

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

На правах рукопису

КОЛОС Володимир Ярославович

(043)
~~УДК 551.24+553.98(477.5)~~
К61

**ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ
І ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ
ОХТИРСЬКОГО НАФТОГАЗОПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ**

Спеціальність 04.00.17 – геологія нафти і газу

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата
геологічних наук

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



Івано-Франківськ - 2003

- 222 -

ЗМІСТ

	стор.
ЗМІСТ.....	2
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	3
ВСТУП.....	4
РОЗДІЛ 1. СТАН ВИВЧЕНОСТІ ТА ПРОБЛЕМИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ОХТИРСЬКОГО НАФТОГАЗОПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ.....	14
РОЗДІЛ 2. ОСНОВНІ РИСИ І ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ....	18
2.1. Геологічна будова.....	20
2.2. Тектоніка і районування.....	33
РОЗДІЛ 3. НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ТА НАФТОГАЗОГЕОЛОГІЧНЕ РАЙОНУВАННЯ.....	55
3.1. Нафтогазоносність.....	55
3.2. Нафтогазогеологічне районування.....	76
РОЗДІЛ 4. НАФТОГАЗОВИЙ ПОТЕНЦІАЛ.....	106
4.1. Кількісна оцінка нерозвіданих ресурсів	108
4.2. Нафтогазоперспективні об'єкти.....	131
4.3. Прогнозно-перспективні складнобудовані об'єкти.....	132
РОЗДІЛ 5. ОСНОВНІ НАПРЯМКИ ПОШУКІВ ВУГЛЕВОДНІВ І НАРОЩУВАННЯ РЕСУРСНОЇ БАЗИ.....	156
5.1. Основні напрямки пошуків вуглеводнів.....	156
5.2. Рейтинг нафтогазоперспективних об'єктів.....	157
5.3. Першочергові прогнозно-перспективні складнобудовані об'єкти.....	164
ВИСНОВКИ.....	178
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	183
ДОДАТКИ.....	204

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- В – вуглеводні
- КМ – Воронежський кристалічний масив
- ДС – геофізичні дослідження свердловин
- РР – геологорозвідувальні роботи
- ДА – Дніпровсько-Донецький авлакоген
- ДНГО – Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область
- ДЗ – Дніпровсько-Донецька западина
- ДР – Дніпровсько-Донецький рифтоген
- СС – Донецька складчаста структура
- ВФ – кора вивітрювання (КВ) фундаменту
- МЗХ – кореляційний метод заломлених хвиль
- МСГТ – метод спільної глибинної точки
- м.ф.г. – мікрофауністичний горизонт
- ППО – нафтогазоперспективні об'єкти (підготовлені до глибокого буріння та виявлені сейсморозвідкою)
- НР, ГР, ПР – райони: нафтогазоносний, нафтоносний, газоносний, перспективний
- млн.т у.п. – мільйони тон умовного палива
- ДНГПР – Охтирський нафтогазопромисловий район ДДНГО
- ПнБ – Північний борт ДДА
- ПнПЗ – Північна прибортова зона Дніпровського грабена ДДА
- ПСО – прогнозно-перспективні складнопобудовані об'єкти
- СТЗ – структурно-тектонічна зона
- Щ – Український кристалічний щит
- ФЕВ – фільтраційно-ємнісні властивості

ВСТУП

Нарощування власної ресурсної бази вуглеводної сировини в Україні є одним провідних факторів забезпечення умов виходу економіки держави з кризового стану. Основним нафтогазоносним регіоном України є Східний, представлений Дніпровсько-Донецькою нафтогазоносною областю (ДДНГО).

Стан паливно-енергетичного комплексу України за останні роки характеризується такими обсягами видобутку вуглеводневої сировини: нафти з конденсатом - 1,655 млн.т (2000 р.) і 3,677 млн.т (2001 р.); газу – відповідно 18,169 млрд.м³ і 18,493 млрд.м³. Пік видобутку ВВ в Україні припав на 70-ті роки минулого століття (нафти з конденсатом 14,4 млн.т (1972) і газу – 68,3 млрд.м³ (1975)).

В даний час сейсморозвідувальні дослідження і буріння з метою пошуків ВВ в неантиклінальних пастках на технічно досяжних глибинах в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) знаходяться на завершальному етапі. Зважаючи на високий ступінь розвіданості регіону та ускладнення морфології пошукових об'єктів, виявлення покладів нафти і газу, пов'язаних з неантиклінальними і комбінованими складнопобудованими пастками, є одним із стратегічних напрямків геологорозвідувальних робіт (ГРР). У зв'язку з тим, що з економічної точки зору при проведенні ГРР бажано надавати перевагу територіям з невеликими глибинами залягання перспективних відкладів (до 4,5 км), Північні прибортова та бортова зони Дніпровсько-Донецького влакогену (ДДА) можуть бути вдалим полігоном для цього. Поряд з порівняно невеликими глибинами залягання перспективних товщ, стратиграфічний діапазон встановленої нафтогазоносності тут сягає від порід кристалічного докембрійського фундаменту до юрських відкладів включно.

Тектоно-седиментаційна обстановка цієї частини западини обумовила розвиток різних типів структур, які сформувалися під дією активної блокової та соляної тектоніки, а також фаціальну різноманітність порід перспективних товщ, що сприяло утворенню різних морфогенетичних типів пасток ВВ. Висока тектонічна активність Північної прибортової зони впродовж періоду формування ДДЗ, суттєве збільшення товщин стратонів осадового чохла у напрямку до її осьової частини, на-

вність переривів в осадконакопиченні і значних територій моноклінального залягання порід – все це поряд з іншими геологічними передумовами сприятливо позначається на формуванні неантиклінальних і комбінованих пасток ВВ, а також визнає актуальність території і об'єкта досліджень.

Вивченість Північної прибортової зони Дніпровського грабена (ПнПЗ) та Північного борту (ПнБ) ДДА глибоким бурінням істотно відрізняється. Для першої характерні фонові значення більше 300 м/км^2 , для другої – $11-50 \text{ м/км}^2$. Сейсморозвідувальними роботами досліджена вся перспективна територія ПнПЗ, а на ПнБ – переважно до ізогіпси залягання поверхні кристалічного фундаменту $-1,5 \text{ км}$. Ця ізогіпса, за уявленнями Б.П. Кабишева, вважається північною межею перспективних земель ДДЗ. Зважаючи на відому умовність такої межі (Б.П. Кабишев та ін., 2002) та існування інших уявлень, пов'язаних із значним збільшенням перспективної території борту (І.В. Височанський, В.В. Колодій, В.О. Кривошея, В.П. Клочко та ін.), у своїх дослідженнях здобувач займає проміжну позицію у визначенні цієї межі і проводить її по ізогіпсі залягання поверхні фундаменту $-1,0 \text{ км}$. При сучасному стані геолого-геофізичної вивченості ПнБ вона видається оптимальною і одночасно дозволяє приростити $3,6 \text{ тис. км}^2$ перспективних земель у районі робіт.

Дослідження особливостей геологічної будови Охтирського нафтогазопромислового району (ОНГПР) та локальних об'єктів в його межах проводились на основі аналізу карт, профілів, кореляційних схем, побудованих, уточнених чи доповнених автором. Методи дослідження – узагальнення, систематизація та комплексний аналіз геолого-геофізичних, геолого-промислових даних та результатів глибокого буріння (понад 300 свердловин).

Вивчення локальних об'єктів дозволило внести уточнення і доповнення у визначення регіональних і зональних структурних елементів та перспектив їх нафтогазоносності, в тому числі на недостатньо вивчених територіях ОНГПР (з невеликими глибинами залягання продуктивних горизонтів, незначною товщиною осадового чохла, в межах ділянок, де можлива наявність прогнозно-перспективних складнопобудованих і нетрадиційних об'єктів та ін.). Все це разом дозволило якісно і кількісно оцінити перспективи нафтогазоносності території досліджень, обґрунтувати її наф-

нафтогазовий потенціал, вибрати пріоритетні напрямки пошуків ВВ з метою нарощування ресурсної бази ОНГПР, що і є головною метою виконаного дисертантом дослідження.

Вирішення питань, піднятих в дисертації, стало можливим завдяки завершенню більше 70 наукових і тематичних робіт, проектів, рекомендацій, Програм та ін., з яких 31 опублікована самостійно чи в співавторстві [1, 31-36, 52-58, 60, 86, 95, 109, 118, 120, 121, 133, 145, 146, 152, 155, 157, 158, 168, 170, 171]. Це стало можливим внаслідок плідної і тривалої роботи (понад 20 років) автора у ВАТ "Український нафтогазовий інститут" (колишній УкрдіпроНДІнафта) і Центрі геолого-тематичних досліджень (ЦГТД) ВАТ "Укрнафта". Опублікованими роботами охоплено усі підняті в дисертації проблеми і питання.

Розробки автора знайшли практичне підтвердження у відкриттях (за участю автора) Хухринського, Чернетчинського, Західно-Рибальського, Західно-Козіївського та ін. родовищ ВВ в ОНГПР.

Актуальність теми. Однією з найважливіших проблем економіки України є забезпеченість енергоносіями, в першу чергу вуглеводневою сировиною. Економічний спад в державі призвів до зниження видобутку вуглеводнів (ВВ) в її головному нафтогазовидобувному регіоні – Дніпровсько-Донецькій нафтогазоносній області (ДДНГО) і, в тому числі, Охтирському нафтогазопромисловому районі (ОНГПР).

Виконання Національної програми "Нафта і газ України до 2010 року" вимагає активізації досліджень, спрямованих на нарощування ресурсної бази держави, освоєння нових продуктивних комплексів та прогнозування нових зон нафтогазонакоплення з метою відкриття родовищ і покладів нафти і газу.

Починаючи з 1994 року, в Україні спостерігається виснаження наявної ресурсної бази, виникає необхідність буріння свердловин глибиною 5-6 км і більше, зменшився фонд антиклінальних структур, значно зросла кількість малорозмірних родовищ ВВ тощо.

Ці та інші фактори вимагають зосередження уваги на освоєнні територій з великими глибинами залягання продуктивних горизонтів; концентрації пошуково-розвідувального буріння на нафту і газ у районах з розвинутою інфраструктурою і

ежею нафтогазопроводів, де збільшення нафтогазовидобутку можливе без докових витрат на облаштування відкритих родовищ і транспортування вуглеводої сировини до місць її збуту та переробки; дослідженні маловивчених перспективних територій; науковому обґрунтуванні, розробці нових напрямків та виділенні шочергових об'єктів для проведення геологорозвідувальних робіт (ГРР).

Саме таким є ОНГПР, де видобувається лєвова частка нафти в Україні і є можливість стабілізувати і збільшити видобуток ВВ, а також забезпечити поповнен-ресурсної бази.

В ОНГПР вперше в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) встановлена про- слова продуктивність порід фундаменту і девонських відкладів, що свідчить про високу перспективність в районі. Значна частина території ОНГПР приурочена до ноклінальних схилів, для яких характерні значні зміни товщин стратиграфічних мплексів осадового чохла в напрямку від приосьової до бортової зони ДДЗ, роз- нута система тектонічних порушень, завдяки чому існують сприятливі геологічні редумови для утворення неантиклінальних пасток ВВ (НАП) (літологічних, толого-стратиграфічних, тектонічно-екранованих і комбінованих) в осадовому охлі і нетрадиційних - в породах фундаменту.

Науковому обґрунтуванню пошуків покладів ВВ, приурочених до НАП, і ляхів нарощування ресурсної бази ОНГПР присвячена дисертаційна робота.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Тема дослід- жень безпосередньо пов'язана з науковим обґрунтуванням і аналізом результатів виконання державних програм і планів ГРР на нафту і газ в Україні, геолого- тематичних та науково-дослідних розробок, виконаних автором під час роботи в центрі геолого-тематичних досліджень (ЦГТД) відкритого акціонерного товариства "Укрнафта" і відкритому акціонерному товаристві "Український нафтогазовий ін- ститут" (колишній "УкрдіпроНДІнафта"), а також висвітлених у ряді праць, опублі- ованих автором починаючи з 1983 р.

Виконані автором дослідження знайшли місце в Національній програмі "Наф- і газ України до 2010 р.", а також уточненнях і корективах до неї, "Комплексній програмі вивчення перспектив нафтогазоносності кристалічного фундаменту Півні-

го борту ДДЗ” (1989-1995 рр.), щорічних і перспективних планах регіональних, луково-розвідувальних робіт на нафту і газ (1983-2002 рр.) ВАТ “Укрнафта”, жнафтогазпрому України і НАК “Нафтогаз України”.

Мета і задачі дослідження. *Метою* дисертаційної роботи є наукове обґрунтування пріоритетних напрямків ГРР на нафту і газ з метою нарощування ресурсної бази ВВ і розробка пропозицій щодо реалізації нафтогазового потенціалу ОНГПР.

Для реалізації цієї мети ставились і вирішувались наступні завдання:

- визначення особливостей геологічної будови території ОНГПР;
- проведення нафтогазогеологічного районування, визначення трендів нафтогазононосності (зон нафтогазонакопичення);
- якісна оцінка перспектив нафтогазононосності та районування території ОНГПР за ступенем нафтогазоперспективності;
- кількісна оцінка нерозвіданих ресурсів ВВ у районі;
- аналіз фонду та рейтингова оцінка нафтогазоперспективних (НГПО) і ранжування прогнозно-перспективних складнобудованих об’єктів (ППСО);
- визначення пріоритетних напрямків та першочергових об’єктів для проведення ГРР.

Об’єкт дослідження. Геологічна будова, нафтогазоносність і нафтогазовий потенціал Охтирського нафтогазопромислового району.

Предмет дослідження. Формування, просторове розміщення та нафтогазоносність локальних об’єктів (родовищ, НГПО та ППСО).

Методи дослідження: структурно-тектонічний, літолого-фаціальний, палеогеографічний аналізи, порівняльних аналогій, комплексування, рейтингової оцінки, ранжування та систематизації геолого-геофізичної інформації (матеріалів).

Фактичним матеріалом для написання дисертації слугували дані по 38 родовищах ВВ, 45 НГПО (підготовлених до глибокого буріння і виявлених сейсмогеологічною) і 150 ППСО. Використані дані по 300 глибоких свердловинах, пробурених на Північному борту ДДЗ (ПнБ) і в Північній прибортовій зоні Дніпровського району (ПнПЗ), а також матеріали по 13 регіональних сеймостратиграфічних

профілях і результати детальних сейсморозвідувальних досліджень (за В.А.Рідколісом, М.Т.Турчаненком, С.М.Стовбою та ін.).

Наукова новизна одержаних результатів:

- детально проаналізовані особливості геологічної будови одного з найскладніших районів ДДНГО на якісно новому рівні і встановлено, що територія ОНГПР як з півночі на південь, так і з північного заходу на південний схід розташована в межах різнорідних тектонічних елементів;
- розширена перспективна територія ОНГПР завдяки обґрунтуванню нової північної межі нафтогазоперспективності;
- проведено нафтогазогеологічне районування району досліджень за ступенем перспективності на основі якісної оцінки перспектив нафтогазоносності;
- вперше визначені тренди нафтогазоносності;
- виконана нова оцінка нерозвіданих ресурсів ОНГПР;
- вперше встановлені градієнти товщин продуктивних комплексів, оптимальні для формування неантиклінальних пасток на монокліналях;
- визначені пріоритетні напрямки пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ та першочергові об'єкти для проведення ГРР.

Основні положення, що захищаються:

1. Наявність широкого спектру пасток антиклінального і неантиклінального (літолого-стратиграфічних, тектонічно-екранованих, комбінованих, нетрадиційних тощо) типів обумовлена особливостями геологічної будови Охтирського нафтогазопромислового району.
2. Нова оцінка нерозвіданих ресурсів вуглеводнів у докембрійському, девонському, турнейсько-нижньовізейському, верхньовізейському і серпуховському продуктивних комплексах ОНГПР з суттєвим нарощуванням перспективної території по докембрійському і верхньовізейському комплексах на Північному борту до зогіпси поверхні фундаменту –1,0 км і докембрійському – в межах Північної припортової зони Дніпровського грабену.
3. Основні напрямки подальших геологорозвідувальних робіт в Охтирському нафтогазопромисловому районі пов'язані з пошуками покладів ВВ в турнейсько-

нижньовізейському і верхньовізейському продуктивних комплексах та з інтервалом глибин 4-5 км, в яких зосереджено відповідно 67,5% і 47,8% нерозвіданих ресурсів ВВ району.

4. Пріоритетність нафтогазоперспективних (підготовлених до буріння і виявлених сейморозвідувальними роботами) об'єктів за рейтинговою оцінкою та прогнозно-перспективних – за результатами їх ранжування. Першочерговими серед підготовлених до буріння є 7 об'єктів (Тунівський, Різниківський, Мліївський та ін.), виявлених – 2 (Південно-Іванівський та Перехрестівський) і прогнозно-перспективних – 12 (Східно-Прокопенківський, Куп'євахівський, Південно-Хижняківський, Сидорицький та ін.).

Практичне значення одержаних результатів полягає у визначенні першочергових нафтогазоперспективних об'єктів, розробці рекомендацій на проведення сейморозвідувальних робіт та глибокого буріння з метою пошуків і розвідки нових родовищ і покладів нафти і газу в ОНГПР, що є вагомим внеском у виконання задачі стабілізації та збільшення нафтогазовидобутку в Україні.

Узагальнення, систематизація та аналіз нових і переінтерпретація більш ранніх геолого-геофізичних матеріалів та результатів глибокого буріння дозволили обґрунтувати модель геологічної будови території ОНГПР.

Оцінка видобувних нерозвіданих ресурсів ВВ, які найбільшою мірою характеризують перспективи нафтогазоносності території досліджень, становить 246,4 млн. т у.п. За новою оцінкою (станом на 01.01.2002 р.) 67,5% від усіх нерозвіданих ресурсів ВВ у районі (166,2 млн. т у.п.) зосереджено у турнейсько-нижньовізейському і верхньовізейському комплексах.

До важливих результатів досліджень слід віднести визначення оптимальних градієнтів товщин нижньокам'яновугільних комплексів порід (20-27 м/км), при яких існують сприятливі умови для формування НАП. Цей пошуковий критерій вперше запропоновано автором для виявлення НАП на моноклінальних схилах.

На основі встановлених в ОНГПР закономірностей розміщення родовищ і покладів ВВ, виділені тренди нафтогазоносності (зони нафтогазонакопичення): чотири регіональних та шістнадцять – зональних, пов'язаних з продуктивними горизонта-

и турнейського і візейського ярусів нижнього карбону. Визначені тренди нафтогазоносності рекомендовано враховувати при плануванні пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ.

Результати досліджень, які можна оцінити за кількісними показниками, сприятимуть прогнозуванню нафтогазоносності надр, підвищенню ефективності ГРР на нафту та газ і використовуються при плануванні і проведенні пошуково-розвідувальних робіт ВАТ “Укрнафта”. Оpubліковані за темою дисертації роботи висвітлюють не тільки наукове обґрунтування, але й практичні результати, що є свідченням їх впровадження у виробництво.

Особистий внесок здобувача. Здобувачем особисто узагальнені, проаналізовані і переінтерпретовані геолого-геофізичні матеріали по району досліджень, результати глибокого буріння, на основі чого була обґрунтована модель геологічної будови ОНГПР.

Нові геолого-геофізичні та геолого-промислові дані дозволили дисертанту обґрунтувати збільшення перспективної на пошуки нафти і газу території ОНГПР і на цій основі виконати нову оцінку нерозвіданих ресурсів району по п’яти продуктивних комплексах, які становлять 246,4 млн.т у.п. Здобувачем в районі досліджень виділені 4 регіональних та 16 зональних трендів нафтогазоносності (зон нафтогазоноеначення).

Аналіз особливостей палеогеоморфологічного розвитку ОНГПР дав можливість дисертантові визначити градієнти товщин продуктивних комплексів, оптимальні для утворення НАП на моноклінальних схилах (20-27 м/км).

В результаті рейтингової оцінки нафтогазоперспективних (45) об’єктів та ранжування прогнозно-перспективних (150), серед них визначені першочергові. За результатами виконаної оцінки нерозвіданих ресурсів ВВ по продуктивних комплексах і глибинах, здобувачем обґрунтовані пріоритетні напрямки ГРР на нафту і газ в ОНГПР.

Основна частина матеріалу, використаного в дисертаційній роботі, - це дослідження і аналіз результатів, які здобувач виконав особисто.

В опублікованих у співавторстві роботах дисертанту належать аналіз та систематизація результатів ГРР, структурно-тектонічне та нафтогазогеологічне районування, обґрунтування утворення нетрадиційних пасток у породах фундаменту, літолого-стратиграфічних пасток у нижньокам'яновугільних та девонських відкладах, наукове обґрунтування напрямків подальших ГРР на нафту і газ.

Апробація результатів дисертації. Результати досліджень і основні положення доповідалися на геологічних конференціях, нарадах, семінарах тощо, в тому числі на республіканській науково-технічній конференції молодих вчених і спеціалістів (Чернігів, 1986), нараді Міжвідомчої робочої групи з вивчення нафтогазоносності кристалічних порід фундаменту ДДЗ (Київ, 1990), Міжнародних науково-практичних конференціях “Нафта і Газ України” (Київ, 1994; Харків, 1996; Полтава, 1998, Київ, 2002), Міждержавній науковій конференції “Актуальные вопросы нефтяной палеогеоморфологии” (Чернігів, 1994), Міжнародній науковій конференції “Геологические и палеогеоморфологические аспекты нефтегазоносности” (Сімферополь, 1996), Міжнародній науковій конференції молодих вчених і спеціалістів “Нафтогазова геологія та геофізика України” (Чернігів, 2000), Міжнародній науково-практичній конференції “Генезис нафти і газу та формування родовищ в Україні” (Чернігів, 2001), Міжнародній науковій конференції “Геологія горючих копалин України” (Львів, 2001), Міжнародній науковій конференції “Геодинамика и нефтегазоносные системы Черноморско-Каспийского региона” (“Крым-2001”) (Сімферополь, 2001), Міжнародній науково-практичній конференції “Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона” (Гурзуф, 2002), науково-технічних нарадах ВАТ “Укрнафта”, Держкомгеології, Держнафтогазпрому, НАК “Нафтогаз України” тощо.

Публікації. Матеріали дисертаційної роботи опубліковані в 31 науковій праці, включаючи вісім статей в фахових виданнях, передбачених ВАК України (з них одна самостійна), три препринти, тринадцять статей у збірниках наукових праць (з них одна самостійна) і сім тезама доповідей (з них одна самостійна).

Обсяг і структура роботи. Дисертація складається із вступу, п'яти розділів основної частини, висновків. Текст роботи викладений на 111 сторінках друковано-

у тексту, ілюстрований 53 рисунками на 58 сторінках, 5 таблицями на 13 сторінках 10 графічними додатками на 18 сторінках. Список використаних джерел включає 92 найменування на 21 сторінці.

Робота виконана під науковим керівництвом доктора геолого-мінералогічних наук, професора Бориса Йосиповича Маєвського, якому автор висловлює глибоку подяку за постійну увагу, цінні поради і всебічну підтримку при виконанні дисертаційної роботи.

Автор висловлює щиру подяку за професійні поради, практичну допомогу і підтримку під час виконання роботи М.Я.Алексеєвій, М.Г.Відіборцю, Я.Войціцькому, В.В.Гладуну, Т.Є.Довжок, М.І.Євдощуку, Б.П.Кабишеву, В.П.Клочку, В.О.Краюшкіну, Б.Л.Крупському, І.М.Куровцю, Я.Г.Лазаруку, М.М.Окрепкому, О.П.Петровському, Т.М.Пригариній, В.П.Стрижаку, В.Г.Трачуку, В.О.Федишину, Ю.В.Філатову, О.Г.Цьосі, М.М.Чайку, М.О.Щелінському, колективу кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГУ.

РОЗДІЛ 1

СТАН ВИВЧЕНОСТІ ТА ПРОБЛЕМИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ОХТИРСЬКОГО НАФТОГАЗОПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ

Охтирський нафтогазопромисловий район Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області є провідним нафтогазовидобувним районом в Україні (рис.1.1.). Розташований в межах Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району (НГР) - півдні і НГР Північного борту - на півночі. Їх межею слугує Північне крайове порушення ДДА.

Саме тут, в 1937 р. поблизу м. Ромни Сумської області була відкрита перша у відомому регіоні України нафта в межах ПнПЗ Дніпровського грабена ДДА. В 1957 було відкрито Качанівське нафтогазоконденсатне родовище із значним поверхом нафтогазононості (понад 2000 м) від девонських до мезозойських відкладів. Воно увійшло в геологічну літературу як "ялинка", утворена численними покладами ВВ.

В 1976-1977 рр. вперше в Україні в ОНГПР була встановлена промислова нафтогазононість девонських відкладів (Бугруватівське, Козіївське родовища).

В 1985 р. вперше в Україні на Хухринській площі ПнБ в межах ОНГПР при пробуванні порід докембрійського фундаменту в свердловині №1 з глибини 3200-3800 м було отримано промисловий приплив нафти з газом. До цього територія ПнБ, розташована на породи кристалічного фундаменту, відносилася до малоперспективних.

Завдяки відкриттям цих, а також інших родовищ ВВ (Рибальське, Анастасіївське, Артюхівське, Південно-Панасівське, Перекопівське та ін.), ОНГПР став провідним нафтогазоносним районом України, а пошуки покладів ВВ в девонських відкладах та утвореннях докембрійського фундаменту визначились останнім часом окремими перспективні напрямки ГРР на нафту і газ.

Геолого-геофізична вивченість району досліджень досить висока. На цей час практично завершені пошукові сейсмозвідувальні дослідження МСГТ масштабу 1:1000 на всій перспективній території ПнПЗ, а на ПнБ – переважно до ізогіпс підняття поверхні кристалічного фундаменту –1,5 км. Крім того, тут проведені регіональні сейсмозвідувальні дослідження КМЗХ, граві-, електро- і

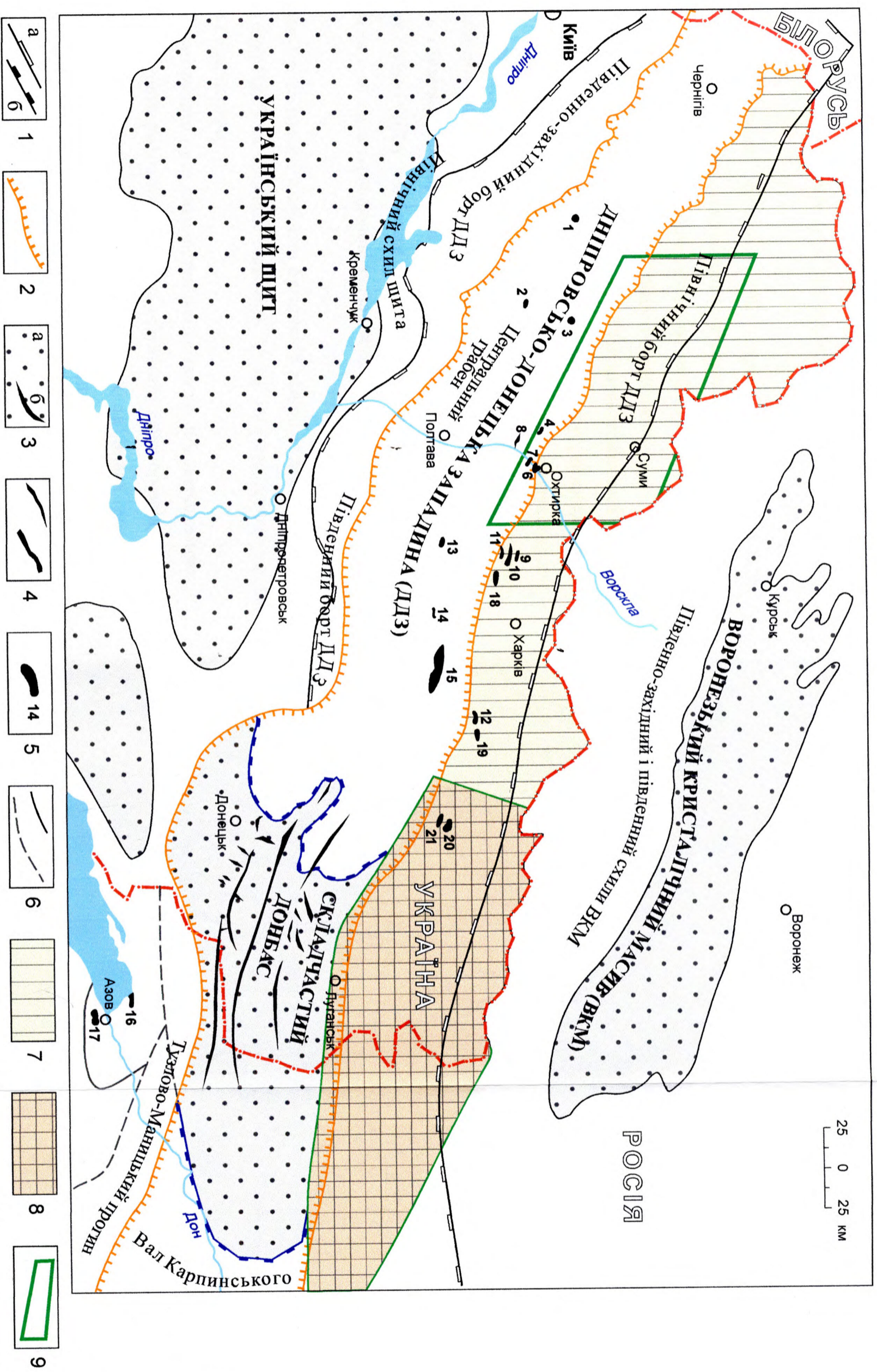


Рис. 1.1. Оглядова карта району досліджень. 1 - контури платформних структур (а - регіональних; б - першого порядку); 2 - крайові порушення Дніпровського грабена ДДА; 3 - виходи складчастої основи на поверхню чи область її неглибокого залягання (а - Український щит - УЩ, Воронежський кристалічний масив - ВКМ (Воронезька антекліза); б - складчастий Донбас); 4 - вісі складок Донбасу; 5 - родовища ВВ (1 - Деляківське, 2 - Яблунівське, 3 - Глинсько-Розбишівське, 4 - Качанівське, 6 - Хухринське, 7 - Рибальське, 8 - Більське, 9 - Скворцівське, 10 - Юліївське, 11 - Наріжнянське, 12 - Коробочкинське, 13 - Західно-Хрестипенське, 14 - Єфреміївське, 15 - Шебелінське, 16 - Синявське, 17 - Азовське, 18 - Ракитнянське, 19 - Гашинівське, 20 - Євгеніївське); 6-порушення; 7 - район Північного борту ДДА; 8 - Північнодонецький район; 9 - ОНПТР

магнітометричні зйомки різної детальності (масштаби від 1 : 200 000 до 1 : 50 000 і, частково, 1 : 10 000), аерокосмогеологічні, геохімічні, спектрометричні, біолокаційні та інші види досліджень.

В ОНГПР пробурено близько 800 параметричних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин загальним метражем понад 3 млн. метрів. Кількість свердловин всіх категорій глибиною до 3 км становить 18%, від 3 до 5 км - 66% і більше 5 км - 16% загальної кількості свердловин.

Розвіданість продуктивних комплексів в ОНГПР характеризується наступними значеннями: мезо-кайнозойського – 7,5 км² на 1 свердловину, нижньопермсько-верхньокам'яновугільного – 8,1, середньокам'яновугільного – 8,3, серпуховського – 9,2, верхньовізейського – 10,2, нижньовізейсько-турнейського – 16,8, девонського – 16,1 і докембрійського – 138,8.

Вивченість Північної прибортової зони Дніпровського грабена (ПнПЗ) та Північного борту (ПнБ) ДДА глибоким бурінням в межах ОНГПР істотно відрізняється: для першої характерні фонові значення близько 500 м/км², для другої – 15 м/км².

При загальній розвіданості глибоким бурінням в районі 18,5 км² на 1 свердловину, для території ПнПЗ ця величина становить 7,5 км² на 1 свердловину, а для ПнБ – 220 км² на 1 свердловину.

При виконанні роботи були використані матеріали по 300 свердловинах, 13 регіональних сейсмостратиграфічних профілях, результати сейморозвідувальних, граві-, магніто- і електророзвідувальних, дистанційних та інших досліджень. Співставлення і кореляція розрізів свердловин дали можливість виділити ділянки, де існують (чи можуть існувати) неантиклінальні пастки, які потребують більш детального вивчення (постановки глибокого буріння, геолого-геофізичних досліджень, прямих методів пошуків, науково-дослідних і тематичних робіт).

В ОНГПР відкрито 38 родовищ ВВ, освоєність початкових сумарних ресурсів складає близько 65%. Переважна більшість родовищ і покладів, відкритих у ОНГПР головним чином в межах ПнПЗ, пов'язана з антиклінальними пастками.

Останнім часом в Україні спостерігається виснаження наявної ресурсної бази, від антиклінальних структур різко скоротився, виникла необхідність буріння родовин глибиною 5-6 км і більше, відкриття крупних та середніх за запасами родовищ стали рідкісним явищем.

Аналіз пасткових умов встановлених покладів ВВ свідчить, що 85% останніх зв'язані з пластовими склепінними, а 15% - приурочені до складнобудованих антиклінальних пасток. Це закономірно, оскільки традиційна сейсмозвідка спрямована саме на виявлення пасток антиклінального типу. В теперішній час і у майбутньому основні перспективи відкриття родовищ і покладів ВВ у районі досліджень пов'язуються з неантиклінальними пастками.

Стабілізація і подальше нарощування видобутку ВВ вимагає поповнення ресурсної бази, відкриття та введення в розробку нових родовищ нафти і газу, що потребує залучення до пошуків маловивчених територій, комплексів і перспективних об'єктів, пов'язаних з неантиклінальними і комбінованими пастками в осадовому прошарку та нетрадиційними - у фундаменті.

У висновку даного розділу слід відмітити, що, не дивлячись на досить високий ступінь вивченості і розвіданості ОНГПР, тут існують геологічні передумови для відкриття нових родовищ і покладів нафти і газу. Для реалізації нафтогазового потенціалу району необхідні:

- освоєння територій з невеликими глибинами залягання продуктивних горизонтів і поверхні кристалічного фундаменту;
- залучення до пошуків раніше малоперспективних земель, комплексів і об'єктів;
- детальне вивчення неантиклінальних і комбінованих пасток ВВ в осадовому прошарку та нетрадиційних - у фундаменті;
- розробка нових напрямків та виділення першочергових об'єктів для проведення геологорозвідувальних робіт (ГРР).

РОЗДІЛ 2

ОСНОВНІ РИСИ І ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ

У вивченні геологічної будови ДДЗ (ДДНГО) з висвітленням деяких питань по ОНГПР брали участь багато дослідників, роботи яких враховані здобувачем М.П.Балуховський, В.Г.Бондарчук, С.О.Варичев, Г.І.Вакарчук, І.В.Височанський, В.К.Гавриш, М.І.Галабуда, В.Г.Дем'янчук, Г.Н.Доленко, М.І.Євдошук, О.М.Істомін, С.П.Кабишев, В.О.Краюшкін, О.Ю.Лукін, Б.Й.Маєвський, В.Б.Порфір'єв, В.Б.Соллогуб, І.І.Чебаненко, А.В.Чекунов, М.В.Чирвінська, П.Ф.Шпак та ін.).

Геологічній будові території ОНГПР, в тому числі Північного борту чи Північної прибортової зони Дніпровського грабену, також присвячені роботи: О.О.Арсирія, М.Г.Відіборця, В.В.Гладуна, Є.С.Дворянина, А.Г.Демидьонка, Є.М.Довжка, Т.Є.Довжок, М.Г.Єгурнової, М.М.Здоровенка, М.П.Зюзькевича, В.П.Клочка, В.В.Колодія, Б.Л.Крупського, В.П.Лебеда, Р.М.Окрепкого, С.Г.Омелянчука, П.Т.Павленка, М.І.Пономаренка, Т.М.Пригаріної, Б.Й.Слишинського, В.І.Созанського, С.М.Стовби, В.Г.Трачука, О.Г.Цьохи, та інших [1, 4, 5, 6, 8, 17, 20, 23, 24, 37, 41, 52, 62, 75, 83, 86, 92, 93, 95, 98, 99, 102, 107, 109, 110, 119, 120, 123, 142, 143, 144, 155, 157, 160, 164, 183].

З пізнього архею, коли з'явилися перші ділянки консолідованої земної кори, почалося їх розтріскування та диференціальні рухи блоків, які утворювалися (І.І.Чебаненко, В.О. Краюшкін, В.Я. Колос та ін. [55, стор. 253-254]).

Планета Земля - це космічне тіло, яке рухається й розвивається у космічному просторі і часі. Вона перебуває під впливом сил двох основних груп: зовнішніх - космічні, гравітаційні, променеві, хімічні, впливи Сонця та інших небесних тіл; і внутрішніх - обертання Землі навколо осі, гравітаційне стиснення, гравітаційно-хімічна диференціація її внутрішньої речовини, локальні стиснення і розширення ділянок верхньої та нижньої мантії, рухи магматичних лав, періодичні підняття й опускання окремих ділянок земної кори, розтріскування літосфери і проникнення в неї малих і великих магматичних мас, розвиток структур стиснення (складчастість, ерозиони та ін.) і розширення (рифтогени, геосинкліналі та ін.), періодичні трансгре-

сії (покривання водою окремих частин континентів і накопичення осадових порід) та регресії (відхід водних мас з площ континентів і розвиток процесів фізичного та хімічного руйнування гірських порід, вирівнювання рельєфу тощо).

За основу тектонічного районування приймаються зони глибинних розломів і розміщені між ними блоки. В 1966 р. І.І. Чебаненко [176] розглянув будову різних районів України з позицій розломно-блокової тектоніки і визначив, що основними регіональними розломами є північно-західні з азимутом простягання $305-315^\circ$ і північно-східні - $35-45^\circ$.

Основними особливостями регіональних розломів є їх лінійність, довжина, ширина та напрямок. Слід мати на увазі, що глибинний розлом – це не одиничний розрив, а ціла система зближених розломів, що з'єднуються у вузьку протяжну лінійну зону. Окремі розломи, які утворюють тектонічну зону, можуть мати різноманітну конфігурацію і значно відхилитися в азимуті простягання, проте сама зона має визначений, витриманий на великій відстані напрямок.

ДДЗ має ряд поздовжніх і поперечних елементів, які обумовлюють особливості будови і розвитку регіону в цілому. Перш за все, це зони крайових глибинних розломів північно-західної орієнтації, по яких Північний і Південний борти відділені від зануреної центральної частини, власне Дніпровського грабена. Північний борт є одночасно схилом Воронежського кристалічного масиву, а Південний – Українського щита.

Поперечна тектонічна зональність ДДЗ обумовлена зонами древніх глибинних розломів субмеридіональної орієнтації, які обмежують дорифейські складчасті структури (Одесько-Канівсько-Чернігівська, Криворізько-Кременчуцько-Крупецька та Оріхово-Павлоградсько-Харківська).

2.1. Геологічна будова

Територія ОНГПР у регіональному плані докембрійського фундаменту при-
очена до Подільсько-Брянського - на заході і Дніпровсько-Курського (Курсько-
редньопридніпровського) - на сході мегаблоків, включаючи і міжмегаблокову
Дніворізько-Кременчуцько-Крупецьку шовну зону, що їх розділяє.

В геологічній будові району бере участь комплекс порід осадового чохла, що
накриває кристалічні породи докембрійського фундаменту, поверхня якого на
півночі залягає на глибинах від 1,0 км – на півночі, до 3,0-3,5 км – на півдні, поблизу
лінії Північного крайового порушення. В ПнПЗ поверхня кристалічних порід фун-
даменту занурюється до 7 км чи трохи більше.

У будові фундаменту ДДА беруть участь архей-нижньопротерозойські мета-
осадово-вулканічні, ультраметаморфічні та інтрузивно-метасоматичні породи, які
сформувалися при різних структурно-геодинамічних режимах. Подільсько-
брянський мегаблок складений переважно гранулітовими комплексами, що склада-
ють чарнокіт-гранулітовий пояс. Для Дніпровсько-Курського (Курсько-
редньопридніпровського) мегаблоку характерні формації граніт-зеленокам'яних
поясів пізнього архею і теригенно-вулканогенних порід, що сформували западини
на півночі протягом протерозою. Крім того, в межах мегаблоку розвинуті утворення амфіболіт-
кристалосланцево-гнейсової формації.

У верхній частині кристалічного фундаменту ОНГПР виділяється кора вивіт-
рювання, в якій зверху вниз по розрізу відмічаються наступні зони: глиниста (каолі-
фікації, гідролізу, кінцевого вивітрювання), вилуговування (гідрослюдизації) та дез-
інтеграції (мікротріщинуватості та початкової стадії вивітрювання). Нижче кори ви-
трювання, в товщі щільних утворень фундаменту, розвинуті зони розущільнень
(неоднорідностей, тектонітів, подрібнення) [1, 6, 24, 34, 37, 52, 60, 83, 92, 93, 95, 107,
110, 120, 123, 142, 143, 157, 164, 183].

Є.Г. Журавльов, Т.А. Лапінская та ін., 1972, виділяють за морфологічними
ознаками три типи кор вивітрювання: площинну, яка має регіональний характер

зповсюдження; лінійно-тріщинну, приурочену до тектонічних порушень; тріщинно-площинну, що зустрічається в зонах інтенсивної тектонічної порушеності.

На докембрійських утвореннях із стратиграфічним і кутовим неузгодженням тягають відклади осадового чохла.

Товщини стратиграфічних комплексів осадового чохла в ОНГПР збільшують- з північного заходу на південний схід та з півночі на південь. Встановлені локальні збільшення товщин порід чохла в прогинах і зменшення в напрямку до склепінь руктур. Товщина осадового чохла досягає 7000 м і більше в Дніпровському грабені на південному сході ОНГПР (рис. 2.1., дод. А, Б; див.рис. 3.1., дод. 3).

Породи **палеозойської групи** складені відкладами девонської, в'яновугільної і пермської систем.

Девонська система. Відклади девонської системи на площі робіт мають обмежене поширення, залягають із стратиграфічним неузгодженням на утвореннях кристалічного фундаменту і представлені тільки верхнім відділом.

За літологічними особливостями розріз девону складається з п'яти товщ: підсольової, нижньої соленосної, міжсольової, верхньої соленосної і надсольової. Вони розкриті свердловинами як на Роменській, так і на Охтирській ділянках ОНГПР в межах грабену і, спорадично, на ПнБ (Галкінська площа) (рис. 2.1., див.рис. 2.5., 2.10.-2.12., 3.1., 3.12.-3.14., 4.2.-4.4.).

Франський ярус. Розріз підсольового комплексу девону складають відклади франського ярусу, які незгідно залягають на утвореннях кристалічного фундаменту.

Нижньофранський під'ярус. Утворення нижнього франу розкриті свердловинами і палеонтологічно охарактеризовані на Радянській, Хижняківській, Західно-Лозівській, Бугруватівській, Молодецькій та інш. площах. Представлені відкладами киновського і саргаєвського горизонтів. Киновський горизонт – це теригенні строкаколірні утворення; саргаєвський - мергелі, детритові вапняки, доломіти. Сумарна розкрита товщина порід нижньофранського під'ярусу складає 30-40 м.

