно-східної частини; об'єктів і неструктурних пасток ВВ, в тому числі біогермних, у відкладах середнього і нижнього карбону південно-східної частини борту; пошуки і вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей і можливої нафтогазонасності кори вивітрювання і розущільнених порід в цілому на Північному борту ДДА; пошуки в пастках, пов'язаних з насувними структурами і в структурах “Красноріського типу” в Північному Донбасі; пошуки ВВ в умовах малих глибин залягання фундаменту (СТЗ І.1.3) і геофізичні дослідження в СТЗ І.1.2

<sup>1</sup>В останній час в св. Гашинівській-1 з інт-3555-3647 м з порід кристалічного фундаменту одержано потужний фонтан нафти (261 куб.м/добу).

на Пнб ДДА; вивчення Північної зони дрібної складчастості і насувів Донбасу і перспективної субобласті ДСС.

Таким чином, встановлено збільшення нафтогазового потенціалу Пнб ДДА за рахунок збільшення його площі, виявлення зон концентрації НГПО, виділення з їх кількості – першочергових, в умовах малих глибин на основі рейтингу і ранжування та формування пріоритетних напрямків геологорозвідувальних робіт на нафту і газ з метою збільшення нафтогазового потенціалу Пнб, реалізація якого буде сприяти забезпеченню України власною вуглеводневою сировиною.

На сучасному етапі ведення геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні нафтогазонасна субобласть Пнб ДДА має повний набір основних геолого-геофізичних критеріїв, приведених автором, які визначають її як першочерговий об'єкт для нарощування запасів ВВ з витратами відносно незначних коштів, в умовах малих глибин залягання продуктивних горизонтів.



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Абражевич Э.В. Некоторые особенности образования газовых залежей месторождений в пределах северных окраин Донецкого бассейна // Геол. нефти и газа.-1967.- №9.-С.18-22.
2. Абражевич Э.В. Особенности трансформации с глубиной структурных планов каменноугольных отложений на северных окраинах Донбасса // Геол.журн.- 1971.-№ 4.-С. 128-130.
3. Абражевич Э.В. Направление поисковых работ на нефть и газ в среднем карбоне на северо-западной окраине Донбасса и юго-востоке ДДВ // Матер. II республ. совещ. “Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа”. –Львов: “Вільна Україна”.-1972.-С.127-128.
4. Айзберг Р.Е., Гарецкий.Р.Г., Синичка А.М. Сарматско-Туранский линеамент земной коры // Проблемы теоретической и региональной тектоники.- М.: Наука.- 1971.-С. 41-51.
5. Андреева Р.И., Чирвинская М.В. О гипсометрии фундамента Днепровско-Донецкого грабена // Геол.нефти и газа.-1961.-№12.-С.31.35.
6. Арсирий Ю.А. Геологические критерии нефтегазоносности моноклиналиных склонов Днепровско-Донецкой впадины: Автореф. дис. канд.геол.-мин.наук: 04.00.17 / Ивано-Франковский ин-т нефти и газа.- Ив.-Франк., 1966.-20 с.
7. Архангельский А.Д. Геологическое строение СССР. Европейская и Среднеазиатская части.-Л; М: Гос.науч.-техн.изд-во лит. по геол.и охране недр.- 1932.-425 с.
8. Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины / Арсирий Ю.А., Витенко В.А., Палий А.М. и др.-К.: ЦТЭ Мингео УССР, 1984.-190 с.
9. Багинская Е.Н., Викторов Д.Н. О развитии структуры юго-восточной части Воронежской антеклизы // Геология и нефтегазоносность юга СССР.- Л.: Недра.- 1965.- С.111-113.

10. Балабушевич И.А. Геологическое строение ДДВ по данным геофизических исследований //Труды науч.-геол.совещ. по нефти, озокериту и горючему газу УССР.-К.: изд-во АН УССР.-1949.- С.219-226.
11. Балуховский Н.Ф. Геологическая структура и перспективы нефтегазоносности западных и северных окраин Донбасса.- К.: изд-во АН УССР, 1959.- 148 с.
12. Балуховский Н.Ф. Геологическое строение и нефтегазоносность окраин Донецкого бассейна // Труды.науч.-произв.совещ. "Геологическое строение и нефтегазоносность восточных областей Украины". К.: изд.во АН УССР.-1959.- С 119-140.
13. Белоконь В.Г., Мурич А.Т. Природные и рудничные газы каменноугольных отложений северо-западного Донбасса // Нефтегазовая геология и геофизика.- М.: ВНИИОЭНГ.- 1971.- № 1.- С.28-31.
14. Белоконь В.Г. Глубинное строение Донбасса. // Геол.журн.- 1975.- Т.35, № 2.- С.11-27.
15. Белоконь В.Г. О положении Донецкого каменноугольного бассейна среди тектонических сооружений юга европейской части СССР // Геол.журн.-1979.- Т.39, № 3.- С.61-62.
16. Блоковая тектоника кристаллического фундамента Днепровско-Донецкого авлакогена / Чекунов А.В., Чебаненко И.И., Ключко В.П. и др.- К.: Наук.думка, 1991.- 156 с.
17. Бобух В.А. Нефтегазоносность Калмыцкой АССР, Астраханской и Ростовской областей // Геология и нефтегазоносность юга СССР.- Л.: Недра, 1965.- С.187-196.
18. Бондаренко В.П. О формациях кор выветривания фундамента Воронежской антеклизы и Украинского щита // Изв.высш. учеб.заведений. Геол. и разв.- 1985.- № 4.- С.10-15.
19. Бондарчук В.Г. Про тектоніку Великого Донбасу і походження ровоподібних прогинів і платформ // Геол.журн.- 1956.- Т.16, №2.- С.3-12..
20. Бондарчук В.Г. Основные вопросы тектоорогении.- К.: изд-во АН УССР, 1961.- 382 с.

21. Бородулин М.А., Михалев А.К. Особенности структуры верхней части мантии и земной коры в Донбассе по профилю Батайск-Милютинская // Геол.журн.- 1973.- Т.33, вып.5.- С.20-26.
22. Бородулин М.И. Система глубинных разломов Донбасса и их характеристика по данным глубинного сейсмического зондирования // Геол.журн.- 1974.- Т.34, вып.5.- С.86-94.
23. Бородулин М.И., Масленникова Н.П., Хацкель М.Л., Чернявский Г.В. Глубинная тектоника Восточного Донбасса и западной части вала Карпинского // Сов.геология.-1975.- №11.- С.131-137.
24. Брынза Н.Ф., Высочанский И.В., Чебаненко И.И., Клочко В.П. Строение и этапы развития Днепровско-Донбасского ровообразного прогиба (авлокогена).- К.: 1979.- 57 с. (Препр./ АН УССР. Ин-т геол.наук.; 79-26).
25. Валеев Р.Н. Авлакогены Восточно-Европейской платформы.- М: Недра, 1978.- 152 с.
26. Верповский Н.Н., Гладченко Ю.А., Музыка В.В. Особенности тектоники малоизученных территорий Северного борта Днепровско-Донецкой впадины в связи с нефтегазоносностью // Матер. наук.- практ.конф. "Нафта і газ України-96".- Т. 1.- Харків: УНГА.- 1996.- С.105-106.
27. Височанський І.В., Зюзькевич М.П., Кривошея В.О., Павленко П.Т. Перспективи пошуків нетрадиційних пасток вуглеводнів на Північному і Південному бортах Дніпровсько-Донецької западини // Матер. наук-практ.конф. "Нафта і газ України-96".- Т.1.- Харків: УНГА.- 1996.- С.101-103.
28. Викторов Д.Н. О формировании зоны сочленения докембрийской и эпигерцинской платформ у северной границы Восточного Донбасса // Геология и нефтегазоносность юга СССР.- Л.: Недра.- 1965.- С.124-134.
29. Винниченко В.А., Матвеев И.М. Структурно-геологические особенности новых газовых месторождений зоны мелкой складчатости Донецкого бассейна в связи с разведкой и эксплуатацией // Процессы развития земной коры и полезные ископаемые Днепровско-Донецкой впадины.- К. - Полтава: Мингео Украины.- 1968.- С.18-20.

30. Витенко В.А., Кабышев Б.П. История развития и нефтегазоносность структур Днепровско-Донецкой впадины.- М.: Недра, 1977.- 192 с.
31. Гавриш В.К. Роль глубинных разломов в формировании локальных структур Днепровско-Донецкой впадины (рифтогена) // Геол. журн.-1965.- Вып. 6.- С. 13-23.
32. Гавриш В.К. Глубинные структуры (разломы) и методика их изучения.- К.: Наук.думка, 1969.- 225 с.
33. Гавриш В.К. Глубинные разломы, геотектоническое развитие и нефтегазоносность рифтогенов.- К.: Наук.думка, 1974.- 160 с.
34. Гавриш В.К. Роль глубинных разломов в миграции и аккумуляции нефти и газа.- К.: Наук.думка, 1978.- 160 с.
35. Гавриш В.К., Добрянский Л.А., Федорин Я.В. Связь Жмеринско-Старобельского разлома с зоной особой 47-й параллели // ДАН УССР.- 1983.- Сер. Б, №7.- С. 3-7.
36. Гавриш В.К., Добрянский Л.А., Мурич А.Т. Нефть, газ, ртуть и глубинные разломы Донбасса.- К.: 1984.- 55 с. (Препр. / АН Украины. Ин-т геологических наук; 84-2).
37. Гавриш В.К., Недошовенко А.И., Рябчун Л.И., Петрова Е.С. Проблемы тектоники Доно-Днепровского прогиба // Тектоносфера Украины.- К.: Наук.думка, 1989.- С. 109-115.
38. Гарецкий Р.Г., Клушин С.В. Листрические разломы Припятского палеорифта // Геотектоника.- 1989.- № 1.- С. 48-60.
39. Гаркаленко И.А., Бородулин М.И., Михалев А.К. О переходной зоне между ДДВ и ДСС // Геол.журн.- 1971.- Т.31, вып.4.- С.89-95.
40. Геологическое строение и история развития платформенных областей Украины и Северо-Западной Африки в связи с проблемой нефтегазоносности фундамента / Порфирьев В.Б., Доленко Г.Н., Соллогуб В.Б. и др.- К.: Наук.думка, 1975.- 200 с.
41. Геологічні дослідження Північного борту Дніпровсько-Донецької западини (в зв'язку з нафтогазоносністю).- К.: 1995. – 65 с. (Препр. / Держнафтогазпром України. Укр.нафтогазовий ін-т; 95-2 ). (Дворянин Є.С., Ключко В.П., Караваєва Т.Є. і ін.).

42. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия / Айзенберг Д.Е., Берченко О.И., Бражникова Н.Е. и др. - К.: Наук.думка.- 1988.- 148 с.
43. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность / Кабышев Б.П., Шпак П.Ф., Билык О.Д. и др. - К.: Наук.думка, 1989.- 204 с.
44. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие / Гавриш В.К., Забелло Г.Д., Рябчун Л.И. и др. - К.: Наук.думка, 1984.- 208 с.
45. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинные разломы и комбинированные нефтегазоносные ловушки / Гавриш В.К., Недошовенко А.И., Рябчун Л.И. и др. - К.: Наук.думка, 1991.- 172 с.
46. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Эндогенные процессы и нефтегазоносность / Доленко Г.Н., Ляшкевич З.М., Алехина М.А. и др. - К.: Наук.думка, 1991.- 100 с.
47. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР / Кузнецов И.А., Лагутина В.В., Левенштейн М.Л. и др. - М.: ГОНТИ.- 1963.- Т.1- С.312.
48. Геология нефти и газа Восточно-Европейской платформы / Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Золотов А.Н. и др. - М.: Недра, 1990- 240 с.
49. Геологическое обоснование к бурению параметрических и поисковых скважин на Скворцовско-Юльевском полигоне Северного борта Днепровско-Донецкой впадины // Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента Днепровско-Донецкой впадины: Сб.науч. тр.- К.: Наук.думка.- 1991.- С. 40-49 / Чебаненко И.И., Дворянин Е.С., Савченко В.И., Гладун В.В., Лебедь В.П., Павленко П.Т., Куль А.И., Ключко В.П., Стомба С.Н., Демьянчук О.В., Куц В.Г./
50. Геологическое обоснование новых параметрических скважин по проблеме нефтегазоносности фундамента Северного борта Днепровско-Донецкой впадины // Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента Днепровско-Донецкой впадины: Сб.науч.тр.- К.: Наук.думка – 1991.-с.25-35 /

- Чебаненко И.И., Ключко В.П., Крот В.В., Дворянин Е.С., Лебедь Н.С., Гладун В.В., Павленко П.Т., Высочанский И.В., Демьянчук О.В., Пономаренко М.И./
51. Гладун В.В., Дворянин Е.С., Ключко В.П., Андриевский А.В. Архитектура и нефтегазоносность цоколя Днепровско – Донецкой впадины // Секвенсстратиграфия нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ: Докл.первой Международной конф.- Санкт - Петербург: ВНИГРИ, 1995. – С.61 – 62.
  52. Гладун В.В., Демьянчук О.В., Куц В.Г. Геологические результаты геофизических исследований Северного борта Днепровско-Донецкой впадины // Тектоника и стратиграфия.- 1993.- вып.33. – С.66.68
  53. Глушко В.В., Клиточенко И.Ф., Лапкин И.Ю., Чирвинская М.В. Тектоническая схема Украины масштаба 1:750 000 // Тр.науч.-произв. совещ. по нефтегазоносности Украины “Геологическое строение и нефтегазоносность восточных областей Украины”.- К.: изд-во АН УССР.- 1959.- С. 75-81.
  54. Глушко В.В., Старинский В.А. О влиянии разломной тектоники на размещение месторождений нефти и газа в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области // Геол.журн.- 1978.- Т.38, № 1.- С. 38-45.
  55. Дворянин Є.С. Особливості геологічної будови Північного борту ДДЗ та методика пошуків пасток вуглеводнів: Автореф. дис. канд. геол.-мин.наук: 04.00.01 / Ін-т геол., геохім. горюч.копалин НАН України.- Львів, 1993.- 21 с.
  56. Дворянин Е.С., Егурнова М.Г., Зайковский Н.Я., Ключко В.П. Прогнозирование и нефтегазоносность коры выветривания фундамента Северного борта ДДВ. Ч.1. Характеристика и геофизические критерии выделения емкостей в верхней части кристаллического фундамента.- Киев, 1994 – 64 с.(препринт/ ГГП, Укргеофизика; 94-3).
  57. Дворянин Є.С. Структурно - тектонічна карта Дніпровсько-Донецької западини (Пояснювальна монографія до карти М: 1:200 000).- К.:Держ.геоф. підпр. “Укргеофізика”, 1996 – 43 с.
  58. Дворянин Є.С., Ключко В.П. Перспективи пошуків нафти і газу на малих глибинах в осадових та кристалічних утвореннях України // Нафтова і газова промисловість.- 1994.- № 3.- С. 5-7.