Середньофранський під'ярус. Відклади під'ярусу незгідно залягають на породах саргаєвського горизонту і представлені утвореннями семилуцького і алатирського горизонтів. В основі семилуцького горизонту залягають карбонати, які

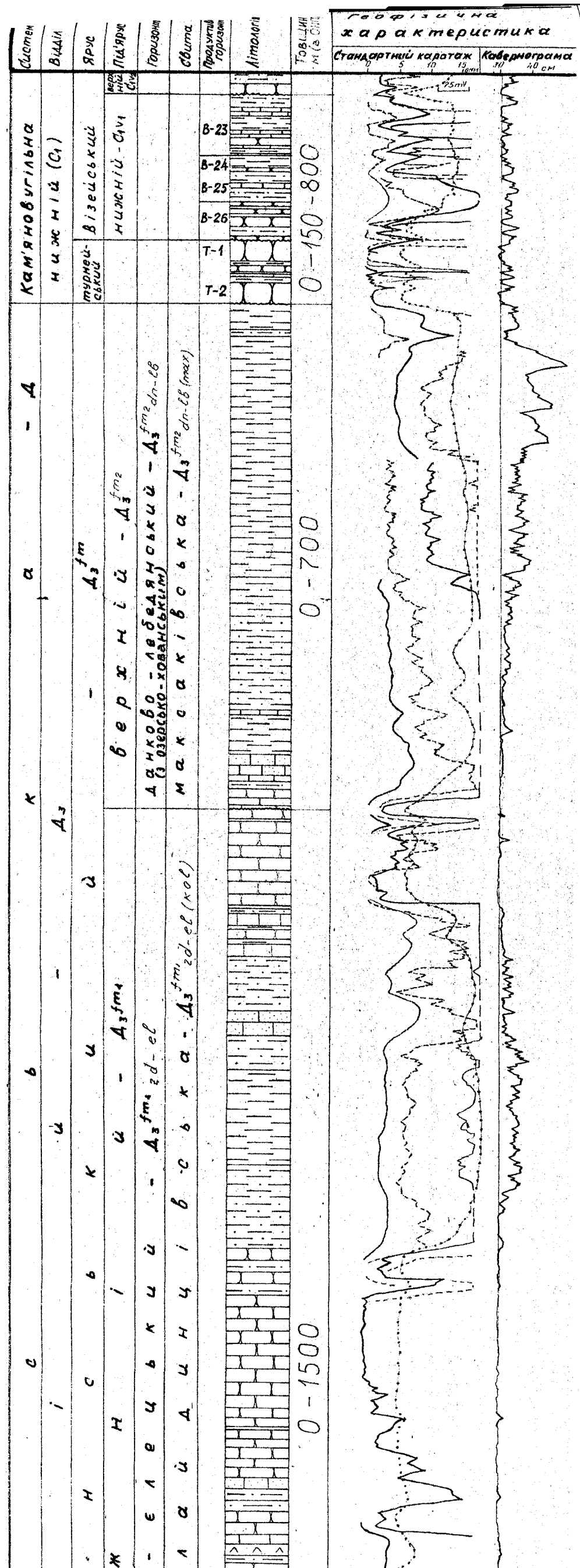
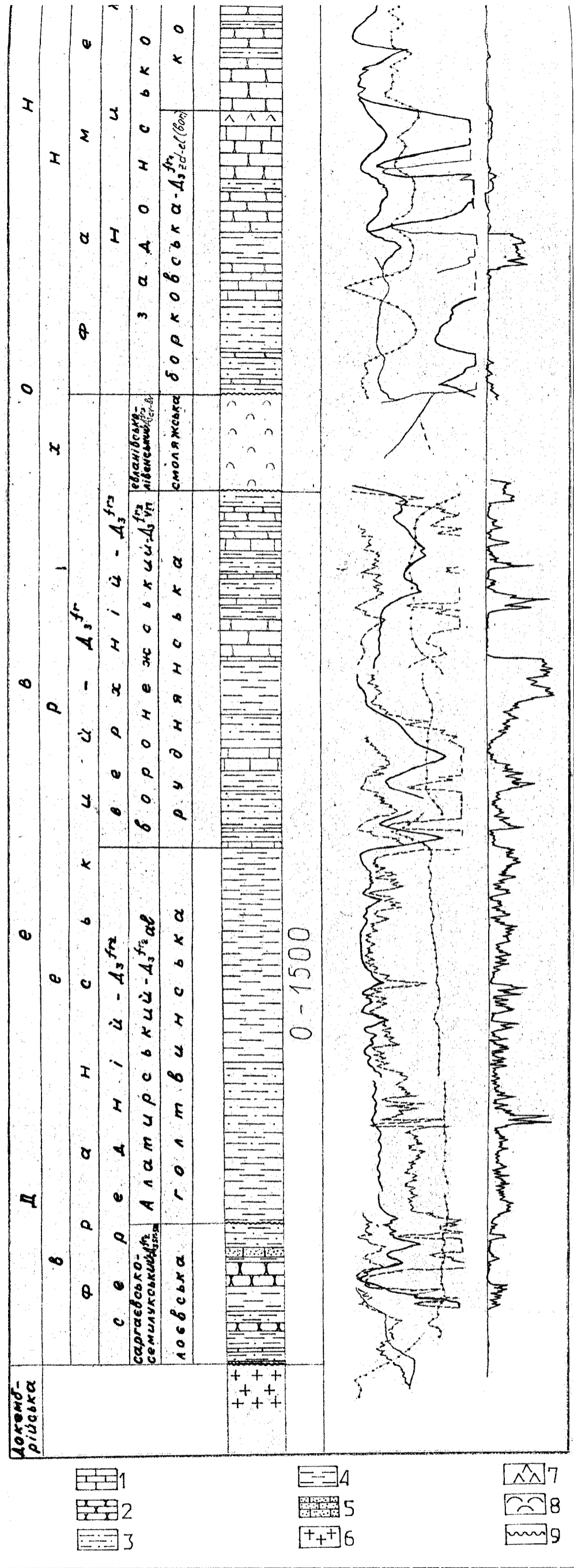


Рис.2.1. Зведений розріз ОНГПР за В.Я Колосом, 2001; 1 - вапняки; 2 - пісковики; 3 - алевроліти; 4 - глини; 5 - вапняки піскуваті; 6 - кристалічні породи докембрійського фундаменту; 7 - ефузивні породи; 8 - сіль; 9 - неузгодження



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9

Продовження рис.2.1.

об'єднуються з саргаївськими в одну пачку. Алатирський горизонт представлений континентальною строкатоколірною теригенною товщею: глинами, озерними вапняками і пісковиками. Розкрита товщина середньофранських утворень досягає 150 м на Кудрявській площі (сврд. 2), 320 м на Бугруватівській (сврд. 9).

Верхньофранський під'ярус. Товща відкладів верхньофранського під'ярусу незгідно перекриває шари алатирського горизонту і представлена воронезьким горизонтом, складеним двома товщами: нижньою – карбонатно-теригенною і верхньою – алогенною. Нижню товщу прийнято відносити до підсольової товщі девону разом з породами вищеописаних киновського, саргаєвського, семилуцького і алатирського горизонтів. Товщина нижньої товщі сягає значень до 47 м на Радянській площі та 97 м на Козіївській.

На нижньоворонезьких утвореннях, що завершують підсольовий комплекс, залягають верхньоворонезькі породи, складені кам'яною сіллю з підпорядкованими прошарками аргілітів, глин і доломітів. Соленосна товща має пластове залягання, або ж залягає у вигляді “подушок” (Качанівська, Рибальська складки). Максимальна розкрита її товщина сягає 1120 м на Голиківській площі (сврд. 481).

Євлано-лівенські шари, які перекривають хомогенно-карбонатну товщу верхньофранського під'ярусу, представлені вапняково-ангідрито-алевролітовими різновидами порід. Товщина їх досягає 120 м (сврд. 1, 2, 3, 7 - Бугруватівські).

Фаменський ярус. Відклади фаменського ярусу з кутовим і стратиграфічним неузгодженням залягають на утвореннях франського ярусу. Складаються вони з нижньо- і верхньофаменського під'ярусів.

Нижньофаменський під'ярус. Утворення нижньофаменського під'ярусу розкриті багатьма свердловинами на Бугруватівській, Кудрявській, Радянській, Хижняківській, Качалівській, Західно-Качалівській, Козіївській, Західно-Козіївській, Голиківській, Ясенівській та Молодецькій площах і складені частим чергуванням пісковиків і алевролітів з підпорядкованими прошарками аргілітів.

Задонський горизонт, розповсюджений в прибортових зонах, складений теригенними, а в пелеодепресіях – карбонатними породами, товщиною 10-500 м. Єлець-

ий горизонт складений в нижній частині пісковиками і аргілітами, у верхній – глинистими породами і вапняками. Загальна товщина - від 10 м до 360 м.

Загальна товщина під'ярусу змінюється від повного розмиву у склепінних частинах солянокупольних структур до 600 м у прогинах між соляними штоками.

Верхньофаменський під'ярус. На нижньому фамені незгідно залягає верхній соленосний комплекс (не скрізь) ранньолебедянського віку, товщиною 40-70 м. На верхньому соленосному комплексі незгідно залягає надсольова товща (лебедянсько-ікольські, тургенівсько-кудеярівські (горобцівські), більські і руденківські шари) товщиною до сотні метрів. До цього під'ярусу умовно віднесена пачка аргілітів, відкрита в сверд. 51-Західно-Козіївська в інтервалі 4620-4648 м. На інших площах породи верхнього фамену за фауністичними даними не виділені.

Загальна товщина верхньодевонських відкладів може становити 1100-1200 м, досягаючи максимальних значень 1700 м в південно-східній частині ОНГПР.

Кам'яновугільна система. Відклади кам'яновугільної системи на площі робіт мають повсюдне поширення (рис. 2.2.-2.5.; див. рис. 2.10.-2.12., 3.1., дод. Б, В, Г, Д, Е, З). Вони залягають із стратиграфічним неузгодженням на утвореннях девону і представлені всіма трьома відділами: нижнім, середнім і верхнім.

Кам'яновугільний комплекс в ОНГПР на ПнБ залягає безпосередньо на породах докембрійського кристалічного фундаменту, а в ПнПЗ – на девонських відкладах. Лише в деяких свердловинах на ПнБ встановлена присутність підсольового комплексу девону (Галкінська площа), а в ПнПЗ є ділянки відсутності девонських відкладів (Сотниківська площа).

Нижній відділ. В розрізі нижнього відділу кам'яновугільної системи виділяються відклади турнейського, візейського та серпуховського ярусів.

Турнейський ярус. Породи турнейського ярусу поширені нерівномірно і незгідно залягають на різних горизонтах девонського ярусу. Вони відсутні (розмиті) на ПнБ і на ряді площ в межах ПнПЗ (Кудрявській, Прокопенківській, Радянській, Хитняківській, Гутській, Молодецькій та ін.). Представлені барвисто-кольоровою товщею ритмічно перешарованих пісковиків, алевролітів та аргілітів з рідкими проша-

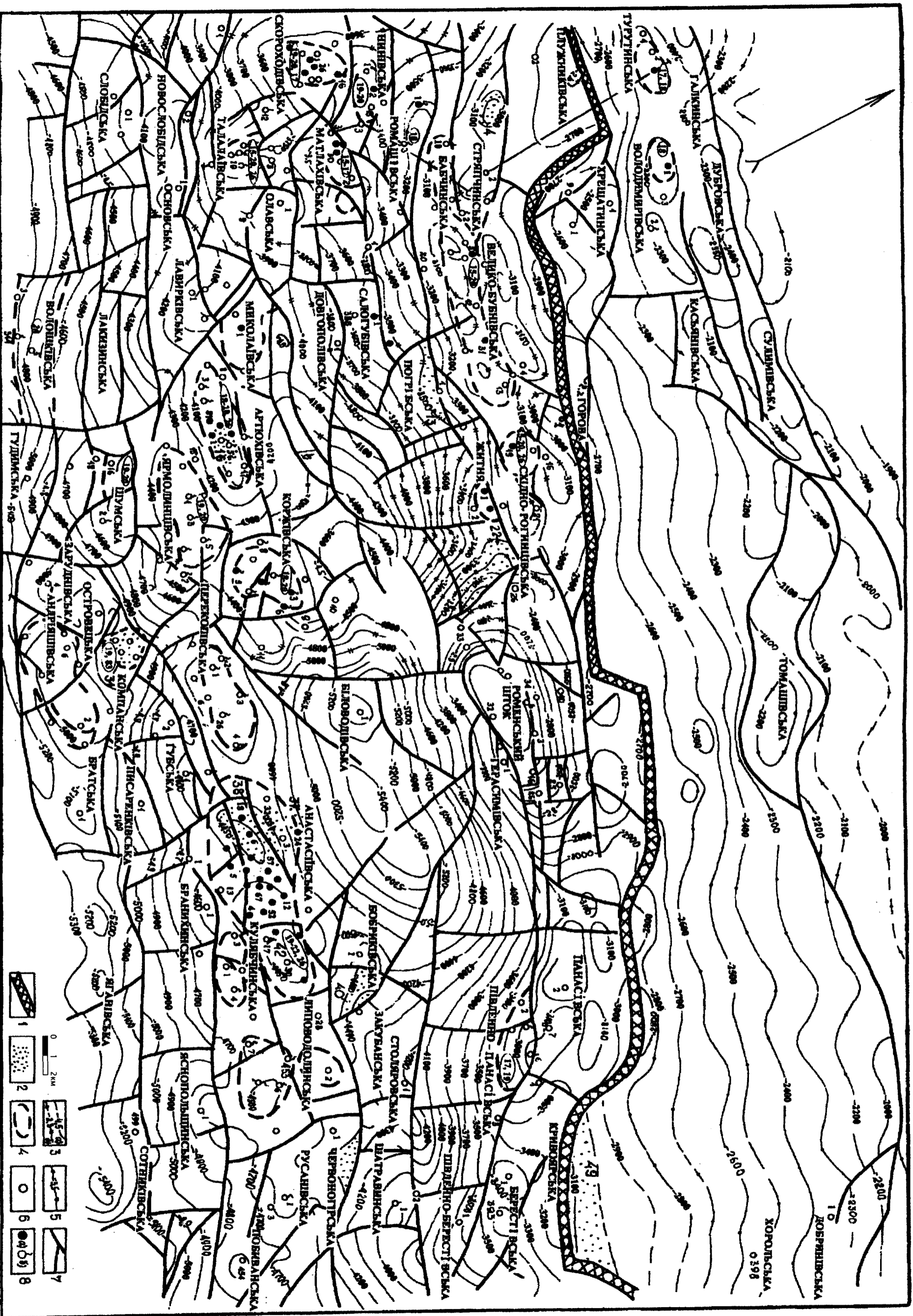


Рис.2.2. Структурна карта по відбиваючих горизонтах в C_1V_2 Роменської ділянки ОНПТР за В.Г. Трачуком, В.Д. Колосом, 1996.
 1-Північне крайове порушення; 2-прогнозно-перспективні об'єкти; 3-ізогіпси по відбиваючих горизонтах в підлощі C_1V_2 ;
 4-родовища нафти і газу (з продуктивними горизонтами); 5-ізогіпси по відбиваючих горизонтах в підлощі C_1V_2 на Північному борту ДДЗ;
 6-свердловини; 7-тектонічні порушення; 8-нафта (а), газ (б).

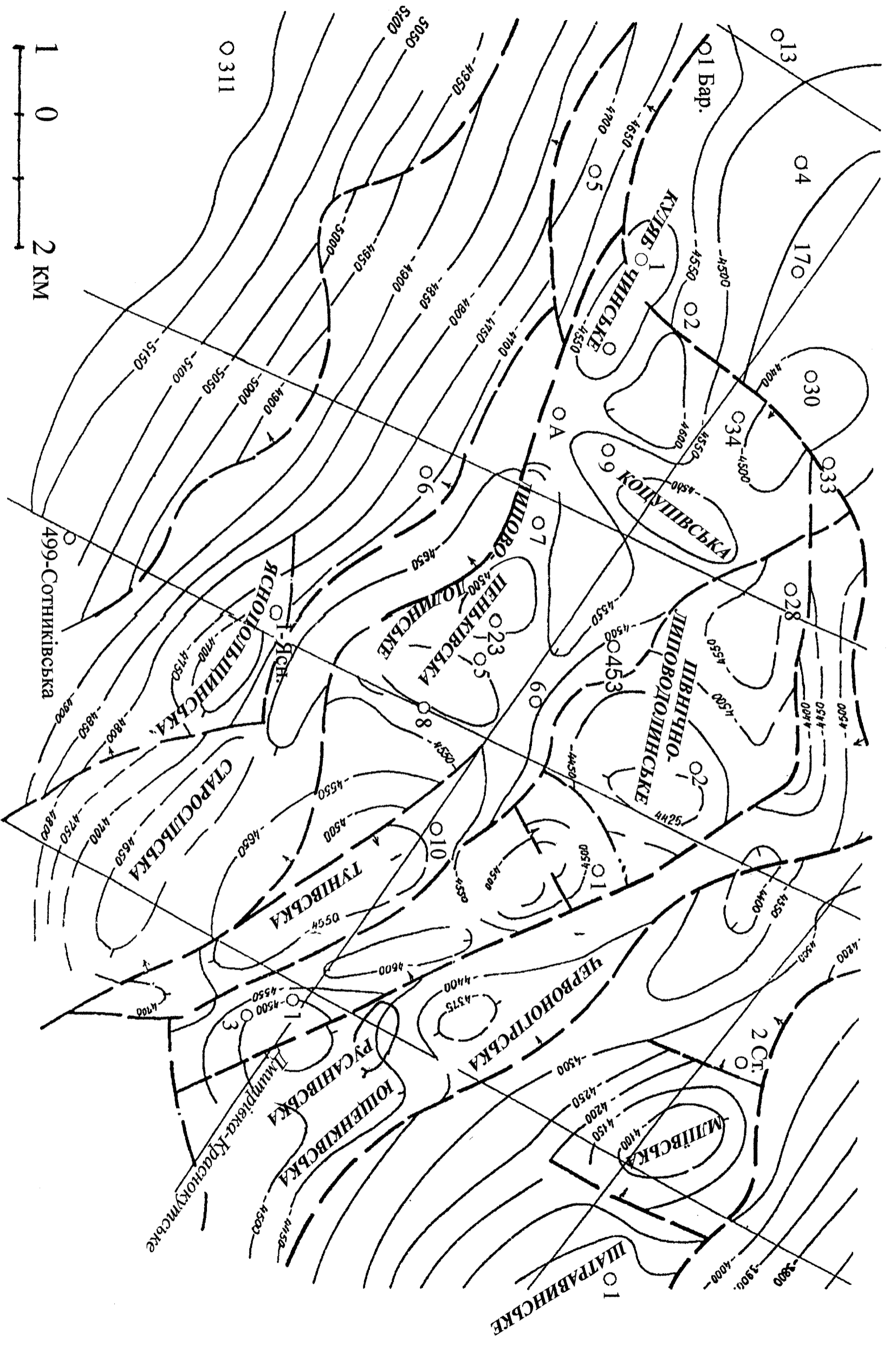


Рис.2.3. Структурна карта по відбиваючому горизонту V₃ Липоводлинсько-Яснопольщинської площі за В.Я. Колосом, 2000. Використані матеріали З.Я. Войцицького, П.М. Чепіля та ін.

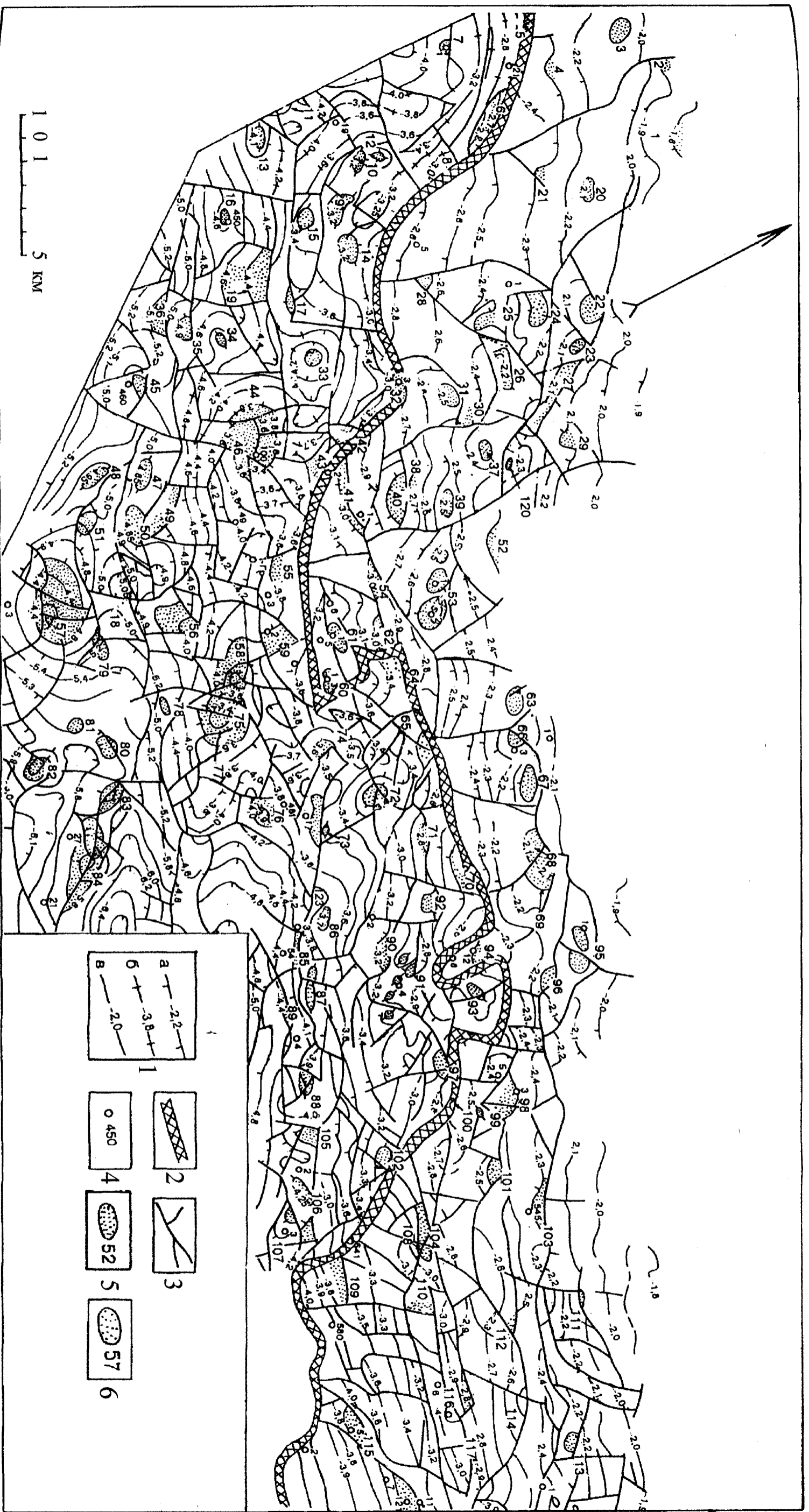


Рис. 2.4. Структурна карта ОНПР (Охтирська лінійка) по відбиваючих горизонтах в нижньому карбоні за Є.С. Дворянином, В.В. Гладуном, В.І. Трачуком, В.Я. Колосом, 1996

1 - ізопіси по відбиваючих горизонтах у: а) верхньовізейському під'ярсі, б) турнейському ярсі, в) нижньовізейському під'ярсі; 2 - Північне крайове порушення; 3 - інші тектонічні порушення за даними МОГТ; 4 - глибокі свердловини; 5 - перспективні площі під'ярсі; 6 - родовища вуглеводнів

Депресії: Рубіжна-18, Чулахівська-33, Пархомівська-118, Кубашівська-119; структури: Межиріцька-1, Порфилівська-2, Тирлівська-3, Зах.-Омельниківська-4, Марченківська-5, Омельниківська-6, Великолущка-7, Пристайлівська-8, Новотроїцька-9, Камінна-10, Тимофіївська-11, Півн.-Тимофіївська-12, Бобринська-13, Півд.-Боровеньківська-14, Ленківська-15, Маргінівська-16, Лісна-17, Півд.-Лісна-19, Курганська-20, Масківська-21, Північна-22, Рябушкінська-23, Лебединська-24, Грабарівська (Гарбарівська)-25, Калюжна-26, Черемхівська-27, Грабчинська-28, Костівська-29, Тригубівська-30, Жолобівська-31, Тарханівська-32, Краснозарська-34, Левченківська-35, Півн.-Зеньківська-36, Сх.-Довжинківська-37, Довжинківська-38, Вахтова-39, Чулахівська-40, Митківська-41, Півн.-Качанівська-42, Вишнева-43, Зх.-Качанівська-44, Пірківська-45, Качанівська-46, Яркінська-47, Гусаківська-48, Шангеріївська-49, Загорняська-50, Довжиківська-51, Олешнівська-52, Буднівська-53, Овинівська-54, Молодецька-55, Сухівська-56, Більська-57, Зах.-Рибальська-58, Ясенівська-59, Хухринська-60, Чернетинська-61, Доброславівська-62, Зх.-Тростянецька (Клементівська)-63, Пономаренківська-64, Охтирська-65, Тростянецька-66, Рипинська-67, Зимова-68, Молдованська-69, Правдинська-70, Вербівська-71, Великоозерна (Бугруватівська)-72, Бугруватівська-73, Валентинівська (Бугруватівська)-74, Рибальська-75, Голківська-76, Сидорячська-77, Зарічанська-78, Саранчівська-79, Орешинська-80, Дерезківська-82, Українська-83, Котелевська-84, Данилівська-85, Іванівська-86, Зх.-Козіївська-87, Козіївська-88, Степанівська-89, Хижняківська-90, Куликівська (Раднська)-91, Новенька-92, х.-Прокопенківська-93, Прокотенківська-94, Сніжна-95, Яругинська-96, Ходунайська-97, Вознесенівська-98, Менишинська-99, Зх.-Гутська-100, Кручичинська-101, Гутська-102, Десківська-103, Кенізька-104, Зх.-Качалівська-105, Качалівська-106, Дублянська-107, Щиглівська-108, Сх.-Мурафінська-109, Киянівська-110, Богодухівська-111, Данчиківська-112, Кадницька-113, Кузьмичівська-114, Мерчиківська-115, Зх.-Скворцівська-116, Скворцівська-117, Вечірня-120, Юлівська-121, Наріжянська-122 П'ял Іванівська-123

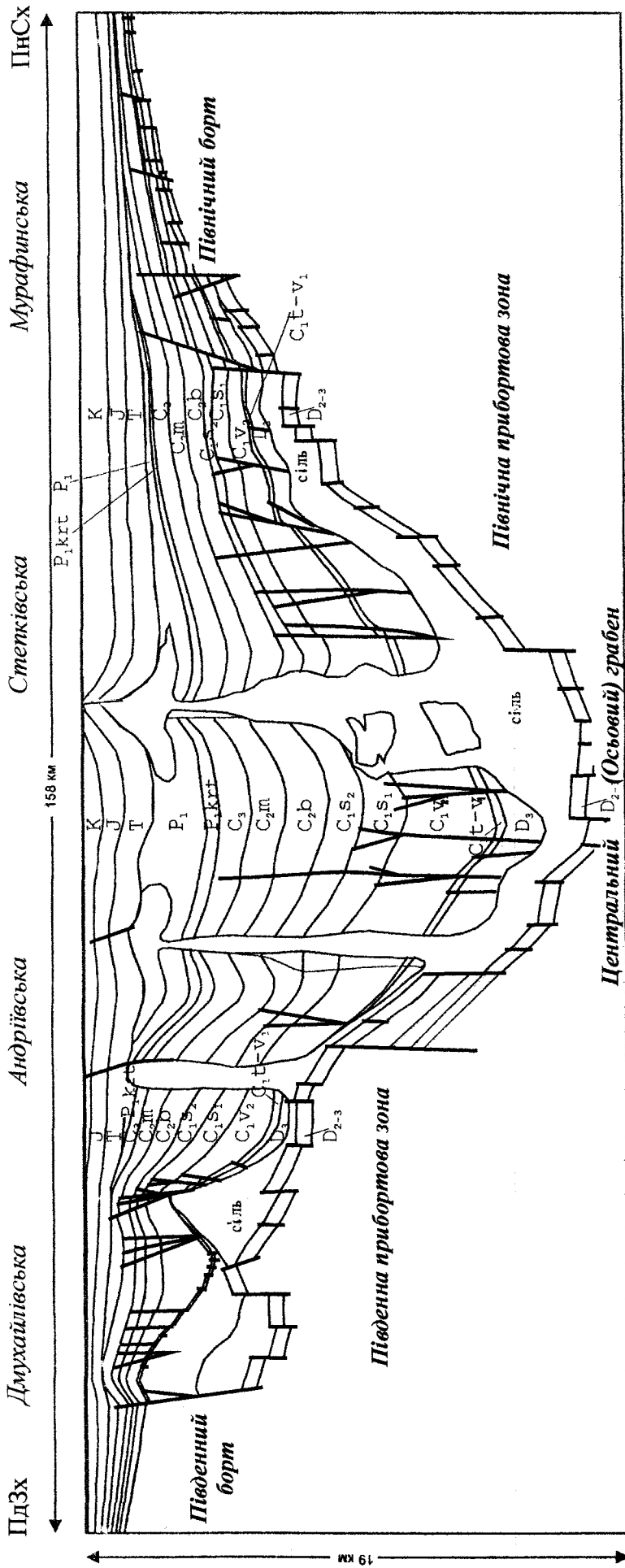


Рис.2.5. Сейсмостратиграфічний розріз РП МСГТ Гупаловка-Гути.
 Склали М.Т. Турчаненко, О.Г.Цюха, 1991, з доповненнями В.Я. Колоса [155]

жами вапняків. Товщина турнейських відкладів змінюється в широких межах: від 0 до 220 м.

Візейський ярус. Візейські відклади широко розповсюджені в ОНГПР і перекривають утворення, які залягають нижче, з кутовим і стратиграфічним неузгодженням. Виділяються відклади нижнього і верхнього під'ярусів.

Нижньовізейський під'ярус. Нижньовізейський під'ярус має достатньо широке розповсюдження в грабені, на ПнБ ці відклади відсутні. За літологічними ознаками під'ярус чітко підрозділяється на дві частини: нижню – підплитну, представлену піщано-алеврито-аргілітовою товщею, та верхню – глинисто-вапнякову під назвою "карбонатної плити". Загальна товщина 60-150 м.

Верхньовізейський під'ярус. Верхньовізейські відклади поширені повсюдно на борту і в прибортовій зоні. Вони незгідно перекривають нижньовізейські та більш давні відклади і представлені карбонатно-піщано-глинистою товщею, складеною ритмічно перемежованими глинистими, піщаними та карбонатними породами. Загальна товщина утворень верхньовізейського під'ярусу становить 160-650 м (скоючується у напрямку ПнБ). Верхньовізейські відклади на ПнБ залягають з переривом на утвореннях фундаменту (чи девонських породах, де вони є). Цікаво, що в північному напрямку на ПнБ породи-колектори розповсюджені на значній території, незважаючи навіть на малі глибини залягання фундаменту (менше 1,5 км).

Товщина порід візейського ярусу у межах ОНГПР змінюється від 300 до 700 м.

Серпуховський ярус. Серпуховські відклади також розвинені на всій території ОНГПР. Вони незгідно залягають на горизонтах верхнього візе. Ярус представлений об'ємні нижньосерпуховського і верхньосерпуховського під'ярусів. Відклади нижньосерпуховського під'ярусу складені однорідною глинисто-алевролітовою товщею прошарками вапняків, товщиною 30-250 м. Породи верхньосерпуховського під'ярусу незгідно залягають на нижньосерпуховських відкладах і літологічно представлені піскувато-глинистою теригенною товщею. Товщина - 75-290 м.

На ПнБ в серпуховському ярусі виділені три товщі: нижня аргіліто-алевритова, середня – піскувата (60% від розрізу товщі), верхня – піскувато-глиниста. Загальна товщина порід ярусу на ПнБ до 250 м.

Загальна товщина порід серпуховського ярусу 110-600 м.

Гавриш В.К., Єгурнова М.Г. і ін., 1987 [173] в нижньокам'яновугільному комплексі виділяють три макроцикли: турнейсько-нижньовізейський, верхньовізейський і серпуховський. В ОНГПР на борту відсутній перший макроцикл, але він поширений в південній його частині. В цілому, знизу вверх виділяють: перша товща (піщано-гравійна), яка знаменує початок циклу накопичення кам'яновугільних відкладів, де зосереджені продуктивні горизонти Т; друга (підплитова) – перехідна між рифтогенним характером девонського осадконакопичення і синеклізним – кам'яновугільна з продуктивними горизонтами В-24 – В-26; третя (карбонатна) – “нижньовізейська плита” з горизонтом В-23; четверта (надплитова) – аргілітова з горизонтами: внизу – В-21/1 до В-21/5, зверху – В-20/1 – В-20/5 з резервним горизонтом В-22 для більш занурених частин розрізу грабена; п'ята (вапняково-піщано-аргілітова) з горизонтами В-18 і В-19; шоста (склад як і в п'ятій) з горизонтами В-13, В-14, В-15в, В-15н, В-16в, В-16н, В-17, сьома і восьма товщі відносяться до серпуховського розрізу.

В монографії А.О. Білика, Г.І. Вакарчука, В.А. Іванішина “Стратиграфія, кореляція і перспективи нафтогазоносності турнейських і візейських відкладів ДДЗ” (2002) приведена нова кореляція: верхній візе: X м.ф.г. (мікрофауністичний горизонт) – продуктивний горизонт В-14; XI м.ф.г. - В-15, В-16; XII м.ф.г. - В-17, В-18, В-19, В-20; перерив; XIIа м.ф.г. - В.21, В-22в, В-22н, В-23; нижній візе: XIII м.ф.г. - В-24в, В-24н, В-25; перерив; XIV м.ф.г. - В-26в, В-26н; перерив (бобриківський горизонт); верхній турне: XVd м.ф.г. - Т-1; XVс – Т-2; нижній турне: XVв м.ф.г. - Т-3, Т-4; перерив; девон: XVа м.ф.г. - Т-5; озерсько-хованський горизонт. Горизонт В-13 цими авторами у верхньому візе відсутній. В основі нижнього серпухова залягає горизонт С-23 (IX м.ф.г.).

Середній відділ. Середньокам'яновугільні породи в ОНГПР представлені відкладами башкирського і московського ярусів. Породи *башкирського ярусу* трангсрегіонально залягають на підстиляючих утвореннях. Вони представлені двома товщами: нижньою глинисто-карбонатною з пропластками малопотужних алевролітів і піско-аргілітів і верхньою – піскувато-глинистою. Товщина башкирських відкладів – 300-500

Породи *московського ярусу* на підстилаючих породах башкирського віку залягають незгідно. Складені чергуванням теригенних піскувато-глинистих порід (пісковиків, глин, алевролітів і аргілітів), які перешаровуються. Товщина 320-380 м.

Загальна товщина відкладів середнього карбону змінюється в межах 350-970 м, збільшуючись до осьової частини ДДз.

Верхній відділ. Верхньокам'яновугільні відклади в ОНГПР встановлені практично повсюдно, за винятком дальніх північних околиць ПнБ. Вони залягають на московському ярусі з неузгодженням і представлені касимовським та гжельським ярусами. Це континентальні утворення – пласти пісковиків, які чергуються з червоно-бурими алевролітами і аргілітами, інколи містять тонкі прошарки карбонатних утворень. Товщина відкладів збільшується в напрямку до центральної частини Дніпровського грабену і змінюється від 140-200 м (Прокопенківська і Радянська площі) до 544 м (Краснозаярська площа).

Пермська система. Відклади пермської системи представлені утвореннями нижньопермського відділу і поширені в ОНГПР в межах ПнПЗ, на ПнБ вони відсутні. За фаціальними рисами вони поділені на дві основні товщі: теригенну (строкато-барвна глинисто-алевролітова з рідкими прошарками мергелів, доломітів і вапняків), яка виклинюється в бік борту западини, і хемогенну (циклічне чергування теригенних, сульфатних, галогенних і карбонатних порід, алевролітів, пісковиків, мергелів, вапняків, пластів кам'яної солі). Межа розповсюдження хемогенної товщі проходить північніше Качанівської структури, по південних крилах структур Козіївської долини, огинаючи найбільш припідняту частину Рибальсько-Сидорицької брахіантиклиналі і Голиківське підняття. Товщина нижньопермських відкладів коливається від 100 до 377 м.

Мезозойська група. Мезозойський комплекс порід на території досліджень встановлений повсюдно і представлений відкладами тріасової, юрської та крейдової систем. Складений переважно теригенними фаціями (піскувато-глинисті відклади) з прошарками вапняків і мергелів. Товщина становить 1465-2000 м, збільшуючись на внутрішніх ділянках до 2100-2610 м.

Тріасова система. Утворення поширені повсюдно і з кутовим та стратиграфічним неузгодженням залягають на підсилюючих відкладах. Вони представлені: внизу – глинами, пісковиками, алевролітами; в середній частині розрізу – потужною товщею пісковиків; зверху – глинистою строкатобарвною товщею з прошарками пісковиків. Товщина тріасових утворень коливається від 200 до 600 м і більше.

Юрська система. Відклади залягають з кутовим неузгодженням на горизонтах тріасу і представлені піщано-глинистими теригенними утвореннями. Відклади нижньоюрського відділу в ОНГПР відсутні. Відклади середнього відділу складені знизу пісковиками і пісками, у верхній частині – глинами, на яких залягає тонке чергування глин і алевролітів. Верхньоюрські відклади представлені піщувато-глинистими породами, які вище по розрізу змінюються глинами і вапняками, пісковиками, чергуванням строкатобарвних пісковиків і аргілітів. Товщина юрських утворень становить 400-500 м.

Крейдова система. Відклади поширені повсюдно. Вони залягають на горизонтах юри з кутовим неузгодженням і складені двома товщами: нижньою – континентальною піщувато-глинистою (піски, пісковики) та верхньою – мергельно-рейдовою морського генезису. Товщина відкладів становить 700-800 м.

Кайнозойська група. Кайнозойські відклади представлені утвореннями палеогенової, неогенової і четвертинної систем. Вони із кутовим і стратиграфічним неузгодженням залягають на верхньокрейдових відкладах. Мають повсюдне поширення. У літологічному відношенні це піщувато-глиниста товща, яка перекривається лесоподібними суглинками. Це суглинисто-піщуваті утворення (жовто-бурі лесовидні суглинки, супіски з пачками червоно-бурих глин), а також піщувато-глинисті лювіально-делювіальні різновиди порід. Товщина відкладів усієї кайнозойської групи змінюється від 180 до 310 м.

2.2. Тектоніка і районування

Питанням вивчення геологічної будови та тектонічного районування Дніпровсько-Донецького авлакогену (ДДА) присвячена значна кількість робіт [3, 4, 6, 12, 17,

20, 24, 37, 45, 96, 98, 148, 156, 160, 163, 175, 183], в тому числі за участю здобувача [55-57, 59, 84, 98, 120, 145, 157, 168] (рис. 2.6.-2.12., див. дод. Ж).

Найбільш обґрунтованою працею є монографія М.В. Чирвінської і В.Б. Соллогуба, 1980 р. [183]. За авторами монографії, ДДА є структурою I порядку з наступними елементами: Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецьким складним грабенем та Північним і Південним бортами.

До структур II порядку ними віднесені окремі частини Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького складного грабена: поперечні структури - Прип'ятський грабен, Чернігівсько-Брагинський виступ (сідловина), Дніпровський грабен, північно-західна околиця Донецької складчастої споруди (ДСС) (зона зчленування), ДСС та вал Карпінського, і поздовжні - Північна і Південна крайові та Центральна (осьова) частини (зони).

До структур III порядку відносяться виступи, западини в рельєфі фундаменту та складчасті зони осадового чохла.

До структур IV порядку віднесені локальні підняття, структурні тераси, "носи" і куполи. Аналогічний розподіл стосується також від'ємних структур чохла.

За М.В. Чирвінською та В.Б. Соллогубом [183], Дніпровський грабен як єдина тектонічна структура сформувався в кінці девону – на початку карбону, коли виникли скиди Північної і Південної зон крайових розломів.

Поздовжні тектонічні елементи Дніпровського грабену чіткі. В крайових частинах уздовж крайових розломів грабену виділено чергування западин і виступів.

В ОНГПР підтверджено важливе значення меридіональної Криворізько-Кременчуцько-Крупецької протерозойської складчастої зони, яка поділила Дніпровський грабен на Західну і Східну частини [108].

По меридіану Машівського родовища ВВ (між м.м. Полтава і Красноград) спостерігається різка зміна простягання аномалій сил тяжіння (рис. 2.6.).

В західній частині Дніпровського грабену чітко виділені Північна і Південна крайові зони і Центральна осьова. В цій частині грабена в межах ОНГПР (Роменська ділянка) простежені з півночі на південь: крайова (прибортова) зона западин, яка контактує на півночі з Північним крайовим порушенням, і зона поздовжніх виступів

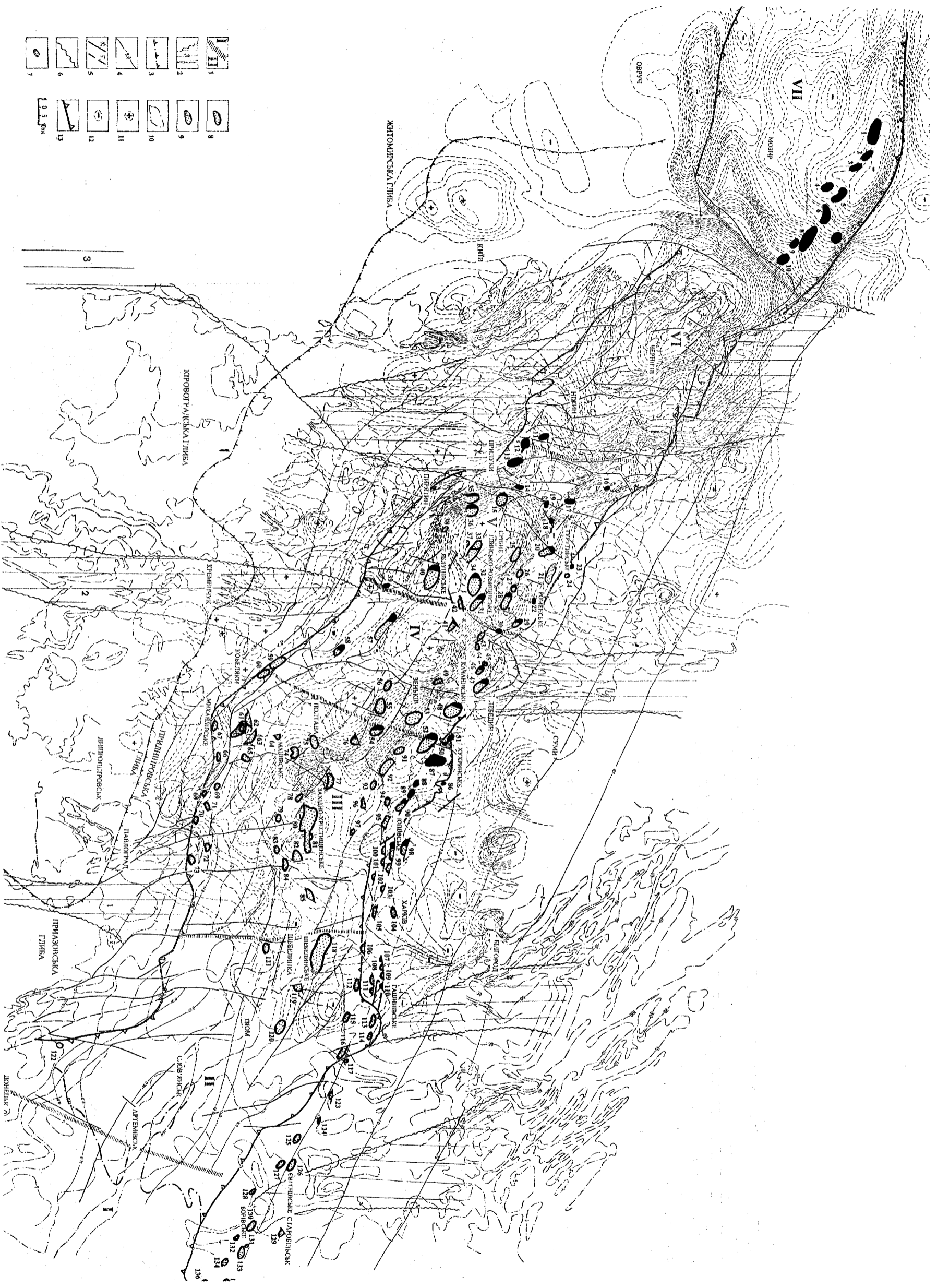


Рис. 2.6. Карта співвідношення матеріалів геологічної будови, геофізичних досліджень і нафтогазоносності Дніпровсько-Донецької западини за В.Б. Порфїр'євим, В.Б. Солгоубом, М.В. Чирвинською, І.О. Балабушевичем, І.І. Чебаненком, М.Ф. Бринзюю, В.П. Ключком, О.Г. Цьохюю, Т.М. Пригаріною, В.В. Гладуном, Б.П. Кабишевим, В.Я. Колосом та ін. 1973-2002 р.р. Масштаб 1 : 500 000.

рис. 2.6. Карта співвідношення матеріалів геологічної будови, геофізичних досліджень і нафтогазоносності Дніпровсько-Донецької западини за В.Б. Порфір'євим, З.Б. Соллогубом, М.В. Чирвінською, І.О. Балабушевичем, І.І. Чебаненком, М.Ф. Бринзою, В.П. Клочком, О.Г. Цьохою, Т.М. Пригаріною, В.В. Гладуном, Б.П. Кабицевим, В.Я. Колосом, І.В. Височанським та ін. 1973-2002 рр. Масштаб 1 : 500 000.

1 – границі мегаблоків [17, 156]; 2 – лінійні протерозойські складчасті (шовні) зони: 1 – Оріхово-Павлоградсько-Харківська, 2 – Криворізько-Кременчуцько-Срупецька, 3 – Одесько-Канівсько-Чернігівська; 3 – границі відслоненої частини УЩ; 4 – ізогіпси поверхні докембрійського кристалічного фундаменту; 5 – тектонічні порушення: а – встановлені, б – передбачувані за геофізичними дослідженнями; 6 – глибинні розломи, які обмежують складчасті зони докембрію на УЩ і ВКМ; 7 – родовища нафти; 8 – родовища газу; 9 – нафтогазові родовища; 10 – магнітні аномалії; 11 – гравіметричні аномалії (позитивні); 12 – гравіметричні аномалії (негативні); 13 – крайові порушення Дніпровського грабена ДДА.

Родовища ВВ: 1 – Вишанське, 2 – Мормовицьке, 3 – Давидівське, 4 – Золотунинське, 5 – Осташковицьке, 6 – Тишківське, 7 – Східно-Первомайське, 8 – Речицьке, 9 – Барсуківське, 10 – Надвинське, 11 – Монастирищенське, 12 – Малодівицьке, 13 – Прилуцьке, 14 – Мільківське, 15 – Леляківське, 16 – Бахмацьке, 17 – Софіївське, 18 – Ярошівське, 19 – Петрушівське, 20 – Великобубнівське, 21 – Східно-Богинцівське, 22 – Роменське, 23 – Турутинське, 24 – Володимирівське, 25 – Воложківське, 26 – Артюхівське, 27- Перекопівське, 28 – Анастасіївське, 29 – Південно-Іанасівське, 30 – Шатравинське, 31 – Глинсько-Розбишівське, 32 – Рудівсько-Первозаводське, 33 – Луценківське, 34 – Свиридівське, 35 – Мехедівсько-Полотовщинське, 38 – Білоусівське, 39 – Кибинцівське, 40 – Яблунівське, 41 – Харківцівське, 42 – Свистуньківське, 43 – Валюхівське, 44 – Гадяцьке, 45 – Куличихинське, 46 – Тимофіївське, 47 – Новотроїцьке, 48 – Качанівське, 49 – Пірківське, 50 – Бухринське, 51 – Чернетчинське, 52 – Рибальське, 53 – Більське, 54 – Опішнянське, 55 – Солохівське, 56 – Західно-Солохівське, 57 – Радченківське, 58 – Сагайдацьке, 59 – Лиманське, 60 – Зачепилівське, 61 – Ігнатівське, 62 – Руденківське, 63 – Новогригорівське, 64 – Розумівське, 65 – Рясківське, 66 – Кременівське, 67 – Михайлів-

ьке, 68 – Пролетарське, 69 – Личківське, 70 – Ульяновське, 71 – Перещепинське, 72 – Богатойське, 73 – Левенцівське, 74 – Машівське, 75 – Східно-Полтавське, 76 – Матвіївське, 77 – Чутівське, 78 – Веснянське, 79 – Ланнівське, 80 – Західно-Крестищенське, 81 – Червоноярське, 82 – Медведівське, 83 – Західно-Соснівське, 84 – Кегичівське, 85 – Єфремівське, 86 – Прокопенківське, 87 – Бугруватівське, 88 – Західно-Козіївське, 89 – Козіївське, 90 – Качалівське, 91 – Котелевське, 92 – Терезівське, 93 – Степове, 94 – Сахалінське, 95 – Мар’їнське, 96 – Кисівське, 97 – Соломацьке, 98 – Скворцівське, 99 – Юліївське, 100 – Наріжнянське, 101 – Дуглицьке, 102 – Ракитнянське, 103 – Островерхівське, 104 – Безлюдівське, 105 – Ілатівське, 106 – Білозірське, 107 – Ртищівське, 108 – Коробочкинське, 109 – Леб’яже, 110 – Гашинівське, 111 – Борисівське, 112 – Волохівське, 113 – Шевченківське, 116 – Максальське, 117 – Північно-Голубівське, 118 – Шебелинське, 119 – Північно-Волвенківське, 120 – Співаківське, 121 – Миролюбівське, 122 – Паврентіївське, 123 – Дружелюбівське, 124 – Зайцівське, 125 – Макіївське, 126 – Євгеніївське, 127 – Краснопопівське, 128 – Тимашівське (Північний Донбас), 129 – Кабанівське, 130 – Борівське, 131 – Путилінське, 132 – Муратівське, 133 – Капітанівське, 134 – Кримське (Височанське), 135 – Лобачівське, 136 – Слав’яносербське.

Мегаблоки на етапі формування грабену [17, 156, 157]: I – Донецький, II – Юмський, III – Карлівський, IV – Зеньківський, V – Лохвицький, VI – Тернігівський, VII – Прип’ятський.

фундаменту, яка відділяє зону прибортових западин від центральної (осьової) частини.

Останні дослідження В.К. Гавриша, М.І. Євдощука та ін. (2001) [164, 148] встановили наступні елементи Дніпровсько-Донецького рифтогену (ДДР): Північну і Південну прибортові, Північну і Південну приосьові і Осьову зони. Остання обмежена Північним і Південним приосьовими розломами. Північна і Південна приосьові зони по поверхні фундаменту ускладнені 15 і 20 виступами відповідно.

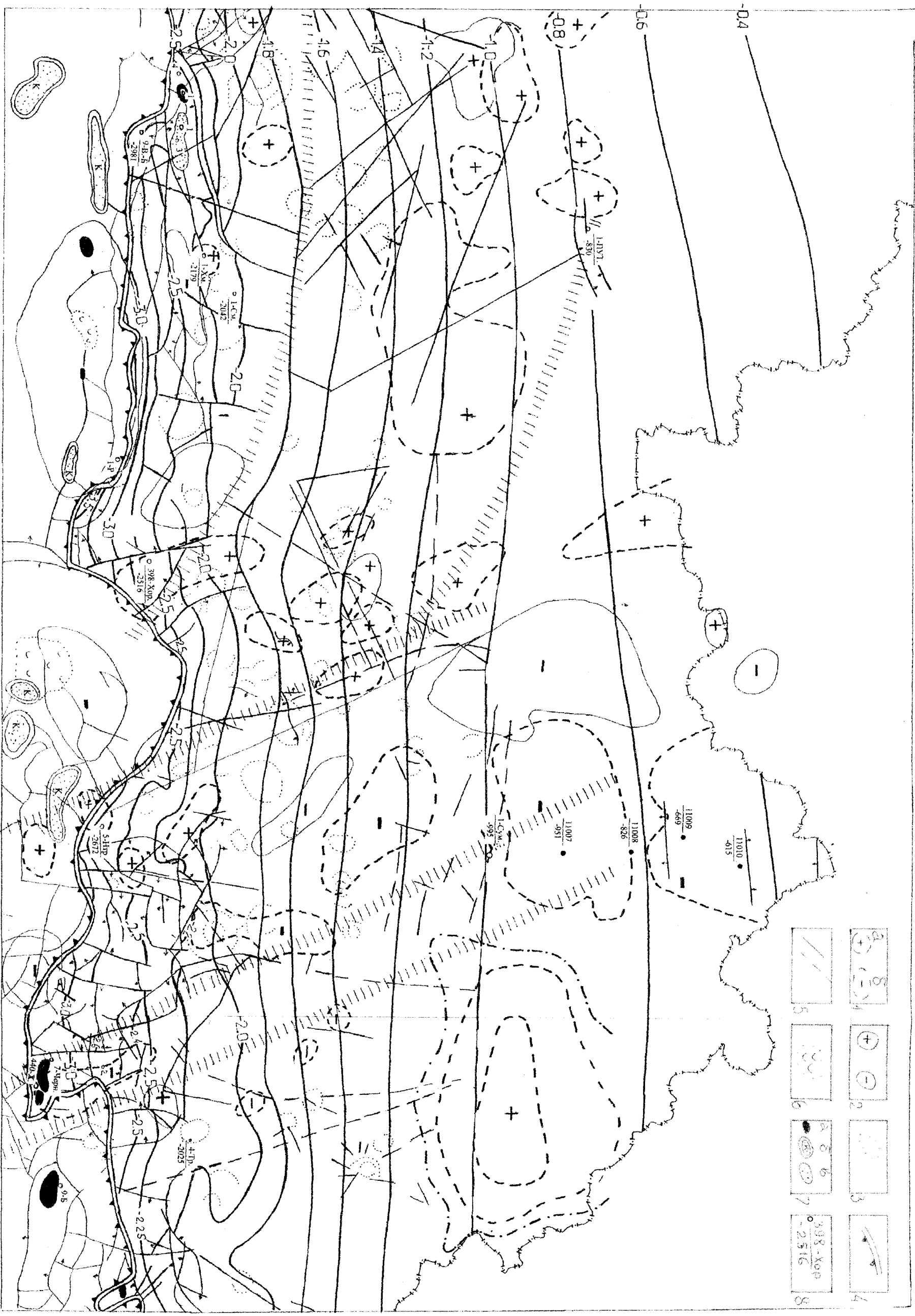


Рис. 2.7. Карта аномалій гравітаційного і магнітного полів Путивльсько-Гросянської площі Північного борту ДДА за В.М. Лисинчуком та ін., 2001, з доповненнями В.Я. Колоса, 2002.

рис. 2.7. Карта аномалій гравітаційного і магнітного полів Путивльсько-Гросянецької площі Північного борту ДДА за В.М. Лисинчуком та ін., 2001 та структурно-тектонічного районування за В.Я. Колосом, 2002.

1 – аномалії гравітаційного поля F (ga): а – позитивні, б – негативні; 2 – магнітні аномалії ΔF_a : а – позитивні, б – негативні; дані дистанційних спостережень: 3 – локальні структури чохла; 4 – регіональні розломи; 5 – локальні розломи; 6 – соляні тіла; 7 – родовища: а – нафтові, б – нафтогазоконденсатні, в – газові; 8 – свердловини глибокого буріння (в чисельнику назва і номер свердловини, в знаменнику – абсолютна відмітка поверхні докембрійського фундаменту).

Дорифтові глибинні (пізньопротерозойські) розломи розчленували ДДР на поперечні блоки (сегменти): Північно-Західний, Центральний і Південно-Східний, в західних частинах яких відокремлюються сідловини, а в східних – западини.

Поздовжні пізньодевонські Барановицько-Астраханський (Північний крайовий), Прип'ятсько-Маницький (Південний крайовий) та ін. розломи формувалися у складі Сарматського щита, який пульсаційно здіймався, і відмежовували ДДР від Північного і Південного бортів (схилів ВКМ і УЩ), утворюючи Північну і Південну прибортові зони, які обмежені внутрішньорифтовими розломопарами та крайовими кидками. Північна зона приосьових виступів обмежена на півдні Північним приосьовим розломом.

На кам'яновугільно-ранньопермському етапі в пульсаційних процесах переважали низхідні рухи. За В.К. Гавришем, межу між ДДР і Донецьким рифтом слід проводити на схід від Шебелинського родовища (по Томаківсько-Куп'янському розлому).

В 1999 р. С.М. Стовба, М.С. Победаш, В.В. Тополюк та ін. побудували схему поверхні підсолевих відкладів девону М I : 500 000 на основі серії сейсмостратиграфічних профілів через ДДА (ДДР). На профілях виділені Північний та Південний борти і Центральний грабен ДДА. В грабені простежені Північна та Південна прибортові зони.

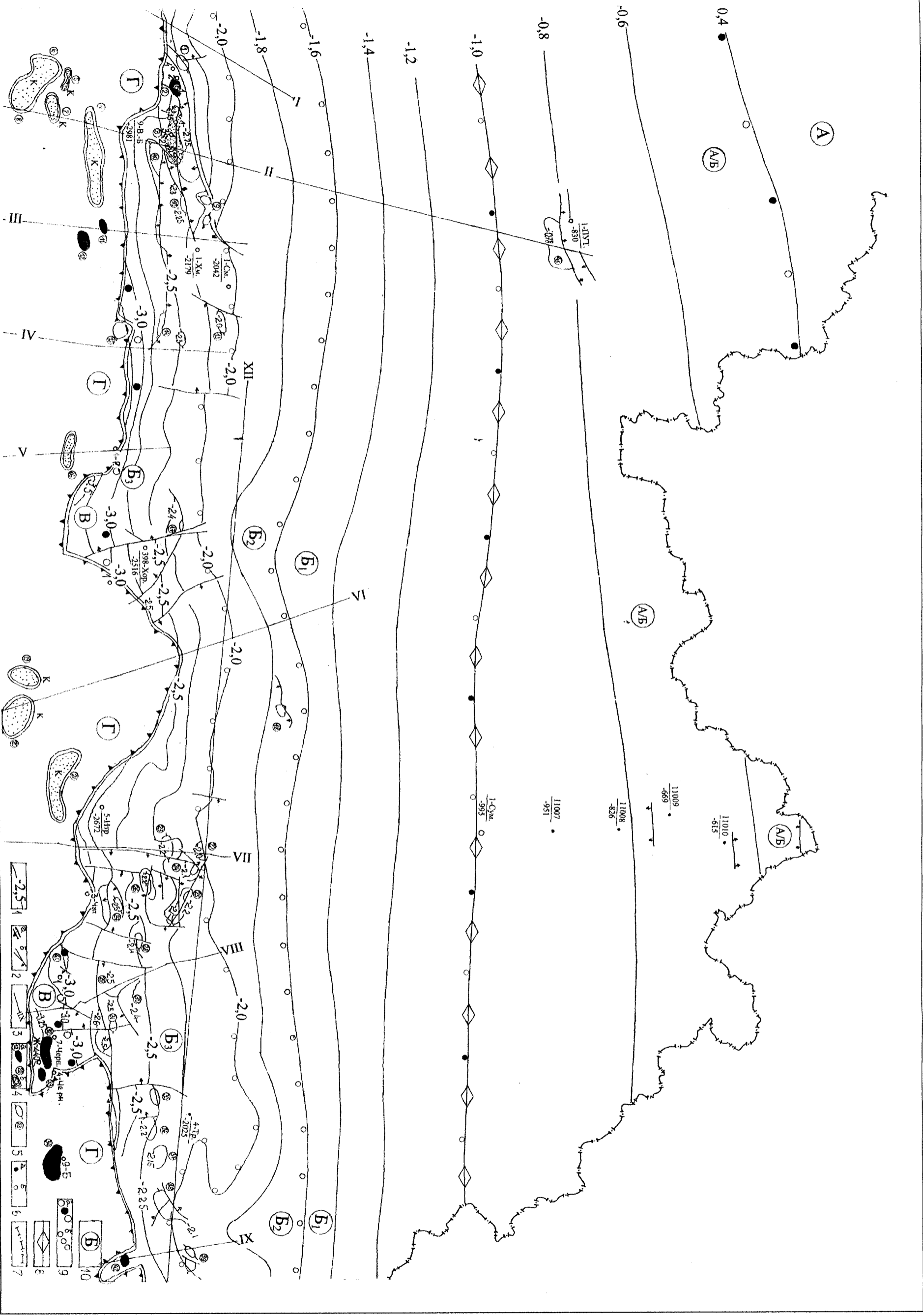


Рис.2.8. Структурно-тектонічна карта Охтирського нафтогазопромислового району.
 Складли В.Я.Колодєс, О.Г.Црюха, М.М.Чайко, В.П.Ключко, В.В.Гладун, 2002 р. (до р-ну Прокопенюк)

рис. 2.8. Структурно-тектонічна карта Охтирського нафтогазопромислового району.
 складали В.Я. Колос, О.Г. Цьоха, М.М. Чайко, В.П. Клочко, В.В. Гладун, 2002 р. (до
 району Прокопенки).

1 – ізогіпси поверхні кристалічного фундаменту, км; порушення: **2** – Північне
 райове Дніпровського грабена ДДА (а), інші (б); **3** – сейсмопрофілі: I – Прилуки -
 Дмитрівка, II – Пирятин - Талалаївка, III – Калайдинці - Хмелів, IV – Березняки -
 Федригайлів, V – Ромодан - Панасівка, VI – Велика Багачка - Синівка, VII – Сагай-
 як - Лебедин, VIII – Зачепилівка - Більськ, IX – Михайлівка - Прокопенки, XII –
 Іватове - Бахмач; **4** – родовища нафтові (а) і газоконденсатні (б). Родовища: Туру-
 тинське (2), Володимирівське (3), Великобубнівське (4), Нинівське (5), Скороходів-
 ське (6), Матлахівське (7), Талалаївське (8), Східно-Рогинцівське (11), Житне (12),
 Південно-Панасівське (16), Куличихинське (19), Тимофіївське (20), Новотроїцьке
 (21), Чернетчинське (32), Хухринське (33), Бугруватівське (34), Прокопенківське
 (42); **5** – об'єкти (структури): Північно-Турутинська (1), Сулимська (9), Касьянівська
 (10), Гринівська (13), Томашівська (14), Вовківцівська (15), Добрининська (17), Ме-
 ширіцька (18), Північна (22), Лебединська (23), Рябушкінська (24), Черемхівська
 (25), Калюжна (26), Жолобківська (27), Вечірня (28), Вахтова (29), Олешківська (30),
 Буднівська (31), Климентівська (35), Тростянецька (36), Рицинська (37), Зимова (38),
 Міжна (39), Бочаренківська (40), Митяївська (41), Путивльська (43); **6** – свердловини:
 а – сумського вугільного профілю (№№ 11007-11010), б – глибокі: 1-Хм. – Хмі-
 лівська, 1-См. – Сміловська, 1-Р. – Рубанська, 398-Хор. – Хорольська, 5-НТР – Но-
 вотроїцька, Ж-442 – Журавненська, 7-Черн. – Чернетчинська, 9-В.-Б. – Великобуб-
 нівська, 1-Сум. – Сумська, 1-Пут. – Путивльська; **7** – державний кордон з Росією; **8** –
 границя (північна) Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області (ДДА); **9** – межі:
 а – зон, б – підзон Північного борту ДДА; **10** – назви зон, підзон (на карті літерами в
 ружках).

Структурно-тектонічне районування Північного борту ДДА:

А – зона склепінневої частини ВКМ (відслонення чи неглибоке залягання по-
 верхні кристалічного фундаменту на південь до ізогіпси мінус 0,4 км);

А/Б – перехідна зона (схил ВКМ на південь до ізогіпси поверхні кристалічного фундаменту мінус 1,0 км), чи зона можливого розповсюдження неантиклінальних часток і малоамплітудних об'єктів Північного борту ДДА між ізогіпсами по поверхні фундаменту мінус 0,4 км та мінус 1,0 км;

Б – зона регіонального розповсюдження малоамплітудних об'єктів (ЗМО), в тому числі неантиклінальних. Встановлена між ізогіпсами мінус 1,0 км - мінус 3 км.

Зона Б поділяється на три підзони:

Б₁ – між ізогіпсами мінус 1,0 - мінус 1,6 км (ЗМО-1);

Б₂ – між ізогіпсами мінус 1,6 - мінус 2,0 км (ЗМО-2);

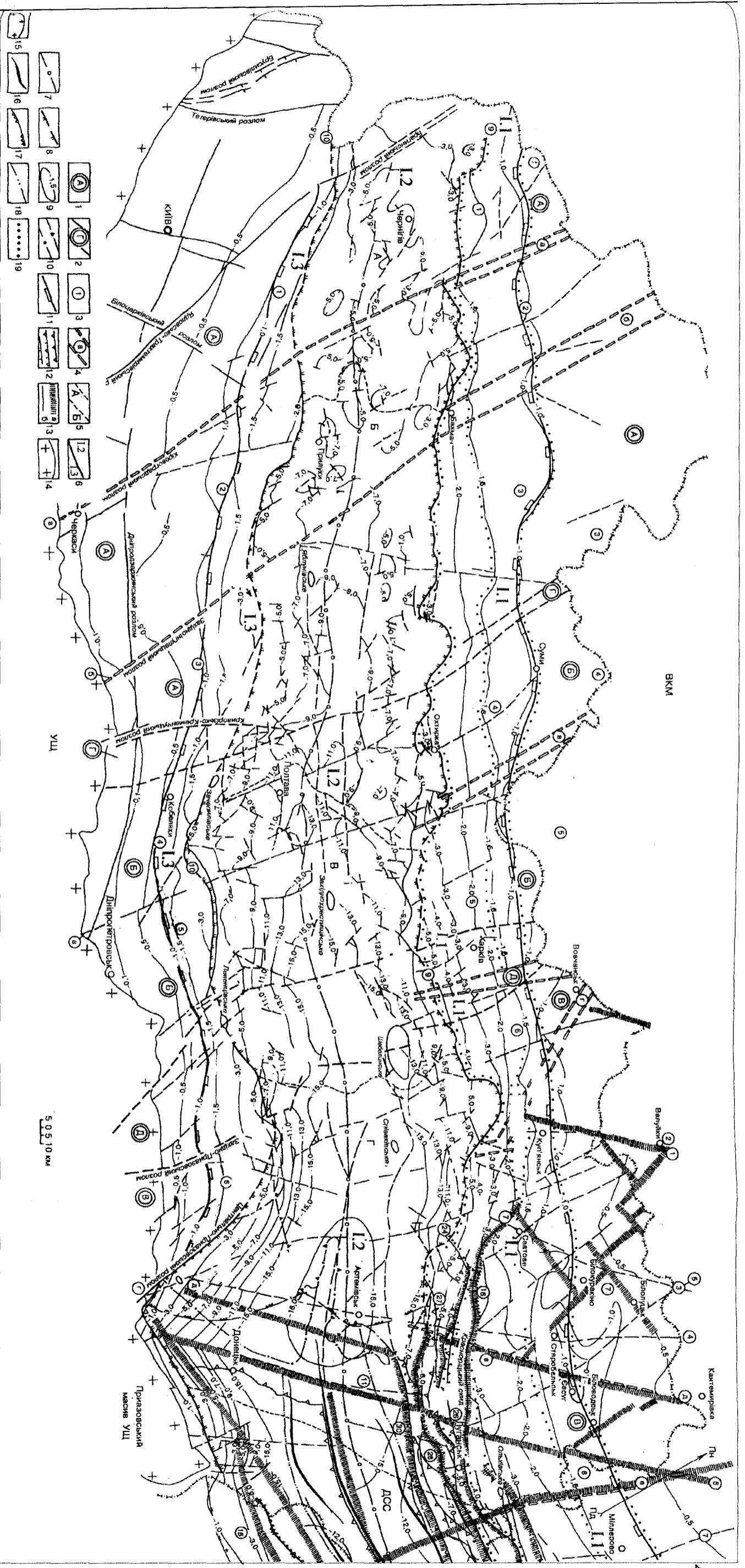
Б₃ – між ізогіпсами мінус 2,0-мінус 3,0 км (ЗМО-3);

В – південна мобільна зона (між ізогіпсою мінус 3,0 км і Північним крайовим порушенням Дніпровського грабену ДДА – на півдні) (МЗ);

Г – Північна прибортова зона Дніпровського грабену ДДА (на південь від Північного крайового порушення).

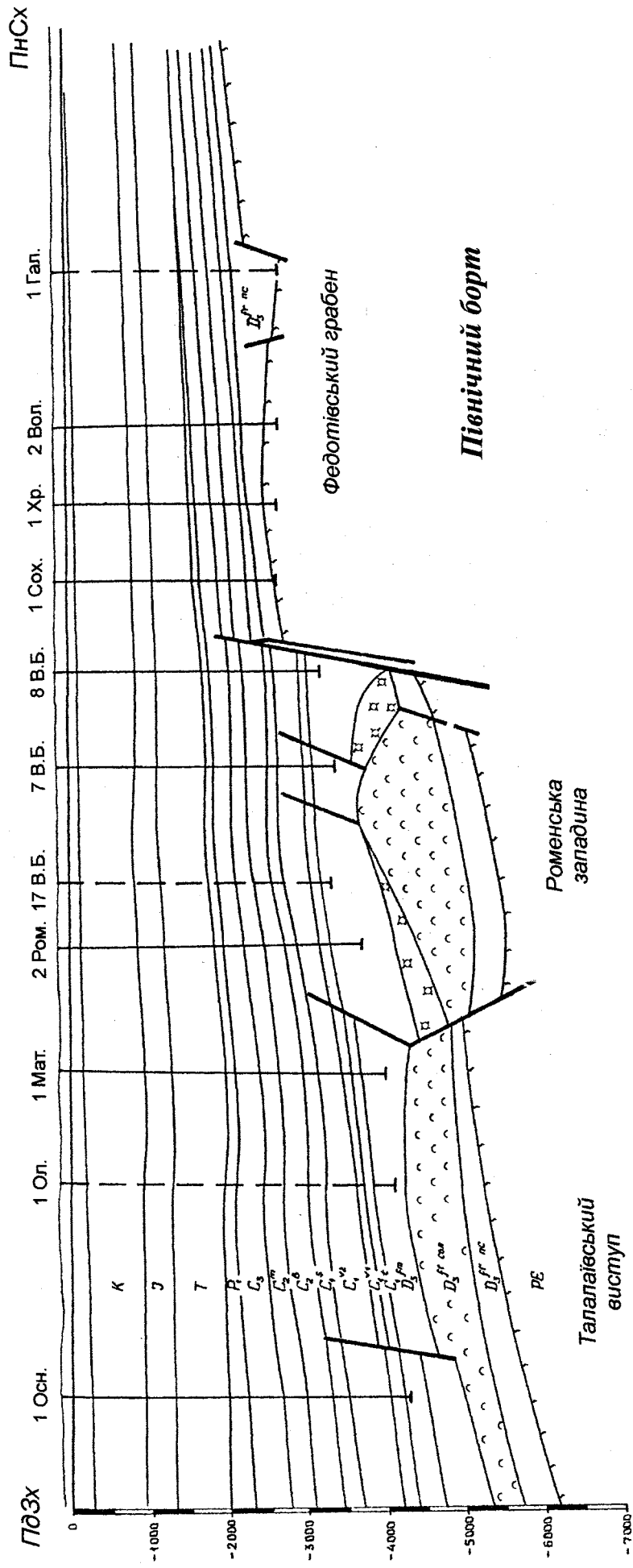
На території ДДА виділена поперечна зональність докембрійського структурного поверху (рис. 2.9., див.рис. 2.6.): Подільсько - Брянський, Дніпровсько – Курський (Курсько-Середньопридніпровський), Приазовсько – Білгородсько - Розсошанський мегаблоки, які розділені Криворізько – Кременчуцько - Крупецькою і Оріхово-Павлоградсько-Харківською міжмегаблоковими шовними зонами. У мегаблоках виділені наступні блоки: Трахтемирівсько-Чернігівський, Кіровоградсько-Менський, Олександрійсько-Конотопський, Кобеляцько-Сумський, Дніпропетровсько-Харківський, Петропавлівсько-Вовчанський, Сватівсько-Троїцький, Розсошанський, Біловодсько-Міллеровський, які розділені міжблоковими розломними зонами.

Територія ОНГПР входить до складу Подільсько-Брянського і Дніпровсько-Курського мегаблоків, які розділені Криворізько-Кременчуцько-Крупецькою міжмегаблоковою шовною розломною зоною, і охоплює Олександрійсько- Конотопський і Кобеляцько-Сумський блоки, обмежені зовні Бахмацькою і Царичансько-Сарієвською міжблоковими розломними зонами.



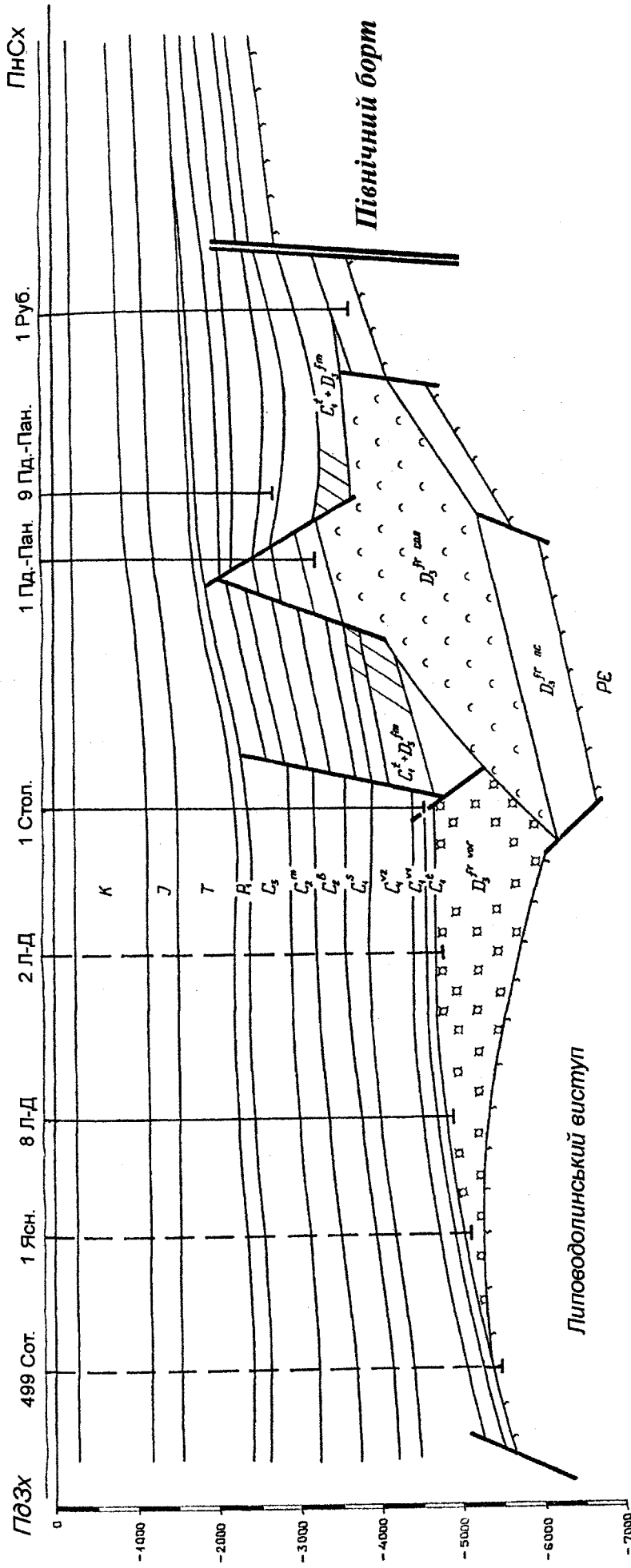
19. Структурно-тектонічна карта докембрійського фундаменту Дніпровсько-Донецького авлакогену. Складено В.Д. Колосом на основі робіт [1, 3, 4, 12, 20, 24, 37, 42, 45, 56, 59, 92, 96, 120, 132, 145, 148, 150, 157, 158, 160, 163, 164, 176, 183]

Уважанням робіт і матеріалів автора по ОНГТР, 2002. Поперечна зональність: 1 - мегаблоки (в подвійних кружках): А - Подільсько-Брянський, Б - Дніпровсько-Курський-Середньоподільський, В - Приазовсько-Білогірсько-Розсошанський; 2 - міжмегаблокові шовні зони (в подвійних кружках): Г - Криворізько-Ленчуцько-Крулецька, Д - Оріхово-Павлоградсько-Харківська; 3 - блоки (в потовпцених кружках): 1 - Трахтемирівсько-Чернігівський, 2 - Кіровоградсько-Менський, Іксандівсько-Конотопський, 4 - Кобеляцько-Сумський, 5 - Дніпропетровсько-Харківський, 6 - Петропавлівсько-Вовчанський, 7 - Сватівсько-Троїцький, 8 - Розсошанський, 9 - Волновасько-Міллерівський; 4 - міжблокові зони (в тонких кружках): а - Херсонсько-Смоленська, б - Бахмалська, в - Царичанська, г - Михайлівсько-Білогірська, д - Волновасько-Міллерівсько-Кантемирівська, е - Міусько-Деркульська. Роль міжблокових зон виконують також міжмегаблокові шовні зони Г і Д (в подвійних кружках); 5 - поперечні тектонічні зони (області) верхньопалеозойського структурного поверху Дніпровсько-Донецького грабена: А - Східний (Чутівсько-Шебелінський) сегмент, Б - Східний (Чугівсько-Шебелінський) сегмент, Г - Східна центрикліналь (північно-західне занурення); Ж - Східна центрикліналь, Б - Західний (Чнянсько-Солохівський) сегмент, В - Східний (Чугівсько-Шебелінський) сегмент, Г - Східна центрикліналь (північно-західне занурення); 6 - Поздовжня зональність ДДА: І.1 - Північний борт, І.2 - Центральний (Дніпровський) грабен, І.3 - Південний борт; 7 - лінія максимальної глибини і товщини відкладів [160]; 8 - крайові розломи Дніпровського грабена ДДА; 9 - ізогіпси поверхні докембрійського кристалічного фундаменту, км; 10 - границі відкритого Донбасу (а - західна [160], б - східна границя Донбасу за С.П. Вальбе, А.М. Муравйовим, М.П. Терешенком, 1986); 11 - границі ДДА; 12 - тектонічні порушення (а - насуви, б - підкиди (насуви), в - скиди); 13 - порушення (а - регіональні, б - локальні); 14 - відслонення УЩ та його Приазовського масиву; 15 - Ростовський виступ УЩ з невеликим за товщиною осадовим чохлам; 16 - лінійна частість ДСС; 17 - границя Східно-Європейської плитформи за Б.П. Кабишевим, В.Б. Соллогубом (нахил трикутників - в бік іншої тектонічної структури) 18 - границі центральної часті ДСС (зони крупних лінійних складок); 19 - границі структурно-тектонічних зон (СТЗ) субобласті Північного борту ДДА і Північного Донбасу.



**Північна прибортова зона
Дніпровського грабена**

Рис.2.10. Фрагмент регіонального сейсмографічного профіля Пирятин-Талалаївка за В.В. Березницьким, Є.Н. Сиранчуком з доповненнями В.Я. Колоса, 2002. Девонські відклади: 1 - солоносні; 2 - ефузивні; 3 - підсолнові; 4 - утворення докембрійського кристалічного фундаменту
 Сverdlovini: Оsn. - Основська, Ол. - Олавська, Мат. - Матлахівська, Ром. - Ромашівська, В.Б. - Великобубнівська, Сох. - Соханівська, Хр. - Хрещатинська, Вол. - Володимирівська, Гал. - Галкінська



**Північна прибортова зона
Дніпровського грабена**
Роменська западина

Рис.2.11. Фрагмент регіонального сейсмостратиграфічного профіля Ромодан-Панасівка за В.В. Березницьким, Є.Н. Сиранчуком з доповненнями В.Я. Колоса, 2002.
Свердловини: Сот. - Сотниківська, Ясн. - Яснопольщинська, Л-Д - Липоводолінські, Стол. - Столярівська, Пд.-Пан. - Південно-Панасівські, Руб. - Рубанівська
Умовні див. Рис. 2.10., 2.12.

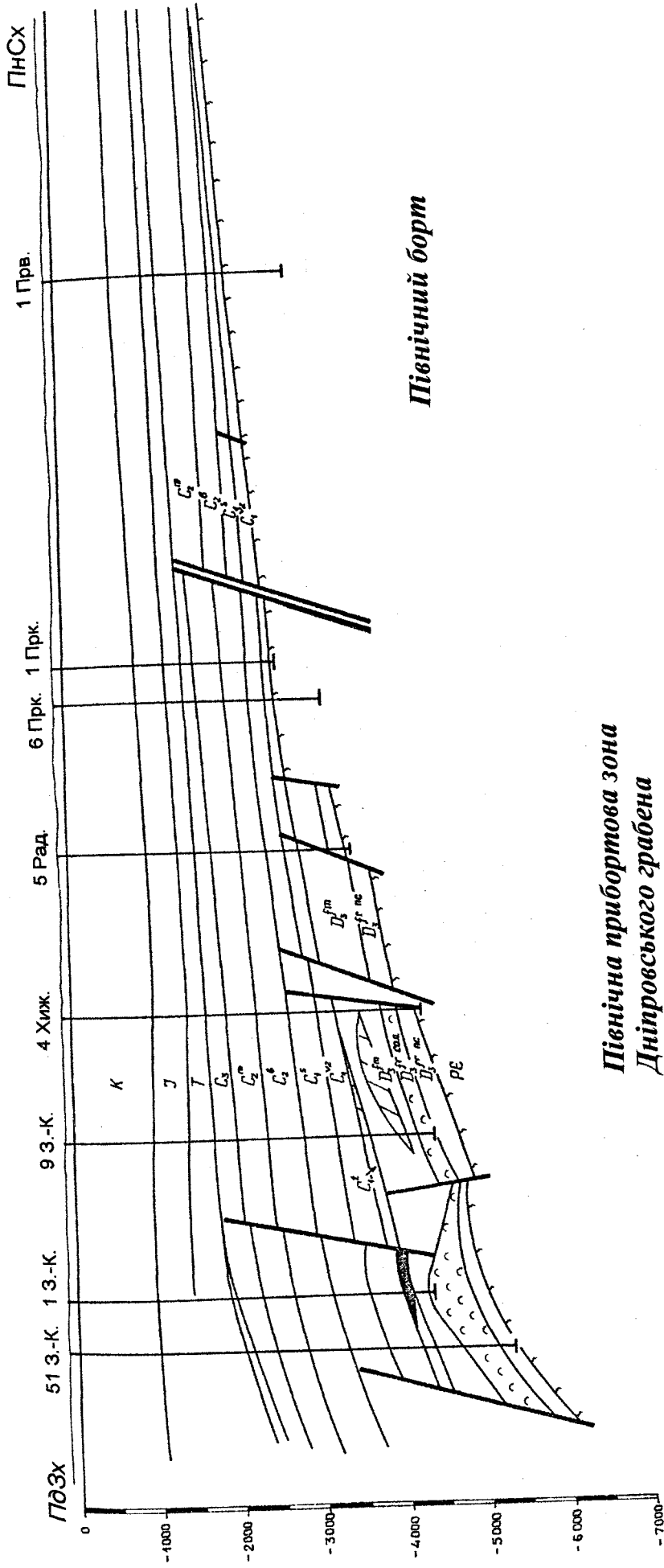


Рис.2.12. Фрагмент регіонального сейсмографічного профіля Михайлівка-Прокопенки за В.В. Березницьким, С.Н.Сиранчуком з доповненнями В.Я. Колоса, 2002
 1 - нафтовий поклад, 2 - прогнозні складнопобудовані неантиклінальні пастки ВВ (інші умовні див. рис 2.10).
 Сverdlovini: 3-К. - Західно-Козівські, Хиж. - Хижняківська, Рад. - Радянська, Прк. - Прокопенківські, Прв. - Правдинська

По меридіану, який проходить через середину прибортової Синівської западини Дніпровського грабена (Криворізько-Кременчуцько-Крупецька міжмегаблокова ювна зона), ОНГПР розділяється на Роменську і Охтирську ділянки.

Рельєф фундаменту бортової і прибортової частин ОНГПР суттєво відрізняється. В межах ПнБ поверхня фундаменту плавно занурюється в сторону грабену, кути падіння становлять 1-3°, збільшуючись поблизу регіонального порушення до 5° і більше. Для ПнБ характерна відносно слабка дислокованість осадового чохла, розвиток переважно структур облягання невеликих розмірів.

Характерною особливістю розрізу осадового чохла ПнБ є повна відсутність еовонських, турнейських, нижньовізейських відкладів, нижньопермсько-верхньокам'яновугільних, а також значне скорочення товщин всіх стратиграфічних комплексів.

На ПнБ сейсморозвідувальними роботами МСГТ виявлено ряд структур, які мають штампову природу. Вони, як правило, утворюють валоподібні ланцюжки малоамплітудних складок, більшість з яких приурочена до протяжних малоамплітудних розломів північно-західної орієнтації. Серед них можна виділити Хухринсько-Ірнетчинську, Митяївсько-Доброславівську, Жолобківсько-Буднівську, Лебединсько-Довженківську, Бочаренківсько-Солодухинську та ін. структурно-тектонічні зони. Характерною їх особливістю є наявність незгідного скиду, яким ускладнені чітко виражені північні схили підняття. Поперечна зональність на ПнБ, як і в цілому в ДДЗ, виражена менш чітко.

Північне крайове порушення, яке відділяє борт від прибортової зони ДДЗ, в межах ОНГПР за даними сейсморобіт КМЗХ, МСГТ, граві- і магніторозвідки трасується неоднозначно. Особливо це стосується Охтирської ділянки ОНГПР між Хухринським (Буднівським) і Богодухівським виступами фундаменту, де ПнБ зчленовується з Охтирською депресією. Поверхня кристалічного фундаменту тут полого занурюється в південно-західному напрямку, а западина має форму амфітеатру завдяки системі поздовжніх порушень, які формують ряд лінійно-витагнутих сходин: Курявсько-Куп'євахівську, Хижняківсько-Стрілецьку, Бугруватівсько-Козіївську, які різняться за глибинами залягання покрівлі фундаменту, повнотою розрізу осадового

чохла і його фаціальною мінливістю, товщинами надсольових девонських і нижньо-кам'яновугільних відкладів. Крім поздовжніх, Охтирська депресійна зона розбита системою поперечних різноспрямованих порушень, завдяки чому набуває клавішеподібної структури.

На Роменській ділянці в прибортовій зоні поблизу крайового порушення виділяються Плужниківський, Миколаївський, Берестівський виступи з глибинами залягання фундаменту 3,5 – 5,5 км, які Роменською та Синівською западинами відокремлюються від Талалаївсько-Липоводолинської поздовжньої припіднятої зони, складеної Талалаївським і Анастасіївсько-Липоводолинським виступами фундаменту з глибинами його залягання 5,5-6,0 км (рис. 2.13.).

Талалаївсько-Липоводолинська антиклінальна (крайових виступів фундаменту) зона розділяє зону прибортових западин та центральну найбільш занурену частину грабену.

На Охтирській ділянці такого розчленування не існує.

Протягом останніх двох десятиріч років особливу увагу привернув до себе ПнБ завдяки відкриттям родовищ ВВ як в осадовому чохла, так і породах фундаменту [1, 2, 24, 28, 34, 35, 37, 56, 60, 83, 92, 98, 107, 134, 157] (див. дод. Є, І), що знайшло відображення у “Комплексній програмі вивчення перспектив нафтогазоносності кристалічного фундаменту Північного борту ДДЗ (1989-1995 рр.)” (1988), [110, 123]. Відкриття в породах фундаменту в 1985 р. Хухринського, а в 1987 р. Юліївського родовищ ВВ було підкріплено відкриттям покладів нафти і газу на Чернетчинській, Скворцівській, Огульцівській, Коробочкинській, Гашинівській площах. Разом з цим на ПнБ було відкрито ряд родовищ нафти і газу в осадовому комплексі, що підтвердило дієвість комплексування досліджень осадового чохла і фундаменту [52, 92, 95, 98, 120, 152, 157].

В 2002-2003 рр. на Південному борту ДДЗ свердловиною № 5 Ульяновської площі, яка знаходиться на межі між Південним бортом і Південною прибортовою зоною Дніпровського грабена, відкрито вперше в цьому регіоні ДДЗ поклад ВВ в кристалічних породах фундаменту.