и палеогеоморфологические аспекты нефтегазоносности.- К.: Ин-т геол.наук НАН Украины.- 1996.- С.46-47 /тез.докл.межд.конф./

60. Днепровско-Донецкая впадина. Карта нефтегазогеологического районирования /Отв.ред.Дворянин Е.С.- 1:200 000 – К.: Мингео СССР, ПГО “Укргеофизика”.-1988.- 6 листов (цветная) /Кившик Н.К., Золотаренко В.Я., Ткачишин С.В. Дворянин Е.С., Гладун В.В., Войцицкий З.Я., Лебедь Н.С., Верповский Н.Н., Манюта М.Г., Каледин Г.Н./.
61. Днепровско-Донецкая впадина. Структурная карта по отражающим горизонтам карбона /Ред.Дворянин Е.С., Самойлюк А.П., Смекалина Л.В. – 1: 200 000 .- К.: Мингео СССР, ПГО “Укргеофизика”. - 1991.- 6 листов (многокрасочная) /Кившик Н.К., Золотаренко В.Я., Дворянин Е.С., Сирченко В.В., Гладун В.В., Ищенко И.П., Толкунов А.П., Войцицкий З.Я., Бублик Н.В., Пуздровский Е.П., Лебедь Н.С., Шерстюк В.Г., Скляр Ю.С., Музыка В.В., Верповский Н.Н., Ткачишин С.В., Герцик З.С., Будаев Н.М., Антушевич И.И., Турчаненко Н.Т., Забелло Г.Д., Чирвинская М.В., Петрик Д.В./.
62. Доленко Г.Н., Варичев С.А., Галабуда Н.И. Закономерности размещения месторождений нефти и газа Днепровско-Донецкой впадины.- К.: Наук.думка, 1968.- 214 с.
63. Доленко Г.Н. Геологические аспекты происхождения нефти и газа // Происхождение и миграция нефти и газа.-К.: Наук.думка .- 1984.- С.17-31.
64. Дубинский А.Я. К вопросу о тектонике северных частей Донбасса // ДАН СССР, нов.сер.- 1951.- Т. 30, № 5.- С.809-812.
65. Євдошук М.І. Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ.- К.: Наук.думка, 1997.- 278 с.
66. Євдошук М.І. Проблеми і перспективи геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні.- К.: НТП “Нафтогазпрогноз”, 1998.- 164 с.
67. Закономерности размещения и прогнозирование значительных скоплений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине /Євдошук Н.И., Кабышев Б.П., Пригарина Т.М. и др.- К.: Наук.думка, 1998.- 207 с.

68. Вдовенко М.В., Айзеверг Д.Е., Бражникова Н.Е. и др. Зональные стратиграфические схемы нижнего карбона Донбасса // Тектоника и стратиграфия.- 1989.- Вып.30.- С.52-53.
69. Зоны нефтегазонакопления Днепровско-Донецкой впадины / Билык О.Д., Витенко В.А., Кельбас Б.И. и др.- М.: Недра, 1977.- 119 с.
70. Довжок Е.М., Шпак П.Ф., Евдошук Н.И. и др. Зоны территориальной концентрации малоразмерных нефтегазоконденсатных месторождений в связи с перспективами развития нефтегазовой промышленности Украины (на примере Днепровско-Донецкой впадины) // Нафта і газ України.- 96. Матер.наук.-практ.конфер.- Т.1.- Харків: Укр. Нафтогазова академія.- 1996.- С.19-22.
71. Зюзькевич М.П., Трухачов Ю.В., Павленко П.Т. До питання про нафтогазоносність карбонатних відкладів карбону Дніпровсько-Донецької западини // Матер.наук.-практ.конф. "Нафта і газ України-96".- Том 1. – Харків: Укр.нафтогазова академія.- 1996.- С.44-46.
72. Истомин А.Н. Геодинамическая модель механизма формирования рифтогенов на континентальной коре // Рифтогены и полезные ископаемые.- М.: Наука.- 1991.- С.85-93.
73. Истомин О.М., Бринза М.Ф., Евдошук М.І. Особливості геологічної побудови Північного Донбасу з позицій мобілізму та перспективи нафтогазоносності // Нафт. і газ пром.- 1998.- № 4.- С.10-13.
74. Кабышев Б.П. Механизм формирования приразломных конседментационных структур (на примере Донбасса) // Геотектоника.- 1968.- № 1.- С.85 - 89.
75. Кабышев Б.П. Перспективы нефтегазоносности ДДВ (на основе метода экспертных оценок) // Новые данные по геологии и нефтегазоносности УССР.- Львов: УкрНИГРИ.- 1974.- С. 18-25.
76. Кабышев Б.П. Крупномасштабная тектоническая карта Днепровско-Донецкой впадины // Геол.журнал.- 1980.- Т.40, № 6.- С.10-17.
77. Кабышев Б.П., Рослый И.С., Пригарина Т.М. и др. Оценка перспектив нефтегазоносности продуктивных комплексов ДДВ.- К.: 1990.- 61 с.(Препр. / АН Украины Ин-т геол.наук; 90-23).



78. Колодій В.В., Балучинська М.В. Гідрогеологічні передумови нафтогазоносності північно-східного борту ДДЗ // Матер.наук.- практ.конф. "Нафта і газ України-96".- Харків: УНГА.- 1996.- Т.1- С.108-110.
79. Комплексна інтерпретація та наукове обґрунтування результатів пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у кристалічних комплексах Охтирського нафтогазопромислового району Дніпровсько-Донецької западини /Малюк Б.І., Клочко В.П., Довжок Є.М., Окрепкий Р.М., Дворянин Є.С., Марухняк М.Й., Караваєва Т.Є., Пономаренко М.І. Токовенко В.С., Наумко І.М., Гладун В.В..- К.: 1966.- 77 с. (Препр./Український нафтогазовий інститут; 96-1).
80. Котко В.Н. Разломная тектоника Воронежского кристаллического массива // Тектоника и стратиграфия.- 1978.- Вып. 15.- С.13-21.
81. Краюшкин В.А. Поиски гигантских и сверхгигантских залежей на бортах ДДВ – новое перспективное направление прироста ресурсов природного газа УССР // Перспективы обеспечения газовой промышленности УССР ресурсами природного газа.- М.: Недра.- 1972.- С. 23-25.
82. Краюшкин В.А. Абиогенно-мантийный генезис нефти.- К.: Наук.думка, 1984.- 175 с.
83. Крупский Б.Л. Ресурсна база розвитку газовидобувної промисловості в Україні // Геол.журн.- 1996.- № 1-2.- С.89-92.
84. Лапкин И.Ю. О Преддонецком прогибе // ДАН СССР.- 1951.- Т.78, № 2.- С.343-346.
85. Лапкин И.Ю., Черпак С.Е., Чирвинская М.В. Тектоническая схема восточной части Украинской ССР // Бюлл. Моск. о-ва испыт. природы. Отд.геол.- 1952.- Вып.27 (2).- С. 55-64.
86. Лисинчук В.М., Гладун В.В., Войціцький З.Я., Лисинчук К.В. Про будову та перспективність рифтогенних девонських відкладів у північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини // Нафта і газ України: Зб.наук.праць. Матеріали 5 міжн.конф. "Нафта – газ України".- 98.- Полтава: УНГА.- 1998.- Т.1.- с.207/.
87. Лукин А.Е. Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах.- Киев: Наук.думка, 1997.- 223 с.

88. Ляшкевич З.М., Завьялова Т.В. Вулканизм Днепровско-Донецкой впадины.- К.: Наук.думка, 1977.- 180 с.
89. Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Гончаренко Б.Д. Особенности тектоники и нефтегазоносности Днепровско-Припятской и Мангышлакской системы структур // Сов.геология.- 1984.- № 11.- С.20 –30.
90. Манюта М.Г., Каледин Г.И. Строеие поверхности фундамента юго-восточной части ДДВ // Нефтяная и газовая промышленность.-.1987.- № 2.- С. 11-14.
91. Методические вопросы обоснования нефтегазогеологоразведочных работ в пределах северной части Донбасса //Матер.наук.- практ.конф. “Нафта і газ України”.-Том.1.- Харків: УНГА.- 1996.- С.187.190 (Истомин А.Н.,Брынза Н.Ф., Цупило Т.С. и др.).
92. Модели ловушек в породах кристаллического фундамента.- К.:1992.- с.- (Препр. / АН Украины. Ин-т геол.наук., 92-7 (Высочанский И.В., Чебаненко И.И., Ключко В.П. и др.).
93. Михалев А.К., Бородулин М.А. О глубинной структуре Донецкого бассейна в свете современных геофизических данных // Геотектоника.- 1976.- № 5.- С. 49-57.
94. Мурич А.Т. О перспективах нефтегазоносности северной зоны мелкой складчатости Донецкого бассейна // Геология нефти и газа.- 1973.- № 3.- С.34-40.
95. Мурич А.Т., Задара Г.З. К вопросу о природе угольных газов Донбасса // Степановские чтения.- Артемовск: Артемгеология.- 1969.- С.32-37.
96. Мурич А.Т., Резников А.И., Абражевич Э.В., Сердюков В.В. Результаты глубокого бурения в центральной части Донбасса // Советская геология.- 1975.- № 8.- С. 125-131.
97. Нагорный Ю.Н., Нагорный В.Н. Особенности развития Донецкого бассейна // Геотектоника.- 1976.- № 1.- С.74-86
98. Научное обоснование дальнейших поисков углеводородов в фундаменте Ахтырского нефтегазопромыслового района Днепровско-Донецкой впадины // Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента Днепровско-Донецкой впадины: Сб. науч.тр: К.: Наук.думка.- 1991.- С.98-113 /Чебаненко И.И., Пономаренко М.И., Ключко В.П., Дворянин Е.С., Видиборец М.И., Гладун

В.В., Лебедь Н.С., Слышинский Б.И., Чайко Н.Н., Войцицкий З.Я., Демьянчук О.В., Куц В.Г., Стомба С.Н./

99. Нафтогазовий потенціал Північного борту Дніпровсько-Донецької западини Мінеральні ресурси.- 1999.- № 4.- с.10-12 /Чебаненко І.І., Клочко В.П., Краюшкін В.О., Токовенко В.С., Євдошук М.І., Височанський І.В., Зюзькевич М.П., Павленко П.Т., Дворянин Є.С., Кабищев Б.П., Галко Т.М., Гладун В.В./
100. Нафта і газ України. Зб.наук.праць / Матер.5-ої Міжн.конф. “Нафта і газ України-98”.- Полтава, 15-17 вересня 1998 р.) у 2 т. Гол.ред. М.М.Іванюта.- Полтава, УНГА.- 1998.- Т.1 – 435 с.
101. Нафтогазоносний потенціал Північного борту Дніпровсько-Донецької западини / Довжок Є. М. , Бялюк Б. О. , Клочко В. П. , Чебаненко І. І. , Шпак П. Ф. , Курилюк Л. В. , Дворянин Є. С. , Кабищев Б. П. , Крот В. В. , Зюзькевич М. П. , Окрепкий Р. М. , Пономаренко М. І. , Олексюк В. І. , Павленко П. Т. , Краюшкін В. О. , Караваєва Т. Є. , Височанський І. В. , Слободян В. П. , Філюшкін К. К. , Гладун В. В. , Пригаріна Т. М. , Токовенко В. С. , Малюк Б. І. – К.: ВАТ Український нафтогазовий інститут. – 1996. – 241 с.
102. Неоднородности земной коры и нефтегазоносность кристаллических пород фундамента (на примере Днепровско-Донецкого и Серноводско - Абдулинского авлакогенов) // Геофиз. журн.- 1990.- Т. 12, №2.- С. 3-19. (Чекунов А.В., Чебаненко И. И., Клочко В. П. И др.).
103. Несмеянов Д. В. Тектоническое и структурное районирование Волга-Донской территории и прилегающих с юга районов // Геология и нефтегазоносность юга СССР.- Л.: Недра. – 1965. – С. 68-94.
104. Нефтегазоносные провинции Украины / Доленко Г. Н., Бойчевска Л. Т., Бойчук М. В. и др. – К.: Наук.думка, 1985. – 172 с.
105. Нефтяные и газовые месторождения СССР / Справочник в 2 кн. Кн. 1: Европейская часть СССР. – М.: Недра, 1987. – 657 с.
106. Новикова А. С. Особенности тектоники Большого Донбасса // Бюлл. М. о-ва испыт природы. Отд. геол. – 1961. – Т. XXXVI (4). – С. 36-54.
107. Новое направление геологоразведочных работ в Ахтырском нефтегазопромысловом районе Днепровско-Донецкой впадины // Геол. журн.-

1982. – Т. 42, № 4. – С. 1-11 (Порфирьев В. Б., Краюшкин В. А., Ключко В. П. и др.).
108. Новое направление геологоразведочных работ на нефть и газ в Днепровско-Донецкой впадине // Геол. журн. – 1991. - № 5. – С. 21 – 27 (Крот В. В., Чебаненко И. И., Дворянин Е. С. и др.).
109. Новосилецкий Р. М. Геогидродинамические и геохимические условия формирования залежей нефти и газа Украины. – М.: Недра. - 1975. – 227с.
110. Новые данные по тектонике кристаллического фундамента Северного борта Днепровско-Донецкой впадины (в связи с нефтегазоносностью). – К.: 1991. – 55 с. (Препр. / НАН Украины. Ин-т геол. наук; 91-13). (Крот В. В., Дворянин Е. С., Ключко В. П. и др.).
111. Объекты и объемы поисков нефти и газа в кристаллических породах фундамента на Северном борту Днепровско-Донецкой впадины (материалы Комплексной программы на 1989-1995 г. г.).- К.: 1989. – 47 с. – (Препр. / АН УССР Ин-т геол. наук; 89-12). (Демьянчук В. Г., Крот В. В., Ключко В. П. и др.).
112. Овчаренко В.А., Задара Г.З., Лукмасов М.М., Тердовидов А.С. Перспективы промышленного освоения свободных газов микрозалежей полосы мелкой складчатости северо-западного Донбасса // Матер.наук.- практ.конф. “Нафта і газ України-96”. т 1.- Харків: УНГА.- 1996.- С.194-195.
113. Омельченко В.В., Шемет В.Г., Насад А.Г. Геологическое строение докембрийского фундамента Волчанской площади Северного борта Днепровско-Донецкой впадины по геофизическим данным // Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента Днепровско - Донецкой впадины.- К.: Наук.думка.- 1991.- С.64-68.
114. Основные особенности тектоники и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины // Хохлов П.С., Гончаренко Б.Д., Михайлов И.М. и др.- М.: ВНИГНИ, 1969.- 136 с.
115. Оценка прогнозных ресурсов углеводородов южного борта Днепровско-Донецкой впадины и определение направлений геолого-геофизических работ // “Нафта і газ України-96”: Матеріали наук.-практ. конф.- Харків: УНГА- 1996.- Т.