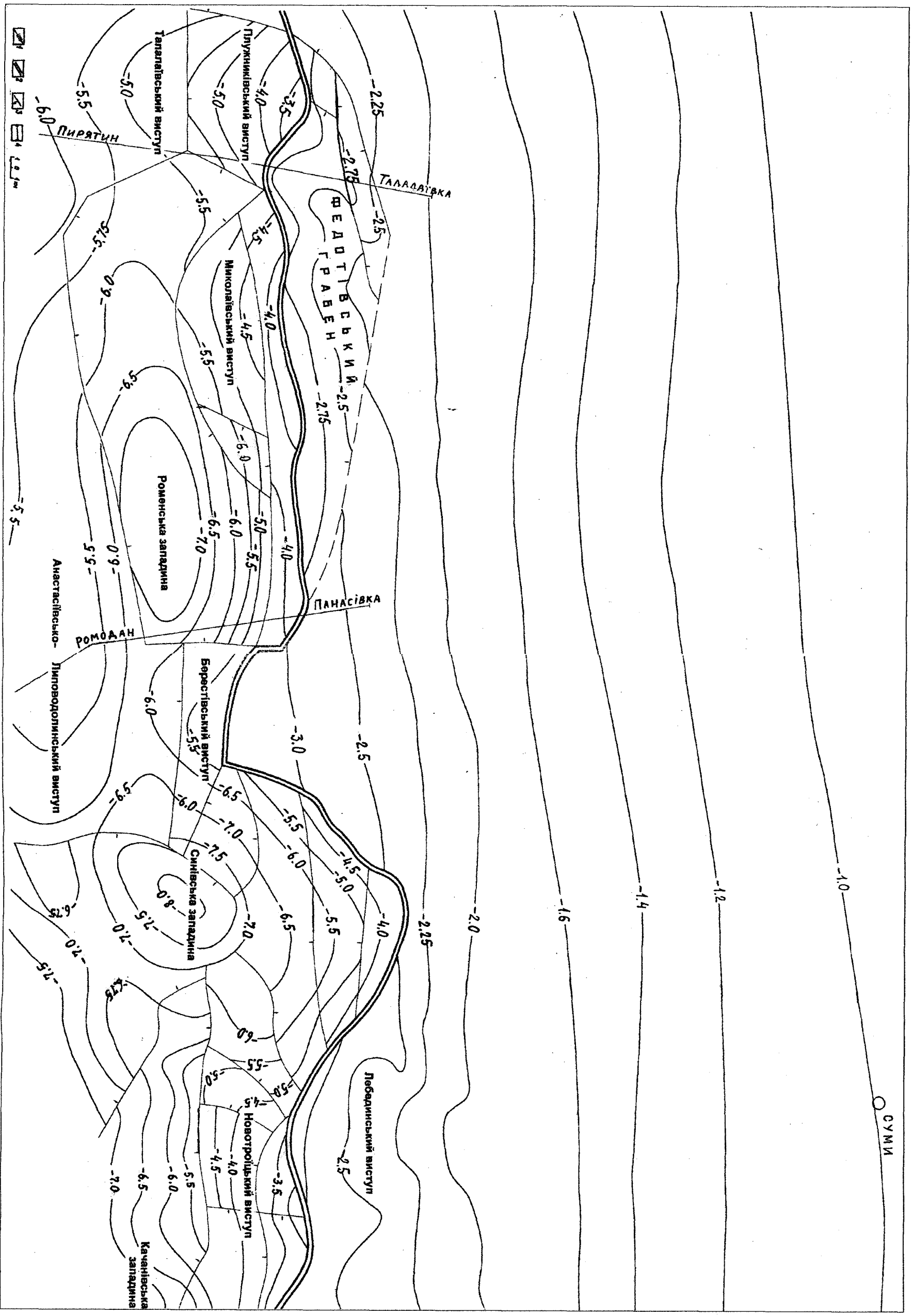
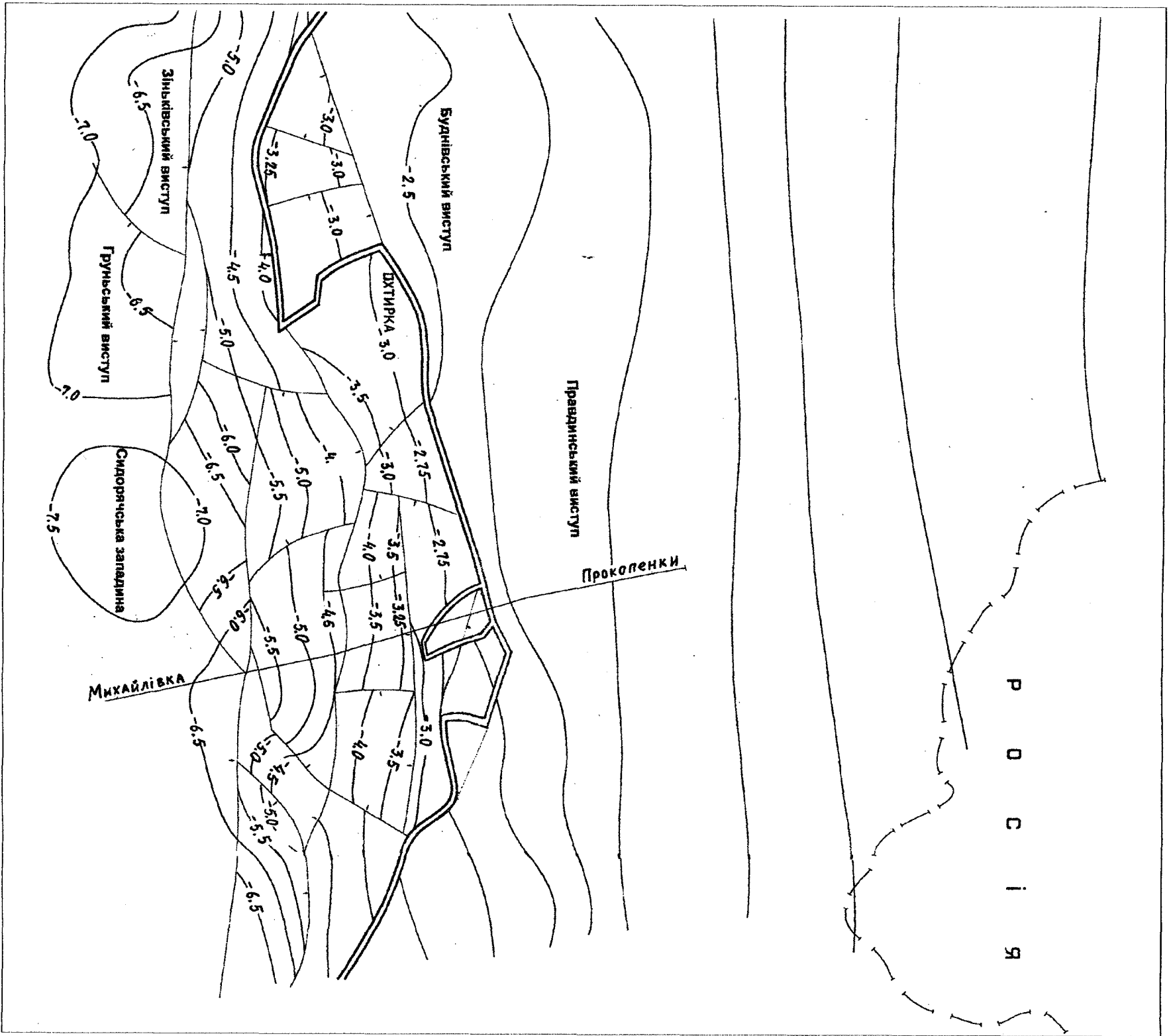


Рис.2.13. Структурна карта поверхні фундаменту ОНГПР за В.Я. Колосом, 2002, масштаб 1: 100 000



Продовження рис. 2.13.

Північна межа ДДА (і, відповідно, ДДНГО) прийнята здобувачем по ізогіпсі

поверхні фундаменту мінус 1000 м, що обґрунтовується:

- різкою зміною градієнту занурення поверхні фундаменту;
- співпаданням ізогіпси поверхні фундаменту мінус 1000 м з межею між кар-

бонатною товщею $C_2 - C_1$ на півночі і теригенною, розвинутою південніше;

- наявністю вод хлоркальцієвого типу на глибинах 700-2000 м у відкладах ві-

ейського і серпуховського ярусів та переважно метановим складом водорозчинених газів;

- відкриттям родовищ ВВ на глибинах менше 1000 м у межах Північного бор-

у на території Росії.

Від північної межі ДДА по ізогіпсі поверхні фундаменту мінус 1000 м до зони

Північного крайового порушення Дніпровського грабена простежуються наступні структурно-тектонічні зони (СТЗ) північно-західного простягання, обмежені і складнені як поздовжніми, так і поперечними порушеннями (див.рис. 2.8., 4.14.):

- *зона малоамплітудних антиклінальних* і складнобудованих неантикліна-

льних об'єктів (ЗМО) в осадовому чохла і нетрадиційних – у верхній частині порід фундаменту (кори вивітрювання і зони розущільнень у товщі щільних кристалічних порід), розташована між ізогіпсами поверхні фундаменту мінус 1000 м і мінус 3000

- *мобільна зона (МЗ)* з смугами різних об'єктів, ускладнених численними по-

рушеннями, в тому числі неузгодженими скидами, простежена спорадично (на Крижарській та Хухринській площах), і розташована між ізогіпсою мінус 3000 м і зоною Північного крайового порушення.

Перша СТЗ може бути поділена з півночі на південь на три підзони, які обме-

жені ізогіпсами поверхні фундаменту:

- перша підзона (ЗМО - 1) – ізогіпсами мінус 1000 і мінус 1600 м;
- друга підзона (ЗМО - 2) – ізогіпсами мінус 1600 і мінус 2000 м;
- третя підзона (ЗМО - 3) – ізогіпсами мінус 2000 і мінус 3000 м.

Друга СТЗ (МЗ) з'являється спорадично на території ОНГПР на Путивльсько-

обринівському і Тростянецькому виступах між ізогіпсою поверхні фундаменту мі-

3000 м і Північним крайовим порушенням. Далі на південний схід південна мобільна зона стає безперервною, простягаючись у межі Росії, змінюючи простягання з північно-західного на субширотне у Північному Донбасі.

Карта структурно-тектонічного районування, на якій відображені особливості геологічної будови району, слугує підґрунтям для карти нафтогазогеологічного районування та розробки напрямків подальших ГРР.

На ПнБ ДДА [92] аналіз розповсюдження і характеристика осадових комплексів свідчать про їх зв'язок з розломно-блоковою тектонікою, максимальні прояви якої відбулися під час накопичення серпуховських і башкирських порід. З пізньовізейського часу і до палеогену включно осадконакопичення супроводжувалося загальним пониженням території борту і значним проявом локального тектогенезу.

Геологічна будова району досліджень виключно сприятлива для формування складнопобудованих пасток неантиклінального типу. Так, у грабені на фоні моноклінального схилу північної прибортової зони розвинута система зонально поширених додатніх антиклінальних структур – валів і малих валів, приурочених головним чином до виступів кристалічного фундаменту, а також від'ємних - малих депресій. Формування ряду локальних антиклінальних структур відбувалося завдяки соляному тектогенезу. Таке розмаїття структурних форм не могло не позначитися на процесах осадконакопичення.

Верхньовізейські відклади мають переважно морське походження. Ці осадки формувалися в умовах підвищеної фаціальної мінливості з широким поширенням відкладів мілководного шельфу, заток, авандельт і дельт. На характер розповсюдження відкладів окремих горизонтів вплинули внутрішньоформаційні розмиви.

Осадки нижньовізейських відкладів є більш глибоководними утвореннями. Карбонатні породи, що входять до їх складу, досить впевнено простежуються на значні відстані (горизонти В-24, В-25). Основним фактором, що вплинув на характер розповсюдження цих відкладів, став розмив, що відбувся на межі верхнього і нижнього візе.

Турнейські відклади є більш континентальними, а в межах западин мінюються мілководними утвореннями. Вони характеризуються більшими товщи-

ами, наявністю значної кількості пластів-колекторів з хорошими колекторськими характеристиками і різкою мінливістю товщин по площі.

Загалом у нижньокам'яновугільний час седиментація продуктивних горизонтів відбувалася, головним чином, у мілководно-морських і прибережних умовах, і характер поширення колекторів багато в чому залежав від палеогеоморфології дна басейну.

Пастки у таких умовах, окрім добре виражених антиклінальних, формувалися на моноклінальних схилах як усієї прибортової зони, так і валоподібних підняттях і глибоких малих депресій у її межах, причому такі пастки могли бути і зональними, локальними.

ПнБ побудований менш складно, ніж ПнПЗ - тут суттєво зменшується товщина осадового чохла, відсутні деякі стратиграфічні комплекси, прояви соляної тектоніки, крупні антиклінальні вали. Проте з точки зору формування неантиклінальних пасток борт видається перспективним. По-перше, у його межах більш контрастно проявилася розломно-блокова тектоніка кристалічного фундаменту, а по-друге, на фоні мілкого моря і прибережних умов відбувалося періодичне зміщення берегової лінії палеобасейну, яка контролює зональне поширення пасток ВВ.

Розломно-блокова тектоніка фундаменту і нижньої частини осадового чохла відіграла визначальну роль в історії геотектонічного розвитку і формуванні тектонічно-екранованих пасток в осадовому чохлі та нетрадиційних об'єктів - у фундаменті.

Підсумовуючи дослідження розділу, можна зробити наступні висновки:

- встановлено, що особливості геологічної будови території ОНГПР зумовлені приуроченістю до різнорідних тектонічних елементів як з півночі на південь (по довжних - Північний борт і Північна прибортова зона), так і з північного заходу на південний схід (поперечних - Роменська та Охтирська ділянки);

- визначені стратиграфічні комплекси Північного борту і Північної прибортової зони;

- проведено структурно-тектонічне районування території ОНГПР, визначена і ґрунтована північна межа ДДА (і, відповідно, ДДНГО) по ізогіпсі поверхні фун-

даменту –1000 м, а також структурно-тектонічні зони і підзони концентрації нафтогазоносних, нафтогазоперспективних та прогнозно-перспективних об'єктів;

- відтворена розломно-блокова тектоніка фундаменту і нижньої частини осадового чохла, визначена її роль в історії геотектонічного розвитку і у формуванні нафтогазоперспективних і прогнозно-перспективних складнобудованих об'єктів, пов'язаних з тектонічно-екранованими пастками та нетрадиційними об'єктами у фундаменті;

- виявлені різноманітні типи пасток ВВ і визначені умови формування літологічних, літолого-стратиграфічних і комбінованих пасток.

З наведеного вище впливає перше наукове положення, що представлено до ризику у такому формулюванні:

"Наявність широкого спектру пасток антиклінального і неантиклінального літолого-стратиграфічних, тектонічно-екранованих, комбінованих, нетрадиційних (що) типів обумовлена особливостями геологічної будови Охтирського нафтогазопромислового району."

РОЗДІЛ 3

НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ТА НАФТОГАЗОГЕОЛОГІЧНЕ РАЙОНУВАННЯ

Охтирський нафтогазопромисловий район (ОНГПР) на сьогоднішній день є основним нафтовидобувним районом України, який забезпечує більше половини видобутку нафти в державі. Він охоплює Талалаївсько-Рибальський НГР (практично весь) і частину НГР Північного борту Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області.

В тектонічному плані він приурочений частково до ПнПЗ Дніпровського грабену на півдні і ПнБ ДДА - на півночі, з межею між ними по Північному крайовому порушенню.

Визначенню напрямків подальших ГРР на нафту і газ, а також вирішенню проблеми стабілізації та збільшення видобутку ВВ присвячені роботи багатьох фахівців, в тому числі дисертанта. По ДДНГО (з розглядом окремих питань по ОНГПР) - це [3, 4, 6, 12, 17, 19, 20, 24, 37, 40-42, 44, 46, 75, 93, 96, 98, 113, 132, 136, 140, 148, 149, 151, 160, 163, 164, 166], по ОНГПР [2, 16, 18, 22, 23, 28, 39, 43, 50, 52, 59, 88, 92, 102, 106, 107, 110, 111, 117, 123, 124, 128, 134, 138, 142], по ОНГПР за частю дисертанта [1, 31-36, 52-58, 60, 85, 86, 95, 98, 109, 118, 120, 121, 133, 145, 146, 152, 155, 157, 158, 168, 170, 171, 185].

3.1. Нафтогазоносність

В ОНГПР сконцентровано 38 родовищ ВВ з 185 покладами (168 - в нижньому карбоні, 5 - в девоні, 1 - в породах фундаменту, 11 - у відкладах верхнього і середнього карбону, нижньої пермі, тріасу та юри (рис. 3.1.). В таблиці 3.1. приведені дані про усіх родовищах ОНГПР (фазовий стан, кількість продуктивних горизонтів, тип частки та ін.).

Найбільша частка родовищ ВВ в ОНГПР припадає на вали (53%), значно менша (24%) – на 8 малих валів, 23% родовищ розміщені на території району робіт родинко. Валам і малим валам притаманна властивість концентрувати більш зна-

Епохи	Кайнозойська		Мезозойська		Палеозойська		Сайги Донбасу	Мікрофауністичний горизонт	Літологія	Максимальна товщина, м	Основні флюїдоопори, поклади БВ	Продуктивні горизонти	Відбиті горизонти												
	Ера	Система	Відділ	Ярус	Період	Система								Система	Система										
Кайнозойська	Четвертинна - плейстоцена	Палеогенова	Олігоцен							до 100															
			Еоцен-палеоцен								до 400														
Мезозойська	Крейдова	Верхній								до 800															
			Нижній							до 160															
	Юрська	Верхній							до 800																
		Середній																							
		Нижній																							
	Триасова	Верхній								до 200															
Середній									до 200																
Нижній									до 600																
Пермська	Нижній	Сакмарський							до 700				IVa												
			Асельський						до 800				IVb												
Палеозойська	Кам'яновугільна	Верхній	Гжельський	С ₂						до 1500				IVr ₁											
					Касимівський	С ₂						до 1200			A-1 - A-5	IVr ₂									
							С ₂						до 1200			A-6 - A-8	IVr ₃								
	Середній	Московський	С ₁	С ₁						до 2000			Г-1 - Г-6	Va											
					С ₁						до 2000			Г-7 - Г-13	Vb ₁										
					С ₁						до 2000			К-1 - К-8	Vb ₂										
	Нижній	Серпуховський	С ₁	С ₁						до 2000			М-1 - М-8	Vb ₃											
					С ₁						до 2000			Б-1 - Б-8	Vb ₄										
					С ₁						до 2000			Б-9 - Б-14	Vb ₅										
		Візейський	Верхній	С ₂	С ₂						до 3000			С-1 - С-9	Vb ₆										
						С ₂						до 3000			С-10 - С-22	Vb ₇									
						С ₂						до 3000			В-14 - В-23	Vb ₈									
		Турнейський	Нижній	С ₂	С ₂						до 1000			В-24 - В-27	Vb ₉										
						С ₂						до 1000			Т-1 - Т-5	Vb ₁₀									
						С ₂						до 1000			Т-1 - Т-5	Vb ₁₁									
Девонська	Верхній	Фаменський	Верхній	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	до 4000			D-1 - D-3												
														Нижній	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	до 4400			D-4 - D-9
Середній	Живетський	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	до 100			VI ₂												
														С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	до 200			VI ₃
Докембрій												PC ₁	VII												
																									PC ₂

Рис.3.1. Зведений розріз ДДНГО за О.Ю. Лукіним, 1995
з доповненнями В.Я. Колоса, 2002

Родовища і поклади північної прибортової і бортової зон ДДЗ в межах ОНГІР

№ п/п	№ на рис. 3.8.	№ на рис. 3.11., 3.13., 3.15., 3.16., 3.17.	Назва родовища	НГР	Вік, фазовий стан, індекс покладу			Тип пастки
					4	5	6	
1	21	1	Анастасієвське - НГК	3	С _{1S2}	н	С-4	Пласт. склепінна
					С _{1V2}	н	В - 15в	Пласт. склепінна
					"-	н	В-15н	Пласт. склепінна
					"-	н	В-19а, В-19б	Пласт. склепінна літ. обм.
					"-	н+г+к	В-19б	Пласт. склепінна літ. обм.
					"-	н+г+к	В-19в	Пласт. склепінна літ. обм.
					"-	н	В-20	Пласт. склепінна літ. обм.
					"-	н	В-21	Пласт. літ. обмежена на перикліналі
					С _{1V1}	г+к	В-26	Пласт. склепінна літ. обм.
2	15	2	Артюхівське - НГК	Т-Р	С _{1V2}	н	В-15	Пласт. склепінна
					"-	н	В-18	Пласт. склепінна тект. екр.
					"-	г+к	В-19/1, В-19/2, В-19а, В-20	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
					С _{1V1}	г+к	В -26	Пласт. склепінна тект. екр.
3	39	3	Бугруватівське - Н	Т-Р	С _{1V2}	н	В -14	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
					"-	н	В -16	Пласт. склепінна тект. екр.
					"-	н	В -17	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
					"-	н	В-18	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
					"-	н	В -20, В-21	Пласт. тект. екр., літ. обм. (на крилах структури)
					"-	н	В -22	Пласт. склепінна тект. екр.
					С _{1t}	н	Т-1	Пласт. склепінна. тект. екр.
					D ₃	н	Д-9	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.

1		2		3	4	5	6	7
4	11	5	Великобубнівське - НГК	Т-Р	Рогинцівське склепіння			
					С _{1S2}	н	С-9	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
					С _{1V2}	Г+К	В-15	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
					-"	Г+К	В-16	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
					-"	н+Г+К	В-17	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
					Макіївське склепіння			
					С _{1S2}	н	С-9	Пласт. склепінна
					С _{1V2}	н	В-19	Пласт. склепінна
					Великобубнівське скл.			
					С _{1V2}	Г+К	В-15	Пласт. склепінна тект. екр.
					-"	Г+К	В-16	Пласт. склепінна тект. екр.
					-"	Г+К	В-17	Пласт. склепінна
					-"	Г+К	В-18н	Пласт. склепінна
					-"	Г+К	В-19	Пласт. склепінна
					-"	Г+К	В-20	Пласт. склепінна
					Бабчинське скл.			
					С _{1V2}	Г+К	В-15	Пласт. склепінна
					-"	Г+К	В-16	Пласт. склепінна
					-"	Г+К	В-17	Пласт. склепінна
					-"	Г+К	В-19	Пласт. склепінна
					-"	н	В-20	Пласт. склепінна
5	2	6	Володимирівське - ГК	О**	С _{1V2}	Г+К	В-18н	Пласт. склепінна
6	17	8	Житне - Н	Т-Р	С _{1V2}	н	В-17	Пласт. склепінна тект. екр.
7	32	9	Загорянське - ГК	Т-Р	С _{1V2}	Г	В-15	Мас. - пласт. склепінна тект., екр.
					-"	Г	В-16	Мас. - пласт. склепінна тект., екр.
					-"	Г	В-17	Мас. - пласт. склепінна тект., екр.

1	2	3	4	5	6	7		
8	40	10	Зах. - Козіівське - Н	Т-Р	С1V2	Г	В-19	Мас. - пласт. склепінна. тект., екр.
					С1V2 - С1V1	Г+К	В - 23 - 25	Мас. - пласт. склепінна. тект., екр.
					С1t	Г	Т-1	Мас. - пласт. склепінна. тект., екр.
					-"	Г	Т-2	Мас. - пласт. склепінна. тект., екр.
					С1V2	н	В-18	Пласт. тект. екр. у тект. блоці (на схилі криптодіапірової стр-ри)
					-"	н	В-21	Пласт. тект. екр. у тект. блоці (на схилі криптодіапірової стр-ри)
					-"	н	В - 22 - 23	Пласт. тект. екр. у тект. блоці (на схилі криптодіапірової стр-ри)
					С1t	н	Т-1	Пласт. тект. екр. у тект. блоці (на схилі криптодіапірової стр-ри)
					D3fm	н	Д-7	Пласт. тект. екр., літ. обм.
					-"	н	Д-8в	Пласт. тект. екр., літ. обм.
9	43	11	Качалівське - НГК	Т-Р	С1V2	н+Г+К	В - 21 - 22	Пласт. склепінна тект. екр.
					-"	Г	В-23	Пласт. склепінна тект. екр.
					С1t	н	Т-2	Пласт. склепінна тект. екр.
					-"	Г	Т-3	Пласт. склепінна тект. екр.
10	30	12	Качанівське - НГК	Т-Р	Т20-Р1а	н+Г+К	Тпк+п, П-1в, П-2в, П-2н, П-3	Мас. - пласт. склепінна
					Р1а	Г+К	П-3	Пласт. склепінна тект. екр.
					С3	н	К-2, К-3	Пласт. склепінна тект. екр.
					-"	н	К-4н	Мас. - пласт. склепінна тект. екр.
					С2	н+Г+К	К-6, К-7, К-8	Пласт. склепінна тект. екр.
					-"	Г+К	К-9, К-10, К-12	Пласт. склепінна тект. екр.
					С1S2- С1V2	н	С-9, В-12-19н	Пласт. склепінна тект. екр.
					-"	Г+К	С-8, В-12-В-21	Пласт. склепінна тект. екр.
					-"	Г+К	С-9, В-14-17	Пласт. склепінна тект. екр.
					С1t	н	Т - 1	Мас. - пласт. склепінна
11	41	13	Козіівське - Н	Т-Р	С1V2	н	В - 14	Пласт. склепінна тект. екр.
					-"	н	В - 15	Пласт. склепінна тект. екр.
					-"	н	В-16	Пласт. склепінна тект. екр.

1	2	3	4	5	6	7
			C1V2	н	В-17в	Пласт. склепінна тект. екр.
			"-	н	В-18	Пласт. склепінна тект. екр.
			"-	н	В-21	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
			"-	н	В-22-23	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
			C1t	н	Т-1	Мас. - пласт. склепінна
			D3fm	н	Д-8в	Мас. - пласт. склепінна
12	14	Коржівське - НГК	C1V2	н	В-18	Пласт. склепінна тект. екр.
			"-	н	В-19в, В-19н	Пласт. склепінна літ. обм.
			"-	г+к	В-20	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
			C1V1	г+к	В-26	Мас. - пласт. склепінна
13	37	Краснозаярське - НГК	C1V2	н	В-17в	Пласт. тект.екр. на стр. носі
			"-	н	В-17н	Пласт. тект.екр. на стр. носі
			"-	н	В-22-23	Пласт. тект.екр. на стр. носі
			C1V1	г+к	В-25б	Пласт. тект.екр. на стр. носі
			"-	г+к	В-26	Пласт. тект.екр. на стр. носі
			C1t	г+к	Т-1а	Пласт. тект.екр. на стр. носі
			"-	г+к	Т-1б	Пласт. тект.екр. на стр. носі
			"-	г	Т-2а	Пласт. тект.екр. на стр. носі
			"-	г	Т-2б	Пласт. тект.екр. на стр. носі
			"-	г	Т-2в	Пласт. тект.екр. на стр. носі
			"-	г+к	Т-2г	Пласт. тект.екр. на стр. носі
			"-	г	Т-3	Пласт. тект.екр. на стр. носі
14	26	Куличихинське - НГК	C1V2	г+к	В-15, В-15а	Пласт.тект.екр., літ. обм.(на крилі солянокуп. стр.)
			"-	г+к	В-16	Пласт.тект.екр., літ. обм.(на крилі солянокуп. стр.)
			"-	н+г+к	В-17	Пласт.тект.екр., літ. обм.(на крилі солянокуп. стр.)
			"-	н+г+к	В-20, В-21	Пласт.тект.екр., літ. обм.(на крилі солянокуп. стр.)
			C1t	н+г+к	Т-1	Мас. - пласт. тект. екр., літ.обм.

15	22	16	Кулябчинське - ГК	Т-Р	С1V2	Г+К	В-20	Пласт. склепінна тект. екр.
16	23	17	Липоводолинське - НГК	Т-Р	С1V2	Г+К	В-20	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
					"-	н	В-21	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
					"-	н	В-22	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
					С1V1	Г+К	В-26	Мас. - пласт. скл. тект. екр.
17	9	18	Матлахівське - НГК	Т-Р	С1V2	н	В-15, В-16в	Пласт. склепінна
					"-	Г+К	В-17	Пласт. склепінна тект. екр.
					"-	н	В-19	Пласт. склепінна
					"-	н	В-20	Пласт. склепінна
					С1V1	н+Г+К	В-26	Пласт. склепінна тект. екр.
18	14	19	Миколаївське - ГК	Т-Р	С1V1	Г+К	В-26в	Мас. - пласт. склепінна тект. екр.
					"-	Г	В-26н	Мас. - пласт. склепінна тект. екр.
					С1t	Г	Т-1	Мас. - пласт. склепінна тект. екр.
19	8	20	Нинівське - НГК	Т-Р	С1V2	Г+К	В-20	Пласт. склепінна літ. обм.
					С1V1	н	В-26	Пласт. склепінна
20	28	21	Новотроїцьке - НГК	Т-Р	С1V1	н	К-24-25	Пласт. склепінна
					С1t	Г+К	К-30	Пласт. склепінна тект. екр.
21	20	22	Перекопівське - НГК	Т-Р	С1V2	н	В-15	Пласт. склепінна літ. обм.
					"-	н	В-19	Пласт. склепінна
					"-	н	В-20	Пласт. склепінна літ. обм.
					С1V1	Г+К	В-26	Пласт. склепінна
					С1t	Г+К	Т-1	Мас. - пласт. склепінна
22	31	23	Пірківське - Г	Т-Р	С1V2	Г	В-17	Пласт. тект. екр. на монокл.
					С1V1	Г	В-26	Пласт. тект. екр. на монокл.
23	24	24	Пд. - Панасівське - НГК	Т-Р	С1S2	н	С-6	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
					"-	н+Г+К	С-7	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
					С1V2	Г+К	В-16	Пласт. склепінна тект. екр.
					"-	н+Г+К	В-17	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
					"-	н	В-18	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
					"-	Г+К	В-18н	Пласт. склепінна тект. екр., літ. обм.
					"-	н	В-19	Пласт. склепінна тект. екр.
					"-	н	В-20	Пласт. склепінна тект. екр.
					С1V1	Г+К	В-26	Пласт. склепінна тект. екр.

		Прокопівське - Н		О	С1V2	н	В-16в	Пласт. склепінна тект.екр.
25	42	26	Радянське - Н	Т-Р	"-	н	В-16	Пласт. склепінна тект.екр.
26	10	27	Ромашівське - Н	Т-Р	D3fm	н	Д-3	Пласт. склепінна тект.екр.
27	37	28	Рибальське - НГК	Т-Р	C1V2	н	В-17	Пласт. склепінна тект.екр.
					J2bt	г+к	юрьські	Пласт. склепінна тект.екр.
					To	г+к	Тп+Тпк	Пласт. склепінна тект.екр.
					P1-C2	н	P2-1, K-3-5, K-8-9-9a-10, K-13, B-11	Пласт. склепінна тект.екр.
					"-	г+к	K-6, K-7, K-8, K-9, K-9a, K-10	Пласт. склепінна тект.екр.
					"-	г+к	K-8, K-9, K-9a, K-10, K-13	Пласт. склепінна тект.екр.
					C1S	н	C-3	Пласт. склепінна тект.екр., літ.обм.
					C1V2	н	B-14	Пласт. склепінна тект.екр., літ.обм.
					"-	г+к	B-14, B-16	Пласт. склепінна тект.екр., літ.обм.
					"-	н+г+к	B-17-17a-18	Пласт. склепінна тект.екр.
					"-	н+г+к	B-20-21	Пласт. склепінна тект.екр.
					"-	г+к	B-23	Пласт. склепінна тект.екр.
					C1V+t	н	B-23, T-1	Пласт. склепінна тект.екр., літ.обм.
28	169	29	Русанівське - Г	Т-Р	C1t	г	T-1	Пласт. тект. екр. на геміантикліналі
29	6	30	Скороходівське - НГК	Т-Р	C1V2	н	B-15, B-16в, B-16с	Пласт. склепінна літ. обм.
					"-	н	B-16н	Пласт. склепінна тект.екр.
					"-	н	B-17	Пласт. склепінна
					"-	н	B-18н	Пласт. склепінна тект.екр.
					"-	н	B-19	Пласт. склепінна тект.екр., літ.обм.
					"-	г+к	B-20	
					C1V1- C1t	н	B-26, T	Пласт. склепінна тект.екр.
30	34	31	Сухівське - Н	Т-Р	C1t	н	T-3	Пласт. тект. екр. на стр.носі

1	2	3	4	5	6	7	
31	32	Сх. - Рогинцівське - Н	Т-Р	С _{IV2}	н	В-17	Пласт. склепінна
				-"-	н	В-18н	Пласт. склепінна літ. обм.
				-"-	н	В-19в	Пласт. склепінна літ. обм.
				С _{IV1}	н	В-26	Пласт. склепінна
32	33			Талалаївське - ГК	Т-Р	С _{IV2}	г+к
				-"-	г+к	В-17	Пласт. склепінна тект.екр.
				-"-	г+к	В-18н	Пласт. склепінна тект.екр.
				-"-	г+к	В-19	Пласт. склепінна тект.екр.
				-"-	г+к	В-20	Пласт. склепінна тект.екр.
				С _{IV1}	г+к	В-26	Пласт. склепінна тект.екр.
				С _{1t}	г+к	Т	Пласт. склепінна тект.екр.
33	34	Тимофіївське - НГК	Т-Р	С _{1s2}	г+к	С-7	Пласт. склепінна тект.екр.
				С _{IV2}	г+к	В-16, В-17	Пласт. склепінна тект.екр.
				-"-	г	В-18	Пласт. склепінна літ. обм.
				-"-	н	В-20	Пласт. склепінна тект.екр.
				-"-	г+к	В-21	Пласт. склепінна тект.екр.
				С _{1t}	н+г+к	Т-1	Пласт. склепінна тект.екр.
34	35	Туругінське - Н	О	С _{IV2}	н	В-17	Пласт. склепінна
35	36	Хухринське - ГКН	О	С _{IV2}	н	В-14	Пласт. тект. екр., літ. обм. на геміантикліналі
				-"-	н	В-17	Пласт. тект. екр., літ. обм. на геміантикліналі
				-"-	н+г+к	В-20	Пласт. тект. екр., літ. обм. на геміантикліналі
				-"-	н+г+к	В-21	Пласт. тект. екр., літ. обм. на геміантикліналі
				РС	н	кора вивірювання	Мас.- пласт. тект.екр.
36	25	Штавривинське - Н	Т-Р	С _{IV2}	н	В-26	Пласт. склепінна
				С _{1t}	н	Т	Пласт. склепінна

1		2		3		4		5		6		7	
37	166	39	Ярмолинцівське - ГК	Т-Р	С ₁ V ₂	Г+к	В -19н	Г+к	В -19н	Пласт. тект. екр. на геміантикліналі	Породження табл. 3.1.		
					С ₁ V ₂	Г+к	В -20в	Г+к	В -20в	Пласт. тект. екр. на геміантикліналі			
					С ₁ V ₁	Г+к	В -26	Г+к	В -26	Пласт. тект. екр. на геміантикліналі			
					С ₁ t	Г+к	Т-1	Г+к	Т-1	Пласт. тект. екр. на геміантикліналі			
38	36	40	Ясенівське - Н	Т-Р	С ₁ t	н	Т-3	н	Т-3	Мас.- пласт. склепінна тект.екр., літ. обм. на стр. носі			

Примітки

- 1) * Т-Р - Талалаївсько-Рибальський НГР
- 2) ** О - НГР Північного борту

ні родовища, з поодинокими структурами пов'язані переважно дрібні родовища.

Аналіз пасткових умов встановлених покладів ВВ свідчить, що 85% останніх пов'язано з пластовими склепінними пастками, серед яких близько половини ускладнено тектонічним екрануванням; 15% покладів ВВ сконцентровано у складнобудованих неантиклінальних і комбінованих пастках також з переважанням тектонічно екранованих.

В межах ОНГПР на ПнБ встановлені докембрійський і верхньовізейський продуктивні комплекси, в ПнПЗ - девонський, турнейсько-нижньовізейський, верхньовізейський, серпуховський, середньокам'яновугільний, верхньокам'яновугільно-нижньопермський і мезозойський комплекси.

Серед покладів, виявлених у відкладах нижнього карбону, найбільша частина (68%) приурочена до верхньовізейських відкладів, турнейського ярусу - 16% покладів, нижньовізейського під'ярусу - 12%, серпуховського ярусу - лише 4%. Виходячи з такого аналізу, саме з верхнім візе і нижнім візе-турне слід пов'язувати основні перспективи нафтогазопошукових робіт.

Основна увага при виявленні складнобудованих неантиклінальних пасток (стратиграфічно-, літологічно-, тектонічно-екранованих або комбінованих) приділена турнейсько-візейським відкладам в зв'язку з визначенням цих відкладів як найбільш перспективних в ОНГПР (рис. 3.2.-3.5., див. дод. Г).

Проведений аналіз нафтогазоносності і кореляція пластів-колекторів турнейсько-візейських відкладів дозволила встановити наступне.

Охтирська ділянка (рис. 3.2.-3.4., див. дод. Г).

Турнейський ярус. Турнейські відклади промислово продуктивні на Бугруватівському, Загорянському, Качалівському, Качанівському, Західно-Козіївському, Козіївському, Краснозаярському, Рибальському, Сухівському і Ясенівському родовищах.

На Краснозаярському родовищі продуктивні горизонти турнейського ярусу представлені чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів та вапняків. Пісковики користістю 10-18% та проникністю в окремих випадках до декількох сотень міліда-сі. Ефективна насичена товщина складає 2-7 м. Поклад пластовий, тектонічно ек-

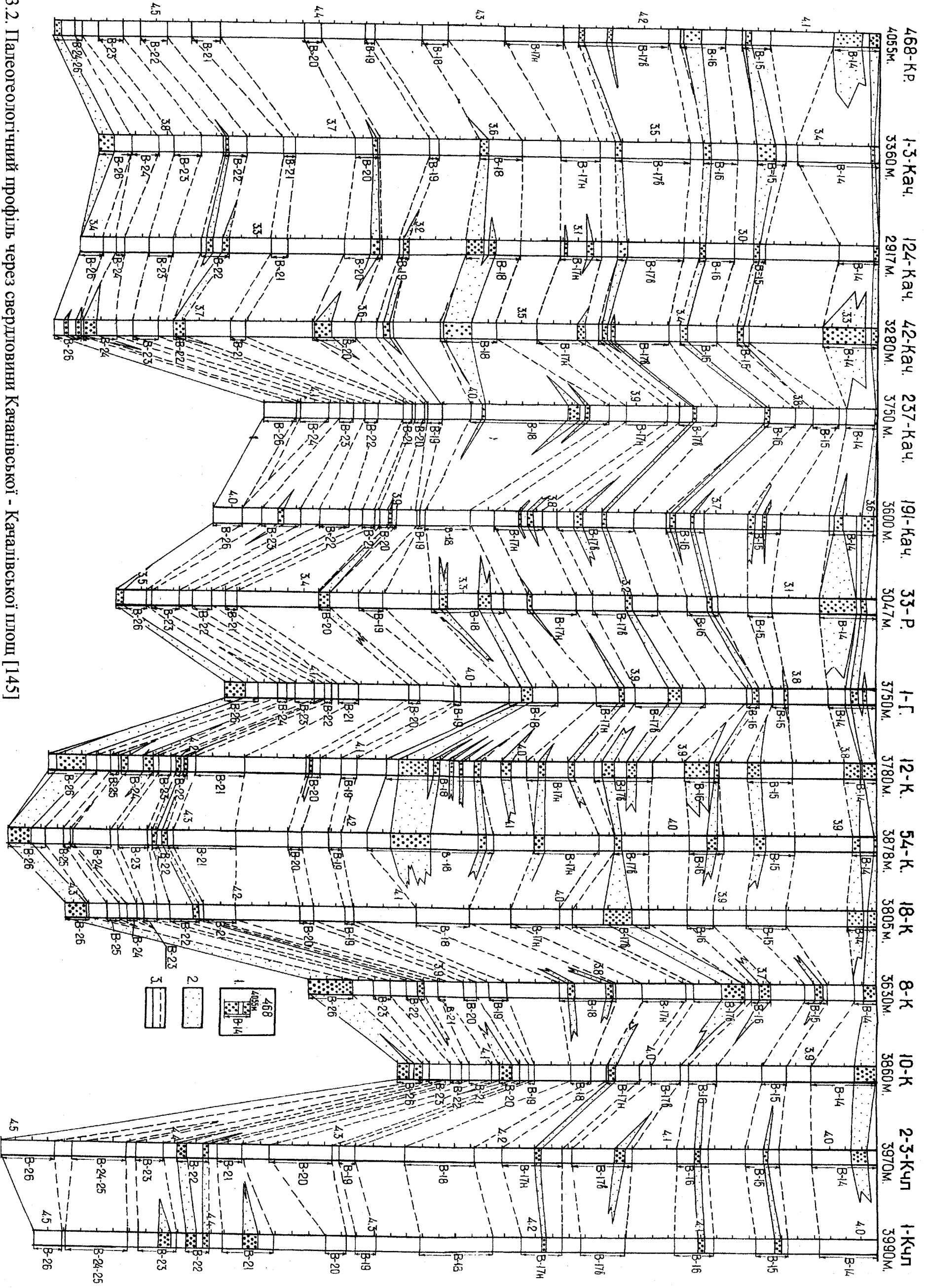


Рис.3.2. Палеогеологічний профіль через свердловини Качанівської - Качалівської площ [145]
 1 - свердловини (цифра зверху - номер свердловини, нижче - глибина покрівлі верхньовізейських відкладів); 2 - резервуар з пористістю колектора більше 9%;
 3 - границі: а) горизонтів, б) резервуарів. Кр. - Краснозаярська, Кач. - Качанівські, Р. - Рибальська, Г. - Голиківська,
 К. - Козіївські, Кчл. - Качалівські свердловини

Хуринська
св. 1

Чернетчинська
св. 1

Буднівська
св. 1

Тростянська
св. 3

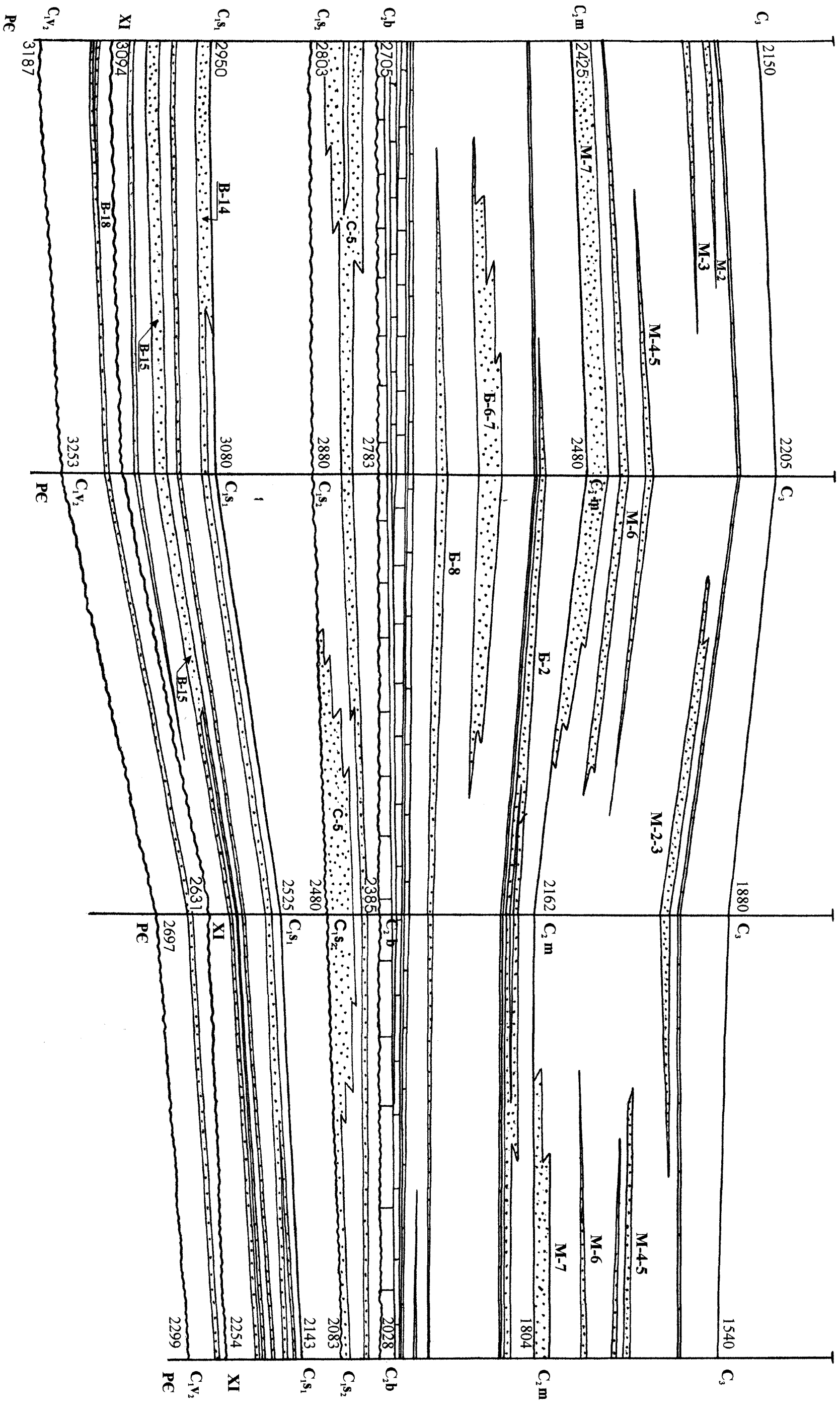


Рис. 3.3. Кореляційна схема кам'яновугільних відкладів через свердловини Хуринської -Тростянської площі Північного борту ДДА (ОНПТР) за П.Т.Павленком, В.Я.Колосом, 2002

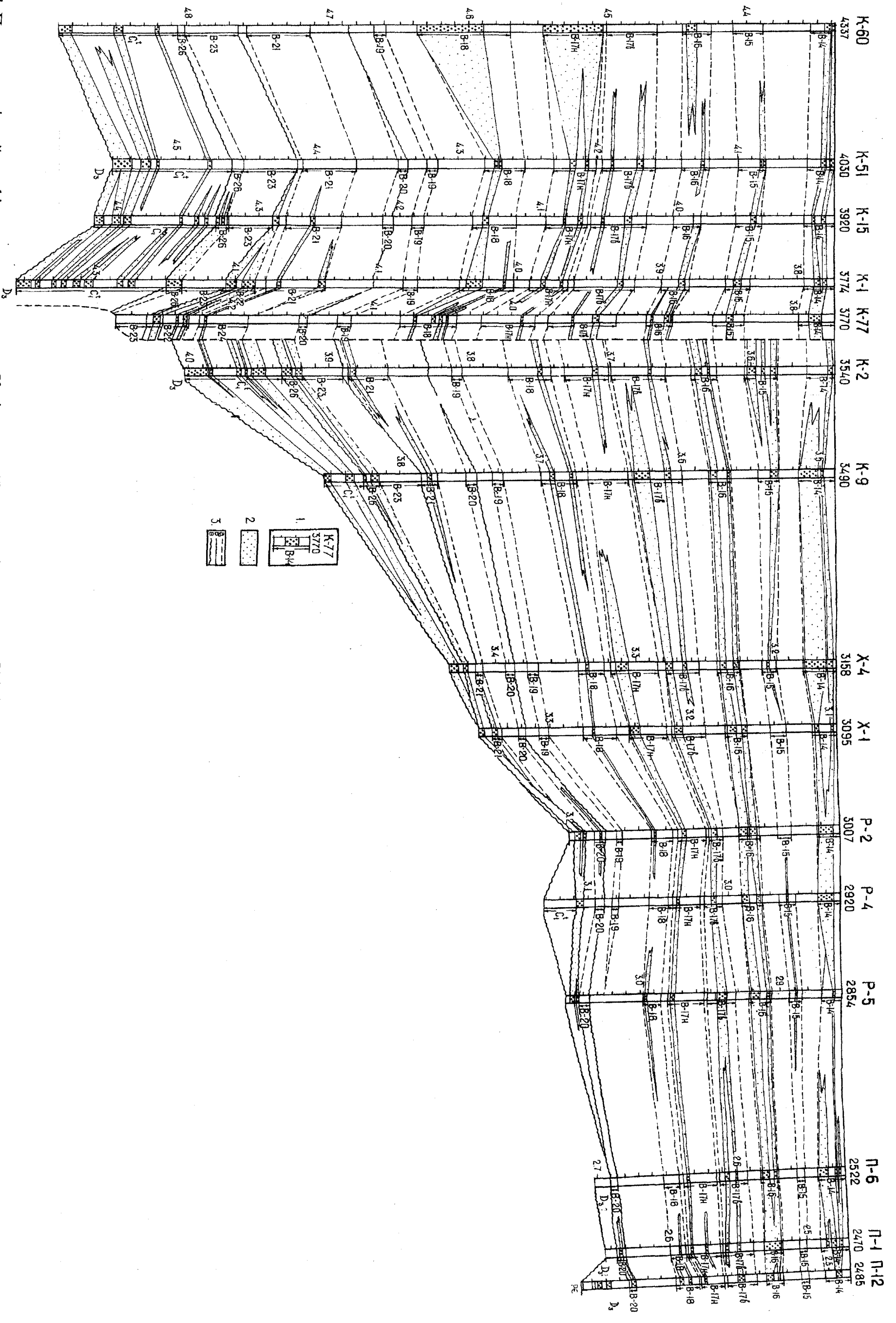


Рис. 3.4. Палеогеологічний профіль через свердловини Козіївської - Прокопєнківської площ [145]
 1 - горизонти (цифри зверху - номер свердловини, нижче - покриття верхньовізейських відкладів, праворуч - індекс горизонту); 2 - резервуар з пористістю колектора більше 7 %;
 3 - Границі: а) горизонтів, б) резервуарів, в) неутвождень. К. - Козіївські, Х. - Хижняківські, Р. - Радянські, П. - Прокопєнківські свердловини

нований. В результаті виконаної кореляції на Краснозаярському родовищі виділяється комбінована літолого-тектонічна пастка.

На Качанівському родовищі відклади турнейського ярусу являють собою перешарування аргілітів щільних, безкарбонатних з пісковиками та алевролітами з залишковим нафтонасиченням. Колектори мають середню ефективну пористість 13%, нафтогазонасиченість 80%. Поклад масивно-пластовий, склепінний, тектонічно екранований і порушений.

На Рибальському родовищі до відкладів турнейського ярусу приурочений масивно-пластовий склепінний тектонічно екранований поклад нафти з газовою шапкою. Нафтонасиченість колектора 87%. В результаті виконаної кореляції на Рибальському родовищі прогнозується наявність тектонічно-екранованої пастки

На Козіївському родовищі колектори турнейських відкладів складені пісковиками, що мають досить високі ємності (коефіцієнт пористості 0,14). Нафтонасиченість колекторів – від 76 до 91%. Виявлені поклади масивно-пластові.

За результатами виконаної кореляції в турнейських відкладах на Ясенівському родовищі виділяється комбінована неструктурна пастка, на Сухівському - комбінована неструктурна пастка літолого-тектонічного типу.

Візейський ярус. Відклади нижньовізейського під'ярусу продуктивні на Загонському, Краснозаярському, П'рківському родовищах, а верхньовізейського - реально продуктивні на всій території ОНГПР.

На Качанівському родовищі колектори візейського ярусу представлені пісковиками з прошарками аргілітів. Коефіцієнт ефективної пористості (0,19-0,21), нафтонасиченість - 70-81%. Поклади нафти пластові склепінні, тектонічно екрановані.

На Рибальському родовищі візейські продуктивні горизонти складені пласта-пісковиків. Середньозважена ефективна товщина до 10 м, а коефіцієнт ефективної пористості складає 0,14-0,16. Нафтогазонасиченість коливається в межах 75-92%. Поклади ВВ пластові склепінні тектонічно- та літологічно-екрановані і пластові тектонічно-екрановані.

На Козіївському родовищі колектори візейських відкладів представлені пачками пісковиків, розшарованих аргілітами та алевролітами, а також вапняками і піс-

підприємствами з прошарками аргілітів. Ефективна пористість колекторів – 9-15%, нафтогазонасиченість – 75-94%. Поклади нафти пластові, тектонічно екрановані, а також літологічно- та тектонічно-екрановані.

За результатами виконаної кореляції у нижньовізейських відкладах на Красноармійському родовищі виділяється неструктурна пастка.

Роменська ділянка. (рис. 3.5.). Основні перспективи нафтогазонасиченості пов'язані з пастками, приуроченими до похованих палеозойських структур; структур, що прилягають до крайового розлому; зон літологічного виклинювання порід. Головним об'єктом пошуків покладів нафти і газу є регіонально нафтогазонасичені відклади візейського і турнейського ярусів нижнього карбону.

Турнейський ярус. Промислові поклади ВВ виявлені на Перекопівському, Миколаївському, Ярмолинцівському, Куличихинському, Новотроїцькому, Рубанівському, Тимофіївському, Шатравинському і Талалаївському родовищах.

На Перекопівському родовищі продуктивний горизонт Т-1 представлений пісковиками, поклад пластовий склепінний, тектонічно-екранований.

На Талалаївському родовищі продуктивні турнейські відклади представлені пісковиками, середньозважена ефективна газонасичена товщина - 4,1 м, пористість 0,13, газонасиченість 75%. Поклад пластовий склепінний, тектонічно-екранований.

Візейський ярус. Нижньовізейський під'ярус. Промислові поклади ВВ виявлені на Перекопівському, Анастасіївському, Коржівському, Артюхівському, Миколаївському, Матлахівському, Нинівському, Новотроїцькому, Південно-Анастасівському, Скороходівському, Ярмолинцівському, Липоводолинському, Східно-Рогинцівському і Талалаївському родовищах.

На Перекопівському родовищі газонасиченими є пісковики ефективною товщиною близько 14 м, коефіцієнт пористості - 0,10, газонасиченості - 0,65. Поклад пластовий склепінний.

На Анастасіївському родовищі продуктивні відклади представлені пісковиками та алевролітами з відкритою пористістю 13-18% та проникністю до 120 мД. Поклад пластовий, літологічно-екранований.

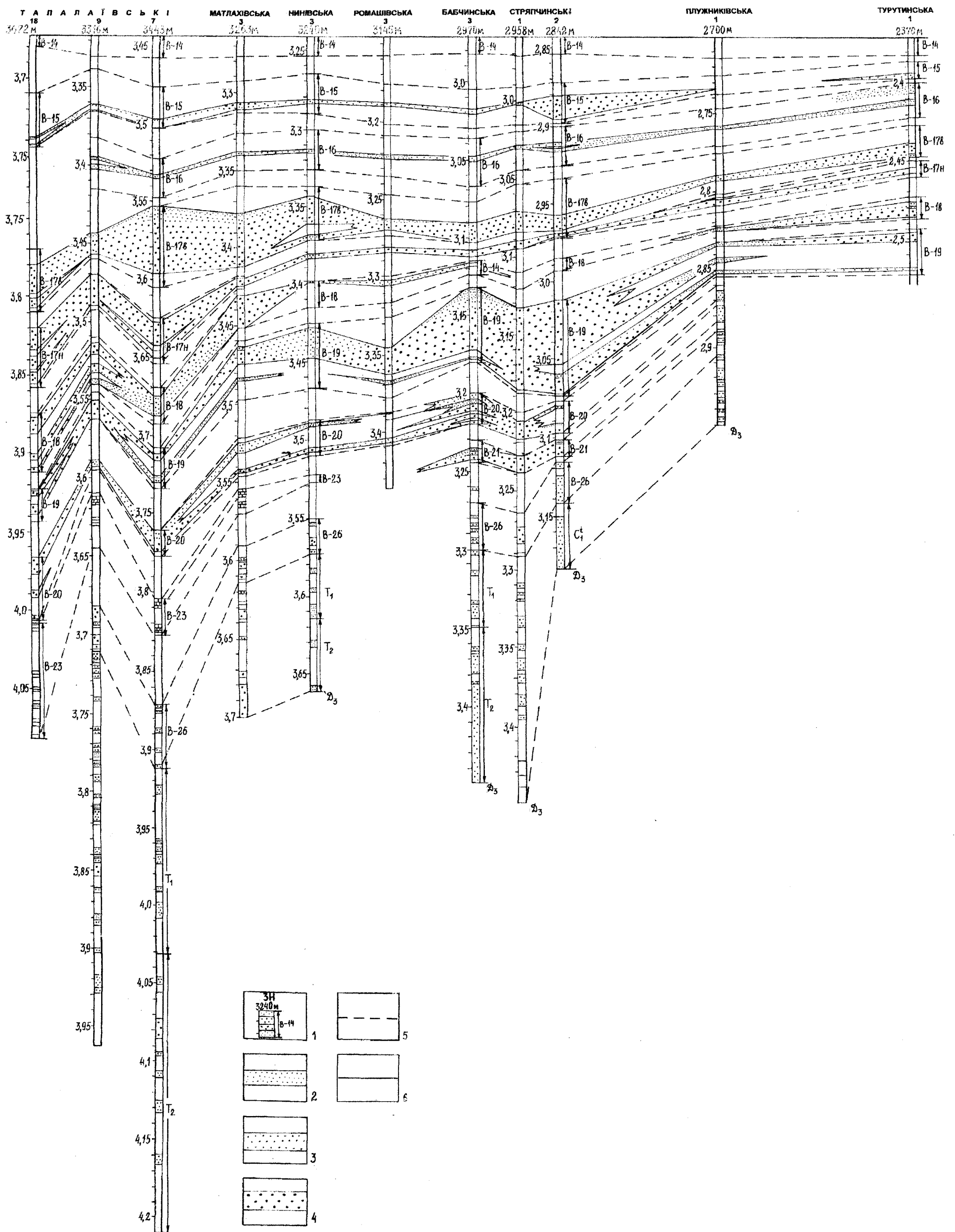


Рис.3.5. Палеогеологічний профіль через свердловини площ Талалаївська - Турутинська (візейсько-турнейські відклади) за В.Г. Трачуком, В.Я. Колосом, 1997 (з використанням роботи [145])
 1 - зверху - назва і номер свердловини, нижче - глибина покрівлі горизонту В - 14 верхнього візе;
 резервуари з пористістю: 2 - 8-12%; 3 - 12-16%, 4 - >16%; 5 - границі горизонтів, 6 - границі резервуарів.

На Коржівському родовищі продуктивні відклади складені пластами пісковиків та алевролітів, що розшаровуються аргілітами. Середньозважена ефективна газонасичена товщина колекторів складає 10-12,3 м, ефективна пористість - 9,9-11%, газонасиченість 60-73%. Поклад пластовий склепінний, тектонічно порушений.

На Артюхівському родовищі продуктивними є пачки пісковиків та алевролітів з прошарками аргілітів. Ефективна газонасичена товщина 7,7-16,6 м, коефіцієнт пористості 0,14-0,16, газонасиченість 82-90%. Поклад пластовий склепінний, тектонічно порушений та літологічно-екранований.

На Матлахівському родовищі колекторами є пласти пісковиків та алевролітів, які інколи по площі заміщуються непроникними породами. Ефективна пористість 15,2%, середньозважена ефективна товщина - 14 м. Проникність порід 331 мД. Поклад пластовий, склепінний.

На Східно-Рогинцівському родовищі середньозважена ефективна товщина продуктивних відкладів досягає 8,0 м, коефіцієнт пористості 0,19, нафтонасиченості 0,68. Поклад пластовий, склепінний, тектонічно-екранований.

На Талалаївському родовищі продуктивні відклади представлені пісковиками, середньозважена ефективна товщина 14,7 - 16 м. Коефіцієнти пористості і газонасиченості досягають 0,17 і 0,9 відповідно. Поклади - пластові, склепінні, тектонічно-екрановані та пластові, тектонічно-екрановані.

Верхньовізейський під'ярус. Відклади верхньовізейського під'ярусу регіонально продуктивні на всій території ОНГПР.

На Анастасіївському родовищі продуктивні горизонти верхньовізейського під'ярусу містять пластові поклади літологічно-екранованого типу.

На Артюхівському родовищі продуктивні горизонти складені пачками пісковиків та алевролітів з прошарками аргілітів, ефективна товщина колекторів - від 6,3 до 33,8 м, пористість 14-16%. Поклади пластові, склепінні, тектонічно порушені.

На Великобубнівському родовищі товщина продуктивних колекторів змінюється в межах 5-50 м, пористість 10-25%. Поклади відносяться до пластових

склепінних, пластових тектонічно-екранованих, пластових склепінних тектонічно-літологічно-екранованих.

Продуктивними на Коржівському родовищі є пісковики та алевроліти, що літологічно не витримані по площі. Ефективна товщина коливається в межах 2-12 м, пористість 12-15%. Поклади пластові склепінні, тектонічно порушені.

На Матлахівському родовищі продуктивними є пласти пісковиків та алеволітів, які іноді по площі заміщуються непроникними породами. Ефективна пористість 19%, середньозважена ефективна товщина 5-6 м. Поклади пластові, склепінні, тектонічно-екрановані.

На Перекопівському родовищі нафтоносні горизонти представлені пісковиками. Ефективна нафтонасичена товщина 12 м, коефіцієнт пористості 0,14. Поклади пластові склепінні і пластові склепінні, літологічно-екрановані.

На Східно-Рогинцівському родовищі середньозважена ефективна товщина продуктивних колекторів - 11,7 м, пористість 12-18%. Поклади пластові, склепінні і пластові тектонічно- та літологічно-екрановані.

На Талалаївському родовищі продуктивні горизонти складені пластами пісковиків різної зернистості. Середньозважена ефективна товщина 6,8 - 9,2 м, пористість колекторів - 0 - 450 мД. Поклади пластові, склепінні, тектонічно-екрановані.

В ОНГПР основними нафтогазоносними комплексами є турнейсько-верхньовізейський і верхньовізейський. Вивчення особливостей геологічної будови та їх нафтогазоносності дозволяють вважати їх пріоритетними навіть при вичерпанні фонду антиклінальних об'єктів. Одержання промислових припливів нафти і газу з порід кристалічного фундаменту на ПнБ свідчить про досить високі перспективи пошуків покладів ВВ, пов'язаних з нетрадиційними пастками у породах докембрійського фундаменту, також і в ПнПЗ.

Нафтогазоносність порід кристалічного фундаменту на ПнБ в межах ОНГПР наведена в таблиці 3.2. (рис. 3.6., див. дод. Є, І).

Результати випробувань в породах кристалічного фундаменту
на Північному борту ДДЗ.

Свердловина	Глибина залягання поверхні фундаменту, м	Інтервал перфорації, м (в дужках – від поверхні фундаменту)	Діаметр штуцера, мм	Дебіт			Інтервал працюючої частини продуктивного пласта за даними термодобітометрії (в дужках – від поверхні фундаменту)
				газу, тис. м ³ /добу	конденсату, м ³ /добу	нафти, м ³ /добу	
1	2	3	4	5	6	7	8
Хухринська - 1 (КВФ* – 33 м)	3187	3200-3280 (13-93 м)	12	99	-	69	3204-3206 (17-19 м) 3257-3272 (70-85 м)
Хухринська - 5 (КВФ – 58 м)	3202	3207-3212 (5-10 м)	6	64	-	144	-
Хухринська - 6 (КВФ – 45 м)	3273	3280-3330 (7-57 м) 3000-3330 (7-57 м) 3330-3340 (57-67 м)	-	-	-	2,1	-
Хухринська - 9 (КВФ – 29 м)	3201	3213-3225 (12-14 м) 3230-3250 (29-49 м) 3260-3315 (59-114 м)	10	242	-	119	-
Чернетчинська - 2 (КВФ – 41 м)	3239	3244-3272 (5-33 м)	6	2,4	-	96	3251-3272 (12-33 м)
Чернетчинська - 3 (КВФ – 62 м)	3238	3240-3260 (2-22 м)	3	1,4	-	24	-
Чернетчинська - 7 (КВФ – 15 м)	3185	3190-3198 (5-13 м)	-	-	-	18	-
Чернетчинська - 22	3250	3254-3264 (4-14 м)	-	-	-	пром. при- плив	-

Прим. 1) * КВФ – товщина кори вивітрювання фундаменту,

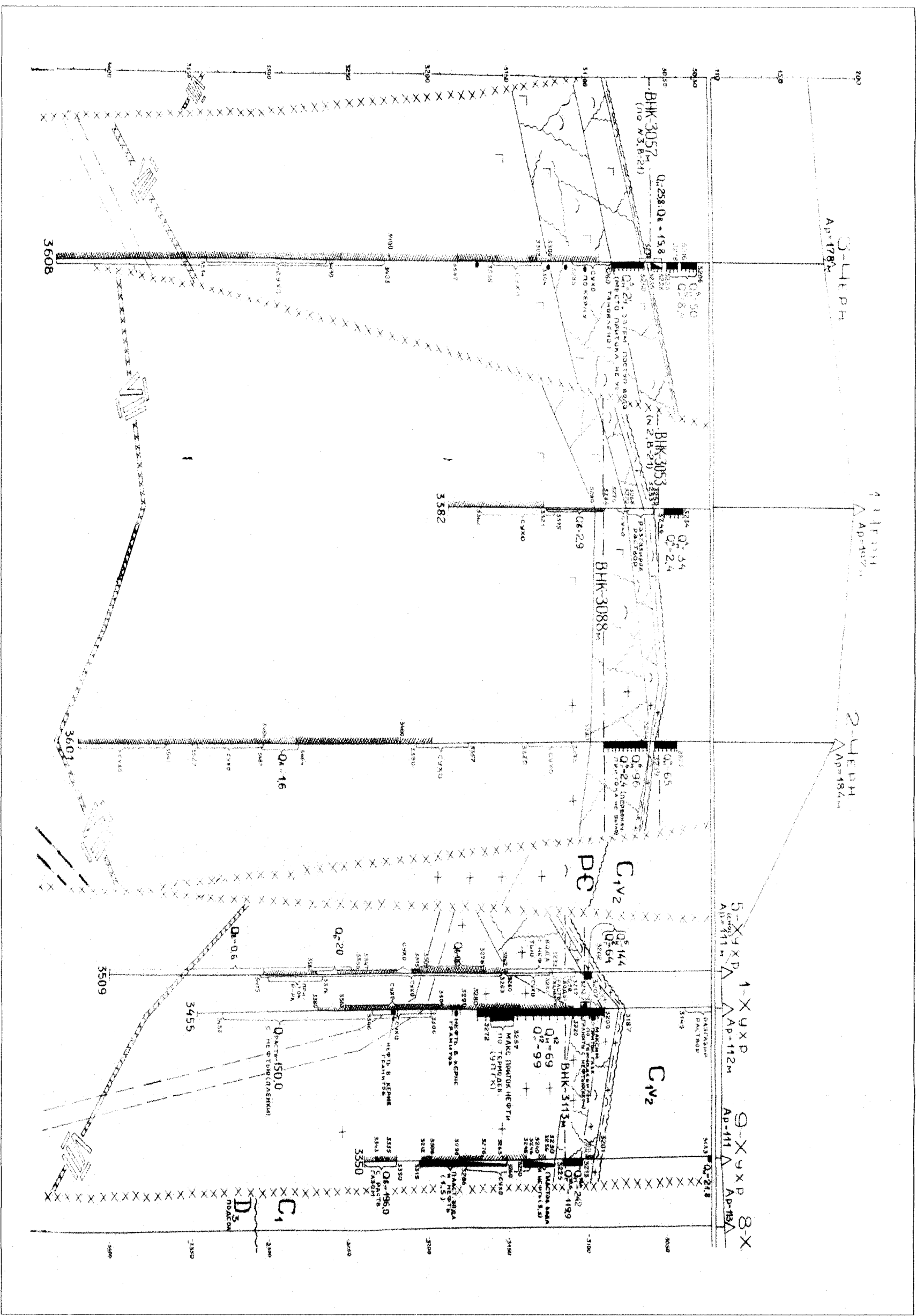


Рис. 3.6. Розріз і випробування докембрійських порід кристалічного фундаменту Хухринського родовища за В. П. Клочком, Є. С. Дворянином, Т. Є. Довжок, В. Я. Колосом, М. Г. Стурновом.

3.2. Нафтогазогеологічне районування

Нафтогазогеологічному районуванню ДДНГО, в тому числі ОНГПР, присвячена значна кількість робіт [3, 4, 6, 12, 19, 20, 24, 37, 41, 42, 92, 113, 148, 160, 163].

На основі структурно-тектонічного та нафтогазогеологічного районування ДЗ (рис. 3.7., див. рис. 2.9.) із застосуванням критеріїв нафтогазоносності автором проведено нафтогазогеологічне районування території ОНГПР за ступенем перспективності (рис. 3.8., див. рис. 3.11.-3.17.).

Критерії нафтогазоносності відображають характер нафтогазоносності об'єкта та відповідають теоретичній моделі його формування. Розробці цих факторів (критеріїв) присвячена значна література (В.Б. Порфір'єв [17, 19, 88, 129, 130, 163], І. Чебаненко [92, 93, 138, 176], В.О. Краюшкін [63, 102], П.Ф. Шпак [20, 113, 188], Н. Доленко [29, 41], В.О. Вітенко [3], М.І. Євдошук [37, 42], Е.Б. Чекалюк [181], П. Кабишев [20, 42, 140], Ю.О. Арсірій [3, 4], О.М. Істомін [164], І.В. Височанський [23, 83], Б.Й. Маєвський [78] та багато інш., в тому числі за участю автора [35, 3, 60, 95, 152].

До загальних критеріїв належать: літолого-фаціальні (достатня товщина осадочної товщі з витриманими горизонтами колекторів, екрануючі флюїдоупори цих горизонтів); генераційний вуглеводневий потенціал; структурно-тектонічні (наявність об'єктів-пасток); гідрогеологічні (достатня гідрогеологічна закритість надр при уповільненому водообміні); геохімічні (геохімічні аномалії, склад водорозчинених газів); термобаричні (температурні аномалії, пластові тиски).

При виявленні локальних нафтогазоперспективних об'єктів важливі також геофізичні критерії: наявність кондиційних структурних карт по продуктивній товщі або відбиваючих горизонтах; надійне трасування екрануючих елементів; прогноз наявності колекторів за методикою прогнозування геологічного розрізу.

Важливого значення набувають геолого-економічні показники: кількість та категорія запасів ВВ, глибина залягання покладів ВВ, ступінь концентрації родовищ, місцеві умови освоєння запасів, облаштування та ін.

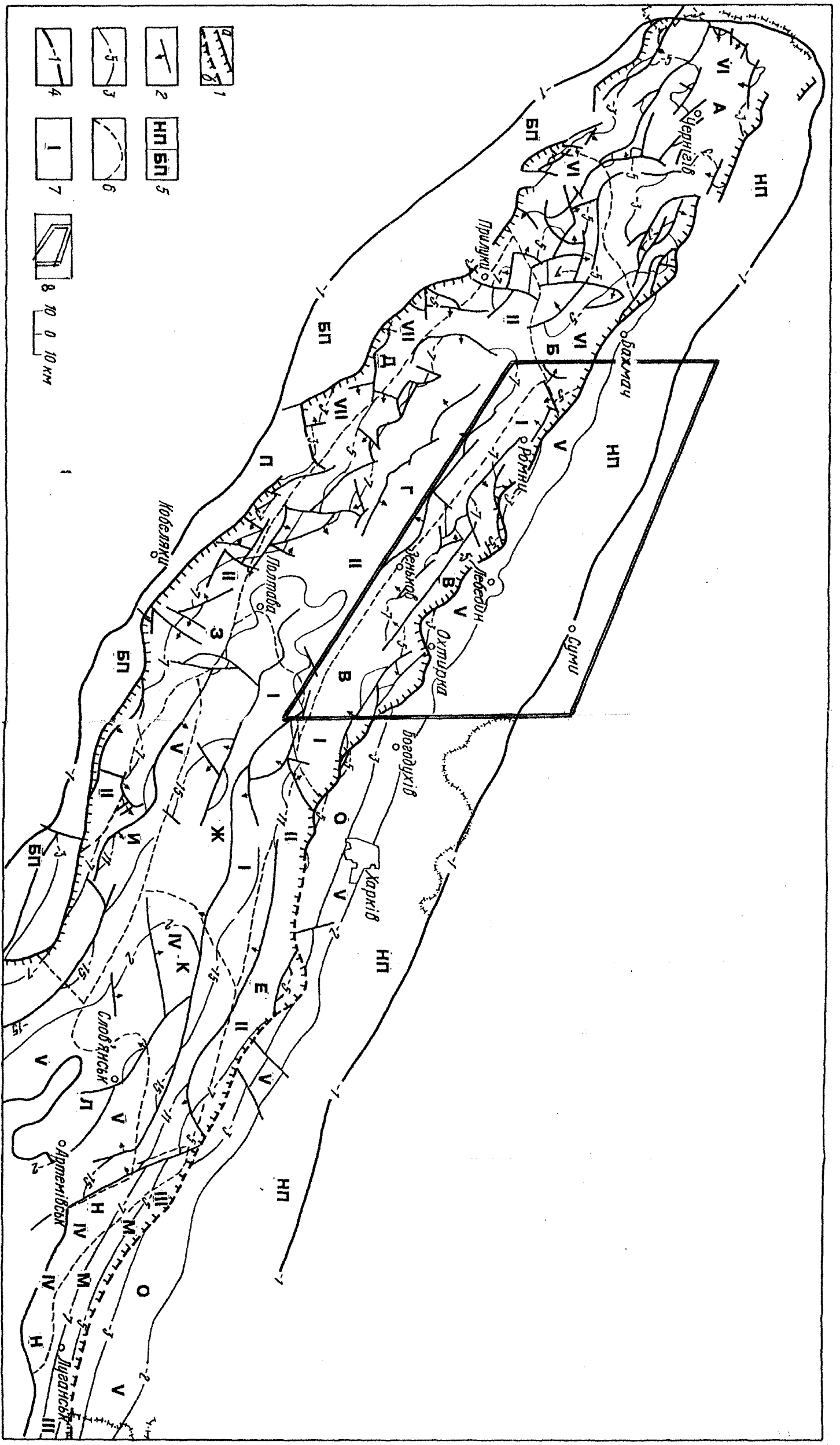


Рис.3.7. Структурна карта поверхні кристалічного фундаменту ДДЗ [3]. Регіональні розломи: 1 - достовірні (а) і передбачувані (б); 2 - локальні порушення та напрямки їх падіння; 3 - ізогипси поверхні фундаменту, км; 4 - межа Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області; 5 - території з нез'ясованими перспективами (НП) і безперспективні (БП); 6 - межі нафтогазоносних і перспективних районів; 7 - районування за ступенем концентрації поточних запасів ВВ (категорії I-VII); нафтогазогеологічне районування, райони: А - Чернігівсько-Брагинський перспективний, Б - Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний, В - Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний, Г - Глинсько-Солохівський нафтогазоносний, Е - Рябучинсько-Північнолобівський газонафтоносний, Ж - Машівсько-Шебелінський газонасний, З - Руденківсько-Пролетарський газонафтоносний, И - Октябрьсько-Лозівський перспективний, К - Співаківський газонасний, Л - Кальміусь-Бахмутський перспективний, М - Краснорізький газонасний, Н - Лисичанський перспективний, О - нафтогазоносний Північного борту, П - перспективний Південного борту; 8 - район досліджень

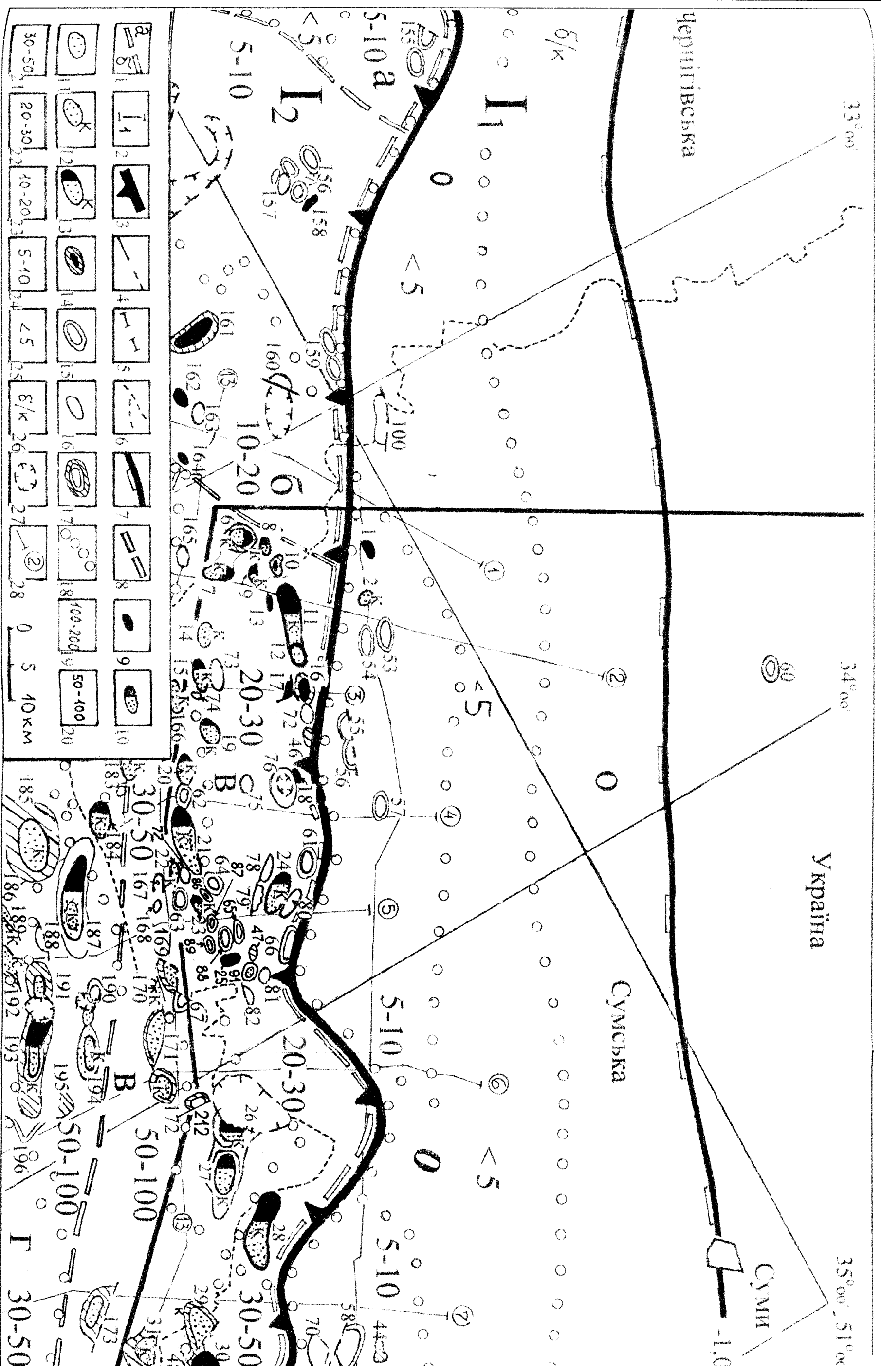
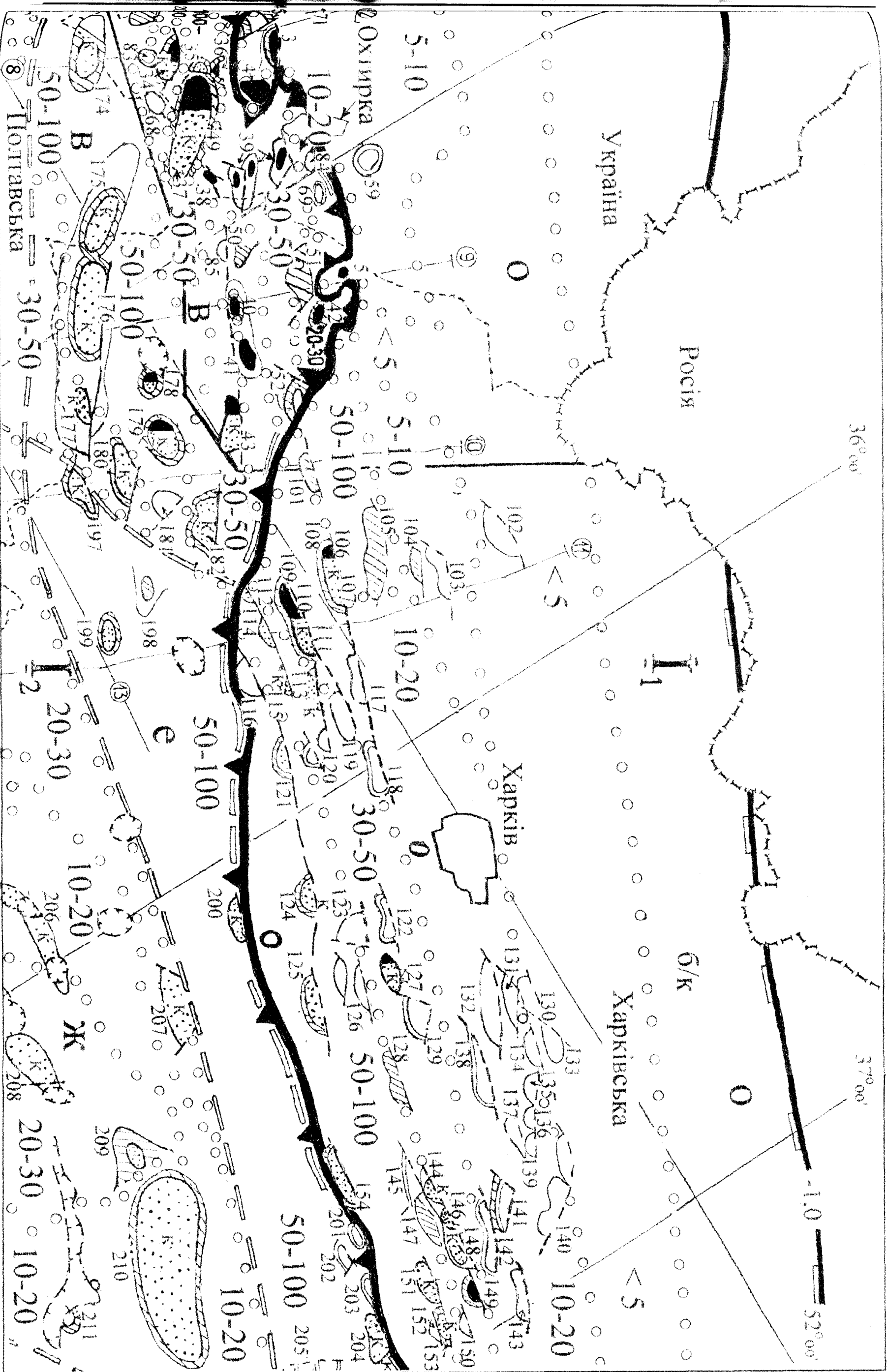


Рис. 3.8. Карта нафтогазогеологічного районування та просторового розміщення фонду нафтогазоносних, нафтогазоперспективних об'єктів Охтирського нафтогазопромислового району (ОНГПР) ДІНГО станом на 01.01.2002 р. М.І. 500 000. Склали В.Я. Колос, Т.М. Пригаріна за матеріалами В.А. Старинського, Ю.О. Арсрія, Б.П. Кабишева, В.В. Гладуна, І.І. Дем'яненка, Т.Є. Довжок, М.М. Чайка, В.П. Ключка та ін.



Продовження рис. 3.8.

с. 3.8. Карта нафтогазогеологічного районування та просторового розміщення нафтогазоносних і нафтогазоперспективних об'єктів Охтирського нафтогазопромислового району (ОНГПР) ДДНГО станом на 01.01.2002 р. М 1 : 500 000. Склад: В.Я. Колос, Т.М. Пригаріна за матеріалами В.А. Старинського, Ю.О. Арсірія, П. Кабишева, В.В. Гладуна, І.І. Дем'яненка, Т.Є. Довжок, М.М. Чайка, В.П. Клочка і ін.

1 – Нафтогазогеологічне районування ДДНГО: *а* – Чернігівсько-Брагінський перспективний район, *б* – Монастирищенсько-Софіївський нафтогазоносний район, *в* – Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний район, *г* – Глинсько-Солохівський нафтогазоносний район, *д* – Рябухінсько-Північно-Голубівський нафтогазоносний район, *е* – Машівсько-Шебелинський газонаосний район, *ж* – нафтогазоносний район вічного борту; **2** – тектонічне районування ОНГПР: *І*₁ – Північний борт, *І*₂ – Дніпровський грабен ДДА; **розломи**: **3** – Північний крайовий Дніпровського грабену; **4** – локальні; **границі**: **5** – державні, **6** – обласні, **7** – нафтогазоносної провінції (на ж і області), **8** – нафтогазоносних та перспективних районів.

Родовища ВВ в районі досліджень станом на 01.01.2002 р. (на основі даних ДДГРІ):

9 – нафтові: **1** – Турутинське – н, **5** – Прокопенківське – н, **17** – Житне – н, **25** – Катравинське – н, **39** – Бугруватівське – н, **41** – Козіївське – н;

10 – нафтогазові, **11** – газові, **12** – газоконденсатні: **2** – Володимирівське – гк, **7** – Талалаївське – гк, **14** – Миколаївське – гк, **22** – Кулябчинське – гк, **166** – Ярмолинське – гк;

13 – нафтогазоконденсатні: **4** – Хухринське – гкн, **6** – Скороходівське – нгк, **8** – Синівське – нгк, **9** – Матлахівське – нгк, **11** – Великобубнівське – нгк, **15** – Артюхівське – нгк, **19** – Коржівське – нгк, **20** – Перекопівське – нгк, **21** – Анастасіївське – нгк, **23** – Липоводолинське – нгк, **24** – Південно-Панасівське – нгк, **26** – Куличихинське – нгк, **27** – Тимофіївське – нгк, **28** – Новотроїцьке – нгк, **43** – Качалівське – нгк;

14 – в бурінні: **10** – Ромашівське – н, **16** – Східно-Рогинцівське – н, **29** – Крайозарське – нгк, **30** – Качанівське – нгк, **31** – Пірківське – г (в консервації), **32** – Горянське – гк, **34** – Сухівське – н (в консервації), **36** – Ясенівське – н (в консервації);

37 – Рибальське – нгк, 40 – Західно-Козіївське – н, 42 – Радянське – н, 169 – Русанівське – г.

Родовища 1 – 5 входять до складу НГР Північного борту, решта – до Талалаївсько-Рибальського НГР.

Нафтогазоперспективні об'єкти (НГПО) (структури) по району досліджень станом на 01.01.2002 р. (на основі даних УкрДГРІ):

15 – підготовлені до глибокого буріння: 53 – Сулимська, 54 – Касьянівська, 55 – Бочаренківська, 56 – Солодухинська, 57 – Томашівська, 58 – Калюжна, 59 – Ридинська, 60 – Путивльська, 62 – Остафіївська, 63 – Тунівська, 64 – Різниківська, 65 – Мліївська, 66 – Онезька, 67 – Цимбалівська, 69 – Вербівська, 83 – Будівська, 86 – Північно-Липоводолинська, 87 – Червоногірська, 88 – Котлівська, 89 – Ющенківська, 90 – Гусаківська;

16 – виявлені (перспективні): 68 – Зарічанська (виведена з підготовлених), 70 – Жолобківська, 71 – Вахтова, 72 – Східно-Калинівська, 73 – Північно-Артюхівська, 74 – Східно-Артюхівська, 75 – Біловодська, 76 – Роменська, 77 – Георгіївська, 78 – Терехрестівська, 79 – Кузьменківська, 80 – Північно-Панасівська, 81 – Полянова, 82 – Гуленківська, 84 – Західно-Вербівська, 85 – Південно-Іванівська;

17 – об'єкти (структури), що перебувають в бурінні: 46 – Вовківцівська, 47 – Південно-Берестівська (Аркадіївська), 50 – Іванівська, 52 – Гутська (в консервації), 54 – Черемхівська (в консервації), 45 – Митяївська, 61 – Юхтинська, 173 – Північно-Ільківська (в консервації).

Перспективність території (щільність потенційних ресурсів, тис.т ВВ на 1 км²): **18** – границі меж щільності (Б.П. Кабишев, Т.М. Пригаріна, Ю.О. Арсірій, 1993); **19** – 2 категорія (100-200); **20** – 3 категорія (50-100); **21** – 4 категорія (30-50); **22** – 5 категорія (20-30); **23** – 6 категорія (10-20); **24** – 7 категорія (5-10); **25** – 8 категорія (менше 5); **26** – малоперспективні (без кількісної оцінки);

27 – соляні штоки (тіла);

28 – регіональні сеймостратиграфічні профілі: 1 – Прилуки – Дмитрівка, 2 – Ярятин – Талалаївка, 3 – Калайдиці – Хмелів, 4 – Березняки – Недригайлів, 5 – Родан – Панасівка, 6 – Велика Багачка – Синівка, 7 – Сагайдак – Лебедин, 8 – Заче-

Північка – Більськ, 9 – Михайлівка – Прокопенки, 10 – Гупалівка – Гути, 11 – Пере-
 щино – Валки, 12 – Бахмач – Сватове, 13 – Холми – Савинці.

Найобґрунтованішою оцінкою перспектив нафтогазоносності і визначення
 північної межі перспективності території ДДНГО є комплексний аналіз критеріїв,
 що визначають (за Б.П. Кабишевим) умови генерації, міграції і збереження ВВ [46].

Найінформативнішим показником, який визначає збереження ВВ і перспек-
 тивність надр, є вміст ВВ у водорозчинених газах. Більшість родовищ ДДЗ у
 відкладах нижнього карбону розташовані на ділянках, де цей показник становить
 80-90%.

Вивченість водорозчинених газів на ПнБ незадовільна. Більшість свердловин
 знаходиться поблизу Північного крайового порушення. Вміст ВВ у водах відкладів
 нижнього карбону - 75-90%.

За Б.П. Кабишевим [46], Р.М. Несторовим, В.О. Кривошеєю, у відкладах
 нижнього карбону на території ОНГПР з глибиною залягання фундаменту понад 2
 км вміст ВВ у водах становить 50-60%. Значення близькі до граничних, за яких мо-
 жуть бути розвинуті поклади ВВ. На цій основі Б.П. Кабишев вважає, що
 північніші родовища ОНГПР будуть знаходитися поблизу позначки -1,5 км
 глибини залягання поверхні фундаменту.

На основі досліджень В.А. Терещенка [166], межа перспектив нафтогазонос-
 ності ДДЗ може співпадати з глибиною залягання поверхні фундаменту 500 м.

Зважаючи на увесь накопичений фактичний матеріал по ПнБ (в Україні та
 Росії), ми приймаємо межу по глибині залягання поверхні фундаменту 1000 м (ар-
 гументом на користь цього є родовище Північне в Ростовській обл. з промисловою
 газоносністю на глибинах 120-512 м).

Практичне вирішення цієї проблеми полягає у випробуванні водоносних го-
 ризонтів (в першу чергу, вивчення складу водорозчинених газів) в периферійних
 частинах ПнБ, як це пропонується в ряді робіт (Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної,
 Ю.М. Зуя, 2002, [92], І.В. Височанського [23] та ін.).

Нафтогазоносна область входить до складу провінції чи є самостійною одицею. Вона приурочена до одного чи декількох найбільших тектонічних елементів (райовий прогин, мегавал, зона підняття чи прогинів) з подібними геологічною будовою й історією розвитку, а також з регіональним поширенням основних нафтогазоносних комплексів. Цим вимогам відповідає Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область.

Нафтогазоносний район - частина нафтогазоносної області, яка виділяється структурною ознакою [20]. Району притаманні спільні особливості геологічної будови, вік основних регіонально продуктивних нафтогазоносних комплексів, литолого-формаційний склад порід і фазовий стан ВВ. Цим вимогам в повній мірі відповідають Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний район та нафтогазоносний район Північного борту, які входять до складу ОНГПР.

Тренди нафтогазоносності - протяжні структурно-фаціальні зони, для яких характерна зональна чи регіональна нафтогазоносність окремих продуктивних горизонтів. Поняття "тренд", або "лінійна перспективна зона", вживається американськими геологами з ХІХ ст. для характеристики переважно структурних закономірностей розміщення родовищ (А.Перродон. История крупных открытий нефти и газа: Пер. с англ. - М.: Мир, 1994. - 255 с.).

Нафтогазоносний район Північного борту в межах ОНГПР займає площу, що більшу 7 тис. км², між ізогіпсою -1000 м по поверхні фундаменту на півночі і північним крайовим порушенням Дніпровського грабена ДДА – на півдні. В районі ведена промислова нафтогазоносність верхньовізейських відкладів і порід кембрійського фундаменту. Тут виявлено 4 родовища ВВ.

На ПнБ з півночі на південь виділено Конотопсько-Міллерівську перспективну зону між ізогіпсами -1 км і -1,6 км по поверхні фундаменту; Турутинсько-Банівську нафтогазоносну зону між ізогіпсами -1,6 і -3,0 км; Юліївсько-Арківську нафтогазоносну зону (спорадично) між ізогіпсою -3,0 км по поверхні фундаменту та Північним крайовим порушенням (в ОНГПР вона представлена двома зонами – Кривоярською перспективною і Хухринсько-Чернетчинською нафтогазоносною).

Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний район розташований у ПнПЗ.

Його площа складає 6 тис.км². В районі доведена промислова нафтогазоносність відкладів від юрських до девонських включно. Тут виявлено 34 родовища ВВ.

Важливим є прогноз зон розповсюдження і глибин залягання потенційних резервуарів нафти і газу. На думку автора [168], цьому сприяє виділення трендів нафтогазоносності (зон нафтогазонакопичення) (рис. 3.9.), що ґрунтується на закономірностях формування структури нафтогазоносного басейну, а також літофаціальних особливостях породних комплексів у його межах.

Уявляється, що при виявленні у зоні тренда структури-пастки (антиклінального або комбінованого типу), можна прогнозувати її нафтогазоносність, пов'язану з тим чи іншим продуктивним горизонтом.