- 1- С.163-165 /Кабышев Б.П., Пригарина Т.М., Дворянин Е.С., Ключко В.П., Гладун В.В., Ларин С.В./.
116. Погребнов Н.И. Тектоника восточного продолжения складчатого Донбасса (вал Карпинского) // Материалы геологии и разведки углей Донбасса. – М.: Недра.- 1969.- С. 71-83.
117. Поиски ловушек углеводородов в породах кристаллического фундамента на Коробочкинской площади Днепровско-Донецкой впадины // Тектоника и стратиграфия.- 1990.- вып. 31.- С.12-19. (Демьянчук В.Г., Крот В.В., Ключко В.П. и др.).
118. Поиски ловушек углеводородов в кристаллических породах фундамента на Северном борту Днепровско-Донецкой впадины (Материалы Комплексной программы на 1989-1995 г.г.).- К.: 1989.- 51 с. (Препр. / Ан УССР Ин-т геол.наук; 89-11).
119. Поиски углеводородов в зонах глубинных разломов в Днепровско-Донецко-Мангышлакском прогибе / Бембеев В.Э., Чебаненко И.И., Ключко В.П. и др. - К.: 1990.- 56 с.(препр. /АН УССР. Ин-т геол.наук; 90-10).
120. Полохов В.М., Бибер Е.Г., Верповский Н.Н. Тектоника и типы ловушек углеводородов в нижнекаменноугольных отложениях северных окраин Донбасса // Матер.наук.- практ.конф. “Нафта і газ України-96” .- Том 1.- Харків: УНГА.- 1996.- с.190-192.
121. Попов В.С. Новые данные по тектонике северной окраины Донецкого бассейна //Проблемы советской геологии.- Т.1.- 1936.- № 12.- С.3-8.
122. Попов В.С. Тектоника // Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. – Т.1. Донецкий бассейн. – М.: Госгеол. тех. издат. – 1963. – С. 103 – 151.
123. Попов В. С., Лапкин И.Ю. Основные черты геологического строения северной окраины Донецкого бассейна // Бюлл. Моск. о-ва испытат.природы, отд. геол. – 1953. – Вып. 28., № 3. – С. 3-27.
124. Порфирьев В. Б., Краюшкин В.А. О перспективах поисков нефтяных и газовых месторождений на бортах Днепровско-Донецкой впадины // Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. – К.: Наук. Думка. – 1975. – С. 214-220.

125. Порфирьев В.Б., Галабуда Н.И., Чебаненко И.И., Ключко В.П. Тектоника – основа нефтегеологического районирования Днепровско-Донецкой впадины // Геол. журн. – 1981. – Т. 41, № 4. – С. 69-79.
126. Принципиально новый объект поисков нефти и газа Украины // Геол. журн. – 1994. № 1.- С. 3- 17 (Чебаненко И.И., Краюшкин В.А., Ключко В.П. и др.).
127. Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента Днепровско-Донецкой впадины / Сб. науч. тр. под ред. И.И.Чебаненко,В.П. Ключко.- К.: Наук. думка, 1991. – 148 с.
128. Разницын В.А. Тектоническое районирование и генезис структур северной зоны мелкой складчатости Донецкого бассейна // Геотектоника.- 1976. - № 1.- С. 57-73.
129. Редичкин И.А., Кабалов В.К. Структурные особенности и условия формирования среднекаменноугольных месторождений на севере Донецкого бассейна // Геол. ж. АН УССР – 1971 – Т.31, № 5. – С. 74-81.
130. Региональная тектоническая карта Ростовской области М 1 : 500 000 / Ред. С.П. Вальбе, А.Н. Муравьев, Н.П. Терещенко. – Ростов н / Д, Нижневолжский НИИ геологии и геофизики, Южное произв. геол. об. “ Южгеология “, 1986, цв.
131. Региональные сейсмостратиграфические исследования в Днепровско-Донецкой впадине.- К.: - 84 с. (Препр./ Держкомгеології України. Гос. геоф. предпр. «Укргеофизика»; 93-2) (Кившик Н.К., Стовба С.Н. и др.)
132. Результаты геологоразведочных работ по поискам залежей углеводородов в породах кристаллического фундамента ДДВ и возможные пути их дальнейшего развития.- К.: - 1988.- 56 с. (Препр. /АН УССР.Ин-т геол.наук ; 88-18).
133. Самойлюк А.П., Дворянин Е.С., Егурнова М.Г., Зайковский Н.Я. Прогноз палеогеографии продуктивных горизонтов верхневизейско-серпуховского нефтегазоносного комплекса отложений Днепровско-Донецкой впадины.- К.: 1993.- 58 с. – (Препр. /Держкомгеології України. Гос. геофиз предпр. “Укргеофизика”; 93-1).
134. Смишко Р.М. О тектонике кристаллического фундамента северо-западного Донбасса // Матер. II республиканского совещ. (Львов, октябрь 1972) Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. – Львов: Вільна Україна.- 1972.- С.115-117.

135. Соболев Д.Н. Амадоцийский (Большой Донецкий) бассейн, его геологическое место и расчленение // Труды нефт. конф. 1938.- К.: изд-во АН УССР.- 1939.- С.75-88.
136. Соллогуб В.Б. Литосфера Украины.- К.: Наук.думка, 1986.- 187 с.
137. Соллогуб В.Б., Бородулин М.И., Чекунов А.В. Глубинная структура Донбасса и сопредельных регионов // Геол.журн.- 1977.- Т.37, № 2.- С.23-31.
138. Степанов П.И. Тектоника Донецкого бассейна // Геология СССР.- Т. VII.- М.Л.:Госгеолиздат.- 1944.- С.467-503.
139. Стерлин Б.П., Томашунас Э.В., Шумилина Т.И. Тектоническое районирование ДДВ как основа прогнозирования перспектив газоносности.- М.: ВНИИЭгазпром.- 1973.- 43 с.
140. Структурно - тектонічна карта Дніпровсько-Донецької западини масштабу 1:200 000 ( Відп.ред. Дворянин Е.С.- К.: ДГП "Укргеофізика".- 1996.- 6 аркушів (багатокольорова) / Верповський М.М., Войцицький З.Я., Гладун В.В., Здоровенко М.М., Самойлюк О.П., Смекаліна Л.В./.
141. Структуры-ловушки нефти и газа на моноклиналиях.- Львов: 1989.- 56 с. (Препр. / АН УССР. Ин-т геол.и геохим.горюч. ископ.; 89-7) (Высочанский И.В., Галабуда Н.И. и др.).
142. Ступаков В.П. Тектоника северных окраин Донецкого бассейна и прилегающих областей / Труды ВНИИГаз, вып. 14, Материалы по геологии газоносных районов СССР. ДДВ.- М.: Гостоптехиздат.- 1962.- С.68.88.
143. Схема индексации и региональная корреляция продуктивных горизонтов карбона Днепровско-Донецкой впадины // Геология и геохимия горючих ископаемых.- 1979.- Вып.52.- С.35-45. (Вакарчук Г.И., Винниченко Л.Г., Дудко И.А. и др).
144. Тектоника и нефтегазоносность ДДВ / Доленко Г.Н., Варичев С.А., Галабуда Н.И. и др.- К.: Наук.думка, 1981.- 228 с.
145. Тектоника нефтегазоносных областей юго-запада СССР (объяснительная записка к тектонической карте нефтегазоносных областей юго-запада СССР с использованием материалов космических съемок масштаба 1:500 000/ Гарецкий Р.Т., Глушко В.В., Крылов Н.А. и др.- М.: Наука. 1988.- 85 с.

146. Тектоника Украины / Ред С.С.Круглов, А.К.Цыпко.- М.: Недра, 1988.- 254 с.
147. Тектоническая карта УССР и МССР м-ба 1:1 000 000 / Ред.М.В.Муратов.-К.: Київгеолтрест.- 1969.- 6 листів.
148. Тектоническая карта юга СССР. М 1: 1 000 000 / Отв.ред. Г.Х.Дикенштейн.- М.: ГУГК, 1975.- 28 листов.
149. Тектоническая карта Украинской ССР и Молдавской ССР. М 1 : 500 000./ Гл.ред В.В.Глушко.- Киев, Укргеология Мингео СССР, УкрНИГРИ, 1988, цв.
150. Тектонічні та палеогеоморфологічні критерії нафтогазоносності порід кристалічного фундаменту Дніпровсько-Донецької западини (бортові частини) /Дворянин Є.С., Гладун В.В., Клочко В.П., Токовенко В.С., Караваєва Т.Є., Окрепка І.Р. //Тектонические и палеогеоморфологические аспекты нефтегазоносности.- К.: Ин-т геол.наук НАН Украины.- 1996.- с.48 - 49 /тез.докл.меж.конф./
151. Терещенко В.А. Возможности поисков залежей углеводородов в ДДВ на небольших глубинах // Матер.наук.- практ.конф. “Нафта і газ України – 96”- Т.1.- Харків: УНГА.- 1996.- С. 52-53.
152. Токмачев Б.Р., Погребнов Н.И., Бобух В.А. и др. Перспективы нефтегазоносности Волго-Донской территории // Геология и нефтегазоносность юга СССР (Тр. НИЛНефтегаза, вып.13).- Л.: Недра, 1965.- С.197-234.
153. Формирование и размещение залежей нефти и газа Днепровско-Донецкой впадины. – К.: Техника, 1971.- 184 с. (Витенко В.А., Витрык С.П., Шпак П.Ф. и др.).
154. Циклостратиграфическая и литогеофизическая корреляция продуктивных горизонтов нижнего карбона и девона в связи с прогнозированием комбинированных ловушек углеводородов в Днепровско-Донецкой впадине. – К.: 1987. – 56 с. (Препр. / АН УССР. Ин-т геол. наук; 87-35) (Гавриш В.К., Егурнова М.Г., Зайковский Н.Я. и др.).
155. Чебаненко И. И. Проблема нефтегазоносности Украины в свете разломно-блоковой тектоники ее территории // ДАН СССР. – 1966. – Т.168, № 6. – С.1387 – 1389.



156. Чебаненко И.И. Теоретические аспекты тектонической делимости земной коры. - К.: Наук.думка, 1977.- 83 с.
157. Чирвинская М.В. Характеристика складчатых и разрывных дислокаций осадочной толщи Днепровско-Донецкой впадины по данным геофизических работ // Труды ИГН АН УССР.- 1956.-сер. геофиз.- Вып.1.- С.21-35.
158. Чирвинская М.В. Глубинное строение Днепровско-Донецкой впадины по данным геофизических исследований (в связи с нефтегазоносностью): Автореферат дис., канд. геол.-мин.наук: 04.00.04 /ВНИГНИ.- М.: 1963.- 39 с.
159. Чирвинская М.В. Внутренняя структура фундамента Днепровско-Донецкого авлакогена и ее взаимосвязь с тектоникой Украинского щита // Геофиз.сб.- 1972.- Вып. 48.- С.31-42.
160. Чирвинская М.В., Кившик Н.К., Самойлюк А.П. и др. Состояние изученности и новые проблемы тектоники Днепровско-Донецкого авлакогена // Тектоносфера Украины.- Отв. ред. А.В.Чекунов.- К.: Наук. думка.- 1989.- С.105-109.
61. Чирвинская М.В., Соллогуб В.Б. Глубинная структура Днепровско-Донецкого авлакогена по геофизическим данным.- К.: Наук.думка, 1980.- 180 с.
62. Шарапов И.С. Северные окраины Донецкого бассейна и Придонецкий краевой прогиб // БМОИП. нов. сер., отд.геол., Т. 39.- Вып. 3.- 1953.- С.59-66.
163. Шатский Н.С. О прогибах донецкого типа / Избр. Труды.- М.: Наука.- 1964.- Т.2.- С.544-553.
164. Шахновский И.М. Строение и нефтегазоносность рифтогенных структур // Геология нефти и газа.- 1996, № 4.- С. 19-25.
165. Швай Л.П. Подземные воды Днепровско-Донецкой впадины в связи с нефтегазоносностью.- М.: Недра, 1973.- 104 с.
166. Широков О.З. , Білоцерковець Ю.І. Про будову і глибину залягання поверхні кристалічного фундаменту в Донбасі // Доп. АН УРСР. Сер. Б.- 1971.-№ 6.- С.35-40.
167. Шпак П.Ф. Некоторые закономерности формирования и размещения скоплений УВ в Днепровско-Донецкой газонефтеносной области // Геология нефти и газа.- 1983.- № 7.- С.36-41.

168. Шпак П.Ф. Нефтегазоносные провинции и области Украины.- К.: 1983.- 67 с.  
(Препр. / АН УССР Ин-т геол. наук; 83-14).
169. Шпак П.Ф. Особенности размещения залежей УВ в зависимости от их фазового состояния в осадочных бассейнах древних платформ // Геол. журн.- 1986.- № 6.- С. 88-97.
170. Шпак П.Ф. Геологическое строение и нефтегазоносный потенциал Украины.- К.: 1992.- 32 с. (Препр./ АН Украины, Ин-т геол. наук, 92-2).
171. Шпак П.Ф. Нафтогазоносність України і проблеми забезпечення її вуглеводневою сировиною // Геол. журн.- 1996.- №№ 1-2.- С. 113-117.
172. Шпак П.Ф., Демьянчук О.В., Курилюк Л.В. и др. Нефтегазоносность глубокопогруженных комплексов осадочных пород Днепровско-Донецкой впадины.- К.: 1984.- 59 с. (Препр. / АН УССР Ин-т геол. наук; 84-13).
173. Шпак П.Ф., Куриленко В.С., Яншина Н.А. Нефтегазоносность кристаллического фундамента Днепровско-Донецкой впадины с позиций микробиологического генезиса углеводородов // Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента Днепровско-Донецкой впадины.- К.: Наук.думка, 1991.- С.94-97.
174. Шпак П.Ф., Федорин Я.В. Тектоническая природа площадной зональности катагенезиса осадочных пород ДДЗ // Тектоносфера Украины. Отв. ред. А.В.Чекунов.- К.: Наук.думка, 1989.- С.116-119.
175. Яронтовский Г.О., Швай Л.П. Гідрогеологічні фактори формування та збереження нафтогазових родовищ України // Матер. наук.-практ. конфер. "Нафта і газ України-96" – Т.1.- Харків: УНГА.- 1996.- С.83-84.

Розвиток стратиграфічних незгідностей у розрізі палеозою ДДЗ і Донбасу (Височанський І. В., Макрідіна Л. В., 1996 з використанням даних Вакарчука Г. І., Гавриша В. К. і інш., 1991; Айзенверга Д. Є. та інш. [42]).

Стратиграфічні незгідності	Тектонічні зони							Донбас
	Північно-західна частина ДДЗ	центр. частина ДДЗ	південно-східна частина ДДЗ	північ. прибортова	північ. борг	північ. на Донбасу	північ. борг	
Ранг	ч а с	приосьова	півд. приборг.	приосьова	північ. борг	північ. борг	північ. борг	Донбас
Регіональний	+	+	-	X	+	-	-	+
регіональний	+	+	-	X	+	-	-	+
субрегіональний	+	+	-	X	+	-	-	+
регіональний	+	+	+	X	+	-	+	+
субрегіональний	+	+	+	X	+	+	+	-
регіональний	+	+	+	X	+	+	+	-
субрегіональний	+	+	+	X	+	+	+	-
регіональний	?	?	+	X	+	+	+	-
субрегіональний	+	+	+	+	+	+	+	-
регіональний	+	+	+	+	+	+	+	-
субрегіональний	+	-	-	+	+	+	+	-
регіональний	+	-	-	+	+	+	+	-
субрегіональний	+	-	-	+	+	+	+	-
регіональний	+	+	+	+	+	+	+	+
субрегіональний	-	-	-	-	-	-	-	-

Примітки: 1-передбачуються (розріз не відкрито), 2-дані відсутні.