Регіональні тренди мають протяжність 250 км і більше і перетинають всю територію досліджень (можливо, виходячи за її межі); зональні слідкуються переважно у межах 40-120 км, концентруючись у західній і східній частинах району.

Автором виділені чотири регіональні тренди нафтогазоносності, пов'язані з продуктивними горизонтами Т-1 (Скороходівсько - Ярмолинцівсько - Валюхівсько - Тимофіївсько - Козіївський), В-20 (Нинівсько - Артюхівсько - Гадяцько - Тимофіївсько - Бугруватівський), В-17 (Ромашівсько - Південно-Панасівсько - Тимофіївсько -Козіївський) і В-16 (Південно-Панасівсько - Тимофіївсько - Козіївський).

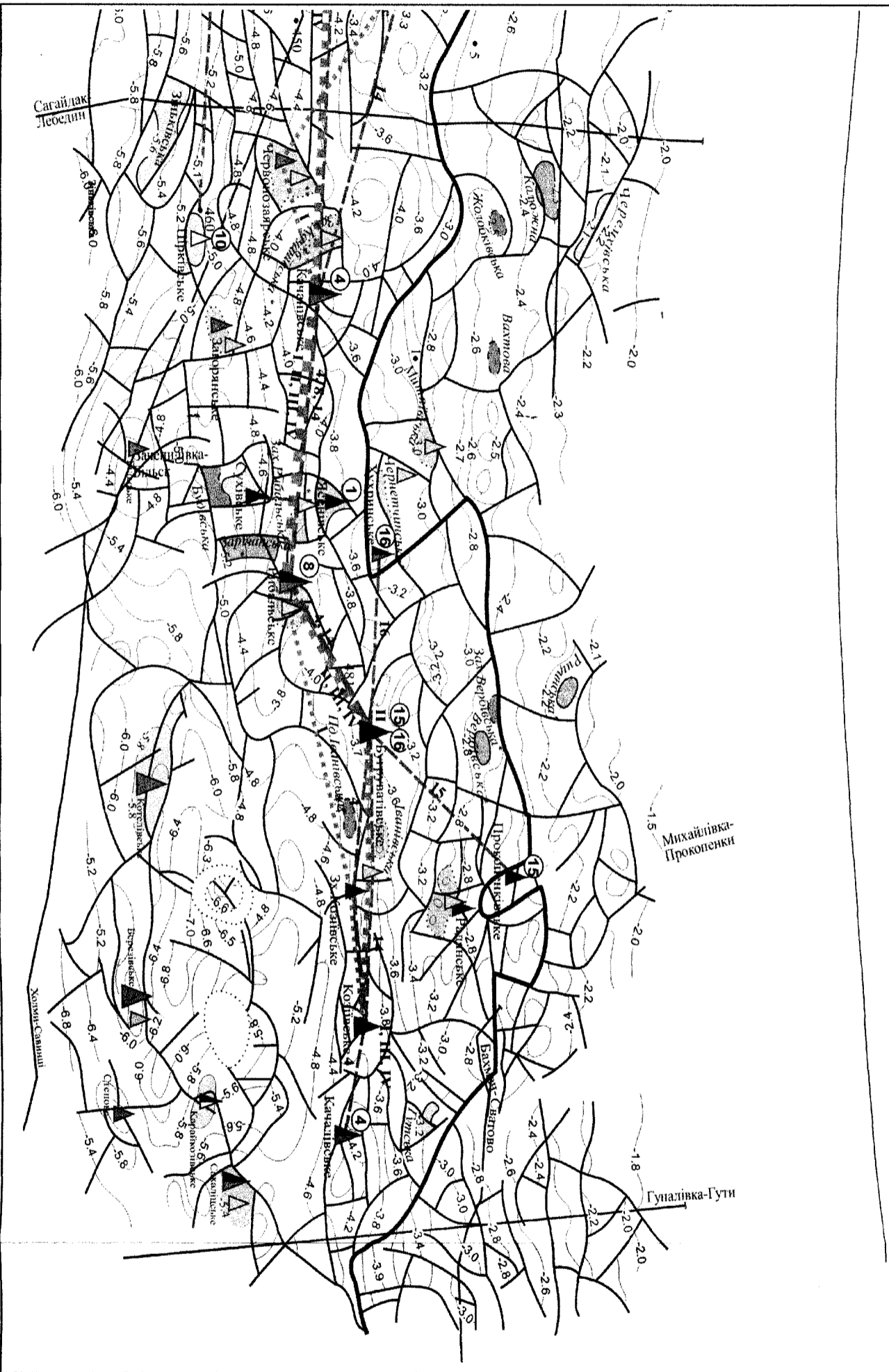
Шістнадцять виділених зональних трендів приурочені до продуктивних горизонтів турнейсько-нижньовізейського комплексу відкладів - Т-3, В-26 і верхньовізейського - від В-22 до В-14. Саме у зонах виділених трендів можуть бути відкриті нові поклади ВВ у зазначених продуктивних горизонтах (рис. 3.9., див.рис. 4.14.).

Якісна оцінка перспектив нафтогазоносності. Оцінка перспектив нафтогазоносності має базуватися на встановлених і передбачуваних закономірностях розширення родовищ ВВ.

Виділяють шість основних факторів (критеріїв) нафтогазоносності (П.Ф.Шпак і інш., 1989) [20]: 1) тип геотектонічного режиму; 2) наявність продукуючих осадових комплексів; 3) ступінь катагенетичних змін порід; 4) розподіл розривних дисло-



Рис. 3.9. Карта трендів нафтогазоносності ОНГПР за В. Я. Колосом, 2002. По матеріалах Є. С. Дворянина, М. М. Здоровенка, С. В. Івашко, Т. М. Пригарної та ін. 1 - Північне крайове порушення; 2 - форзівні порушення; 3 - ізопіси відбиваючих горизонтів у товщі верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону; 4 - ізопіси поверхні кристалічного фундаменту; 5 - контури соляних штоків; 6 - регіональні профілі МСТ; родовища: 7 - нафтові, 8 - газові, 9 - газоконденсатні, 10 - нафтогазоконденсатні, 11 - малі (запаси ВВ менше 10 млн. т у.п.), 12 - середні (запаси ВВ 10 - 30 млн. т у.п.), 13 - великі (запаси ВВ 30 - 100 млн. т у.п.), 14 - виявлені перспективні об'єкти, 15 - об'єкти, підготовлені до буріння, 16 - об'єкти, що знаходяться у бурінні, 17 - об'єкти, що перебувають у консервації, 18 - родовища та площі ВАТ "Укрнафта", 19 - площі комерційних організацій; 20 - тренди нафтогазоносності: регіональні (а): I (Т-1) - Скороходівсько-Ярмолинсько-Валкохівсько-Тимофіївсько-Козіївський; II (В-20) - Нинівсько-Артюхівсько-Гадяцько-Тимофіївсько-Бутруватівський, III (В-17) - Турутинсько-Ромашівсько-Пд.-Панасівсько-Тимофіївсько-Козіївський; зональні (б): 1 - I (Т-3) - Сухівсько-Ясенівський, 2 (В-26) - Нинівсько-Артюхівсько-Липоводолінсько-Шатравинський, 3 (В-26) - Скороходівсько-Маглахівсько-Сх.-Рогинцівський, 4 (В-21-22) - Качанівсько-Качалівський, 5 (В-20) - Липоводолінський-Пд.-Панасівський, 6 (В-19) - Скороходівсько-Маглахівсько-Анастасіївсько-Пд.-Панасівський, 7 - Скороходівсько-Маглахівсько-Рибаківсько-Пд.-Панасівський, 8 (В-18) - Гадяцько-Тимофіївсько-Рибальський, 9 - Володимирівсько-Великобубнівсько-Скороходівсько-Талалаївсько-Артюхівсько-Коржівський, 10 (В-17) - Гадяцько-Рибаківський, 11 - Талалаївсько-Великобубнівсько-Сх.-Рогинцівський, 12 (В-16) - Скороходівсько-Маглахівсько-Великобубнівський, 13 (В-15) - Скороходівсько-Маглахівсько-Великобубнівський, 14 (В-14) - Новотроїтсько-Рибаківсько-Козіївський, 15 (В-16) - Павлопільсько-Бутруватівський, 16 (В-20) - Хувишівсько-Бутруватівський



Продовження рис. 3.9.

в осадовій товщі; 5) розміщення літофацій в різних структурних поверхах; 6) просторове і вертикальне розміщення виявленої нафтогазоносності.

За І.І.Чебаненком (1963, 1966) [174-176], виділено п'ять основних факторів (критеріїв) нафтогазоносності: 1) тип геотектонічного режиму; 2) розломно-блокова тектоніка кристалічної основи; 3) розподіл розривних дислокацій в осадовій товщі; 4) розміщення літофацій в різних структурних поверхах; 5) просторове і вертикальне розміщення виявленої нафтогазоносності.

До критеріїв нафтогазоносності фундаменту (при нинішньому стані вивченості цієї проблеми в Україні) відносяться: 1) інтенсивність прояву розломно-блокової тектоніки та амплітудність об'єкту; 2) тип та амплітуда порушень, які ускладнюють об'єкт; 3) співвідношення товщин покришок, проникної частини колектора та амплітуди порушення; 4) обумовленість утворення кори вивітрювання і розуцільнених зон (неоднорідностей) в масиві кристалічних порід фундаменту речовинним складом і стійкістю порід до руйнування та активністю тектонічних рухів.

Якісна оцінка перспектив нафтогазоносності виконана по ОНГПР на основі критеріїв нафтогазоносності та наступного районування території за ступенем перспективності. Вперше для ДДЗ методика складання карт якісного рівня оцінки була розроблена Б.П. Кабишевим (1983)¹. Вона враховувала такі положення:

- 1) генетичний принцип, що відповідає осадово-міграційній теорії формування родовищ ВВ;
- 2) окреме районування території за ступенем перспективності на газ і нафту;
- 3) тип пасток при районуванні території за ступенем перспективності з урахуванням їх різниці за умовами акумуляції і збереження ВВ.

Визначення основних критеріїв нафтогазоносності для якісної оцінки перспектив суттєво ускладнюється відсутністю єдиної думки у різних дослідників щодо проблеми походження нафти і газу. Практично всі автори при проведенні якісної оцінки перспектив нафтогазоносності окремих літолого-стратиграфічних комплексів

¹ Прим. – Б.П. Кабишев. Методика зонального прогноза нефтегазоносности с учетом типа залежностей // Дальнейшее совершенствование количественной оценки прогнозных ресурсов нефти и газа. – М.: Тр. МИНХ и ГП, 1983. – Вып. 169. – С.31-37.

ним із перших враховували генетичний принцип, який базувався на таких критеріях умов генерації, як сумарна щільність генерованих ВВ і ступінь катагенезу порід. Зрештою, безроздільно панувала органічна гіпотеза походження нафти.

Зважаючи на можливість існування на сучасному етапі розвитку української нафтогазової науки альтернативних поглядів на останнє (В.О. Краюшкін [63-65], І.І. Себаненко [176-180], В.П. Клочко [130, 134], Б.Й. Маєвський [76-78], В.І. Созанський [153] та ін.), на якісному рівні оцінки перспектив нафтогазоносності ОНГПР автором були враховані такі провідні критерії: для умов акумуляції ВВ - колекторські властивості порід і приуроченість покладів до зон нафтогазонакопичення, для міграції та збереження – флюїдоупорні властивості покриття та вміст ВВ у водорозчинених газах. Катагенетичний критерій, який за багатьма дослідниками (Б.П. Кабишев [42, 46, 470], О.Ю. Лукін, О.Ю. Полутранко, М.Е. Конторович, Б.О. Соколов та ін.), визначає умови генерації ВВ у продуктивних комплексах, в якості першочергового не враховувався.

До характеристики умов акумуляції продуктивних комплексів нижнього карбону відноситься поділ території за переважними типами пасток: на валах і малих валах (додатні структури) прогнозується розвиток переважно антиклінальних пасток, на моноклінальних схилах прибортових зон і бортів та депресій - малоамплітудних антиклінальних та НАП (рис. 3.10.). При розгляді питання про поширення того чи іншого типу пасток перевага надається структурно-тектонічному фактору як провідному при їх формуванні.

Як чинники умов збереження ВВ у комплексах нижнього карбону використовується клас покриття (якість флюїдоупорів) за результатами досліджень О.Ю. Лукіна та ін., 1992 р., та вміст ВВ у водорозчинених газах (за Романюком О.Ф та ін., 1992; Кривошеєю В.О., 1993; Височанським І.В. та ін. [23]).

При районуванні території за ступенем перспективності на основі якісних критеріїв нафтогазоносності застосований принцип найслабкішої ланки, коли ступінь перспектив нафтогазоносності визначається найменш сприятливим фактором із тих, що аналізуються.

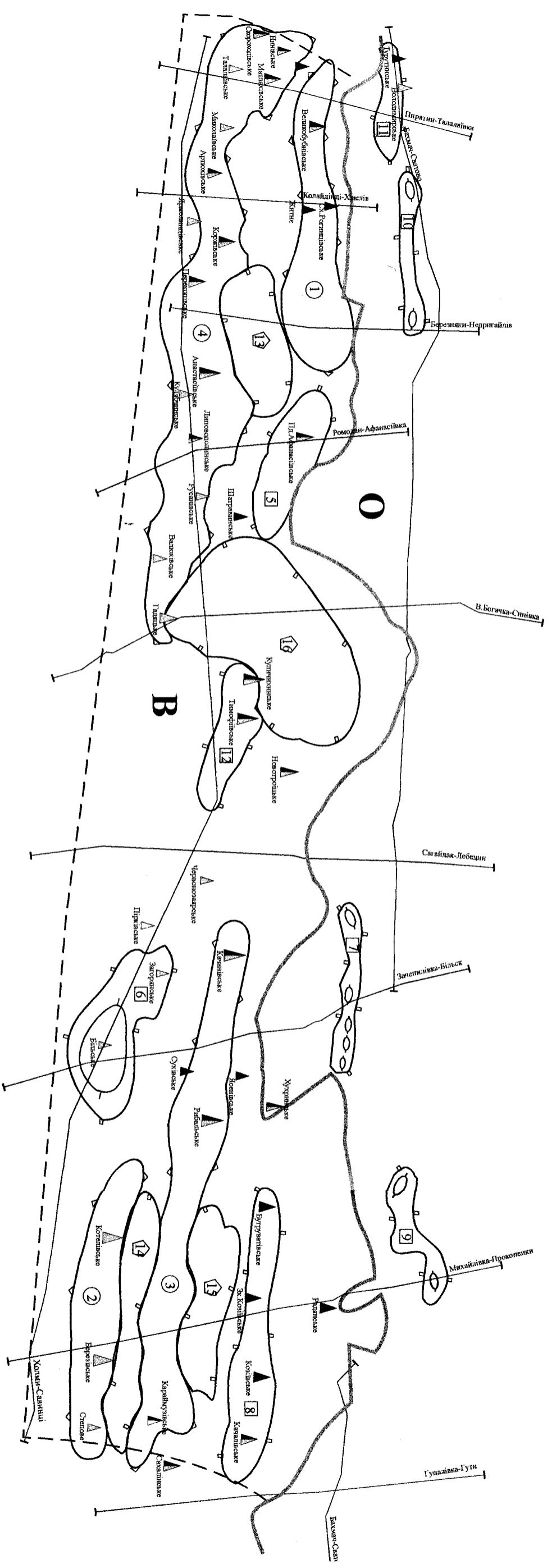


Рис. 3.10. Карта тектонічного районування середніх за розмірами структур північних бортової і прибортової зон ДЗ.
 (за Б.П.Кабишевим, Г.М.Пригаріною, 2000р., з доповненнями В.Я.Колоса)

Родовища: 1-нафтові, 2-газові, 3-газоконденсатні, 4-нафтогазоконденсатні, 5-малі(запаси ВВ менше 10 млн.т у.п.), 6-середні (запаси ВВ 10-30 млн.т у.п.), 7-великі (запаси ВВ 30-100 млн.т у.п.), 8-граніці Дніпровського грабена.

Структури і їх нумерація: ІІ порядку: 9-долатні (ваги), проміжні між ІІ і ІІІ порядками: 10-долатні (малі ваги), 11-від'ємні (малі депресії), 12-нафтогазоносні райони, 13-регіональні сейсмічні профілі МСТТ.

Структури ІІ порядку (розмір 40-300км): долатні (ваги) 1-Великобубнівсько-Роменський, 2-Котелевсько-Березівський, 3-Качанівсько-Караїкозівський, 4-Талалаївсько-Галашківський. Структури, проміжні між ІІ і ІІІ порядками (розмір 20-40км): долатні (малі ваги) 5-Панасівсько-Берестівський, 6-Більсько-Гусаківський, 7-Жолобківсько-Буднівський, 8-Бутруватівсько-Качалівський, 9-Рипинсько-Сніжний, 10-Касьянівсько-Томашівський, 11-Трутинсько-Володимирівський, 12-Лимофіївсько-Мартинівський. Від'ємні (малі депресії) 13-Бобринька, 14-Кубашівсько-Костянтинівська, 15-Пархомівська, 16-Синівська.

Результуюча карта перспектив якісного рівня оцінки поєднує в собі умови грації, акумуляції та збереження ВВ, які визначаються по кожному з продуктивних комплексів. При цьому враховані стан промислової нафтогазоносності та основні результати пошуково-розвідувальних робіт в ОНГПР.

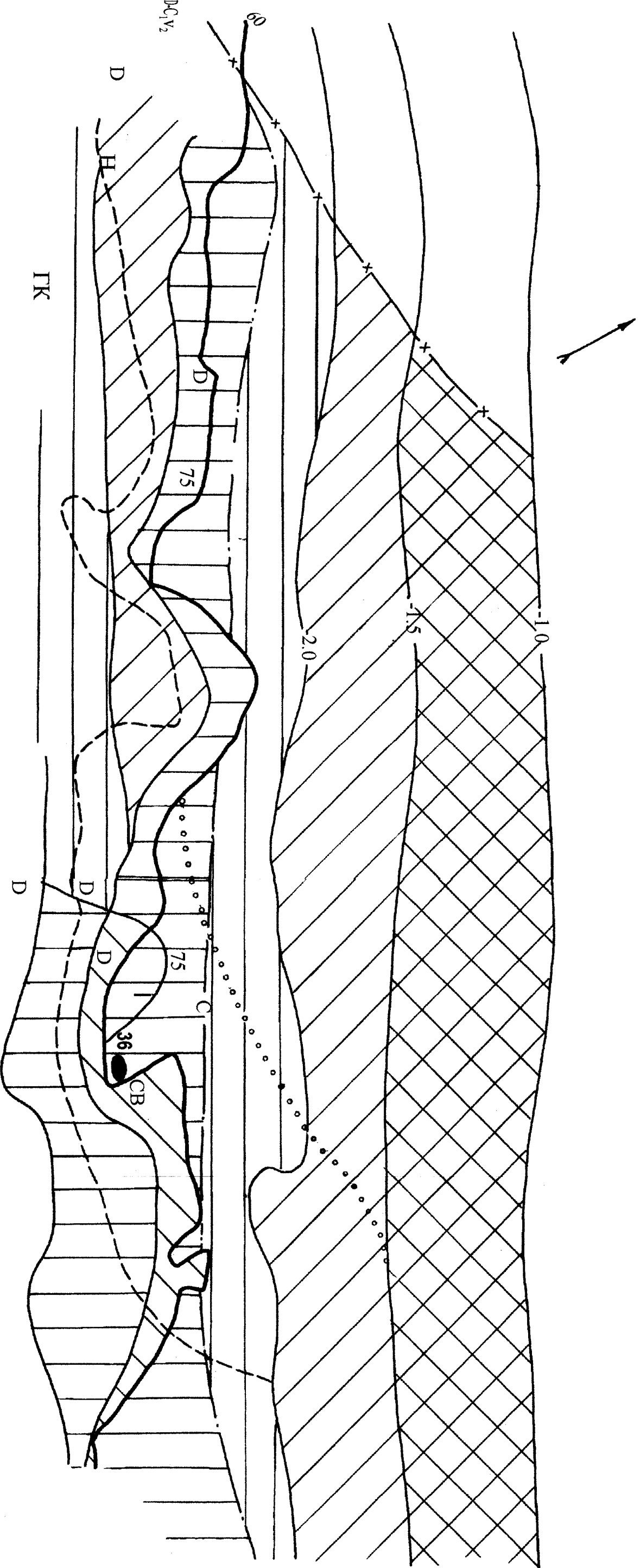
Карти якісної оцінки перспектив нафтогазоносності характеризують на добре вивчених ділянках стан початкових ресурсів вуглеводневої сировини, а на маловивчених (зокрема ПнБ) - нерозвіданих.

З урахуванням диференціації геологічних ознак шляхом поєднання відповідних карт по кожному продуктивному комплексу виділяються наступні зони перспективності: I – високоперспективна; II - перспективна; III – помірноперспективна; IV - малоперспективна, V – умовно перспективна територія.

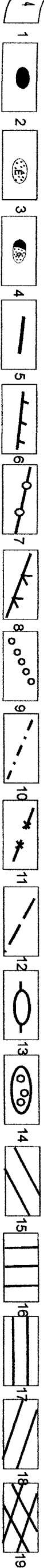
Якісна оцінка перспектив нафтогазоносності докембрійського комплексу (рис. 3.11.). Методичний підхід до побудови карт якісної оцінки перспектив нафтогазоносності докембрійського фундаменту суттєво відрізняється від їх побудови для комплексів осадового чохла.

Зони якісної оцінки перспектив порід фундаменту виділені на основі паралелізації їх з відповідними оцінками перекриваючого фундаменту осадового комплексу. Така методика була запропонована Б.П.Кабишевим, Ю.Б.Кабишевим і М.Пригаріною (1997). На ділянках, де породи фундаменту перекриті верхньовішньокембрійським комплексом, у фундаменті виділені зони такої ж категорії перспективності, а там, де він перекритий девоном – зони з категорією перспективності, зниженою на одну градацію, у зв'язку із зниженою перспективністю останнього.

Найбільші перспективи докембрійського комплексу пов'язуються безпосередньо з корою вивітрювання кристалічного фундаменту. Територією з найвищою категорією перспективності є ділянка ПнБ у прирозломній смузі шириною до 10 км, яка виділяється за даними сейсмозв'язки КМЗХ і інтенсивно порушена скидами зони північного крайового порушення. По системі скидів породи кристалічного фундаменту контактують з найбільш перспективною частиною розрізу осадового чохла – верхньокембрійським кам'яновугільними відкладами. Саме у цій найперспективнішій зоні в ОНГПР відкрито Хухринське родовище.



36. Хухринське



3.11. Карта якісної оцінки перспектив нафтогазоносності докембрійського фундаменту ДДЗ, 2002.

В.Я. Колос з використанням матеріалів Б.П. Кабишева, Т.М. Пригарної, О.Ю. Лукіна, А.Ф. Романюка, В.О. Кривошеї, С.Ф. Шевченко, Р.М. Новосилецького, О.В. Стефчишина
 Мерация родовищ; скруглення ВВ: 2 - нафтові; 3 - газоконденсатні; 4 - нафтогазоконденсатні; границі: 5 - Дніпровського грабену; 6 - розповсюдження комплексу; глибини залегання
 фундаменту на борту: 7-2 км; 8-1,5 км; зон різної перспективності, що обумовлені: 9 - якістю флюїдопорів (за О.Ю. Лукіним та ін., 1992); 10 - ступенем каптагенезу порід (за О.Ю. Лукіним,
 Шевченко та ін., 1988); 11 - вмістом ВВ у водорозчинених газах (за А.Ф. Романюком та ін., 1992, В.А. Кривошеєю, 1993); 12 - різним фазовим станом ВВ; 13 - додатні структури (ваги і
 вади); 14 - найперспективніша територія на пошуки покладів ВВ у антиклінальних пастках; вся інша - перспективна на пошуки покладів у неантиклінальних пастках; перспективність
 території за сумою якісних критеріїв: 15 - високоперспективна; 16 - перспективна; 17 - помірно перспективна; 18 - малоперспективна; 19 - умовно перспективна.

На інших ділянках ПнБ фундамент перекритий відкладами верхнього візе, які мають найбільшу щільність прогнозних ресурсів. На відмітках залягання поверхні фундаменту на глибині понад 2 км виділяється перспективна зона, від 2 до 1,5 км – перспективна (за Б.П.Кабишевим та ін., 1995) на заході і помірно перспективна на сході; від 1,5 до 1 км – умовно перспективна через відсутність фактичних матеріалів для визначення ступеня її перспектив.

У ПнПЗ, за винятком деяких виступів (Анастасіївсько-Липоводолинський), фундамент перекритий відкладами підсольового девону, які є менш перспективними порівнянні з нижньокам'яновугільними. В північній частині Охтирської ділянки фундамент перспективний, адже девон тут також є більш перспективним. Саме тут відкриті і перші промислові родовища у девонському комплексі (Козіївське, Бугрувське). Далі на північний захід в ПнПЗ фундамент має помірно перспективну якість відповідно до перспективності підсольових девонських відкладів.

Перспективність порід докембрійського фундаменту в різних зонах ДДЗ виявляється фактичними результатами буріння: Хухринське, Юліївське, Огульцівське родовища знаходяться у найбільш перспективній зоні.

Безпосередньо в межах Дніпровського грабена, де фундамент перекривається перспективними підсольовими девонськими відкладами, будь-яких суттєвих запасів нафти і газу поки що не отримано.

Підтвердженням викладеного є приплив газу на Сотниківській площі в грабені, де фундамент перекритий породами нижнього карбону, а не девону (в свердловині Сотниківська – 499, пробуреній на Анастасіївсько-Липоводолинському виступі фундаменту, був одержаний приплив газу з верхньої частини кристалічного фундаменту в інтервалі 5560-5650 м).

Питання про походження ВВ, які можуть утворювати поклади в породах фундаменту, є дискусійним і давно обговорюється багатьма дослідниками. Якщо говорити до цього з позицій мантійного походження ВВ (М.О. Кудрявцев [70], В.Б. Філіп'єв [126], В.О. Краюшкін [63], Г.Н. Доленко [29] та ін. [98]), особливу увагу в пошуково-розвідувальних роботах необхідно приділяти районам з підвищеною сейсмічною активністю, зонам глибинних розломів і районам розвитку

протермальних процесів. Прихильники органічної теорії [5, 10, 11, 20, 26, 61, 94, 7] пояснюють наявність покладів у породах фундаменту міграцією ВВ із осадових товщ, що залягають на більших глибинах і прилягають до припіднятих блоків фундаменту, тобто латеральною міграцією ВВ. Тому основним геодинамічним елементом моделі нафтогазонакопичення на ПнБ є контакт між осадовими товщами і блоками кристалічного фундаменту.

Питання про насиченість тріщинуватих зон в докембрійських утвореннях досить складне. Із свердловин, що розкрили фундамент, випробувано в процесі буріння близько 30%, а в колоні – обмаль. Випробування порід фундаменту в ПТІР знайшло відображення у багатьох працях здобувача разом з співавторами [34, 35, 52, 56, 60, 95, 98, 109, 120, 152, 157, 158, 170]. Перспективи нафтогазонасності порід фундаменту слід пов'язувати з наявністю колекторів переважно щільного типу, особливо для зон розуцільнення, і порово-тріщинних для порід кор вивітрювання.

Якісна оцінка перспектив нафтогазонасності девонського комплексу. Для якісної оцінки прогнозних ресурсів ВВ девонські відклади розділені на три підкомплекси, виходячи із отриманих промислових або непромислових припливів нафти і газу (рис. 3.12.-3.14.):

- підсольовий – включає верхньодевонські відклади в обсязі киновського, сарматського, семилуцького, алатирського, воронезького і, місцями, низів турганівського горизонтів (франський ярус);
- міжсольовий – включає задонський і елецкий горизонти нижнього фамену;
- надсольовий – включає лебедянсько-нікольські, тургенівсько-кудеярівські, ільїнські та руденківські шари верхнього фамену.

За умовами збереження, які характеризує вміст ВВ у водорозчинених газах, територія досліджень знаходиться у зоні підвищених перспектив.

Підсольовий підкомплекс девону (рис. 3.12.) у крайній південно-східній частині району залягає на глибинах понад 7000 м і тому якісна оцінка тут не проводиться. Товщина комплексу в центральній і східній частинах району досить рівна і складає до 250 м на крайній півночі і 250 - 500 м на південних ділянках. У напрямку

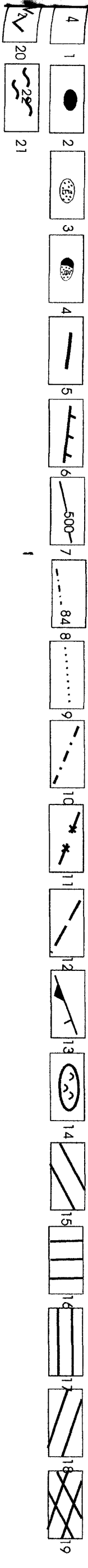
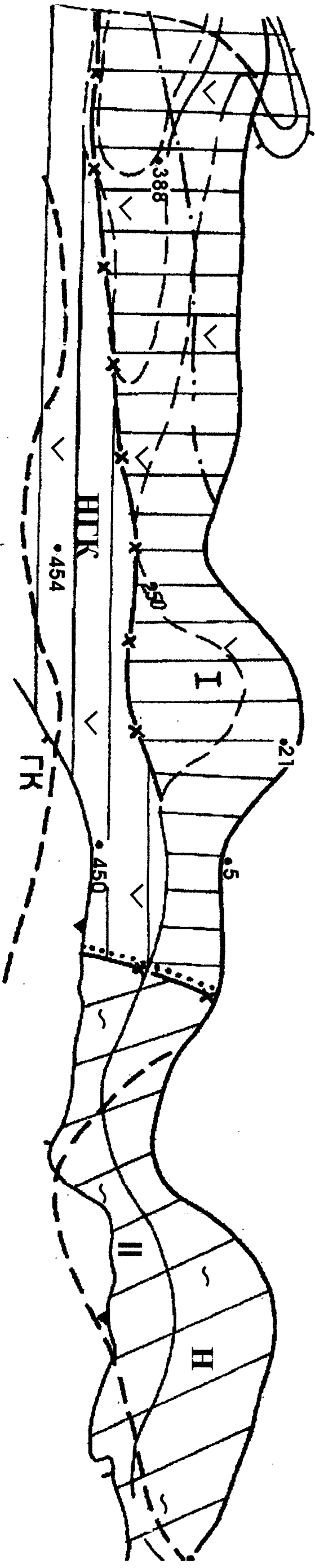


рис. 3.12. Карта якісної оцінки перспектив нафтогазоносності підсольового підкомплексу девону ДДЗ, 2002.

Київ В.Д. Колос з використанням матеріалів Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної, О.Ю. Лукіна, А.Ф. Романюка, В.О. Кривошеї, Є.Ф. Шевченко, Р.М. Новосилецького, О.В. Стефцишина
 -Думерація родовищ; скупчення ВВ: 2- нафтові; 3-газоконденсатні; 4- нафтогазоконденсатні; границі: 5- Дніпровського грабену; 6- розповсюдження комплексу; 7- ізопахіти
 -вону, 8- межі різного ступеню катагенезу /од.10R° / П - 75-84 од. межі: 9 - літофациальних зон; 10 - за ступенем катагенезу порід (за О.Ю. Лукіним, Є.Ф. Шевченко та ін.,
 1988); 11 - за вмістом ВВ у водорозчинених газах (за А.Ф. Романюком та ін., 1992, В.О. Кривошею, 1993); 12 - за різним фазовим станом ВВ; 13 - залягання відкладів девону глибше
 м; 14 - соляні штоки. Перспективність території за сумою якісних критеріїв: 15 - високоперспективна; 16 - перспективна; 17 - помірно перспективна; 18 - малоперспективна;
 -Умовно перспективна. Області переважного розповсюдження: 20 - вортонських і евланівських (верхньофранських) ефузивів, 21 - осадових утворень.

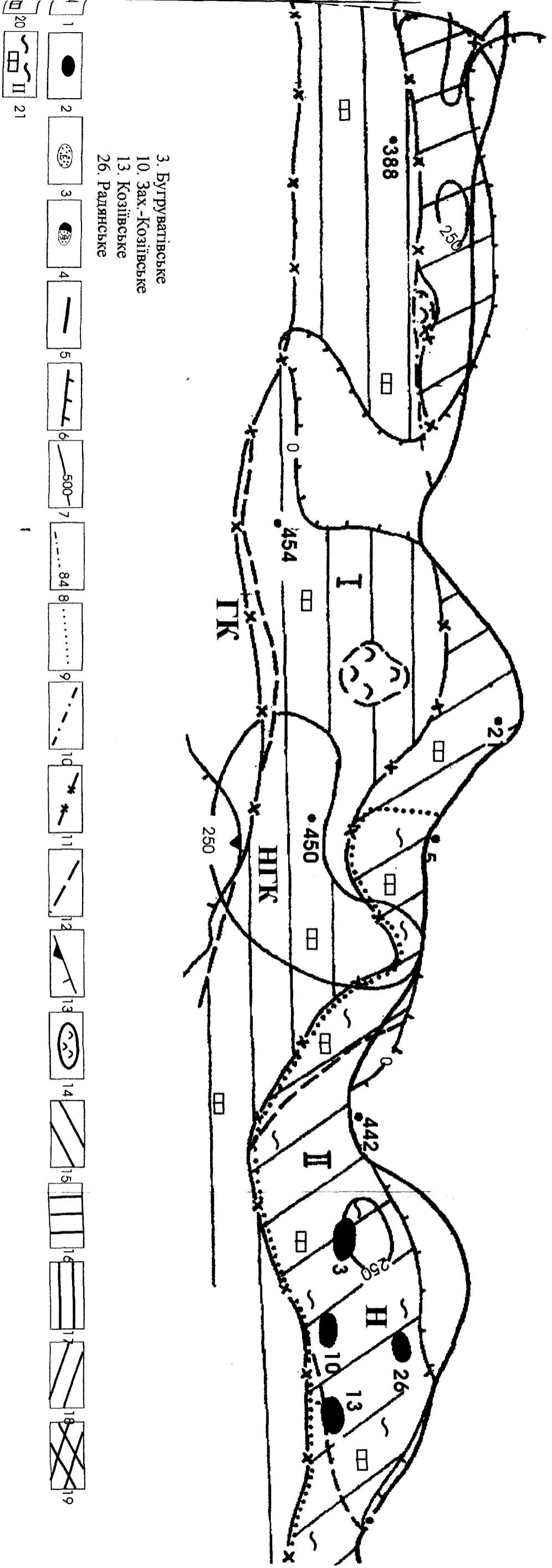
бортових депресій відбувалося більш значне накопичення порід комплексу, товщина відкладів тут поступово збільшується до 750 м.

Літолого-фаціальний склад порід став одним із визначальних критеріїв класифікації девонських відкладів. Територія Великі Бубни – Чупахівка є областю розповсюдження воронезьких і євланівських (верхньофранських) ефузивів, що значно переважають над осадовими породами у розрізі. Заміщення ефузивними породами осадових утворень негативно позначилося на перспективах території. Враховуючи і інші критерії якісної оцінки, південна її частина віднесена до перспективних, а північна – до малоперспективних зон.

Далі на схід від Чупахівки розташована область переважного розповсюдження осадових утворень. Саме ця територія є найбільш перспективною по солевому підкомплексу, оскільки і по всіх інших критеріях вона є високоперспективною. Це підтверджують і результати випробувань порід підкомплексу на площі (непромислові припливи нафти на Бугруватівській і Козіївській площах). Структури підсолевих відкладів ДДЗ представлені переважно пісковиками. Як правило, навіть на глибинах до 3000 м, вони мають низьку якісну характеристику і втрачають свої ємнісні властивості з глибиною.

Міжсолевий підкомплекс (рис. 3.13.) має мозаїчний характер розповсюдження. Поширення цих відкладів залежить від структури кристалічного фундаменту. Вони відсутні в межах Анастасіївсько-Липоводолинського виступу, на деяких місцях за розмірами прибортових ділянок і в межах склепінь Синівського і Рокитського соляних штоків. Товщина відкладів загалом незначна і тільки на деяких ділянках перевищує 250 м. Найбільш перспективним розрізом є теригенно-карбонатний (відклади єлєцького ярусу - теригенні, а задонського - карбонатні і гідроксидно-карбонатні), адже в цьому випадку колектори можуть бути пов'язані як з пористою теригенною, так і з тріщинуватою карбонатною його осадовими. Такий тип розрізу займає практично всю північну і східну частину району досліджень, яка є високоперспективною по міжсолевому підкомплексу.

На південь від зазначеної території розташована область розповсюдження переважно карбонатного типу розрізу, що пояснюється розмивом на даній території



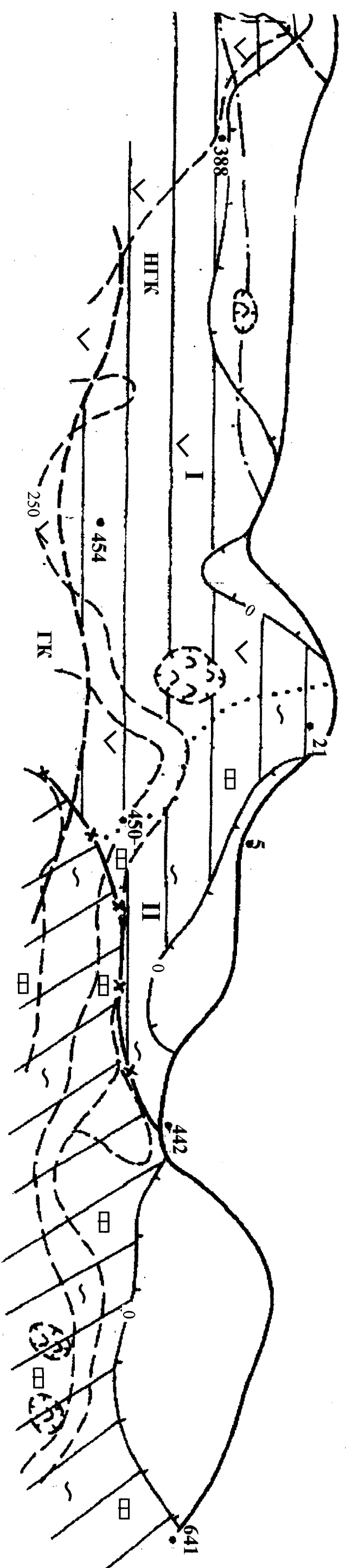
3.13. Карта якісної оцінки перспектив нафтогазоносності міжсольового підкомплексу девону ДДЗ, 2002.

В.Я. Колос з використанням матеріалів Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної, О.Ю. Лукіна, А.Ф. Романока, В.О. Кривошеї, Є.Ф. Шевченко, Р.М. Новосилецького, О.В. Стефчишина
класифікація родовищ; скупчення ВВ: 2 - нафтові; 3 - газоконденсатні; 4 - нафтогазоконденсатні; границі: 5 - Дніпровського грабену; 6 - розповсюдження комплексу; 7 - ізопахіти
ВВ, 8 - межі різного ступеню каталенезу /од. 10R° / II - 75-84 од.; 1 - >84 од.; межі: 9 - літофациальних зон; 10 - за ступенем каталенезу порід (за О.Ю. Лукіним, Є.Ф. Шевченко та ін.,
11 - за вмістом ВВ у водорозчинених газах (за А.Ф. Романоком та ін., 1992, В.О. Кривошеєю, 1993); 12 - за різним фазовим станом ВВ; 13 - залягання відкладів девону глибше
14 - соляні штоки. Перспективність території за сумою якісних критеріїв: 15 - високоперспективна; 16 - перспективна; 17 - помірно перспективна; 18 - малоперспективна;
Мовно перспективна. Області переважного розповсюдження: 20 - карбонатного типу розрізу, 21 - теригенно-карбонатного.

верхньої (елецької) частини міжсольового розрізу і збереженням нижньої (законської) його частини в карбонатних фаціях (часто з присутністю органогенних вапняків). Ця ділянка є середньоперспективною за якісною оцінкою. Колекторські властивості міжсольових утворень, як правило, невисокі. З міжсольових відкладів одержані промислові припливи ВВ на Радянському, Козіївському і Бугруватівському родовищах. Таким чином, найбільші перспективи у цьому підкомплексі девону слід пов'язувати з зоною східніше меридіану Новотроїцьке – Зачепилівка.

Надсольовий підкомплекс девону (рис. 3.14.) також відсутній на деяких промислових ділянках і в межах склепінь соляних штоків. В цілому товщина їх зростає напрямку осьової частини западини, при цьому на захід від Синівського штоку - до 250 м, на схід – до 500-1000 м. Тип розрізу також змінюється: із заходу на схід від Синівського штоку) спостерігається чергування піщано-глинистих порід з ефузивами і пірокластами. Надсольові відклади екрануються глинистою лиманською товщею. Ця територія за якісною оцінкою має середні перспективи.

На схід від меридіану Синівського штоку розташована область теригенних і карбонатних морських фацій, де практично не зустрічаються ефузивні утворення. Саме в цій області спостерігається найбільша кількість нафтогазопроявів у надсольовому девоні, що пов'язано з повсюдним поширенням тут перехідної товщі девон-карбон (зараз її відносять до верхнього фамену), яка представлена більськими глинистими і руденківськими (піщано-карбонатними) шарами. Перші можуть бути хорошою покрішкою для девонських покладів, а другі – вміщувати поклади ВВ. Кітківська ділянка ОНГПР є найбільш перспективною по надсольовому девону. Промислові припливи ВВ одержані з цієї товщі на Козіївському і Бугруватівському родовищах. Основні перспективи товщі можуть бути пов'язані з неопошуканими структурами (в т.ч. крупноамплітудними), що знаходяться в ареалі розповсюдження глинистої лиманської покрішки.



- | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|----|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|
| 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 20 | 21 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

3.14. Карта якісної оцінки перспектив нафтогазоносності надсольового підкомплексу девону ДДЗ, 2002.
 ав В. Я. Колос з використанням матеріалів Б. П. Кабишева, Т. М. Пригаріної, О. Ю. Лукіна, А. Ф. Романюка, В. О. Кривошеї, Є. Ф. Шевченко, Р. М. Новосилецького, О. В. Стефчишина
 умерація родовищ; скупчення ВВ: 2 - нафтові; 3 - газоконденсатні; 4 - нафтогазоконденсатні; границі: 5 - Дніпровського грабену; 6 - розповсюдження комплексу; 7 - ізопахіти
 ну; 8 - межі різного ступеню каталенезу /од. 10R° / II - 75-84 од; межі: 9 - літофациальних зон; 10 - за ступенем каталенезу порід (за О. Ю. Лукіним, Є. Ф. Шевченко та ін.,
 11 - за вмістом ВВ у водорозчинених газах (за А. Ф. Романюком та ін., 1992, В. О. Кривошею, 1993); 12 - за різним фазовим станом ВВ; 13 - залягання відкладів девону глибше
 14 - соляні штоки. Перспективність території за сумою якісних критеріїв: 15 - високоперспективна; 16 - помірно перспективна; 17 - малоперспективна; 18 - малоперспективна;
 умовно перспективна. Області переважного розповсюдження: 20 - ефузивних і теригенних червоноколірних утворень, 21 - сіроколірних теригенних і карбонатних морських фалій.

Якісна оцінка перспектив нафтогазоносності нижньокам'яновугільних

кладів.

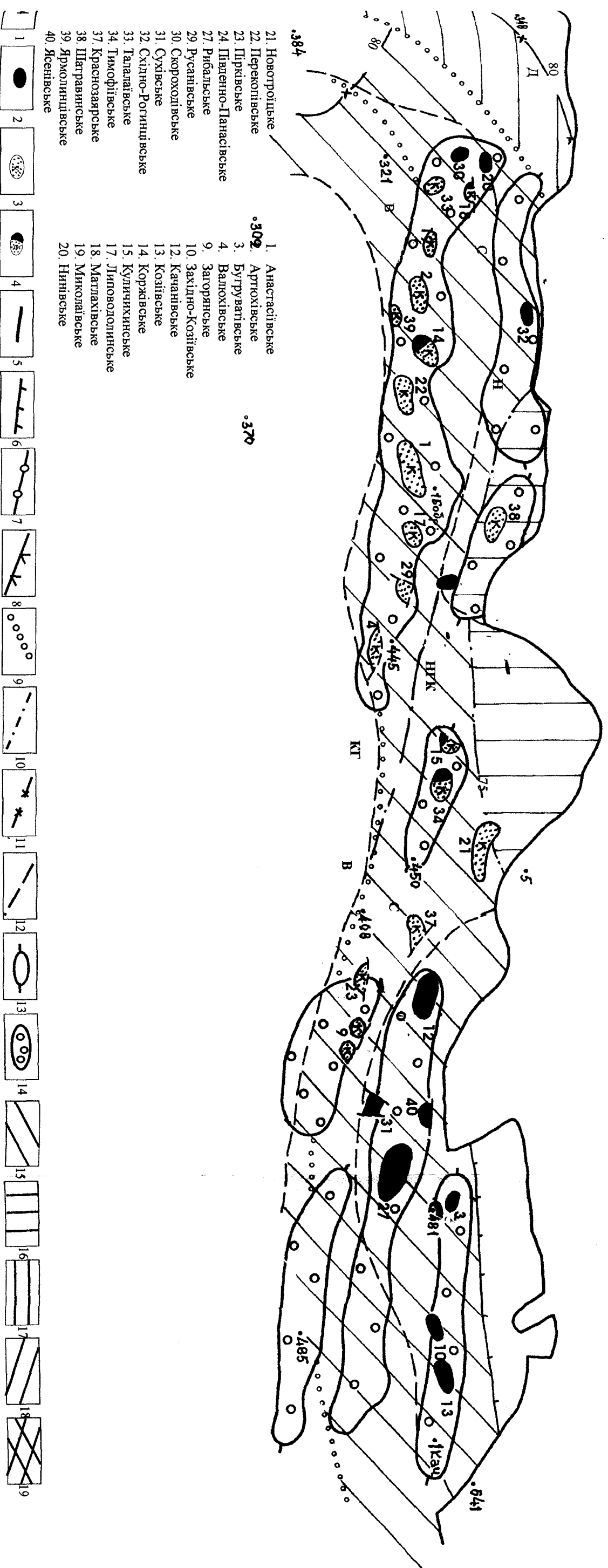
Турнейсько-нижньовізейський комплекс (рис. 3.15.) у районі досліджень одуктивний на 29 родовищах і є одним із найбільш перспективних як в ОНГПР, так і загалом у ДДЗ.