## Додаток Б

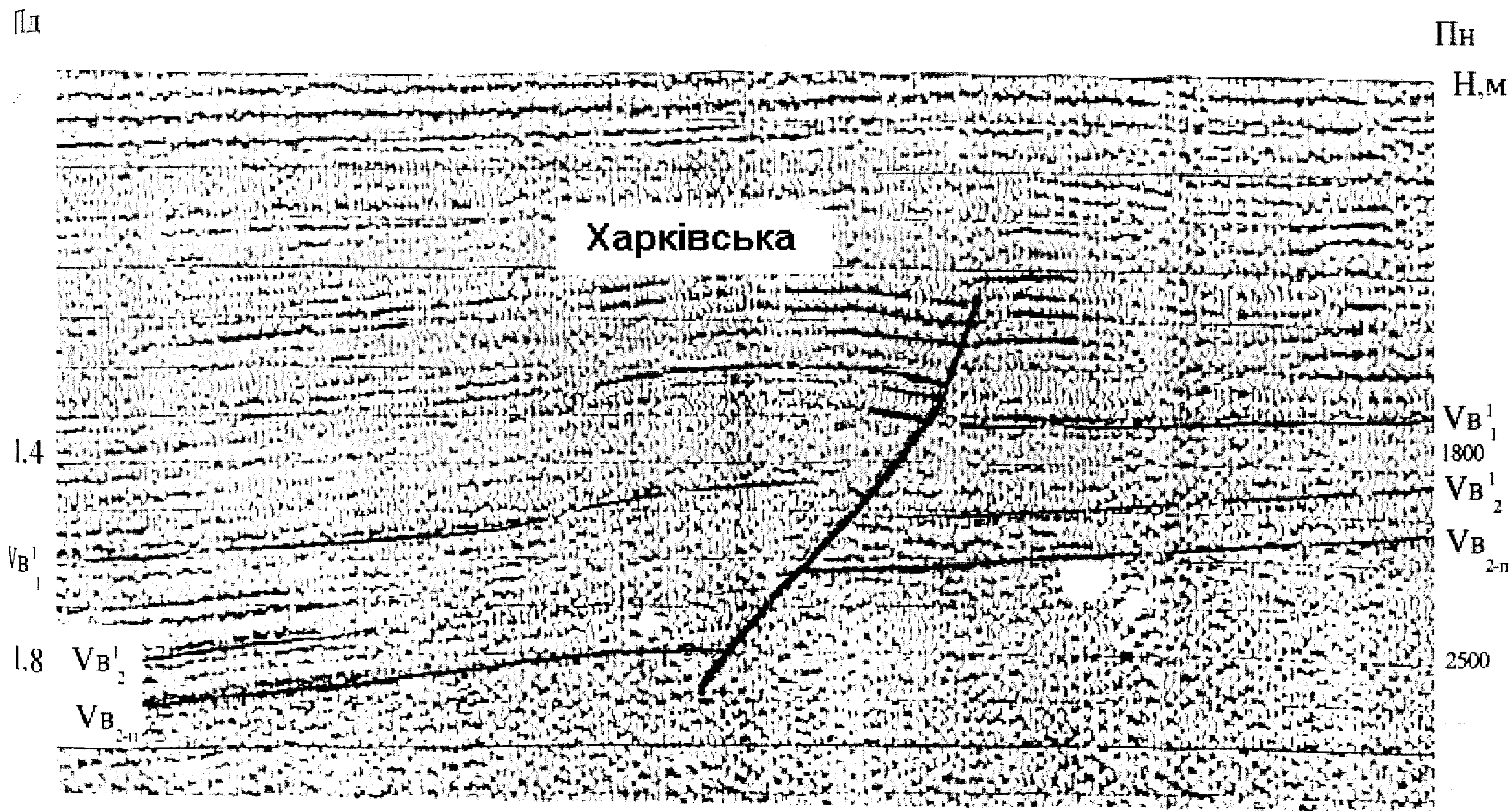
## Таблиця

Максимальні глибини залягання чохла і карбону, а також товщини відкладів карбону і девону ДДЗ [57]

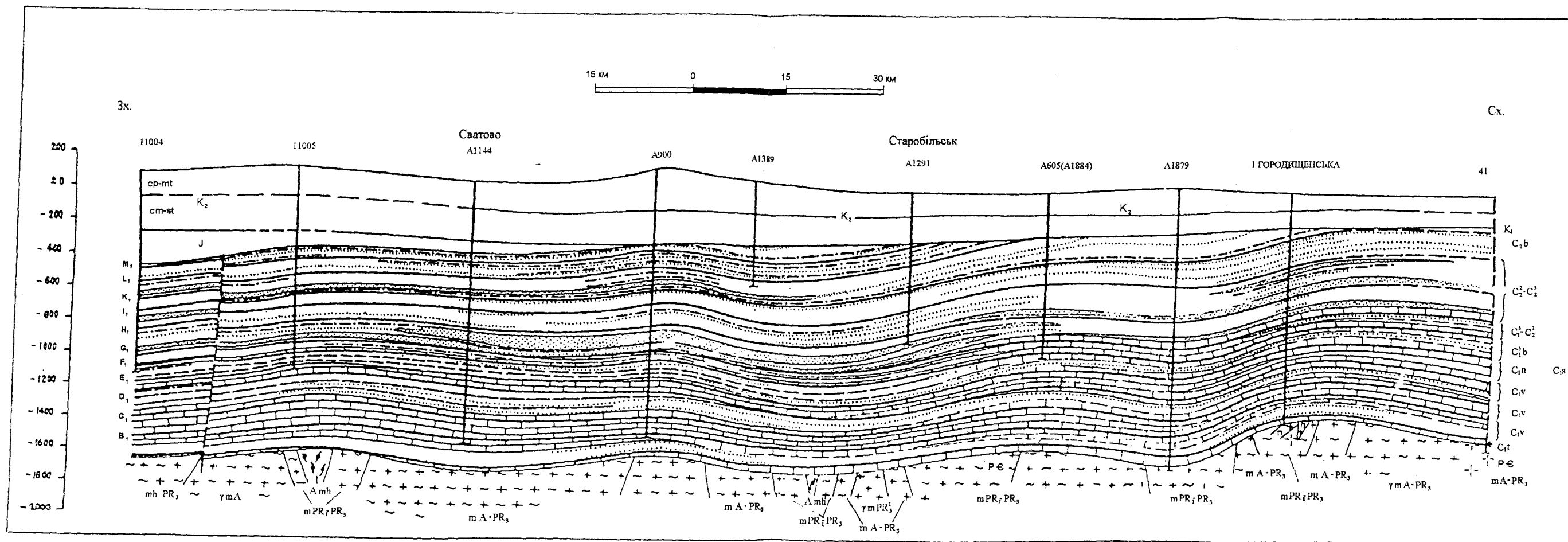
Назва регіональних сейсмостратиграфічних профілів і номери в дужках (рис. 1.2)	Максимальна глибина, км		Товщина відкладів, м	
	чохла	карбону	карбону	девону
Остер-С.Рудня (22)	6,4	3,0	1300	3400
Лосиновка-Кінашівка (1)	6,0	3,7	1750	2300
М.Дівиця-Бахмач (2)	7,2	4,1	2000	3100
Прилуки-Дмитрівка (3)	7,0	5,4	2800	1600
Пірятин-Талалаївка (4)	9,2	7,1	4000	2100
Колайдинці-Хмелів (5)	8,5	7,2	4250	1300
Березняки-Недригайлів (6)	8,6	6,6	4000	2000
Ромодан-Афанасіївка (7)	9,2	7,7	4500	1500
В.Богачка-Синівка (8)	9,5	6,3	3750	3200
Сагайдак-Лебедин (9)	10,5	7,8	5500	2700
Зачепилівка-Більськ (10)	12,0	9,0	6000	3000
Михайлівка-Прокопенки (11)	16,2	12,1	8750	4100
Гупаловка-Гути (12)	18,2	15,0	10000	3200
Перещепіно-Валки (13)	16,1	14,2	10000	1900
Богатойка-Мерефа (14)	18,2	13,7	10000	4500
Левенцівка-Безлюдівська (15)	17,3	14,0	10800	3300
Лозова-С.Покрівка (16)	17,4	13,5	10200	3900
Мечебилівка-Бригадирівка (17)	17,5	12,7	11500	4800
Близнюки-П.Голубівка (18)	18,8	13,5	11700	5300

## Додаток В

Часовий розріз по сейсмопрофілю 3 24 31 90 через Харківську площу

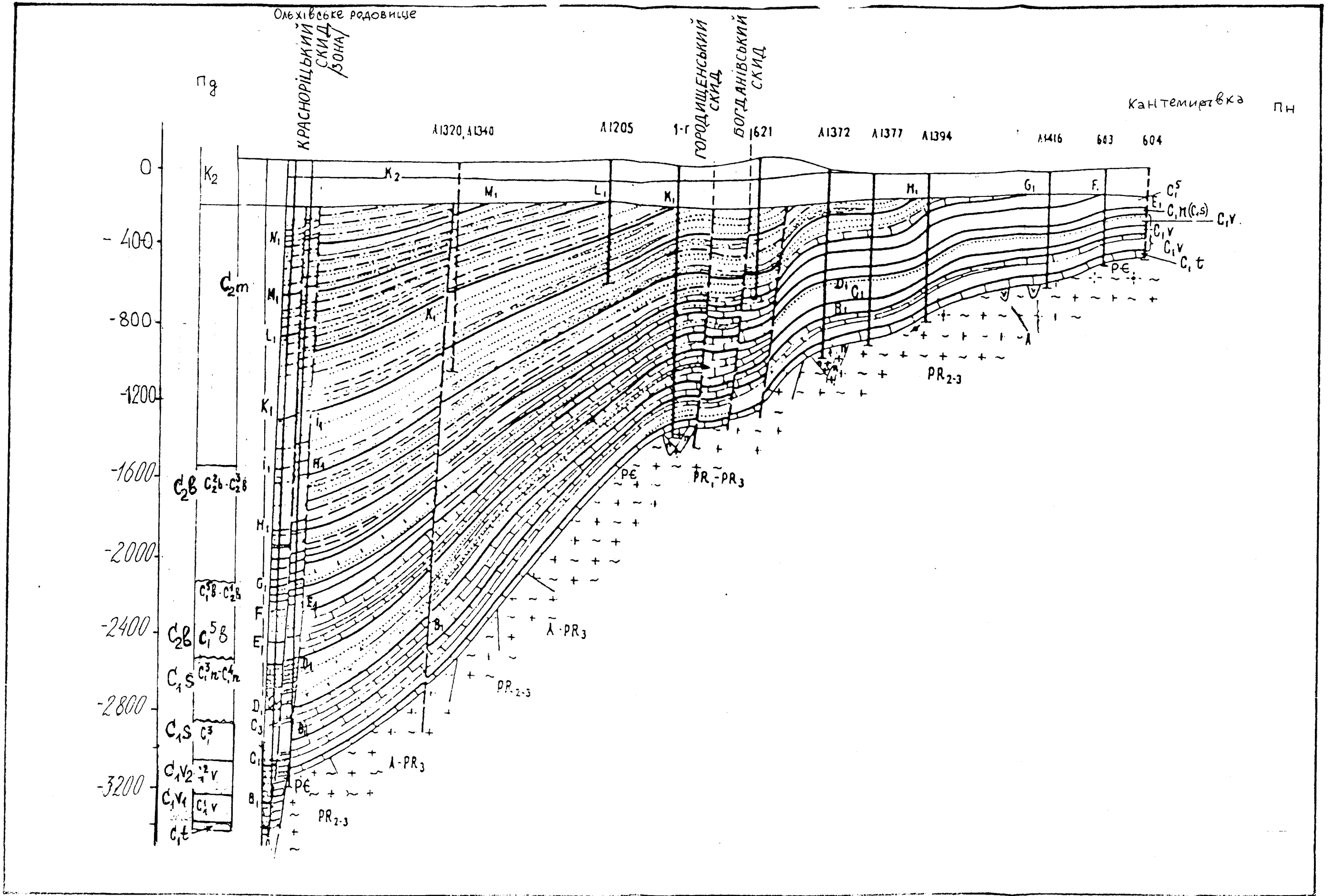


Додаток Д  
 Геологічний розріз по лінії VIII-VIII  
 Сватово-Городищенська площа  
 за Л. І. Ільницьким, 1979  
 (див. рис. 1.15)

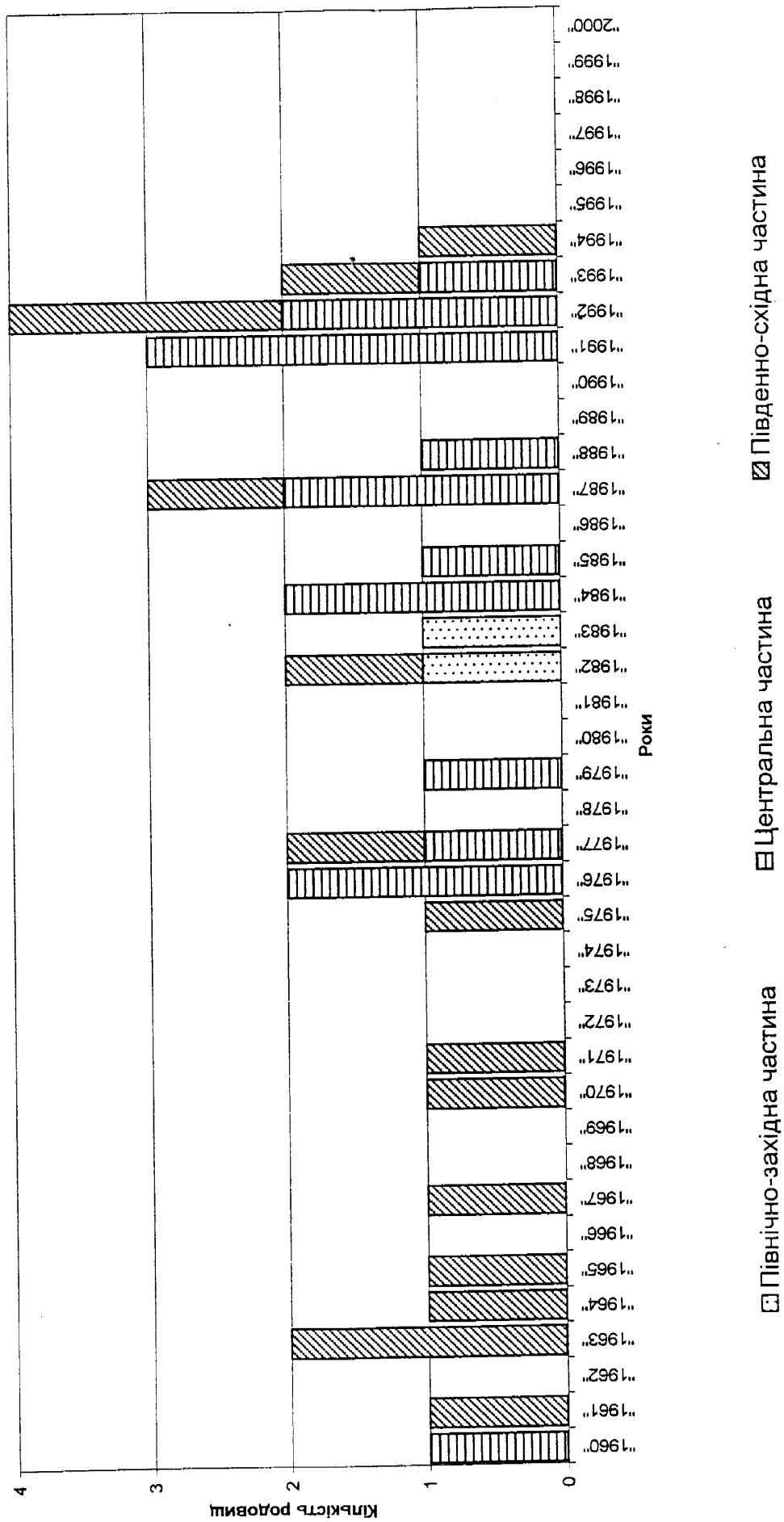


Додаток Е

Геологічний розріз по лінії V - V (Ольхівське родовище - Кантемирівка) (див. рис. 1.15) за Л. І. Ільницьким, 1979