За сумою якісних критеріїв по комплексу у межах ПнПЗ виділяються землі I, II та III категорій перспективності.

Найперспективніша територія (I категорія) займає основну частину ПнПЗ, за винятком прирозломної Панасівсько-Синівської ділянки. Для покришки класу Середньої екрануючої властивості, за О.Ю. Лукіним) діапазон контрольованої нафтогазоносності визначається для покладів середніх і легких нафт, конденсатів, газифтових і нафтогазових покладів, а для газоконденсатних покладів – переважно у малоамплітудних НАП, з надмірним тиском менше 5,5 МПа. Враховуючи, що за фактичним станом на окресленій території виділяються нафтова і нафтоконденсатногазові зони, покришки класу С цілком задовольняють умови формування покладів на зазначеній території. Позитивним критерієм перспективності у зоні I категорії є наявність додатніх антиклінальних структур – валів і малих валів, у межах яких підвищується перспективність пошуків антиклінальних пасток ВВ; решта території перспективна на пошуки покладів у малоамплітудних антиклінальних та неантиклінальних пастках.

Перспективна зона (II категорія) виділяється у межах прирозломної смуги на Панасівсько-Синівській ділянці, де спостерігається висока середня пористість комплексу - понад 20% (за Р.М. Новосилецьким, О.В. Стефчишиним 1987), при оптимальній для формування покладів пористості до 15-17% [42].

Помірно перспективна територія (III категорія) виділяється на заході ОНГПР. Основний чинник для визначення ступеня її перспективності – поширення покришок класу понижених екрануючих властивостей з діапазоном контрольованої нафтогазоносності, сприятливої для формування покладів середніх і важких нафт.



3.15. Карта якісної оцінки перспектив нафтогазоносності турнейсько-нижньовізейського комплексу ДДЗ, 2002.

В. Я. Колос з використанням матеріалів Б. П. Кабишева, Т. М. Пригарної, О. Ю. Лукіна, А. Ф. Романюка, В. О. Кривошеї, Є. Ф. Шевченко, Р. М. Новосилецького, О. В. Стефчишина
 Диметрація родовищ; скучення ВВ: 2 - нафтові; 3 - газоконденсатні; 4 - нафтогазоконденсатні; границі: 5 - Дніпровського грабену; 6 - розповсюдження комплексу; глибини залатання
 Діаметру на борту: 7-2 км; 8-1,5 км; зон різної перспективності, що обумовлені: 9 - якістю флюїдоупорів (за О. Ю. Лукіним та ін., 1992); 10 - ступенем кататекстури (за О. Ю. Лукіним,
 Шевченко та ін., 1988); 11 - вмістом ВВ у водорозчинених газах (за А. Ф. Романюком та ін., 1992, В. О. Кривошеєю, 1993); 12 - різним фазовим станом ВВ; 13 - додатні структури (валли і
 вали); 14 - найперспективніша територія на пошуки покладів ВВ у антиклінальних пастках; вся інша - перспективна на пошуки покладів у неантиклінальних пастках; перспективність
 порів за сумою якісних критеріїв: 15 - високоперспективна; 16 - помірно перспективна; 17 - малоперспективна; 18 - умовно перспективна; Родовища (для кожного
 комплексу свої).

Якісна оцінка перспектив нижньовізейсько-турнейського комплексу здійснюється розподілом промислової нафтогазоносності у ньому. Практично всі родовища зосереджені у високоперспективній зоні й одне – у перспективній.

Верхньовізейський комплекс (рис. 3.16.) у межах ОНГПР продуктивний на всіх родовищах і є найбільш перспективним. За сумою якісних критеріїв по комплексу у ПнПЗ і на ПнБ виділяються землі I-IV категорій перспективності.

Найперспективнішою територією (I категорія) є центральна частина ПнПЗ. Покришки класу високих екрануючих властивостей контролюють діапазон нафтогазоносності, який сприяє формуванню газонафтових, газоконденсатних, конденсатних та інших покладів, а також покладів “сухого” газу з надмірним тиском до 8 МПа. Враховуючи, що на окресленій території виділяються нафтова, нафтоконденсатногазова та конденсатногазова зони фазового стану покладів, такі покритишки найбільше задовольняють умовам їх формування. Перспективи нафтогазоносності цієї території підсилюються великою кількістю додатніх структур – валів і малих валів. У межах зазначеної території розміщена переважна більшість (понад 80%) родовищ району.

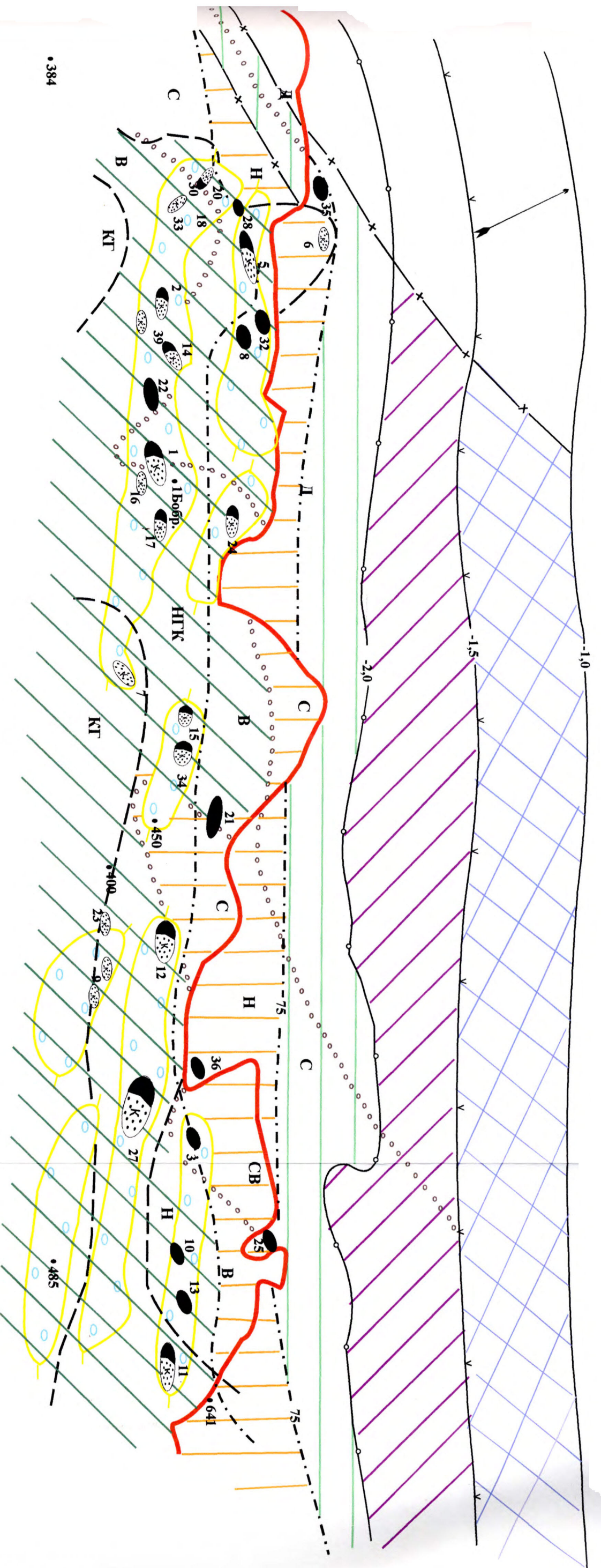
Перспективна територія II категорії виділяється на ряді невеликих ділянок прирозломної частини грабену та західної частини району досліджень, а також вузькою смугою у прирозломній зоні на ПнБ. На даній території розташовано 4 родовища у верхньовізейському комплексі.

Землі наступної – III категорії перспективності поширені переважно в межах ПнБ і обмежені з півночі ізогіпсою поверхні фундаменту -2 км.

Малоперспективні землі (IV категорія) виділяються на ПнБ між ізогіпсами фундаменту -1,5 і -2 км. На цій території відсутні будь-які критерії за якісною оцінкою, тому сучасний стан її вивченості не дозволяє достовірно оцінити перспективи даної зони.

Умовно перспективна територія виділяється між ізогіпсами фундаменту 1,5 і 1 км, де також відсутні критерії прогнозу.

У **серпуховському комплексі** (рис. 3.17.) в ОНГПР відкрито 6 родовищ. Порівняно з попередніми комплексами, серпуховський має найменші перспективи,



- | | | | |
|---------------------|------------------------|--------------------------|-----------------------|
| 1. Анастасіївське | 10. Західно-Козіївське | 17. Липоводолінське | 32. Східно-Рогиницьке |
| 2. Артохівське | 11. Качалівське | 18. Маглахівське | 33. Талагалівське |
| 3. Бугруватівське | 12. Качанівське | 20. Нинівське | 34. Тимофіївське |
| 5. Великобубнівське | 13. Козіївське | 21. Новотроїцьке | 35. Турутинське |
| 6. Володимирівське | 14. Коржівське | 22. Перекопівське | 36. Хухринське |
| 7. Гадяцьке | 15. Куличихинське | 23. Пірківське | 39. Яромлинське |
| 8. Житнє | 16. Кулябчинське | 24. Південно-Ланасівське | |
| 9. Загорянське | | 25. Прокопенківське | |
| | | 27. Рибальське | |
| | | 28. Ромашівське | |
| | | 30. Скороходівське | |

- | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|

рис. 3.16. Карта якісної оцінки перспектив нафтогазоносності верхньовізейського комплексу ДДЗ, 2002.

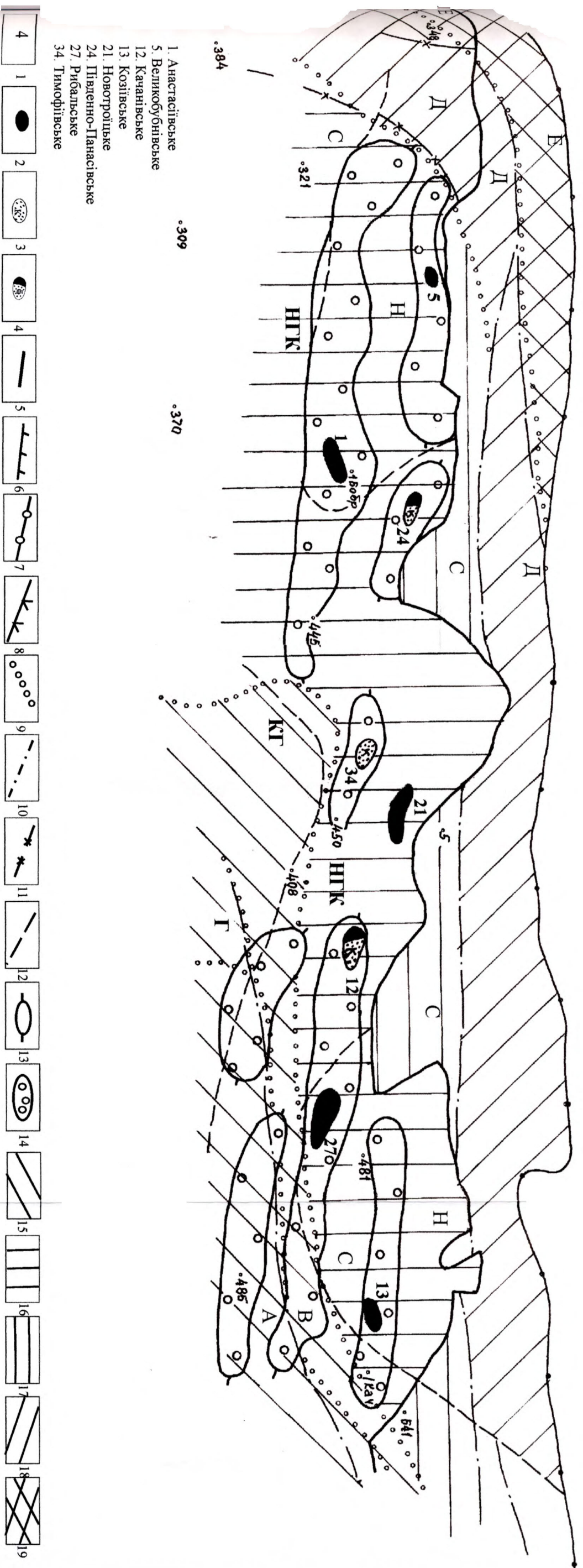
Дав В.Я. Колос з використанням матеріалів Б.П. Кабишева, Т.М. Пригарної, О.Ю. Лукіна, А.Ф. Романюка, В.О. Кривошеї, Є.Ф. Шевченко, Р.М. Новосилецького, О.В. Стефчишина

Нумерація родовищ, скупчення ВВ: 2 - нафтові; 3 - газоконденсатні; 4 - нафтогазоконденсатні; границі: 5 - Дніпровського грабену; 6 - розповсюдження комплексу; глибини залягання

шляху на борту: 7-2 км; 8-1,5 км; зон різної перспективності, що обумовлені: 9 - якістю флюїдоупорів (за О.Ю. Лукіним та ін., 1992); 10 - ступенем катагенезу порід (за О.Ю. Лукіним, Шевченко та ін., 1988); 11 - вмістом ВВ у водорозчинених газах (за А.Ф. Романюком та ін., 1992, В.О. Кривошею, 1993); 12 - різним фазовим станом ВВ; 13 - додатні структури (вали і

); 14 - найперспективніша територія на пошуки покладів ВВ у антиклінальних пастках; вся інша - перспективна на пошуки покладів ВВ у неантиклінальних пастках; перспективність за сумою якісних критеріїв: 15 - високоперспективна; 16 - перспективна; 17 - помірно перспективна; 18 - малоперспективна; 19 - умовно перспективна; Родовища (для кожного

ду свої).



Діаг. 3.17. Карта якісної оцінки перспектив нафтогазоносності серпуховського комплексу ДДЗ, 2002.
 Клав В.Я. Колоз з використанням матеріалів Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної, О.Ю. Лукіна, А.Ф. Романюка, В.О. Кривошеї, Є.Ф. Шевченко, Р.М. Новосилецького, О.В. Стефчишина
 - нумерація родовищ; скупчення ВВ: 2 - нафтові; 3 - газоконденсатні; 4 - нафтогазоконденсатні; границі: 5 - Дніпровського грабену; 6 - розповсюдження комплексу; глибини залегання
 фундаменту на борту: 7-2 км; 8-1,5 км; зон різної перспективності; 9 - якістю флюїдоупорів (за О.Ю. Лукіним та ін., 1992); 10 - ступенем катагенезу порід (за О.Ю. Лукіним,
 Ф.Шевченко та ін., 1988); 11 - вмістом ВВ у водорозчинених газах (за А.Ф. Романюком та ін., 1992, В.О. Кривошеєю, 1993); 12 - різним фазовим станом ВВ; 13 - додатні структури (ваги і
 дії ваги); 14 - найперспективніша територія на пошуки покладав ВВ у антиклінальних пастках; вся інша - перспективна на пошуки покладав у неантиклінальних пастках; перспективність
 території за сумою якісних критеріїв: 15 - високopersпективна; 16 - помірно-перспективна; 17 - умовно-перспективна. Родовища (для кожного
 шплексу свої).

що позначається як на кількості виявлених родовищ, так і на районуванні території якісною оцінкою.

Високоперспективна територія (І категорія) виділяється тільки на південному борті ОНГПР, практично на його межі. В межах ОНГПР на цій території родовищ немає.

Найбільшого поширення у серпуховському комплексі набувають землі II категорії перспективності, що охоплюють практично всю територію ПнПЗ в межах ОНГПР. Ця зона характеризується покришкою середніх екрануючих властивостей, а також широким розповсюдженням валів і малих валів. В ній знаходяться всі родовища, відкриті в ОНГПР.

Територія III категорії перспективності поширена у межах прирозломної зони

Землі IV категорії поширені у межах ПнБ, де з півночі обмежуються ізогіпсою глинистості 2 км.

Зона найнижчої V категорії перспективності, яку ми назвали умовно перспективною, примикає з північного заходу до межі ОНГПР і знаходиться частково у границі, частково на борту.

Підсумовуючи викладене в розділі, можна зробити наступні висновки:

- визначені продуктивні комплекси: на Північному борту - докембрійський і верхньовізейський, в Північній прибортовій зоні – докембрійський, девонський, турнейсько-нижньовізейський, верхньовізейський, серпуховський, середньокам'яновугільний, верхньокам'яновугільно-нижньопермський і мезозойський;
- аналіз встановленої в ОНГПР нафтогазоносності по 38 родовищах ВВ і пов'язаних з ними 185 покладах свідчить про пріоритетність нижньокам'яновугільних відкладів, з якими пов'язано близько 90% виявлених покладів нафти і газу;
- аналіз нафтогазоносності і проведена кореляція пластів-колекторів турнейсько-візейських відкладів доводять можливість відкриття у районі покладів ВВ, пов'язаних з пастками як антиклінального, так і неантиклінального типів у цих відкладах;
- на основі структурно-тектонічного районування ДДЗ із застосуванням критеріїв нафтогазоносності проведено нафтогазогеологічне районування ОНГПР, пів-

Глибина межа нафтогазоперспективності якого визначена по глибині залягання повер-
тні фундаменту 1000 м;

- виділено чотири регіональних тренди нафтогазоносності (протяжністю 250
м і більше), пов'язаних з продуктивними горизонтами Т-1, В-20, В-17 і В-16 та
вістнадцять зональних (протяжністю 40-120 км), приурочених до продуктивних
горизонтів турнейсько-нижньовізейського комплексу - Т-3, В-26 і
рхньовізейського - від В-22 до В-14. Саме у зонах виділених трендів можуть бути
відкриті нові поклади ВВ у зазначених продуктивних горизонтах;

- на основі аналізу закономірностей розміщення родовищ і покладів ВВ із
вистосуванням критеріїв нафтогазоносності виконана якісна оцінка перспектив
нафтогазоносності докембрійського, девонського, турнейсько-нижньовізейського,
рхньовізейського та серпуховського комплексів ОНГПР;

- побудовані карти якісної оцінки перспектив нафтогазоносності
продуктивних комплексів ОНГПР, на яких виділені зони різної перспективності
високоперспективна, перспективна, помірно-перспективна, малоперспективна),
включають умови міграції, акумуляції та збереження ВВ.

РОЗДІЛ 4

НАФТОГАЗОВИЙ ПОТЕНЦІАЛ

Сучасний стан нафтогазопошукових робіт в цілому по Україні характеризується поступовим зниженням їх ефективності, що зумовлено як об'єктивними, так і суб'єктивними чинниками.

До об'єктивних чинників слід віднести: а) високу розвіданість основних нафтогазоносних регіонів; б) велику глибину залягання покладів нафти і газу; в) незначні розміри покладів ВВ, що відкриваються; г) пов'язаність скупчень нафти і газу з частками складних типів; д) складні гідродинамічні умови і неоднорідність колекторських властивостей продуктивних комплексів.

Основними суб'єктивними чинниками є невідповідність існуючої в Україні методики та організації проведення нафтогазопошукових і розвідувальних робіт складній геологічній будові нафтогазоперспективних об'єктів та вимогам до нафтової галузі в умовах ринкової економіки.

Стабілізація і нарощування рівнів видобутку ВВ можливі лише за умови поповнення ресурсної бази, різкого зростання приростів запасів, а також збільшення обсягів пошуково-розвідувального буріння (ПРР). В 1974 р. обсяг ПРР складав по ПАТ "Укрнафта" 142,9 тис.м, а приріст ВВ – 9,1 млн.т у.п., в 2000 р. - відповідно 14,2 тис.м і 0,92 млн.т у.п. [58].

Механічне збільшення обсягів ПРР не дасть бажаного результату без ретельного вибору і підготовки перспективних об'єктів, прогнозу їх нафтогазоносності за комплексом геолого-геофізичних досліджень, тому визначення максимально достовірної моделі пастки ВВ, прогноз поширення в її межах колекторів та їх нафтогазоносності – основні завдання при нарощуванні запасів. Виконання цих завдань покладається на сейморозвідувальні, геолого-тематичні та наукові дослідження.

В ОНГПР встановлено 38 родовищ ВВ (14% від усіх в Україні і 21% по ОНГО), на яких обліковується 185 покладів. Максимальна кількість покладів (108) приурочена до інтервалу глибин 3-4 км і 77 – до глибин 4-5 км.

розвідувальних площ і родовищ, які знаходяться в бурінні, в Україні 169, з яких в ОНГПР – 20 (12% від загальної кількості в Україні). Підготовлених до буріння, але не введених в буріння, об'єктів в Україні 150, в ДДНГО – 81, в ОНГПР – 21 (14% від усіх в Україні, 26% від усіх в ДДНГО). Виявлених сейсморозвідкою об'єктів в Україні 258, в ДДНГО – 93, в ОНГПР – 16 (6% від усіх в Україні, 17% від усіх в ДДНГО).

Коефіцієнт продуктивності для пошукових свердловин в Україні становить 31, розвідувальних – 0,61.

Станом на 01.01.2002 р. з початку розробки нафтових і газових родовищ в Україні видобуто 297,7 млн.т нафти, 64,8 млн.т газового конденсату, 1712,0 млрд.м³ вільного і 72,3 млрд.м³ розчиненого в нафті газу.

Видобувні запаси ВВ категорій А+В+С₁ в ДДНГО складають на 01.01.2002 р. 21,89 млн.т у.п. (газу вільного – 868,8; газу розчиненого – 10,28; нафти – 73,18; газового конденсату – 69,63). Всього видобувних розвіданих запасів по Україні – 289,01 млн.т у.п.

Попередньо оцінені видобувні запаси категорії С₂ ДДНГО станом на 01.01.2002 р. складають 290,14 млн.т у.п. (газу вільного – 254,54; газу розчиненого – 1,1; нафти – 16,77; газового конденсату – 16,72). Всього запасів ВВ цієї категорії в Україні обліковується 426,9 млн.т у.п.

Перспективні ресурси категорії С₃ (видобувні) в ДДНГО станом на 01.01.2002 р. становлять 503,03 млн.т у.п., загальна кількість їх в Україні – 1028,16 млн.т у.п.

Прогнозні ресурси категорій Д₁+Д₂ в ДДНГО станом на 01.01.2002 р. оцінюються в 1309,39 млн.т у.п. (газу вільного – 1012,22; газу розчиненого – 40,47; нафти – 161,48; газового конденсату – 95,22). Всього їх в Україні – 3526,97 млн.т у.п.

Про можливість виявлення нових родовищ і покладів ВВ в ДДЗ свідчить оцінка нерозвіданих ресурсів ВВ: газу – 1738,5 млрд.м³, нафти – 221,4 млн.т, конденсату – 211,7 млн.т [47]. За авторами, в ДДЗ є можливість відкриття п'яти крупних газопокладів, 17 – середніх (нафтових і газових), 250 дрібних (з запасами 1-10 млн.т ВВ) та 6 дуже дрібних (0,3-1,0 млн.т ВВ) скупчень. Проте, на нашу думку, ступінь розві-

кості початкових ресурсів в ДДЗ на сьогоднішній день досить високий (57%), а в ці підготовлених до буріння і виявлених немає структур з ресурсами категорії С₃ івні крупних родовищ.

Аналіз ресурсної бази ОНГПР свідчить про досить високий ступінь освоєності ну. Нерозвіданими тут залишилися 35% початкових ресурсів ВВ.

4.1. Кількісна оцінка нерозвіданих ресурсів

Остання офіційно затверджена кількісна оцінка прогнозних ресурсів ВВ у ДДЗ була виконана станом на 01.01.1993 р. (Б.П.Кабишев та ін., 1995) у відповідності з "Методическими указаниями..." (1983). Вибір методики підрахунку залежить від ступеня вивченості регіону і освоєння його початкових потенційних ресурсів. За цією ознакою ДДЗ (відповідно до класифікації в "Методических указаниях..." (1983) знаходиться на IV етапі вивченості. Він характеризується тим, що найбільш крупні родовища в регіоні вже відкриті (хоча ДДЗ залишається ще перспективною для виявлення нових значних за розмірами родовищ), більша частина чітко виражених локальних структур в межах припіднятих зон вже розбурена, в пошукове буріння зачіпаються менш перспективні ділянки, а також в значній кількості неантиклінальні структури, відкриваються в основному дрібні і в невеликій кількості середні за розмірами родовища, ефективність робіт нижча від попереднього періоду.

При існуючому ступені вивченості ДДЗ, основним для оцінки прогнозних ресурсів являється метод порівняльних геологічних аналогій з внутрішніми еталонами. Основний для всіх продуктивних комплексів прийнято один із способів методу порівняльних аналогій - порівняння питомих щільностей ресурсів на одиницю площі розрахунковій ділянці з внутрішніми еталонами. В якості контрольного використовується історико-статистичний метод, а додаткового - об'ємно-генетичний.

Підрахунок ресурсів ВВ у межах ОНГПР здобувачем проведено станом на 01.2002 р. по наступних продуктивних комплексах: докембрійському, девонсько-турнейсько-нижньовізейському, верхньовізейському і серпуховському.

В якості основного для оцінки ресурсів був застосований метод порівняльних аналогій, сутність якого полягає у виборі добре вивчених (еталонних) ділянок, визначенні на них щільності початкових ресурсів і поширення цієї щільності на невивчені та слабковивчені території із застосуванням понижуючих коефіцієнтів аналогій. Коефіцієнти залежать від якості колекторів, покришок, товщини комплексу, гідрогеологічну закритість та щільність структурних пасток.

Для визначення щільностей ресурсів були використані карти якісної оцінки, у відповідності з якими виділялись чотири градації земель: I - високоперспективні, II - перспективні, III - помірно-перспективні і IV - малоперспективні.

Еталонні ділянки вибирались на території однієї категорії перспективності, переважно I категорії. Якщо еталонна ділянка знаходилась на території I категорії перспективності, то її щільність переносилась на розрахункові ділянки в межах цієї території без коефіцієнта аналогії, на розрахункові ділянки в межах II категорії перспективності - з понижуючим коефіцієнтом 0,7-0,8, на ділянки III категорії - 0,3-0,4 (значення коефіцієнтів встановлені експертним шляхом).

Загальний коефіцієнт аналогії визначається як добуток окремих коефіцієнтів. Початкові ресурси ВВ на підрахункових ділянках визначались як добуток щільності ресурсів по прийнятому еталону, площі розрахункової ділянки і загального коефіцієнта аналогії.

При підрахунку прогнозних ресурсів фундаменту використано принцип тісного взаємозв'язку його нафтогазоносності з контактуючим продуктивним комплексом осадового чохла. Щільності ресурсів перекриваючих фундамент продуктивних комплексів осадового чохла перенесені на фундамент.

Основною відмінністю авторського підрахунку є суттєве нарощування перспективної території: по докембрійському та верхньовізейському комплексах на ПнБ по ізогіпси поверхні фундаменту -1 км, і по докембрійському – у грабені на всій території ОНГПР, а не лише у вузькій прирозломній його частині.

Здобувач виходить з наступних міркувань.

По-перше, межа перспективних земель ПнБ по ізогіпси -1,5 км поверхні кристалічного фундаменту є досить умовною і не має чіткого геологічного обґрунтування.

(прямих доказів). У той же час за даними В.А. Терещенка [166] на ПнБ на глибинах 700-2000 м у відкладах карбону розвинуті слабкі розсоли і води хлоркальцієвого типу з мінералізацією 35-150 г/л, які є седиментогенними і не мають впливу прісних фільтраційних вод. Розчинені у водах газу переважно метанові.

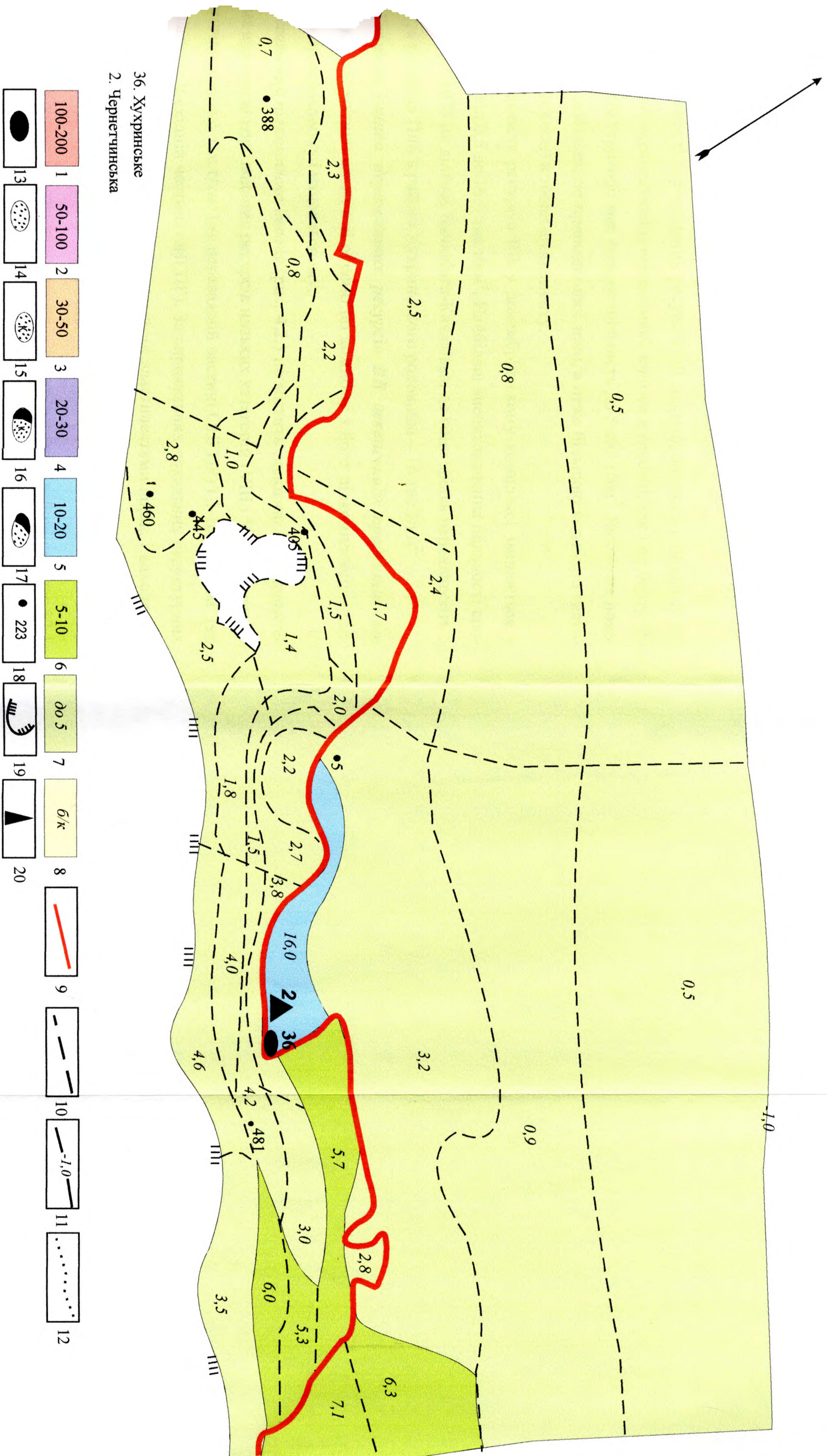
Результати аналізів води і водорозчинених газів з відкладів серпухова – верхнього візе, одержаних за результатами випробування в колоні свердловини 1 – Кадницька (найпівнічніша свердловина, з якої одержані аналізи води при випробуванні колоні), свідчать саме про метановий склад водорозчинених газів.

Перспективність відкладів карбону на глибинах до 1000 м і менше доведена покриттям родовищ на південному схилі ВКМ у Ростовській області, а також на північному схилі і Ростовському виступі УЩ.

По-друге, дослідження порід докембрійського кристалічного фундаменту протягом останнього десятиріччя [18, 24, 50, 52, 56, 92, 98, 120, 134, 138, 157, 189] переконливо довели існування двох типів розуцільнених зон – кори вивітрювання та відщипуваті зони в породах фундаменту. Одержання припливів води і ознаки нафтогазоносності при випробуванні порід фундаменту у ПнПЗ (Козіївська площа, св. Сошиківська - 499 та ін.) [138, 149], а також наявність виступів фундаменту дозволили дослідувачу розширити перспективи нафтогазоносності докембрійського комплексу і ПнПЗ.

При підрахунку прогнозних ресурсів методом порівняльних аналогій застосовуються коефіцієнти аналогії, визначені експертним шляхом. Так, для підрахунку ресурсів території в інтервалі ізогіпс залягання поверхні кристалічного фундаменту -1,0 і -1,5 км були прийняті понижуючі коефіцієнти аналогії: для докембрійського комплексу – 0,6; для верхньовізейського – 0,3. Їх визначено, виходячи з погіршення якості покриття і збільшення гідрогеологічної розкритості надр, про що свідчать результати якісної оцінки перспектив нафтогазоносності цих комплексів.

Кількісна оцінка нерозвіданих ресурсів докембрійського комплексу (рис. 1.). Оцінка ресурсів ВВ для докембрійського фундаменту виконано у межах всієї території ПнПЗ, а не лише вузької прирозломної смуги, де ресурси були підраховані раніше, а також території ПнБ до ізогіпси -1,0 км поверхні фундаменту.



с. 4.1. Північні бортова і прибортова зони ДДЗ. Карта перспектив нафтогазоносності докембрійського фундаменту (за кількісною оцінкою), за В.Я. Колосом, 2002, на основі матеріалів В.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної та ін. Щільність нерозвіданих ресурсів вуглеводнів (кат. C_2+C_3+D , видобувні, тис.т/км²); 1-ІІ категорія (100-200); 2-ІІІ категорія (50-100); V категорія (30-50); 4-V категорія (20-30); 5-VI категорія (10-20); 6-VII категорія (5-10); 7-VIII категорія (до 5); 8-малоперспективна територія без кількісної оцінки. Границі: Північне крайове порушення ДДЗ; 10-межі підрахункових ділянок; 11-ізопіса залігання поверхні фундаменту; 12-ділянки відсутності відкладів комплексу; родовища: 13-нафтові, 14-газові, 15-газоконденсатні, 16-нафтогазоконденсатні, 17-нафтогазові; 18-свердловини; 19-територія з глибиною залігання відкладів комплексу понад 7км.; 20-площа з мігловими припливами ВВ.

у результаті проведеної оцінки видобувні нерозвідані ресурси докембрійсько-кристалічного фундаменту склали 23,7 млн.т ВВ, що становить близько 10% усіх нерозвіданих ресурсів ВВ ОНГПР. Враховуючи слабку вивченість цього комплексу уривкам і наявність тільки одного (Хухринського) родовища, одержана цифра вважається оптимальною на сьогоднішньому етапі його вивчення.

Розподіл щільності нерозвіданих ресурсів ВВ докембрійського комплексу характеризує більш високі перспективи прирозломної зони як в грабені, так і на борту (5-10 тис. т/км²). Решта території має фонову щільність до 5 тис.т/км². Якісно це пояснюється більшою мобільністю прирозломної зони, а отже більшою кількістю тектонічних (розущільнених зон) в товщі фундаменту.

Загалом, щільність ресурсів ВВ у докембрійському комплексі змінюється у межах переважно від 0,5 до 16,0 тис.т/км². Найбільш високі значення щільності спостерігаються у ПнПЗ на ділянці Качанівка-Качалівка, де вони зрідка перевищують 5 тис.т/км², а також на ПнБ в районі Хухринського родовища – 16 тис.т/км².

Кількісна оцінка нерозвіданих ресурсів ВВ девонського продуктивного комплексу. Перспективи визначені окремо по кожному з його підкомплексів - підсольовому, міжсольовому і надсольовому.

Підсольовий підкомплекс девону (рис. 4.2.) не містить родовищ ВВ і характеризується щільністю нерозвіданих ресурсів низьких категорій (VIII і VII) з відповідними величинами до 5 тис.т/км² (на переважній частині ОНГПР) і 5-10 тис.т/км² (на окремих ділянках у східній частині ОНГПР). За сприятливих локальних структурних умов, поєднаних з покращеними колекторськими властивостями порід, і виходячи з даної оцінки перспектив, у підсольовому підкомплексі девону можна очікувати відкриття покладів ВВ промислового значення.

Оцінка видобувних нерозвіданих ресурсів підкомплексу в районі складає 12,1 млн.т ВВ.

Міжсольовий підкомплекс (рис. 4.3.) має найкращі промислово-геологічні пошки серед підкомплексів девону, про що свідчить наявність чотирьох нафтових покладів Бугруватівського, Західно-Козіївського, Козіївського і Радянського родовищ. Значна літофаціальна мінливість порід цих відкладів обумовила формування

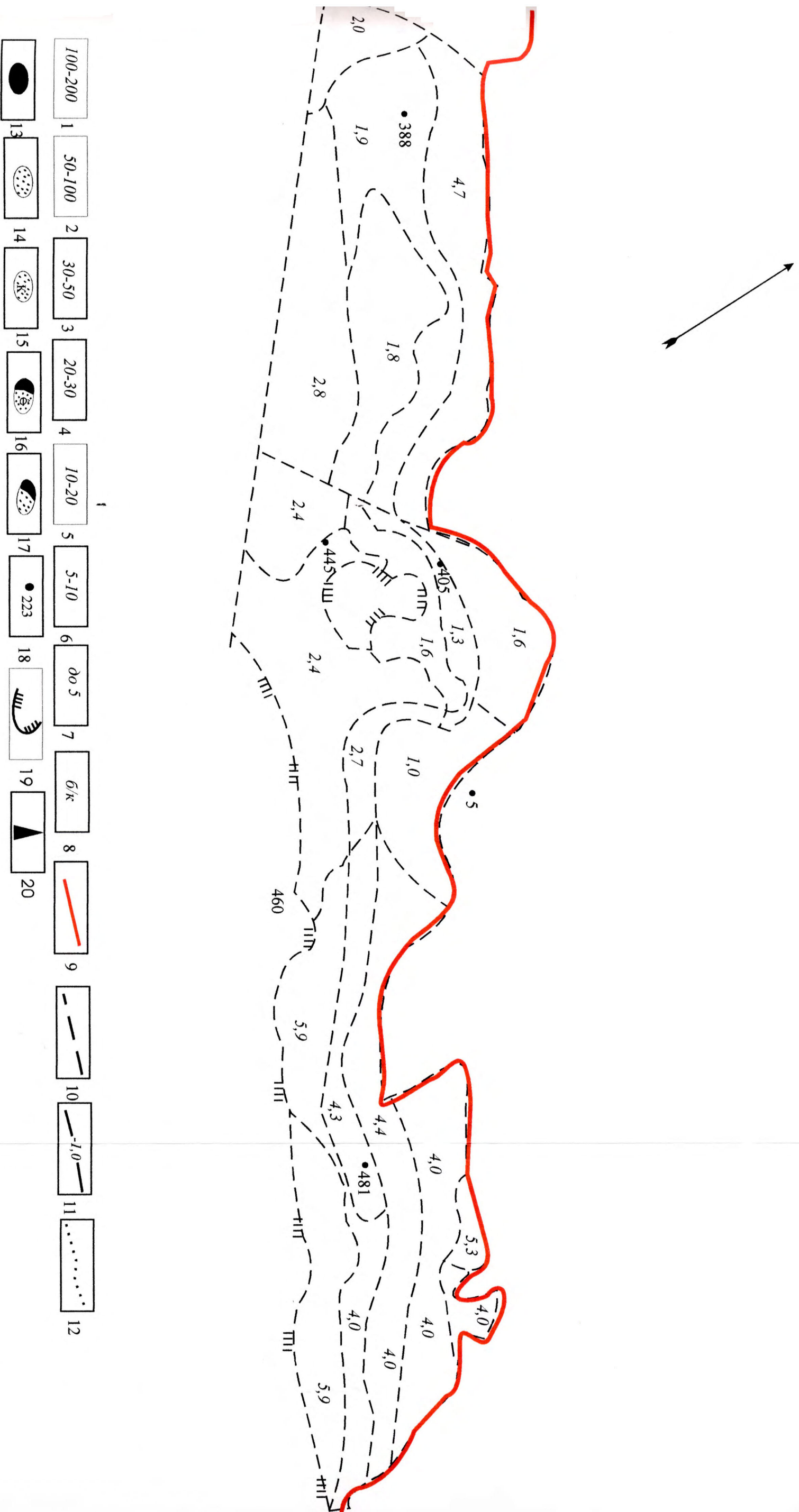


Рис. 4.2. Північні бортова і прибортова зони ДДЗ. Карта перспектив нафтогазоносності підкомплексу девону (за кількісною оцінкою), за В.Я. Колосом, 2002, на основі матеріалів Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної та ін. Щільність нерозвіданих ресурсів вуглеводнів (кат. C_2+C_3+D , видобувні, тис.т/км²); 1-ІІ категорія (100-200); 2-ІІІ категорія (50-100); 3-ІV категорія (30-50); 4-V категорія (20-30); 5-VI категорія (10-20); 6-VII категорія (5-10); 7-VIII категорія (до 5); 8-малоперспективна територія без кількісної оцінки; границі: 9-Північне крайове порушення ДДЗ; 10-межі підрахункових ділянок; 11-ізогіпси залягання поверхні фундаменту; 12-ділянки відсутності відкладів комплексу; родовища: 13-нафтові, 14-газові, 15-газоконденсатні, 16-нафтогазоконденсатні, 17-нафтогазові; 18-свердловини; 19-територія з глибиною залягання відкладів комплексу понад 7км.; 20-площа з промисловими припливами ВВ.

відкладів ВВ на різних гіпсометричних рівнях міжсольового девону у межах невеликої за розміром території.

Щільність нерозвіданих ресурсів зростає порівняно з попереднім підкомплексом, досягаючи максимальних значень (18,8 тис.т/км²) на Козіївській ділянці. У східній частині ОНГПР щільності ресурсів підкомплексу порівняно вищі (досягають значень 10 тис.т/км²), а у західній загалом фоновими для всієї території є щільності 0-6,5 тис.т/км². Перспективною є східна частина району.

Нерозвідані ресурси підкомплексу складають 29,3 млн.т у.п., або 62% нерозвіданих ресурсів всього девону в цьому районі.

Надсольовий підкомплекс девону (рис. 4.4.) у районі робіт має переважно нульові щільності ресурсів, що вказує на його мізерні перспективи. Порівняно краще виглядає смугоподібна Новотроїцько-Бугруватівська зона, де щільність нерозвіданих ресурсів складає 6,3 - 16,0 тис.т/км².

Оцінка видобувних нерозвіданих ресурсів підкомплексу в районі складає 5,7 млн.т ВВ.

Сумарна оцінка видобувних нерозвіданих ресурсів ВВ категорій С₂+С₃+Д денського комплексу ОНГПР складає 47,1 млн.т або 19% всіх нерозвіданих ресурсів району.

Кількісна оцінка нерозвіданих ресурсів турнейсько-нижньовізейського, верхньовізейського і серпуховського продуктивних комплексів. Найбільша частка нерозвіданих ресурсів в ОНГПР пов'язана з двома нижньокам'яновугільними комплексами – нижньовізейсько-турнейським та верхньовізейським (67%). У цих продуктивних комплексах вуглеводневий потенціал надр суттєво зростає, що проявляється у значній кількості родовищ, зосереджених у відкладах турне і візе, так і високих щільностях нерозвіданої частини ресурсів ВВ у районі порівняно з іншими комплексами.

Нижньовізейсько-турнейський комплекс (рис. 4.5.) поширений тільки у межах ПЗ, де відкрито 29 родовищ з покладами, приуроченими до цього комплексу, які майже рівномірно розміщені по всій території ОНГПР.