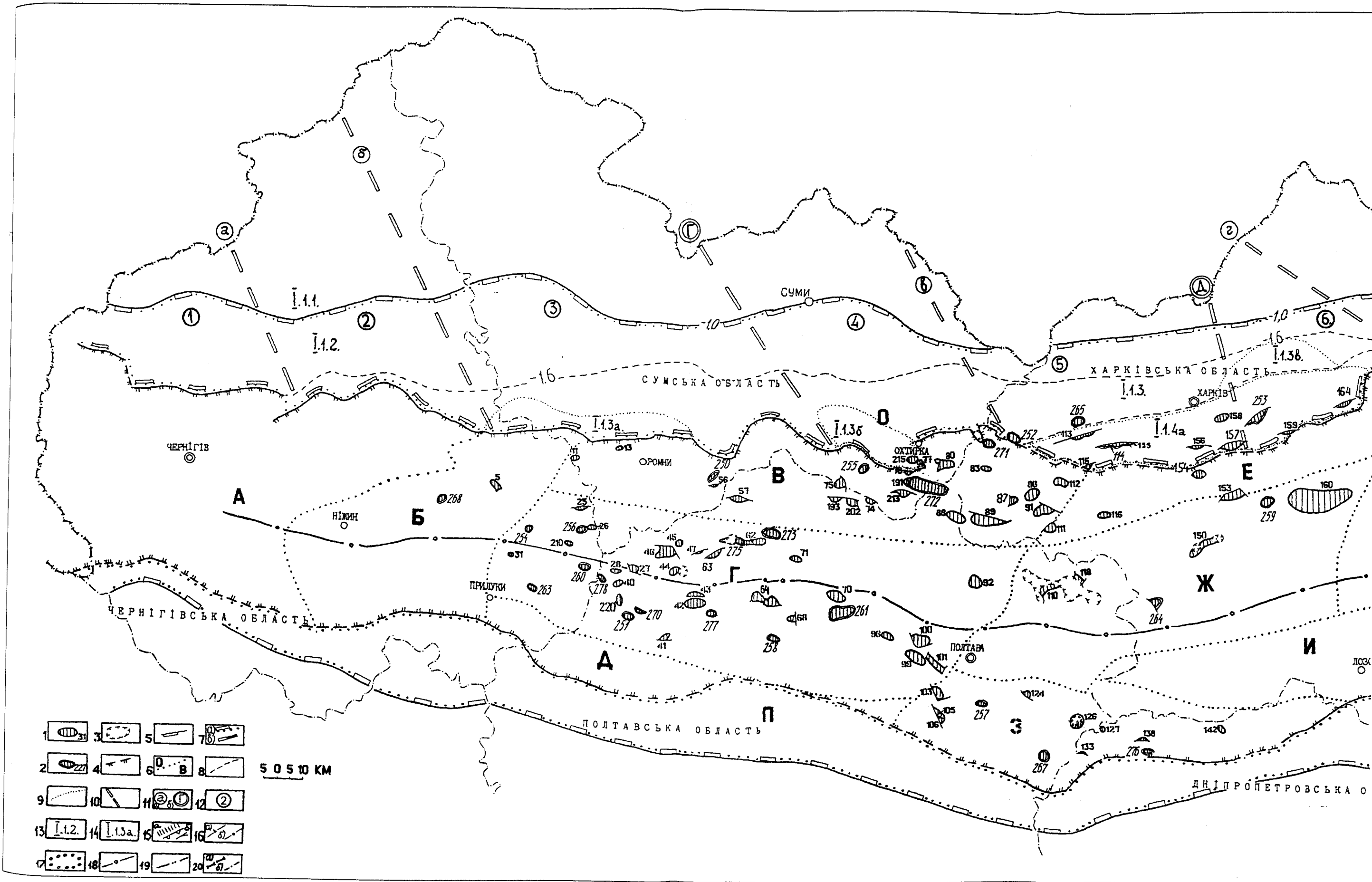
Додаток Ж  
Графік відкриттів родовищ ВВ по роках у різних частинах Північного борту ДДА

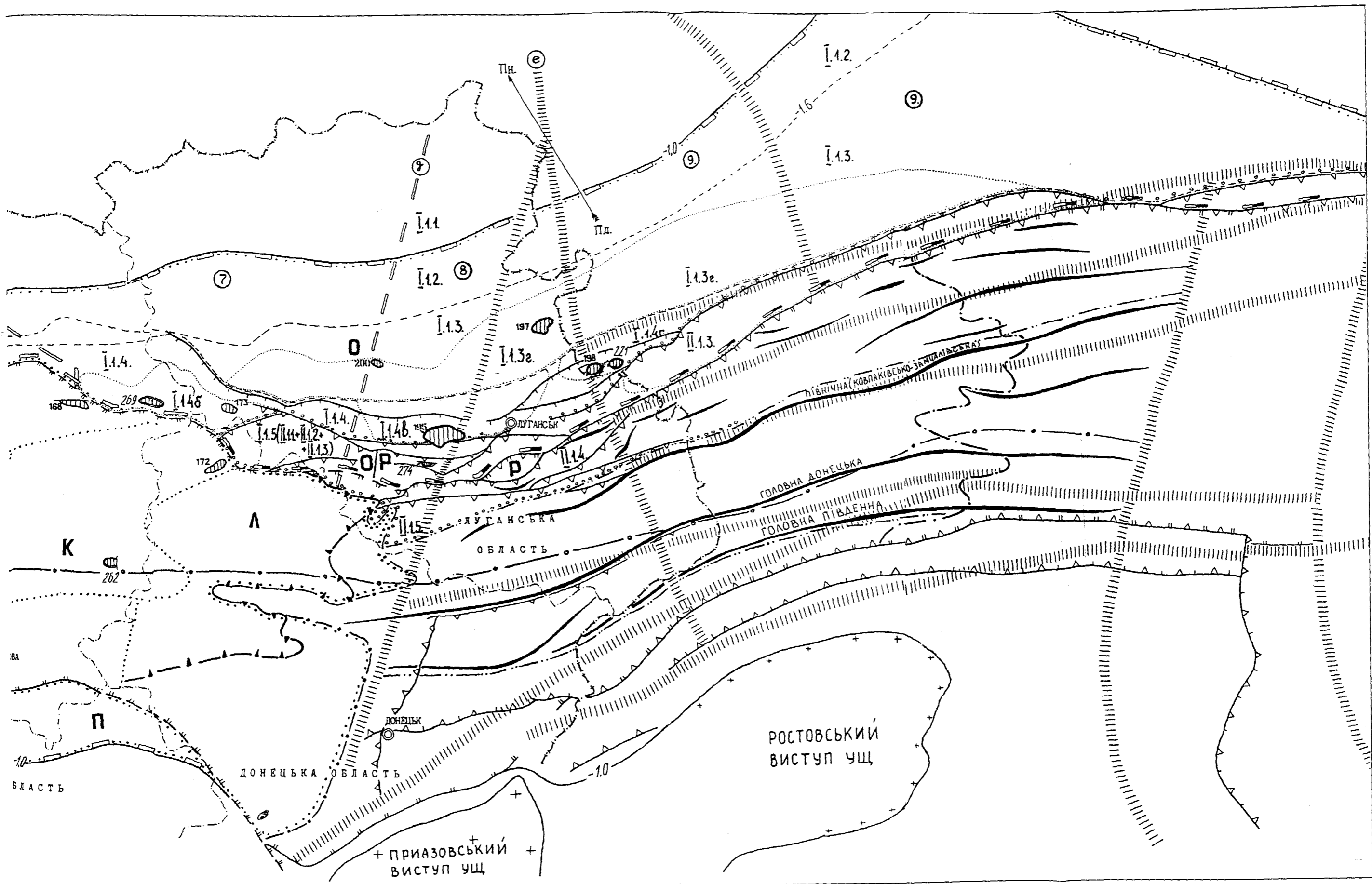




Додаток 3

Карта фонду структур і родовищ нафти і газу в глибокому бурінні ДДГНО за В. В. Гладуном та інш. [ 61, 65, 73, 101, 140 ] станом на 1998 р.





Дод.3. Карта фонду структур і родовищ нафти і газу в глибокому бурінні Дніпровсько-Донецької газонафтоносної області (Україна) за В.В.Гладуном та Є.С.Дворяником, В.О.Старинським, М.П.Зюзькевичем, К.К.Філюшкіним, Р.М.Окрепким, В.І. Олексюком та ін. [61, 65, 73, 101, 140] станом на 1998 рік.

1 - родовища ВВ, які знаходились ( знаходяться) в глибокому бурінні; 2 - структури (об`єкти), які знаходились в бурінні станом на 1998 рік; 3 - соляні тіла, штоки, 4 - Північне крайове порушення Дніпровського грабена; 5 - границі Дніпровсько - Донецької газонафтоносної області; 6 - нафтогазоносні перспективні райони ДДГНО; 7 - південна границя нафтогазоносної субобласті (району) Північного борту ДДА: до району Північної зони дрібної складчастості і насувів Донбасу, (ПнЗДСД) (а), в межах ПнЗДСД (б); 8 - нафтогазоносні і перспективні зони Північного борту ДДА ; 9 - зони нафтогазонакопичення на Північному борту ДДА; 10- міжмегаблокові, міжблокові розломи ( назви див.рис.1.18.); 11 - назви до умовного знаку 10 див.на рис.1.18.); 12 - блоки на Північному борту ДДА ( назви див. рис. 1.18.); 13 - структурно-тектонічні зони (нафтогазоносні і перспективні зони) Північного борту ДДА ( назви див.рис.1.18. і 2.1.); 14 - структурно-тектонічні підзони концентрації нафтогазоперспективних об`єктів ( зони нафтогазонакопичення ) Північного борту ДДА ( назви див.рис.1.18. і 2.1.); 15 - порушення: а - регіональні, б - локальні (насуви та інші типи) ( див.рис.2.1.); 16 - границі відкритого Донбасу : а - західна ( межа між ДСС і ДДЗ ) за [140] , б - західна і східна границі ДСС [130]; 17 - нафтогазоносний район ПнЗДСД; 18 - лінія максимальної глибини і товщини відкладів карбону [140]; 19 - границі зони крупних лінійних антикліналей ДСС ( центральної її частини ); 20 - границі: а - міждержавні , б міжобласні.

Таблиця 3.1

## Додаток 3.1

Родовища і структури (об'єкти) Дніпровсько-Донецької западини (авлакогену), які знаходяться у фонді глибокого буріння станом на 01.01.98 р. (За В.В.Гладуном та ін., 1998 р.)

№№ на рис. додатку 3	Назви структур (об'єктів) і родовищ, які знаходились в глибокому бурінні <sup>1)</sup>	Запаси категорії С <sub>2</sub>		Ресурси категорії С <sub>3</sub>		Нафтогазоносні райони ДДЗ [43, 65]	Адміністративний поділ	Тектонічна приналежність на Північному борту (див. рис. 1.18.)	Нафтогазологічне районування Північного борту ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Примітки
		нафта, млн.т	газ, млрд. м <sup>3</sup>	нафта, млн. т.	газ, млрд. м <sup>3</sup>					
250	Аркадівська				1.1	В	Сумська (С.)			11.0 млн.т у.п. (прогноз) [67]
100	Байрацьке		3.46		13.14	Г	Полтавська (П.)			14.6 млн.т у.п. (прогноз) [67], в досл. промисл. експлуатації (ДПЕ)
158	Безлюдівське					О	Харківська (Х.)	І.1.4.	І.1.4. (1.1.4а)	на 01.01.96 - 2.4 млн.т у.п. ДПЕ
153	Безпалівське		0.64			Ж	Х			1.0 млн. т у. п. [67]. Завершене розвідкою (консерв.)
89	Березівське		12.14		2.9	В	П			Початк. запаси 36.867 млн. т у. п. [67]

Примітка 1. Назви родовищ закінчуються на е, назви структур на - а

Продовження таблиці 3.1

№№ на рис. додатку 3	Назви структур (об'єктів) і родовищ, які знаходились в глибокому бурінні <sup>1)</sup>	Запаси категорії С <sub>2</sub>		Ресурси категорії С <sub>3</sub>		Нафтогазоносні райони ДДЗ [43, 65]	Адміністративний поділ	Тектонічна приналежність на Північному борту (див. рис. 1.18.)	Частотне районування Північного борту ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Примітки
		нафта, млн.т	газ, млрд. м <sup>3</sup>	нафта, млн. т.	газ, млрд. м <sup>3</sup>					
251	Біличівська (Біличанська)					Г	Чернігівська (Ч.)			Прогноз 0.9 млн. т у. п. [67]. В пошук.-розв. бурінні
159	Білозірське		1.32			О	Х	І.1.4.	І.1.4.	Прогноз 3.2 млн. т у. п. [67]
142	Богатойське		3.315			З	Дніпровська (Д.)	І.1.4.	(І.1.4а)	В ДПЕ. Консервація
164	Борисівське					О	Х	І.1.4.	І.1.4.	В пошук.-розв. бурінні
80	Бугреватівське	1.585	4.27			В	С			В пошук.-розв. бурінні
57	Валюхівське		2.39			В	П			Прогноз 4.7 млн. т у. п. [67]. Конс. Консервація.
105	Відрадне		2.68			З	П			Початк. запаси 10.1 млн. т у. п. Консервація.
96	Гоголівське		0.34		2.5	Г	П			Прогноз 3.3 млн. т у. п. [67]
220	Голотовщинське		0.13			Г	П			Консервація.
106	Горобцівське					З	П			

Продовження таблиці 3.1

№№ на рис. додатку 3	Назви структур (об'єктів) і родовищ, які знаходились в глибокому бурінні <sup>1)</sup>	Запаси категорії С <sub>2</sub>		Ресурси категорії С <sub>3</sub>		Нафтогазоносні райони ДДЗ [43, 65]	Адміністративний поділ	Тектонічна належність на Північному борту (див. рис. 1.18.)	Районування Північного борту ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Примітки
		нафта, млн.т	газ, млрд. м <sup>3</sup>	нафта, млн. т.	газ, млрд. м <sup>3</sup>					
252	Гутська					О	Х	І.1.3.	І.1.3.	Прогноз 0.9 млн. т у. п. [67]. Конс.
253	Денисівська				5.96	О	Х	І.1.4.	І.1.4. (І.1.4а)	Прогноз 5.6 млн. т у. п. [67]. В бурінні.
254	Довгалівська				2.3	Г	Ч			Прогноз 1.4 млн. т у. п. [67].
172	Дробишівське		0.79		0.92	К	Х			Прогноз 4.3 млн. т у. п. [67]. ДПЕ
74	Загорянське		7.50		2.10	В	П			Прогноз 4.2 млн. т у. п.
255	Західно-Качанівська			1.861		В	С			Прогноз 4.8 млн. т у. п. [67]. В пошук.-розв. бурінні.
83	Західно-Козівське	2.224		1.123		В	Х			Початк. запаси 4.9 млн. т у. п. В пошук.-розв. бурінні
256	Західно-Олексинська				1.70	Г	Ч			Прогноз 15.7 млн. т у. п. [67]

Продовження таблиці 3.1

№№ на рис. додатку 3	Назви структур (об'єктів) і родовищ, які знаходились в глибокому бурінні <sup>1)</sup>	Запаси категорії С <sub>2</sub>		Ресурси категорії С <sub>3</sub>		Нафтогазоносні райони ДДЗ [43, 65]	Адміністративний поділ	Тектонічна приналежність на Північному борту (див. рис. 1.18.)	Районування Північного борту ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Примітки
		нафта, млн.т	газ, млрд. м <sup>3</sup>	нафта, млн. т.	газ, млрд. м <sup>3</sup>					
257	Західно-Ольшанська			1.185		З	П			Прогноз 4.9 млн. т у. п. [67]. в пошук.-розв. бурінні
258	Західно-Радченківська					Г	П			Прогноз 6.5 млн. т у. п. В бурінні
191	Західно-Рибальське					В	С			Прогноз 8.0 млн. т у. п. В пошуково-розв. бурінні
259	Західно-Шебелинська					Ж	Х			В пошуково-розв. бурінні
25	Зимницьке			0.40		Г	Ч			Початкові запаси 1.64 млн. т у. п. Консервація Консервація
193	Зінківське (Північно-Зінківське)					В	П			Не розбурено. Консервація
260	Золотихінська					Г	Ч			Прогноз 4.5 млн. т у. п.
261	Кавердинська (Баранівська)				5.80	Г	П			

Продовження таблиці 3.1

№№ на рис. додатку 3	Назви структур (об'єктів) і родовищ, які знаходились в глибокому бурінні <sup>1)</sup>	Запаси категорії С <sub>2</sub>		Ресурси категорії С <sub>3</sub>		Нафтогазоносні райони ДДЗ [43, 65]	Адміністративний поділ	Тектонічна належність на Північному борту (див. рис. 1.18.)	Примітки
		нафта, млн. т	газ, млрд. м <sup>3</sup>	нафта, млн. т	газ, млрд. м <sup>3</sup>				
87	Карайкозівське		0.17		1.10	В	П		Початкові запаси 2.458млн. т у. п. Потребує подальшого вивч. Консервація
26	Карлівське		1.55		6.10	Г	Ч		Прогноз 9.8 млн. т у. п. Консервація ДПЕ. Прогноз 3.4 млн. т у. п.
111	Кисівське					Е	П		Прогноз 4.3 млн. т у. п. [67] Заверш. розвідкою. Консервація
116	Коломацьке		2.50		2.60	Е	Х		В пошуково-розв. бурінні
262	Комишеваська					К	Х		Заверш. розвідкою. Консервація
64	Комишянська		3.46			Г	П		Прогноз 5.0 млн. т у. п. В пошук.-розв. бурінні
88	Котелівське		5.03			В	Ч		
263	Краснянська					Г	Ч		



Продовження таблиці 3.1

№№ на рис. додатку 3	Назви структур (об'єктів) і родовищ, які знаходились в глибокому бурінні <sup>1)</sup>	Запаси категорії С <sub>2</sub>		Ресурси категорії С <sub>3</sub>		Нафтогазоносні райони ДДЗ [43, 65]	Адміністративний поділ	Тектонічна приналежність на Північному борту (див. рис. 1.18.)	Нафтогазоносний район - Північного борту ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Примітки
		нафта, млн.т	газ, млрд. м <sup>3</sup>	нафта, млн. т.	газ, млрд. м <sup>3</sup>					
264	Красноградська					Ж	Х			В пошук.-розв. бурінні
75	Краснозаярське					В	С			Заверш. розвідкою. Консервація
91	Краснокутське		1.55			В	Х			Початк. запаси 2.998 млн. т у. п. [67].
195	Кримське			1.63		М	Л	1.1.4.	1.1.4. (1.1.4в)	Консервація
265	Кузьмичівська					О	Х	1.1.3.	1.1.3.	Початк. запаси 5.66 млн. т у. п. Потребує додаткового вивч. Потребує додаткового вивч.
266	Лисівська		1.059			Г	П			Консервація
138	Личківське		2.26			З	Д			В ДПЕ. В бурінні
28	Луценківське					Г	П			Початк. запаси 8.48 млн. т у. п.
197	Львівське (Тепле +склепіння)			0.40		О	Л	1.1.3.	1.1.3. (1.1.3г)	В бурінні
101	Макарцівське		1.59			Г	П			Прогноз 9.3 млн.т у.п.[67]. Консервація

Продовження таблиці 3.1

№№ на рис. додатку 3	Назви структур (об'єктів) і родовищ, які знаходились в глибокому бурінні <sup>1)</sup>	Запаси категорії С <sub>2</sub>		Ресурси категорії С <sub>3</sub>		Нафтогазоносні райони	Адміністративний поділ	Тектонічна приналежність на Північному борту (див. рис. 1.18.)	Районування Північного борту ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Примітки
		нафта, млн.т	газ, млрд. м <sup>3</sup>	нафта, млн. т.	газ, млрд. м <sup>3</sup>					
31	Макіївське	0.125				Г	Ч			Прогноз 0.7 млн.т у.п. В пошук.-розв. бурінні.
173	Макіївське		2.47			О	Л	І.1.4.	І.1.4. (І.1.4б)	Прогноз 0.4 млн.т у.п.[67] В бурінні.
168	Максальське					Е	Х			В ДПЕ. Консерв.
112	Мар'їнське					В	Х			В пошук.-розв. бурінні.
198,	Марківсько-					М	Л	І.1.4.	І.1.4. (І.1.4г)	В бурінні
221	Кружилівське		0.21		3.10	Г	П			
92	Матвійвське		8.40			З	П			Початк. запаси 18.66 млн.т у.п. [67]. Консерв.
103	Мачуське					Ж	Х			В пошук.-розв. бурінні.
150	Мелехівське		0.34			Г	П			Прогноз 6.6 млн.т у.п.[67]. ДПЕ. Консервація
40	Мехедівське									
133	Мусієнківське		0.55			З	П			Заверш.розв. Консерв.

Продовження таблиці 3.1

№№ на рис. додатку 3	Назви структур (об'єктів) і родовищ, які знаходились в глибокому бурінні <sup>1)</sup>	Запаси категорії С <sub>2</sub>		Ресурси категорії С <sub>3</sub>		Нафтогазоносні райони	Адміністративний поділ	Тектонічна принадлежність на Північному борту (див. рис. 1.18.)	Нафтогазологічне районування Північного борту ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Примітки
		нафта, млн.т	газ, млрд. м <sup>3</sup>	нафта, млн. т.	газ, млрд. м <sup>3</sup>					
115	Нарижнянське					О	Х	І.1.4.	І.1.4. (І.1.4а)	Заверш.розв. Консерв.
126	Новогригорівське					З	П	І.1.4.		Початк. запаси 5.2 млн.т у.п. [67]. В пошук.-розв. бурінні. В бурінні.
267	Новомиколаєвська ліцензійна					З	П			В фондї буріння.
268	Новоподільська					Б	Ч			В пошук.-розв. бурінні.
118	Новоукраїнське					Ж	П			В пошук.-розв. бурінні.
156	Острроверхівське		1.57		14.8	О	Х	І.1.4.	І.1.4. (І.1.4а)	Прогноз 4.7 млн.т у.п. [67]. В бурінні. Консерв.
71	Перевозівське		0.50			Г	П			Прогноз 7.9 млн.т у.п. [67]. Консерв.
202	Пирківське		0.42		2.90	В	П			Прогноз 0.3 млн.т у.п. В 1998 р. одержано негативний результат. В фондї буріння.
269	Південно-Дружелюбівська					О	Х	І.1.4.	І.1.4. (І.1.4б)	
43	Північно-Яблунівське			1.30		Г	П			

Продовження таблиці 3.1

№№ на рис. додатку 3	Назви структур (об'єктів) і родовищ, які знаходились в глибокому бурінні <sup>1)</sup>	Запаси категорії С <sub>2</sub>		Ресурси категорії С <sub>3</sub>		Нафтогазоносні райони ДДЗ [43, 65]	Адміністративний поділ	Тектонічна приналежність на Північному борту (див. рис. 1.18.)	Нафтогазові райони Північного борту ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Примітки
		нафта, млн.т	газ, млрд. м <sup>3</sup>	нафта, млн. т.	газ, млрд. м <sup>3</sup>					
157	Платівське		0.39		0.60	О	Х	І.1.4.	І.1.4. (І.1.4а)	Прогноз 2.1 млн.т у.п. Консерв. В фонді буріння.
270	Прирічна (Чаплинське склепіння)				0.85	Г	П			
271	Радянська (Куликівський блок)	0.013				В	Х			Прогноз 3.3 млн.т у.п. [67]. В пошук.-розв. бур.
272	Рибальська (глибинна)			6.23		В	С			В пошук.-розв. бурінні.
11	Ромашівське	0.098				В	Ч			Прогноз 4.9 млн. т у.п. В пошук.-розв. бурінні.
45,46	Рудівсько-Краснозаводське		20.77			Г	П			В ДПЕ. Консерв.
56	Русанівське				1.00	В	С			Завершене розв. Консерв.
127	Рясківське		1.29			З	Д			Завершене розв. Консерв.
210	Савніківське					Г	Ч			Не розбурена. Консерв.

Продовження таблиці 3.1

№№ на рис. додатку 3	Назви структур (об'єктів) і родовищ, які знаходились в глибокому бурінні <sup>1)</sup>	Запаси категорії С <sub>2</sub>		Ресурси категорії С <sub>3</sub>		Нафтогазоносні райони	Адміністративний поділ	Тектонічна належність на Північному борту (див. рис. 1.18.)	Нафтогазологічне районування Північного борту ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Примітки
		нафта, млн.т	газ, млрд. м <sup>3</sup>	нафта, млн. т.	газ, млрд. м <sup>3</sup>					
273	Сарська		5.89	0.21	2.53	Г	П			В фонді буріння. Початк. зап.19.529 млн.т у.п.
86	Сахалінське					В	Х			В ДПЕ. Початк. запаси 16.48 млн. т у.п. [67].
27	Свирідівське		7.40		1.50	Г	П			В ДПЕ. Консерв. В фонді буріння. Початк. зап.19.467 млн.т у.п. В пошук.-розв. Бур.
63	Свистунківське		1.91		4.00	Г	П			Початк. зап.12.5 млн.т у.п. [67] В бурінні.
41	Селохівське	0.1				Г	П			В пошук.-розв. бурінні.
99	Семенцівське					Г	П			В пошук.-розв. бурінні.
70	Семиренківське		17.57		6.50	Г	П			Початк. зап.12.5 млн.т у.п. [67] В бурінні.
274	Сентянівська					Н	Л	I.1.5.	I.1.5. (II.1.2.)	В пошук.-розв. бурінні.
275	Середняківська					Г	П			В пошук.-розв. бурінні.

Продовження таблиці 3.1

№№ на рис. додатку 3	Назви структур (об'єктів) і родовищ, які знаходились в глибокому бурінні <sup>1)</sup>	Запаси категорії С <sub>2</sub>		Ресурси категорії С <sub>3</sub>		Нафтогазоносні райони ДДЗ [43, 65]	Адміністративний поділ	Тектонічна належність на Північному борту (див. рис. 1.18.)	Нафтогазоносний район	Примітки
		нафта, млн.т	газ, млрд. м <sup>3</sup>	нафта, млн. т.	газ, млрд. м <sup>3</sup>					
113	Скворцівське		0.64			О	Х	1.1.4. (1.1.4а)	1.1.4. (1.1.4а)	Прогноз 2.2 млн.т у.п. [67]. Заверш. розв. Консерв.
44 68	Скоробогатівське Сорочинське		5.09		2.70	Г Г	П П			В фонді буріння. Початк. запаси 2.3 млн. т у.п. В пошук.-розв. бурінні. В пошук.-розв. бурінні.
5	Софіївське	0.463		1.244		Б	Ч			Прогноз 0.9 млн. т у.п. [67]
213	Сухівське				1.55	В	С			Початк. Запаси 6.4 млн. т у.п. В пошук.-розв. Бурінні.
124	Суходолівське	0.1		2.895		З	П			Початк. Запаси 6.4 млн. т у.п. В пошук.-розв. Бурінні.
13	Східно-Рогінецьське	0.099				В	С			Початк. Запаси 1.193 млн. т у.п. [67]. В пошук.-розв. бурінні.
276	Улянівська					З	Д			В пошук.-розв. бурінні.
62	Харківцівське		1.32			Г	П			Заверш. розв. Консерв.

Продовження таблиці 3.1

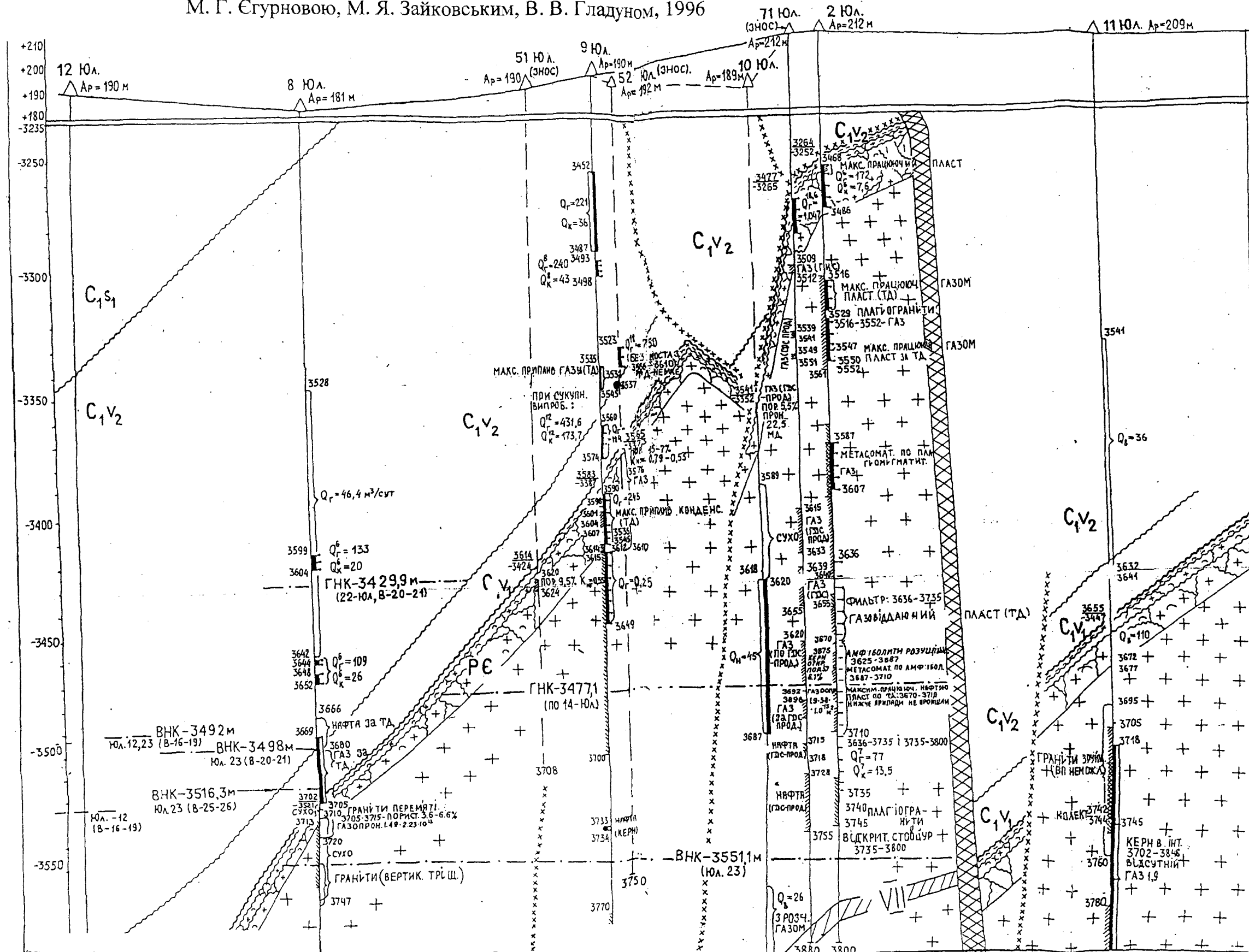
№№ на рис. додатку 3	Назви структур (об'єктів) і родовищ, які знаходились в глибокому бурінні <sup>1)</sup>	Запаси категорії С <sub>2</sub>		Ресурси категорії С <sub>3</sub>		Нафтогазоносні райони ДДЗ [43, 65]	Адміністративний поділ	Тектонічна приналежність на Північному борту (див. рис. 1.18.)	Назва районування Північного борту ДДА за В.В.Гладуном, 1998 (див.рис. 2.1.)	Примітки
		нафта, млн.т	газ, млрд. м <sup>3</sup>	нафта, млн. т.	газ, млрд. м <sup>3</sup>					
77	Хухринське	2.13				О	С	І.1.3.	І.1.3. (І.1.3б)	В пошук.-розв. бурінні. В бурінні.
200	Чабанівське					О	Л	І.1.3.	І.1.3. (І.1.3г)	
47	Червонолуцьке		0.71		4.00	Г	П			Прогноз 8.9 млн. т у.п.[67]. ДПЕ. Консерв.
277	Черканцанська				2.50	Г	П			Прогноз 7.9 млн. т у.п.[67]
215	Чернечинське					О	С	І.1.3.	І.1.3. (І.1.3б)	Прогноз 2.1 млн. т у.п.[67]. В пошук.-розв. бурінні. В ДПЕ.
110	Чутівське		1.445			Ж	П			В параметр. бурінні.
160	Шебелінське					Ж	Х			Прогноз 0.6 млн. т у.п.[67]
278	Шостаківська				3.30	Г	Ч			
154	Шуринське		1.12			Е	Х			Прогноз 1.1 млн. т у.п.[67]. Консерв.
114, 155	Юліївське (з Кавацівським)	0.34	4.17			О	Х	І.1.4.	І.1.4. (І.1.4а)	В бурінні.





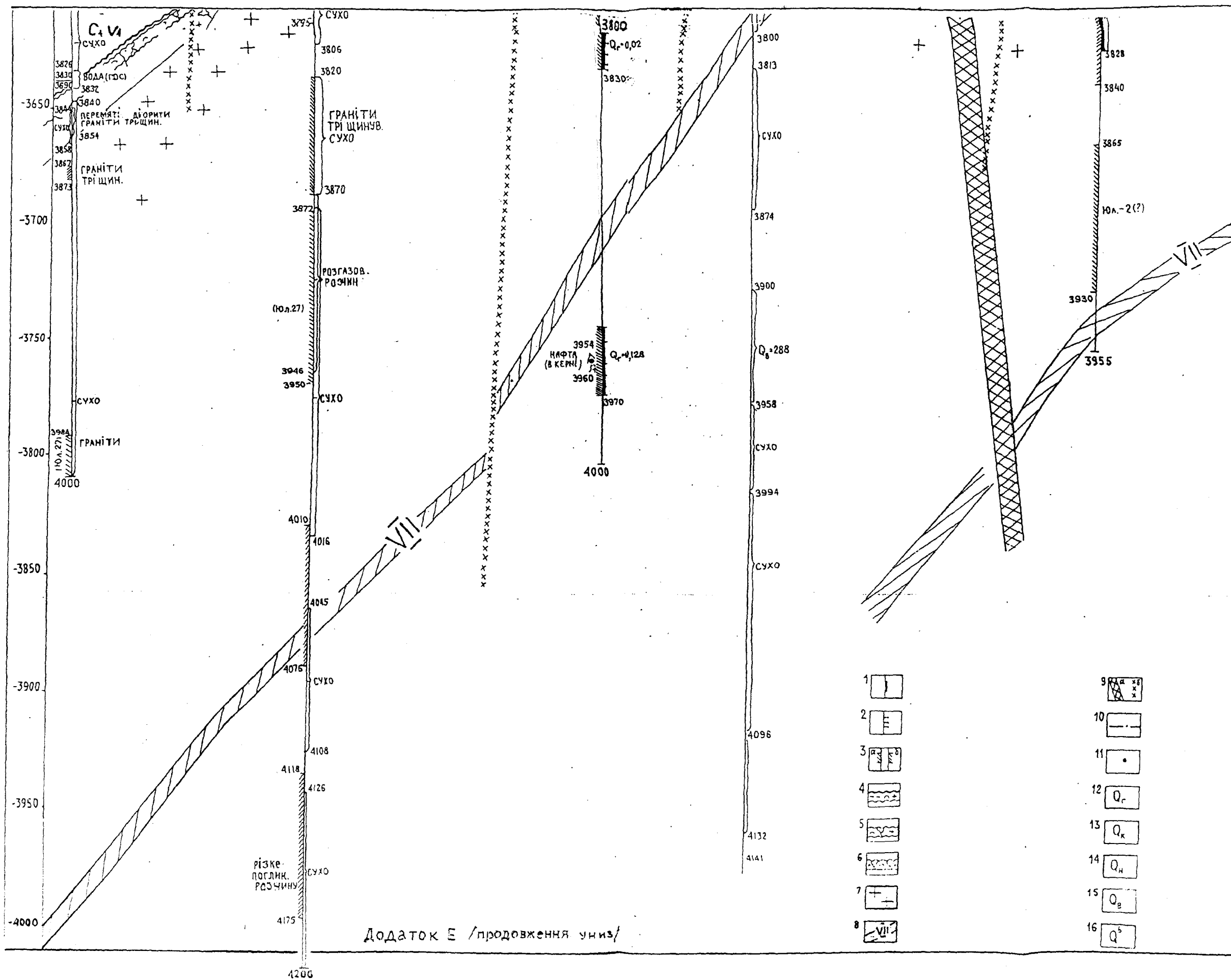
Додаток Л

Юлівська площа. Результати буріння та випробування кристалічних порід фундаменту за В. П. Ключком, Є. С. Дворянином, М. Г. Єгурною, М. Я. Зайковським, В. В. Гладуном, 1996



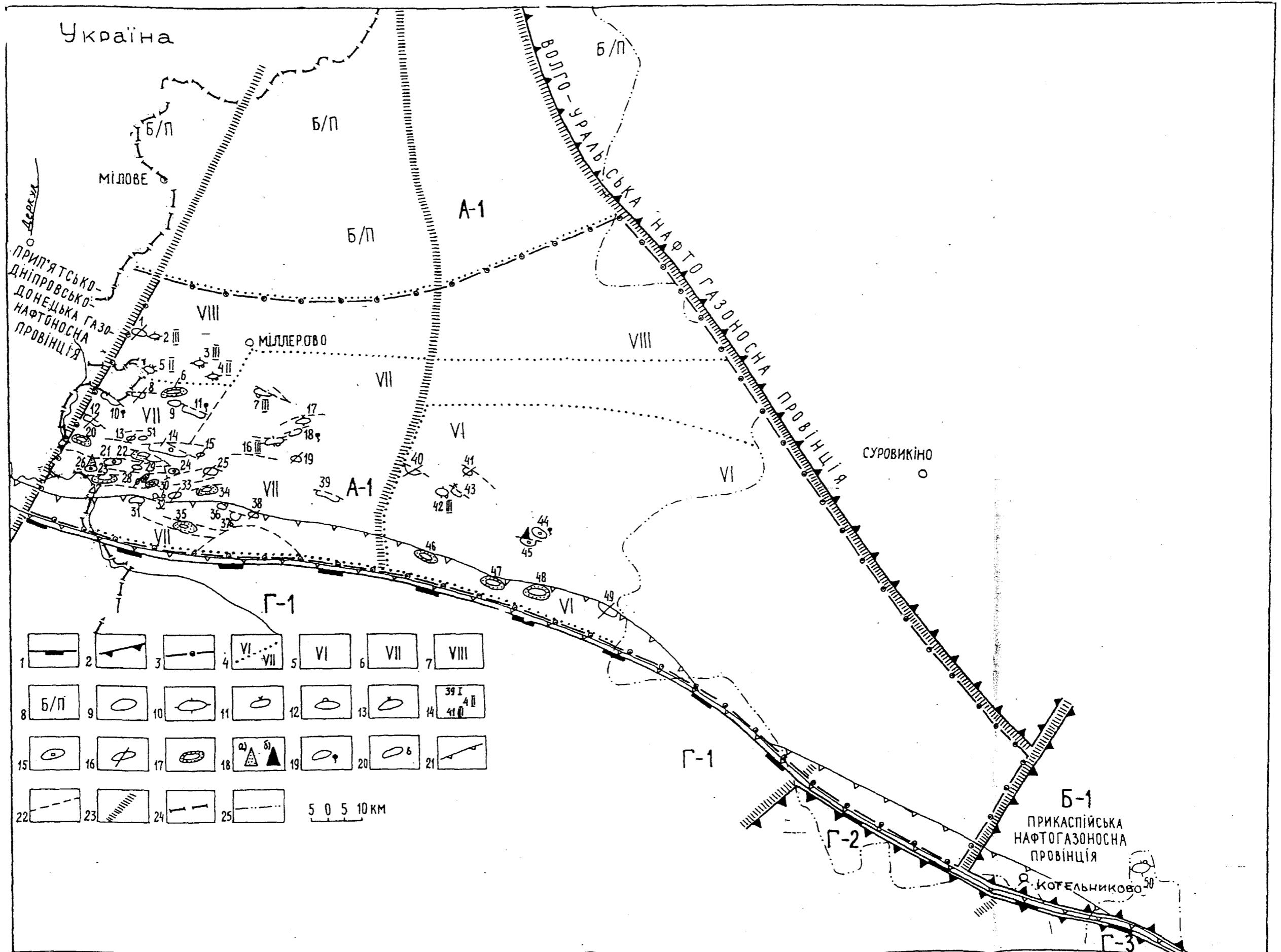
1-промислові припливи ВВ; 2-інтервали перфорації; 3-розущільнені породи фундаменту: а-за даними буріння, б-за даними ГДС; кора вивітрювання; 4-глиниста (каолінітова) зона, 5-зона вилуговування, б-зона дезінтеграції; 7-товща порід фундаменту нижче кори вивітрювання; 8-відбиваючий горизонт у товщі фундаменту; порушення: а-зворотній скид, б-інші порушення; 10-границі водонафтових (ВНК) і газонафтових контактів; 11-нафтогазопрояви у кернах; дебіти: 12-газу, в тис. куб.м/добу, 13-конденсату в куб.м/добу, 13-нафти в куб.м/добу, 14-води в куб.м/добу; 16-діаметр штуцера (шайби), мм.

Продовження додатку Л



Додаток М

Карта розміщення фонду структур Північно-Донецького нафтогазоносного району за С. П. Вальбе та інш., 1989 з доповненням В. В. Гладуна, 1998



Дод.М. Карта розміщення фонду структур Північнодонецького нафтогазоносного району за С.П.Вальбе і ін., 1989 р., з доповненнями В.В.Гладуна, 1998 р.

Границі: 1 - найкрупніших тектонічних елементів, 2 - нафтогазоносних провінцій, 3 - нафтогазоносного (самостійного за С.П.Вальбе) району, 4 - районування території за питомою щільністю запасів ВВ: 5 - VI категорії, 6 - VII категорії, 7 - VIII категорії, 8 - безперспективні землі; підготовлені до буріння структури: 9 - до 1980р. (включно), 10 - після 1980р.; якість підготовлених структур: 11 - добра, 12 - задовільна, 13 - незадовільна; 14 - номери (арабські цифри) і черговість вводу структур резервного фонду в буріння (римські цифри); 15 - структури введені до буріння; 16 - структури виведені з буріння; родовища та ще неоцінені поклади ВВ: 17 - газові родовища, 18 - неоцінені поклади: а) газу, б) нафти; 19 - нафтопрояви; 20 - газопрояви; розривні порушення; 21 - найважливіші граничні насуви на рівні розмиті поверхні палеозою (Північнодонецький і Каменсько-Астраханський); 22 - інші розривні порушення; 23 - глибинні розломи; 24 - державна границя; 25 - границі областей.

Перелік структур, що знаходились в бурінні: в Північнодонецькому нафтогазоносному районі (самостійному за С.П.Вальбе і ін.): 14 - Мостівська, 21 - Чоботівська, 24 - Никишинська, 26 - Марківська, 39 - Данилівська, 44 - Урюпінська, 45 - Романівська, 48 - Морозівська; в Прикаспійській нафтогазоносній провінції:

50 - Білогірська. Перелік структур, підготовлених до глибокого буріння: а - в Північно-Донецькому нафтогазоносному районі: 2 - Східноволошинська, 3 - Греківська, 4 - Південногреківська, 5 - Погранична, 7 - Петропавлівська, 9 - Заповідна, 16 - Мартинівська, 17 - Єфремівська, 19 - Південноолексіївська, 31 - Нікольська, 36 - Платонівська, 42 - Стеглівська, 43 - Хлібна.

Перелік виведених структур з від'ємними результатами (або на переінтерпретацію матеріалів): а - в Південнодонецькому НГР (самостійному): 1 - Волошинська, 8 - Тернівська, 12 - Єланська, 13 - Можайська, 15 - Біляївська, 23 -

Власівська, 25 - Пихівська, 28 - Серебрянська, 33 - Березівська, 38 - Ковалівська, 40 - Мажурівська, 41 – Пок ровська, 49 - Хлопівська.

Перелік родовищ ВВ та неоцінених ще покладів нафти і газу : принасувна зона : 34 - Глибокинське /  $C_2^1 / F$ ;  $C_2^6 / L$  /; 29 - Дубівське /  $C_2^4 / I$  /; 27 - Кружилівське /  $C_2^4 / I$  /;  $C_2^5 / K$ ;  $C_2^6 / L$  /;  $C_2^7 / M$  /; 26 - Марківське /  $C_2$  mpd/; 20 - Патронівська  $C_2^3 / H$  /;  $C_2^4 / I$  /; 6 - Північне /  $C_2^5 / K$ ; 30 - Плотинська /  $C_2^6 / L$  /; 45 - Романівське /  $C_2$  mvr /; 22 - Тишкінське /  $C_2^2 / G$  /.

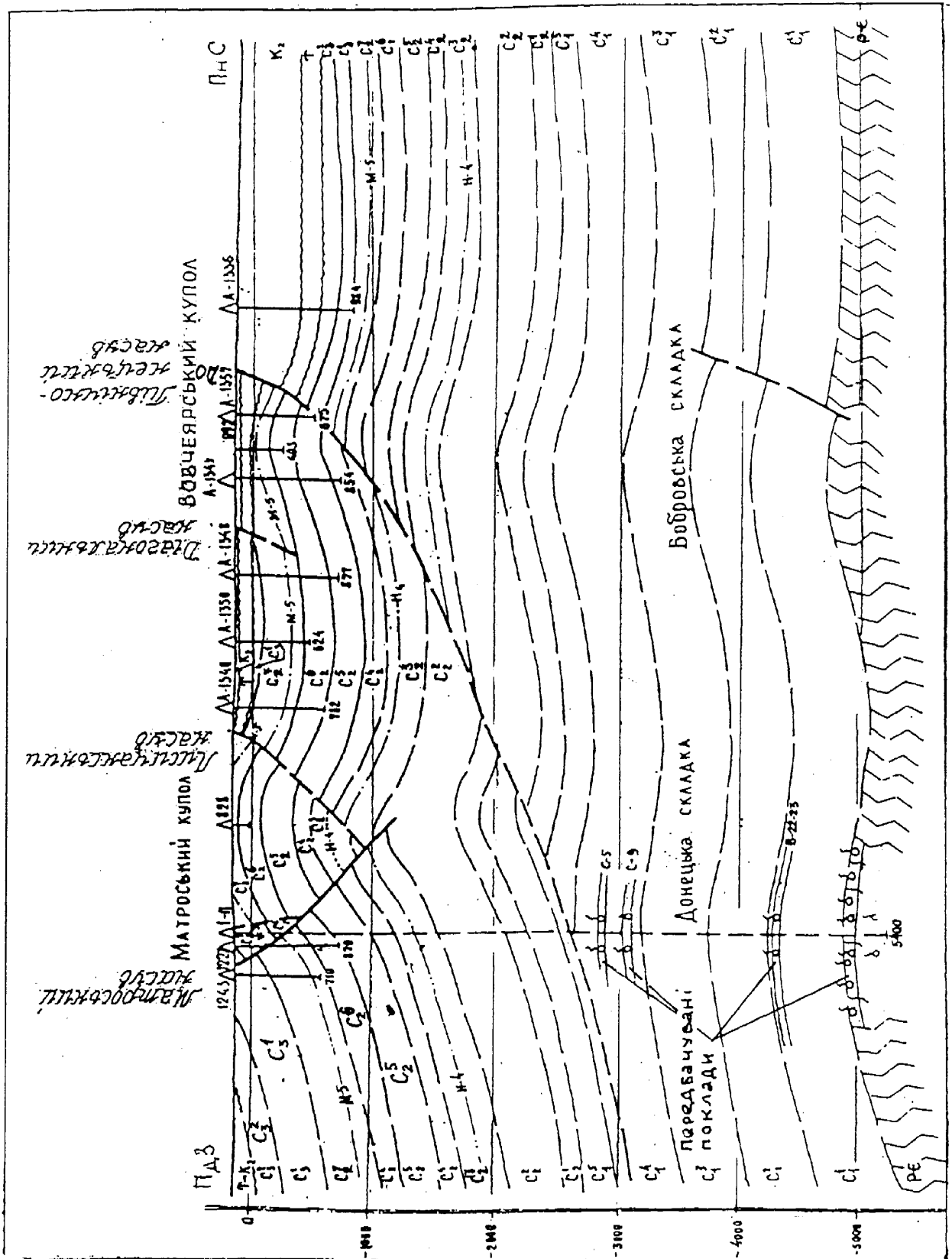
Міжнасувна зона: 35 - Астахівське /  $C_2^4 / I$  /;  $C_2^6 / L$  /; 51 - Леонівська ; 48 - Морозівське /  $C_3^1 / N$  /; 47 - Північнобілянське /  $C_2^6 / L$  /;  $C_2^7 / M$  /; 46 - Скосирське /  $C_3^1 / N$  /.

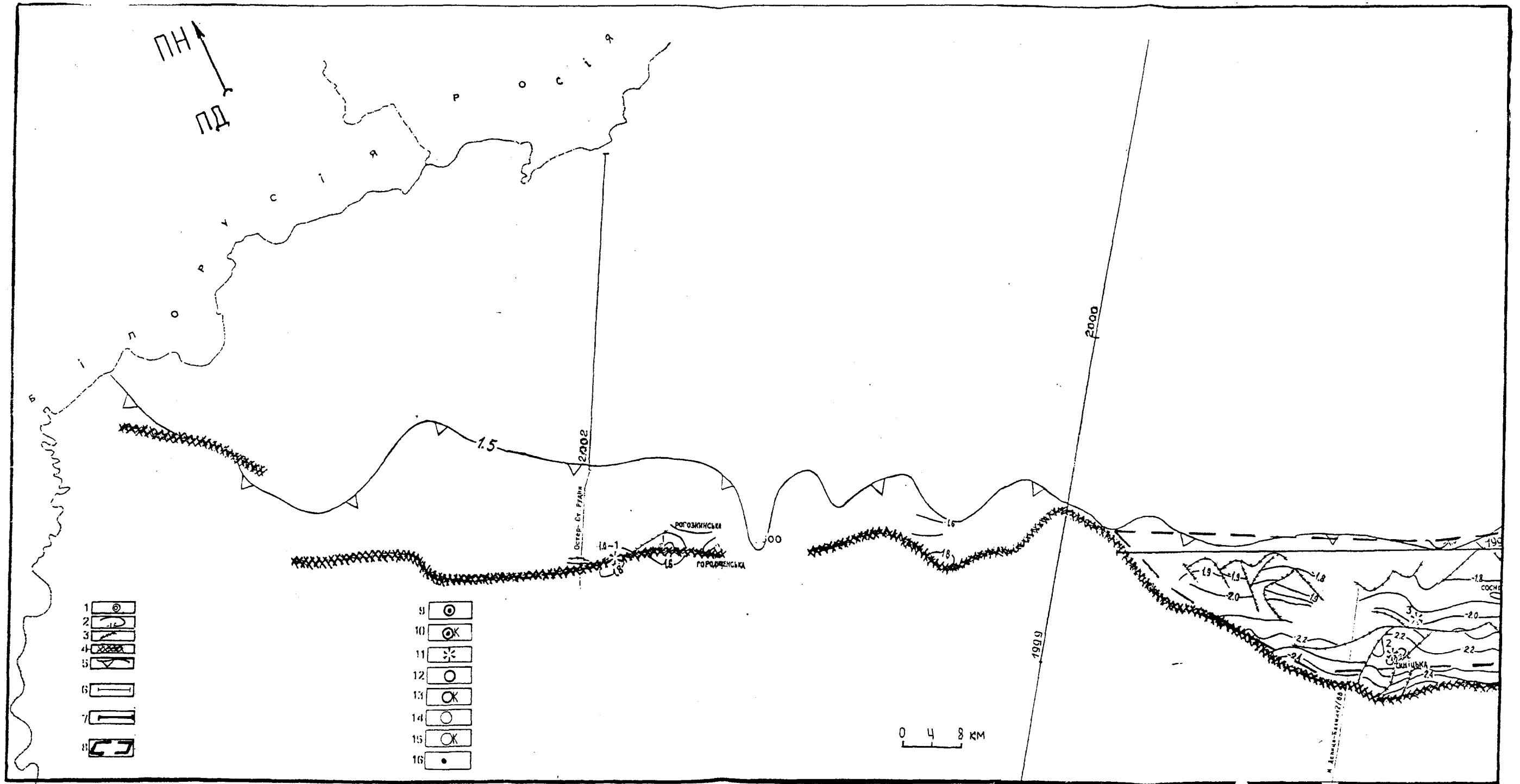
Перелік непромислових (станом на 1989р.) покладів нафти і газу: 11 - Верхньотарасівське /  $C_2^1 / F$  /; 32 - Грачицьке /  $C_2^5 / K$  /; 37 - Красновське /  $C_2^3 / H$  /; 10 - Крутівське /  $C_2^1 / F$ ; 18 - Курнолипівське /  $C_1$  vtl /; 44 - Урюпінське / Cv bb/ .

Перелік основних структурних елементів: Східно-Європейська докембрійська платформа: Воронежська антекліза: А- 1 - південний схил Воронежського кристалічного масиву; Прикаспійська синекліза: Б - 1 - західна бортова зона.

Скіфсько-Туранська епігерцинська платформа: Донецький сегмент Г-1- Донецька складчаста споруда, Г-2 - Східнодонецьке підняття, Г-3- Вал Карпінського.

Додаток Н  
Донецька площа. Матроський і Вовчяцький куполи. Геологічний профіль (за С. М. Істомінін, М. Ф. Бригадою, 1986)  
через Донецьку і Бобровську ахтономні складки

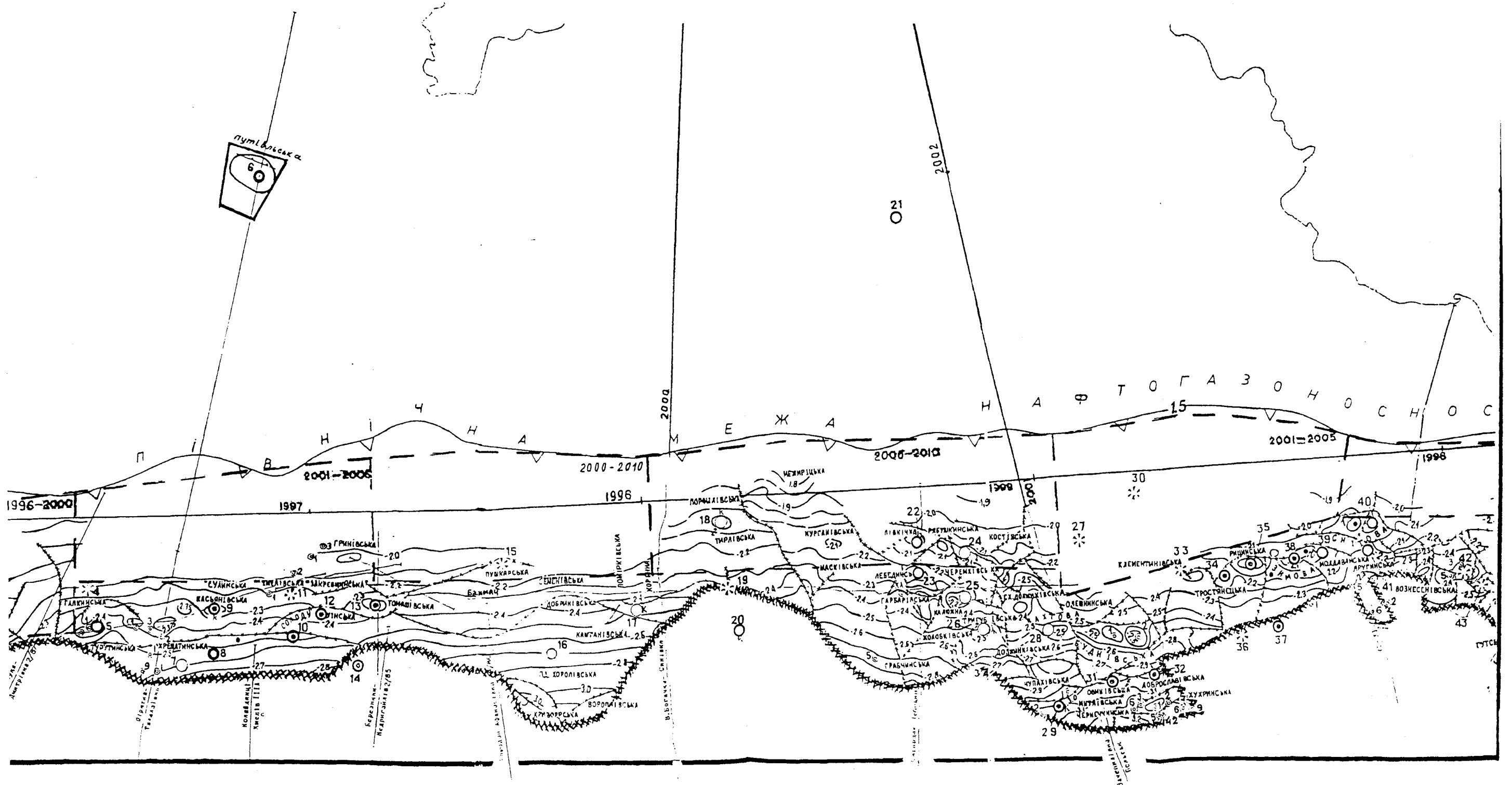




1-свердловини пробурені; 2-ізолінії надфундаментної осадової товщі; 3-розривні порушення; 4-південна границя Північного борту; 5-північна межа нафтогазоносності Північного борту; 6-відпрацьовані регіонально-зональні профілі МСГТ; 8-першочергові ділянки площинних сейсмічних досліджень; проєктні свердловини: 9-підготовлені до глибокого буріння станом на 01.01.95 р., 10-підготовлені, які пропонувалися Комплексною програмою вивчення перспектив нафтогазоносності кристалічного фундаменту Північного борту ДДЗ на період 1989-1995 рр. [111, 118]; 11-свердловини, запропоновані Комплексною програмою... [111, 118], які не пробурені і не знаходяться у фондах підготовлених чи виявлених об'єктів; 12-свердловини, запропоновані різними авторами (Б. П. Кабишев, 1995; М. Б. Поліщук, 1995; В. І. Олексюком, Є. С. Дворянином, В. П. Клочком, Є. М. Довжком та інш., 1995;

В. В. Кротом та інш., 1991 та інш.) додатково до Комплексної програми... і планів ДДП "Укргеофізика"; 13-свердловини, які пропонувалися і Комплексною програмою з списку до умовного позначення 12; 14-виявлені структури станом на 01.01.95 р.; 15-виявлені структури, які були запропоновані Комплексною програмою; 16-свердловини, які були запропоновані Є. С. Дворянином і В. В. Гладуном, 1995 р. додатково до всіх інших свердловин.

Продовження додатку П





Продовження додатку П