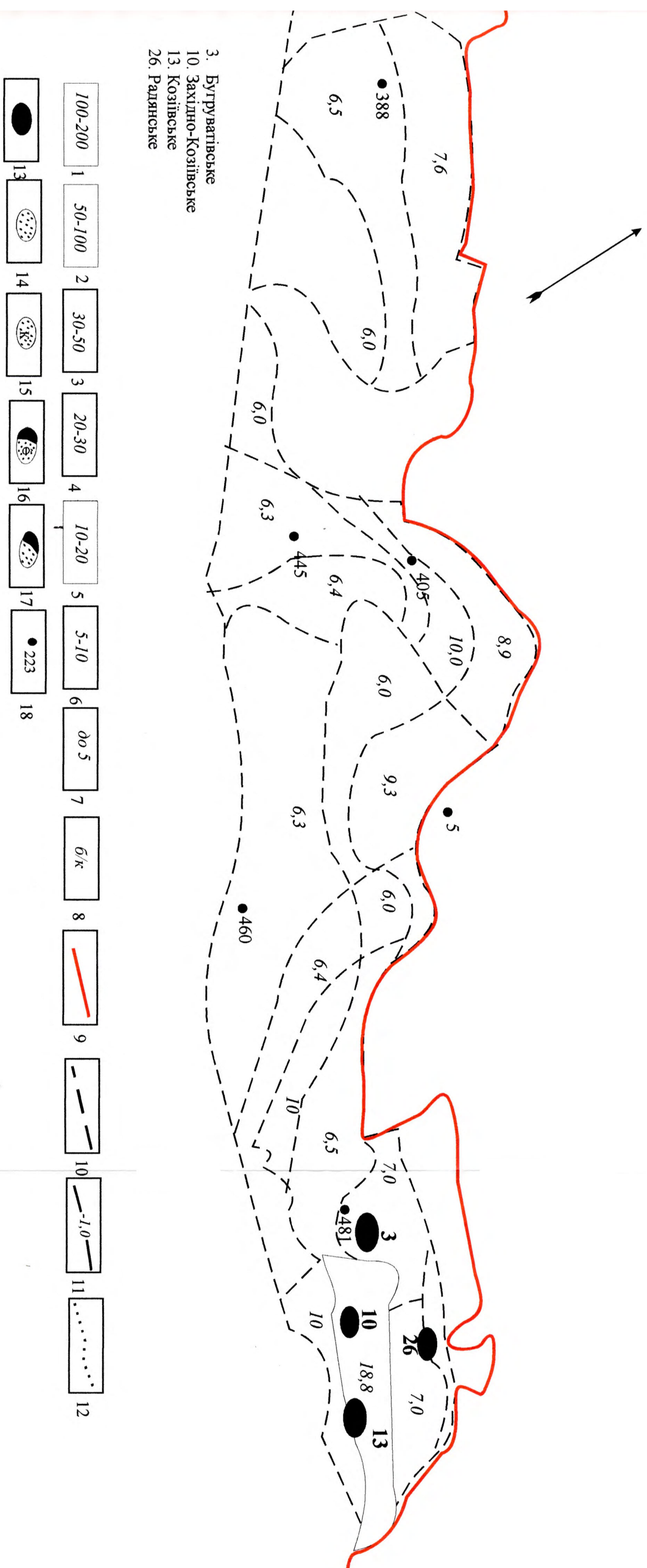


Рис. 4.3. Північні бортова і прибортова зони ДДЗ. Карта перспектив нафтогазоносності міжсольового підкомплексу девону (за кількісною оцінкою), за В.Я. Колосом, 2002, на основі матеріалів Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної та ін. Щільність нерозвіданих ресурсів вуглеводнів (кат. S_2+S_3+D , видобувні, тис.т/км²); 1-ІІ категорія (100-200); 2-ІІІ категорія (50-100); 3-ІV категорія (30-50); 4-V категорія (20-30); 5-VI категорія (10-20); 6-VII категорія (5-10); 7-VIII категорія (до 5); 8-малоперспективна територія без кількісної оцінки; границі: 9-Північне крайове порушення ДДЗ; 10-межі підрахункових ділянок; 11-ізогіпси залягання поверхні фундаменту; 12-ділянки відсутності відкладів комплексу; родовища: 13-нафтові, 14-газові, 15-газоконденсатні, 16-нафтогазоконденсатні, 17-нафтогазові; 18-свердловини.

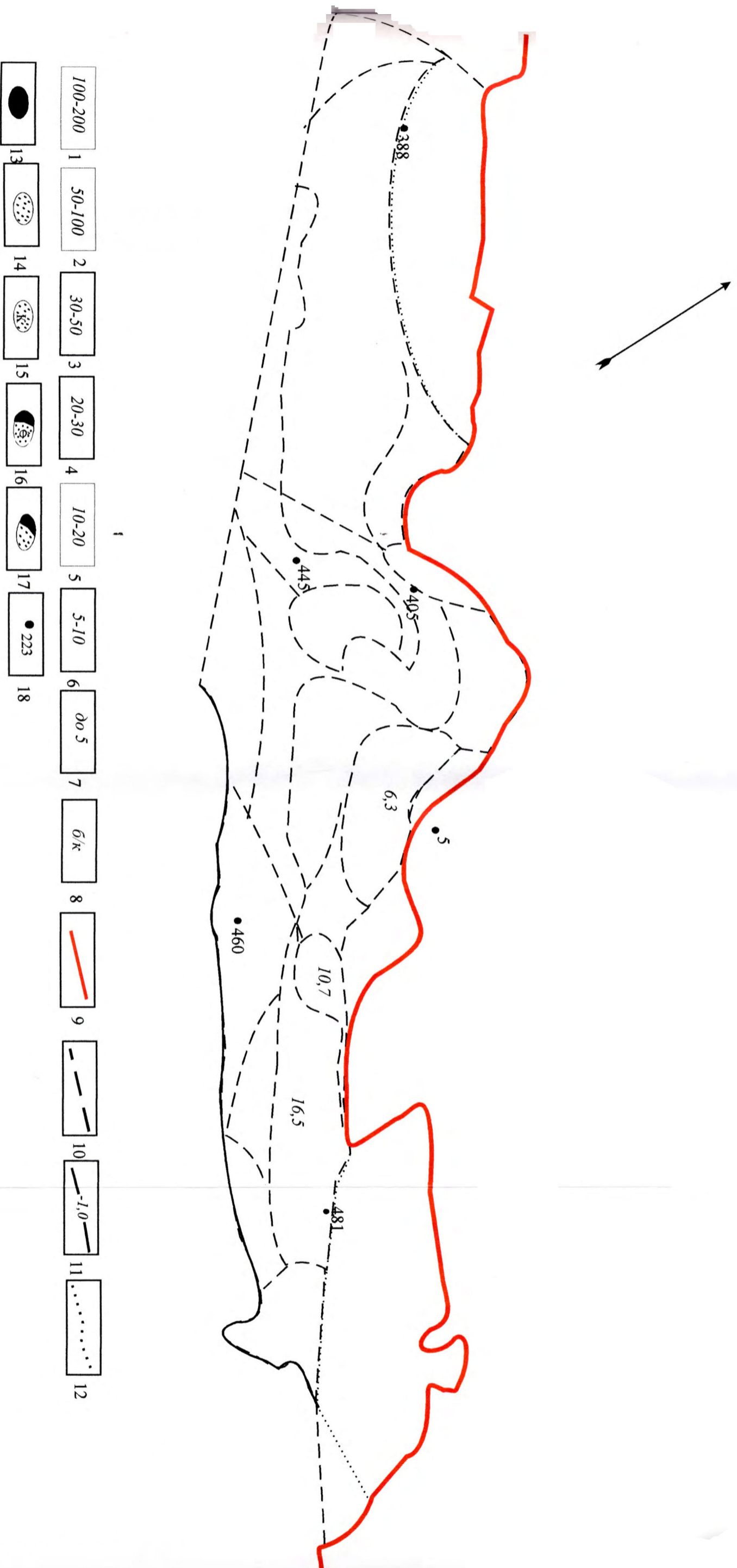


Рис. 4.4. Північні бортова і прибортова зони ДДЗ. Карта перспектив нафтогазоносності надсолъового підкомплексу девону (за кількісною оцінкою), за В.Я. Колосом, 2002, на основі матеріалів Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної та ін. Щільність нерозвіданих ресурсів вуглеводнів (кат. C_2+C_3+D , видобувні, тис.т/км²); 1-ІІ категорія (100-200); 2-ІІІ категорія (50-100); 3-ІV категорія (30-50); 4-V категорія (20-30); 5-VІ категорія (10-20); 6-VІІ категорія (5-10); 7-VІІІ категорія (до 5); 8-магнотерспективна територія без кількісної оцінки; границі: 9-Північне крайове порушення ДДЗ; 10-межі підрахункових ділянок; 11-ізогіса залягання поверхні фундаменту; 12-ділянки відсутності відкладів комплексу; родовища: 13-нафтові, 14-газові, 15-газоконденсатні, 16-нафтогазоконденсатні, 17-нафтогазові; 18-свердловини.

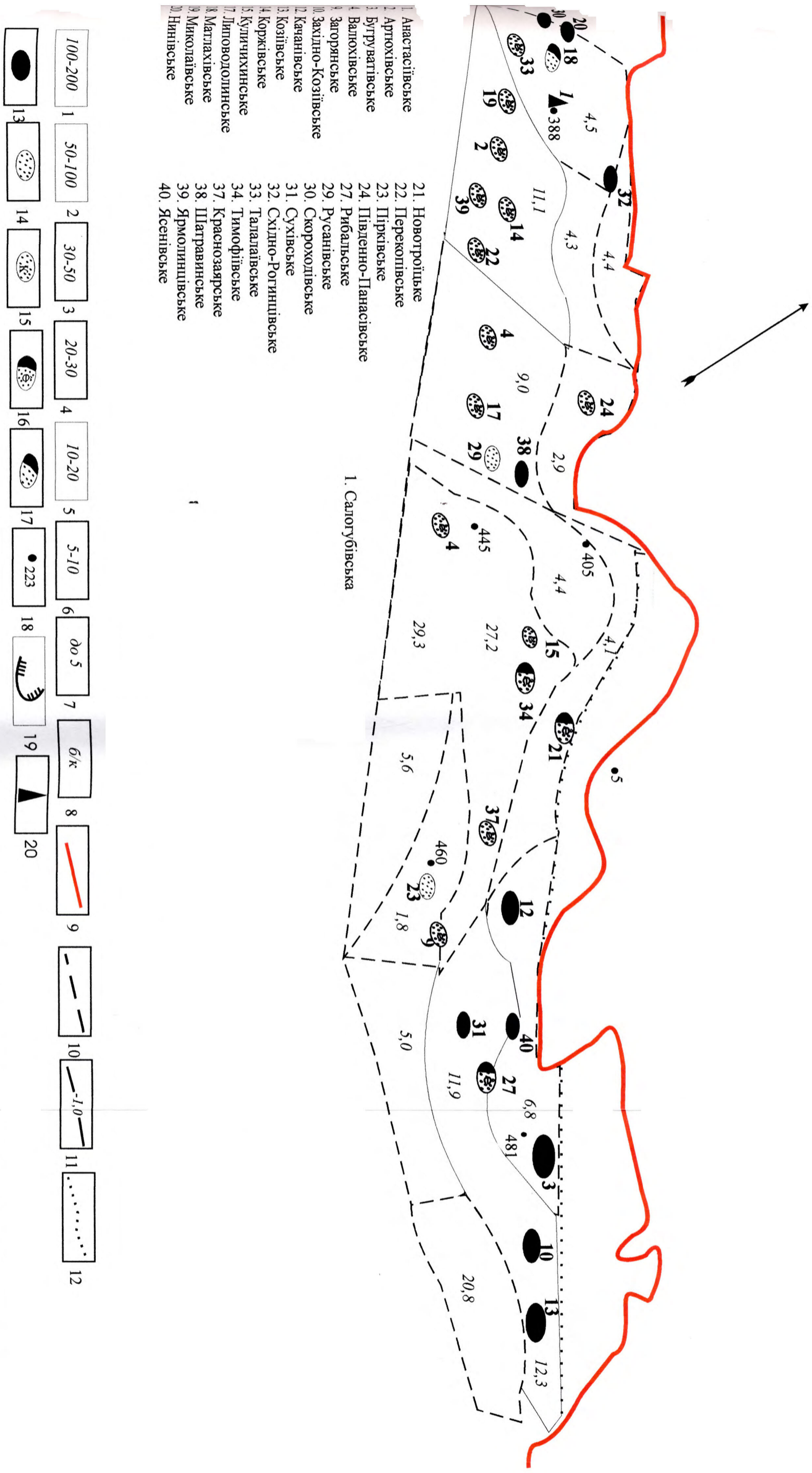


Рис. 4.5. Північні бортова і прибортова зони ДДЗ. Карта перспектив нафтогазоносності турнейсько-нижньовізейського комплексу (за кількісною оцінкою), за В.Д. Колосом, 2002, на основі матеріалів Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної та ін. Щільність нерозвіданих ресурсів вуглеводнів (кат. C_2+C_3+D , видобувні, тис.т/км²); 1-ІІ категорія (100-200); 2-ІІІ категорія (50-100); 3-IV категорія (30-50); 4-V категорія (20-30); 5-VI категорія (10-20); 6-VII категорія (5-10); 7-VIII категорія (до 5); 8-магнотерспективна територія без кількісної оцінки; границі: 9-Північне крайове порушення ДДЗ; 10-межі підрахункових ділянок; 11-ізогіпси залегання поверхні фундаменту; 12-ділянки відсутності відкладів комплексу; родовища: 13-нафтові, 14-газові, 15-газоконденсатні, 16-нафтогазоконденсатні, 17-нафтогазові; 18-свердловини; 19-територія з глибиною залегання відкладів понад 7км.; 20-площа з промисловими припливами ВВ.

Щільності нерозвіданих ресурсів змінюються у західній частині району від 2,9 до 11,1 тис.т/км². Діапазон їх значень зростає у східній частині району і становить 1,8 до 29,3 тис.т/км². Підвищені значення характерні для Валюхівсько-мофіївської ділянки, де можна очікувати нові відкриття нових родовищ і поклада-

Видобувні нерозвідані ресурси ВВ за результатами кількісної оцінки складають 55,4 млн.т або 22,5% цих ресурсів у цілому по ОНГПР.

Верхньовізейський продуктивний комплекс (рис. 4.6.) у межах території досліджень поширений повсюдно, і з ним пов'язано 38 родовищ нафти і газу.

Видобувні нерозвідані ресурси ВВ комплексу складають 110,8 млн.т або 45% усіх нерозвіданих у районі. Така оцінка території є мінімальною з причини умовності проведення північної межі нафтогазоперспективності ДДЗ.

Перспективність комплексу загалом зростає у південному напрямку. Переважають землі IV категорії щільності нерозвіданих ресурсів ВВ (30-50 тис.т/км²), на тирській ділянці - V категорії (20-30 тис.т/км²), а максимальні значення (III категорія - 50-100 тис.т/км²) відмічаються у східній частині ОНГПР. Це свідчить про високу перспективність верхньовізейського комплексу.

Фонові значення щільності ресурсів для ПнПЗ відносяться до VI категорії (10-15 тис.т/км²), а для ПнБ – до VIII (до 5 тис.т/км²). Тільки одна ділянка (Хухринсько-юкопенківська) тут характеризується підвищеними (7,4 тис.т/км²) значеннями.

Відклади серпуховського комплексу (рис. 4.7.) поширені як на ПнБ, так і в ПнПЗ, але поклади містяться лише в 6-ти родовищах ПнПЗ, останнє з яких (Південно-Панасівське) було відкрито у 1983 р. Незначна промислова нафтогазоносність всередині комплексу обумовлює невеликі його перспективи в цій частині ДДЗ, що позначається і на кількісній оцінці нерозвіданих ресурсів вуглеводнів – 9,4 млн.т (0,8%).

На всій території ОНГПР існує тільки одна ділянка з щільністю 5-10 тис.т/км² (у південній зоні східної частини району), решта території як ПнПЗ, так і ПнБ характеризується найнижчою категорією щільності ресурсів – до 5 тис.т/км², причому на більшості значення щільності не досягають навіть перших одиниць і суттєво менші по-

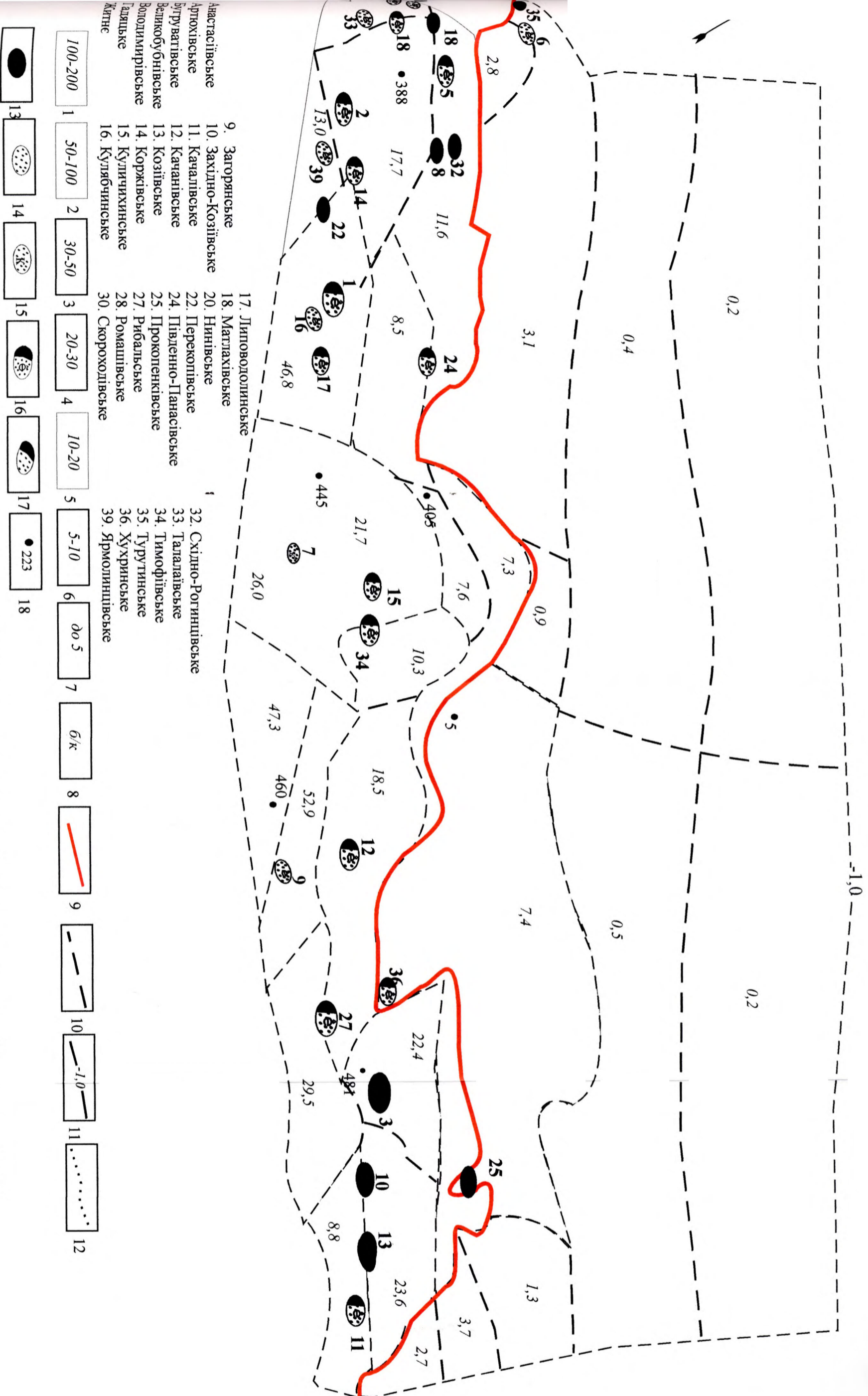


Рис. 4.6. Північні бортова і прибортова зони ДДЗ. Карта перспектив нафтогазоносності верхньовізейського комплексу (за кількісною оцінкою), за В. Я. Колодом, 2002, на основі матеріалів Б. П. Кабишева, Т. М. Пригарної та ін. Щільність нерозвіданих ресурсів вуглеводнів (кат. C_2+C_3+D , видобувні, тис.т/км²); 1-ІІ категорія (100-200); 2-ІІІ категорія (50-100); 3-ІV категорія (30-50); 4-V категорія (20-30); 5-VI категорія (10-20); 6-VII категорія (5-10); 7-VIII категорія (до 5); 8-магнетерспективна територія без кількісної оцінки; границі: 9-Північне крайове порушення ДДЗ; 10-межі підрахункових ділянок; 11-ізогіпси залягання поверхні фундаменту; 12-ділянки відсутності відкладів комплексу; родовища: 13-нафтові, 14-газові, 15-газоконденсатні, 16-нафтогазоконденсатні, 17-нафтогазові, 18-свердловини.

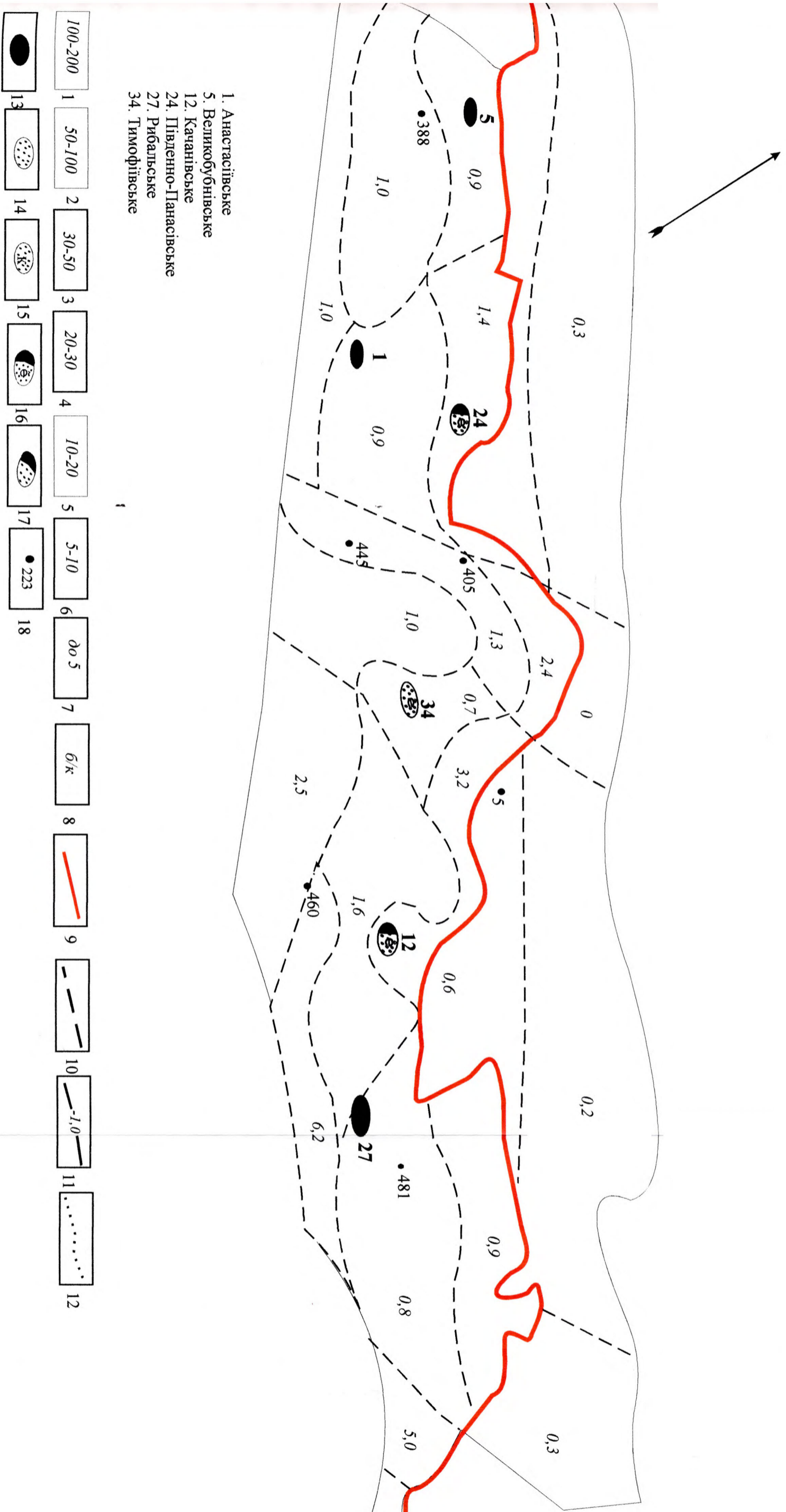


Рис. 4.7. Північні бортова і прибортова зони ДДЗ. Карта перспектив нафтогазоносності серпуховського комплексу (за кількісною оцінкою), за В.Я. Колосом, 2002, на основі матеріалів Б.П. Кабишева, Т.М. Пригарної та ін. Щільність нерозвіданих ресурсів вуглеводнів (кат. C_2+C_3+D , видобувні, тис. т/км²); 1-ІІ категорія (100-200); 2-ІІІ категорія (50-100); 3-ІV категорія (30-50); 4-V категорія (20-30); 5-VІ категорія (10-20); 6-VІІ категорія (5-10); 7-VІІІ категорія (до 5); 8-малоперспективна територія без кількісної оцінки; границі: 9-Північне крайове порушення ДДЗ; 10-межі підрахункових ділянок; 11-ізогіпси залегання поверхні фундаменту; 12-ділянки відсутності відкладів комплексу; родовища: 13-нафтові, 14-газові, 15-газоконденсатні, 16-нафтогазоконденсатні, 17-нафтогазові; 18-свердловини.

івняно з прибортовою зоною. У серпуховському комплексі не слід очікувати масових відкриттів на території ОНГПР. Якщо вони і будуть, то поодинокі і у незначних розмірах пастках.

Інші продуктивні комплекси практично не мають перспектив у районі досліджень. Всі поклади в них знаходяться в крупноамплітудних структурах, які вже опитувані і на даному етапі вивченості цієї території вже виявлені.

Середньокам'яновугільний, нижньопермсько-верхньокам'яновугільний і мезозойський комплекси мають незначні перспективи в ОНГПР. За останні 39 років тут не відкрито жодного родовища у відкладах середнього карбону і нижньої пермі – верхнього карбону, адже всі крупноамплітудні структури на цій території вже практично опитувані по верхніх горизонтах. В зв'язку з цим нерозвідані ресурси цих комплексів не оцінювались, і сумарна карта перспектив за щільністю нерозвіданих ресурсів складена без їх урахування.

Найбільшу щільність на сумарній карті перспектив досередньокам'яновугільних відкладів (рис. 4.8.) має південна частина ПнПЗ. Тобто, відповідно із зростанням товщини осадового чохла зростають і перспективи нафтогазоносності території. Щільність ресурсів тут досягає III категорії (50-100 тис.т/км²). Саме в цій зоні відбулися останні відкриття родовищ у районі робіт (Сухівське, Пірківське у 1996 р.).

Виходячи із щільностей нерозвіданих ресурсів ВВ, Охтирська ділянка видається дещо перспективнішою, ніж Роменська. Землі з високими категоріями щільності займають в східній частині ОНГПР порівняно більшу територію. На частині території ПнПЗ, що примикає до крайового порушення, переважають щільності V і IV категорій (відповідно 20-30 і 30-50 тис.т/км²).

На ПнБ щільність нерозвіданих ресурсів різко знижується як з причини порівняно меншої перспективності цієї території, так і недостатньої вивченості її глибоким бурінням. У східній частині борту до ізогіпси поверхні фундаменту -2,0 км переважає щільність ресурсів VI категорії (10-20 тис.т/км²), у західній частині у тих же межах – VII категорії (5-10 тис.т/км²). У межах ізогіпс -2 км ÷ -1 км поверхні фундаменту щільність нерозвіданих ресурсів ВВ характеризується значеннями до 5

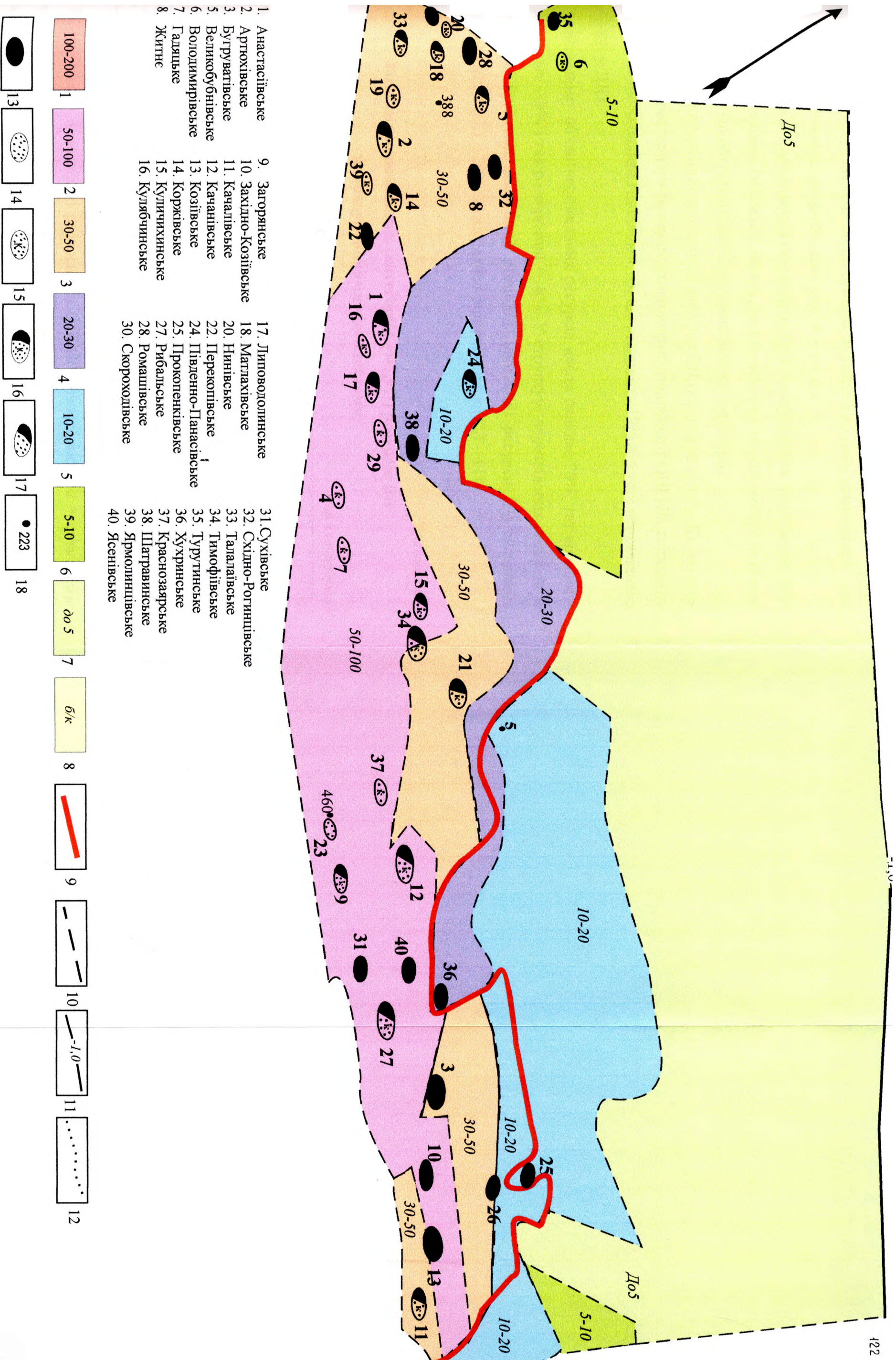


Рис. 4.8. Північні бортова і прибортова зони ДДЗ. Карта перспектив нафтогазоносності досередньокам'яновугільних відкладів (за кількісною оцінкою), за В.Я. Колосом, 2002, на основі матеріалів Б.П. Кабишева, Т.М. Пригарної та ін. Щільність нерозвіданих ресурсів вуглеводнів (кат. C_2+C_3+D , видобувні, тис.т/км²); 1-ІІ категорія (100-200); 2-ІІІ категорія (50-100); 3-ІV категорія (30-50); 4-V категорія (20-30); 5-VI категорія (10-20); 6-VII категорія (5-10); 7-VIII категорія (до 5); 8-магнетерспективна територія без кількісної оцінки; границі: 9-Північне крайове порушення ДДЗ; 10-межі підрахункових ділянок; 11-ізогіпси залягання поверхні фундаменту; 12-ділянки відсутності відкладів комплексу; родовища: 13-нафтові, 14-газові, 15-газоконденсатні, 16-нафтогазоконденсатні, 17-нафтогазові, 18-свердловини.

с.т/км² (VIII категорія). Це практично сумарні щільності по двох комплексах - до-
мбрійському і верхньовізейському (див. рис. 4.1. і 4.6.).

Карти щільності нерозвіданих ресурсів по усіх продуктивних комплексах доб-
корелюються з картами їх якісної оцінки, де в основному можна знайти пояснен-
я ступеня геологічної обгрунтованості перспективності території.

Перераховані видобувні нерозвідані ресурси ВВ (категорій C₂+C₃+D), які най-
більшою мірою характеризують перспективи нафтогазоносності ОНГПР, складають
246,4 тис.т умовного палива (таблиця 4.1.), що становить 19% від усіх нерозвіданих
ресурсів ВВ у ДДЗ.

У загальному об'ємі нерозвіданих ресурсів нафта складає 29%, газ вільний –
34%, конденсат – 9% і газ розчинений – 8%. У структурі нерозвіданих ресурсів за
категоріями відбувається наступний розподіл: прогнозні ресурси (D) складають
13%, перспективні (C₃) – 26% і попередньо оцінені запаси (C₂) – 11%.

Таблиця 4.1.

Розподіл нерозвіданих (категорії C₂+C₃+D) ресурсів ВВ за продуктивними комплексами

млн.т (видобувні)

Комплекси	C _{1s}	C _{1v2}	C _{1v1+t}	D			PR	Σ
				Над- сольовий	Між- сольовий	Під- сольовий		
Базовий стан								
а	4,2	38,3	11,9	2,4	5,0	2,6	7,1	71,5
розчинений	-	4,0	1,2	-	4,6	2,4	8,3	20,5
вільний	4,1	59,7	37,9	3,3	15,1	5,0	7,6	132,7
конденсат	1,1	8,8	4,4	-	4,6	2,1	0,7	21,7
го	9,4	110,8	55,4	5,7	19,3	12,1	23,7	246,4

За глибинами нерозвідані ресурси ВВ ОНГПР розподіляються досить нерів-
но, що пов'язано з приуроченістю території району до ПнБ і ПнПЗ з порівняно
великими глибинами залягання продуктивних комплексів (таблиця 4.2.).

Розподіл нерозвіданих (категорії C₂+C₃+Д) ресурсів ВВ за глибинами

млн.т (видобувні)

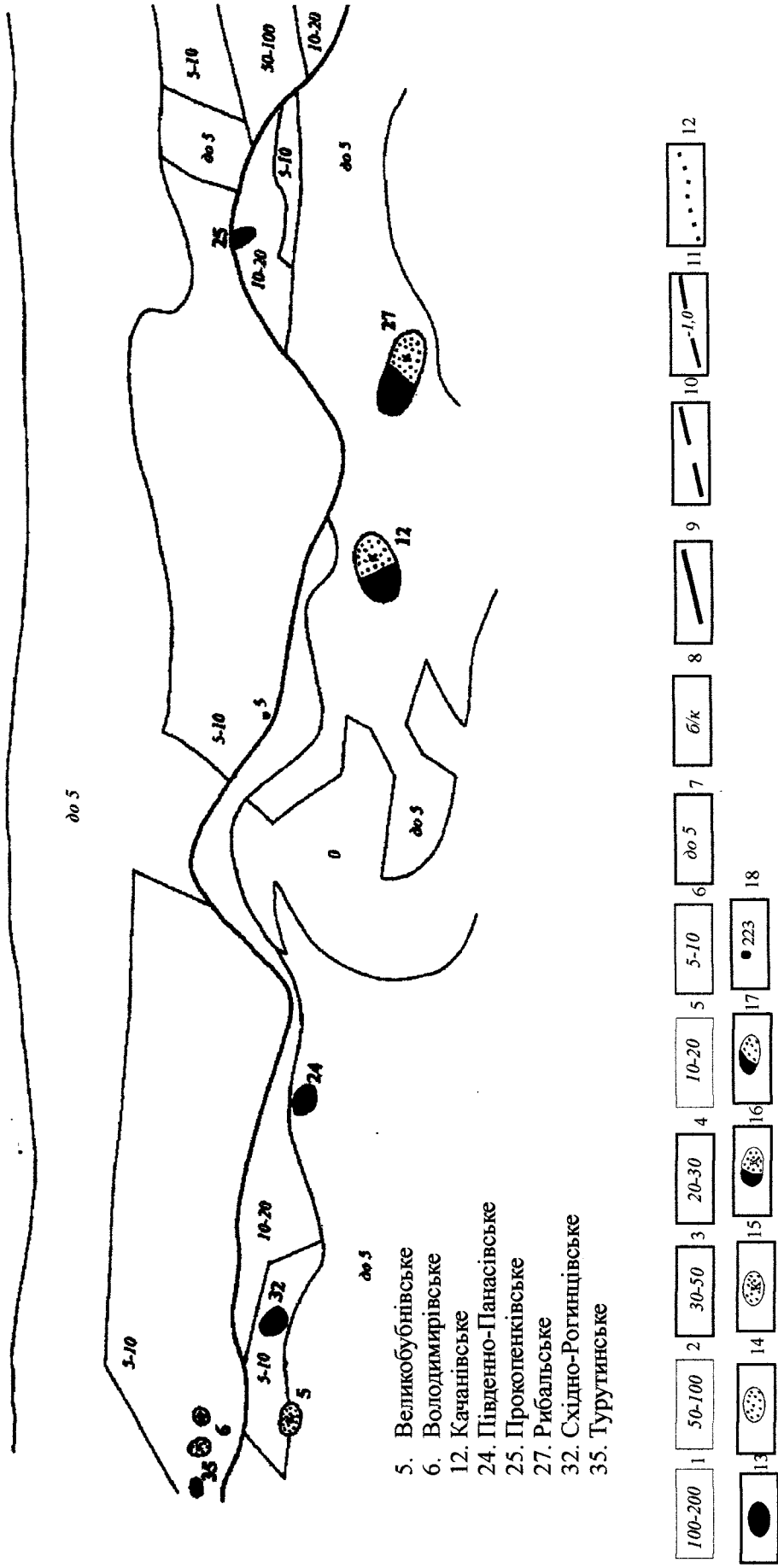
Глибини	До 3 км	3-4 км	4-5 км	5-6 км	6-7 км	Σ
Газовий стан						
Нафта	18,5	21,9	27,4	2,9	0,8	71,5
Газ розчинний	7,2	3,8	6,6	2,1	0,8	20,5
Газ вільний	13,9	19,2	73,5	18,2	7,9	132,7
Конденсат	1,6	4,5	10,2	3,8	1,6	21,7
Всього	41,2	49,2	117,7	27,0	11,1	246,4

Для характеристики перспектив нафтогазоносності ПнБ і ПнПЗ в ОНГПР за глибинами використані фрагменти карт по ДДЗ, складених Б.П.Кабишевим, Г.М.Пригаріною та ін., (1995) за даними офіційно затвердженої кількісної оцінки.

Нерозвідані ресурси до глибини 3 км (рис. 4.9.) налічують у районі робіт 41,2 млн.т у.п. Щільності цих ресурсів характеризуються невеликими фоновими значеннями як у прибортовій зоні, так і на борту, а найбільші їх величини відмічаються у вузькій прирозломній смузі ПнПЗ (10-20 тис.т/км²). Слід зазначити, що нерозвідані ресурси ВВ до глибини 2 км (на борту) мають гіпотетичний характер і відносяться до категорії Д (прогнозні ресурси).

Фрагмент карти перспектив нафтогазоносності (за кількісною оцінкою) до глибини 4 км (рис. 4.10.) для північних бортової і прибортової зон характеризується переважанням перспективних територій у прирозломних частинах борту і грабена. У першій переважають щільності ресурсів 5-10 тис.т/км², у другій – 10-20 і 20-30 тис.т/км². Найбільша щільність (30-50 тис.т/км²) відмічається у східній частині ПнПЗ. Більшість родовищ із запасами понад 10 млн.т у.п. також знаходиться на глибинах до 4 км (Рибальське, Качанівське, Анастасіївське, Артюхівське та ін.).

Карта перспектив нафтогазоносності (за кількісною оцінкою) до глибини 5 км (рис. 4.11.) для території ПнБ не змінюється порівняно з попередньою, але у ПнПЗ відбувається суттєве нарощування щільності нерозвіданих ресурсів. Максимальні значення щільності (50-100 тис.т/км²) характерні для південної смуги східної части-



- 5. Великобубнівське
- 6. Володимирівське
- 12. Качанівське
- 24. Південно-Панасівське
- 25. Прокопівське
- 27. Рибальське
- 32. Східно-Рогинцівське
- 35. Турутинське

Рис. 4.9. Північні бортова і прибортова зони ДДЗ. Карта перспектив нафтогазоносності до глибини 3км. за В.Я. Колосом, 2002, на основі матеріалів Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної та ін. Щільність нерозвіданих ресурсів вуглеводнів (кат. C_2+C_3+D , видобувні, тис.т/км²); 1-II категорія (100-200); 2-III категорія (50-100); 3-IV категорія (30-50); 4-V категорія (20-30); 5-VI категорія (10-20); 6-VII категорія (5-10); 7-VIII категорія (до 5); 8-малоперспективна територія без кількісної оцінки; границі: 9-Північне крайове порушення ДДЗ; 10-межі підрахункових ділянок; 11-ізогіпса залягання поверхні фундаменту; 12-ділянки відсутності відкладів комплексу; родовища: 13-нафтові, 14-газові, 15-газоконденсатні, 16-нафтогазоконденсатні, 17-нафтогазові, 18-свердловини.

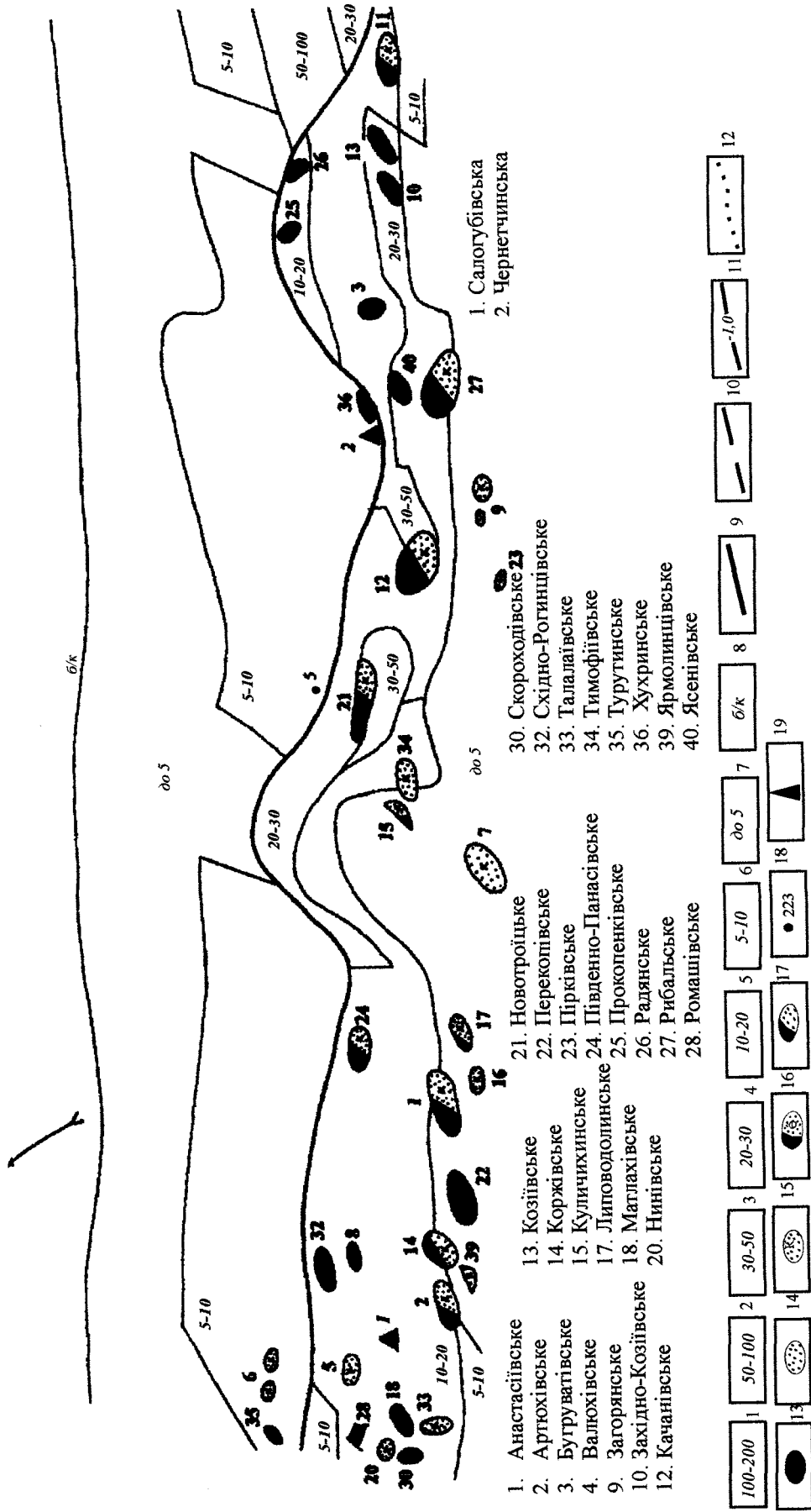
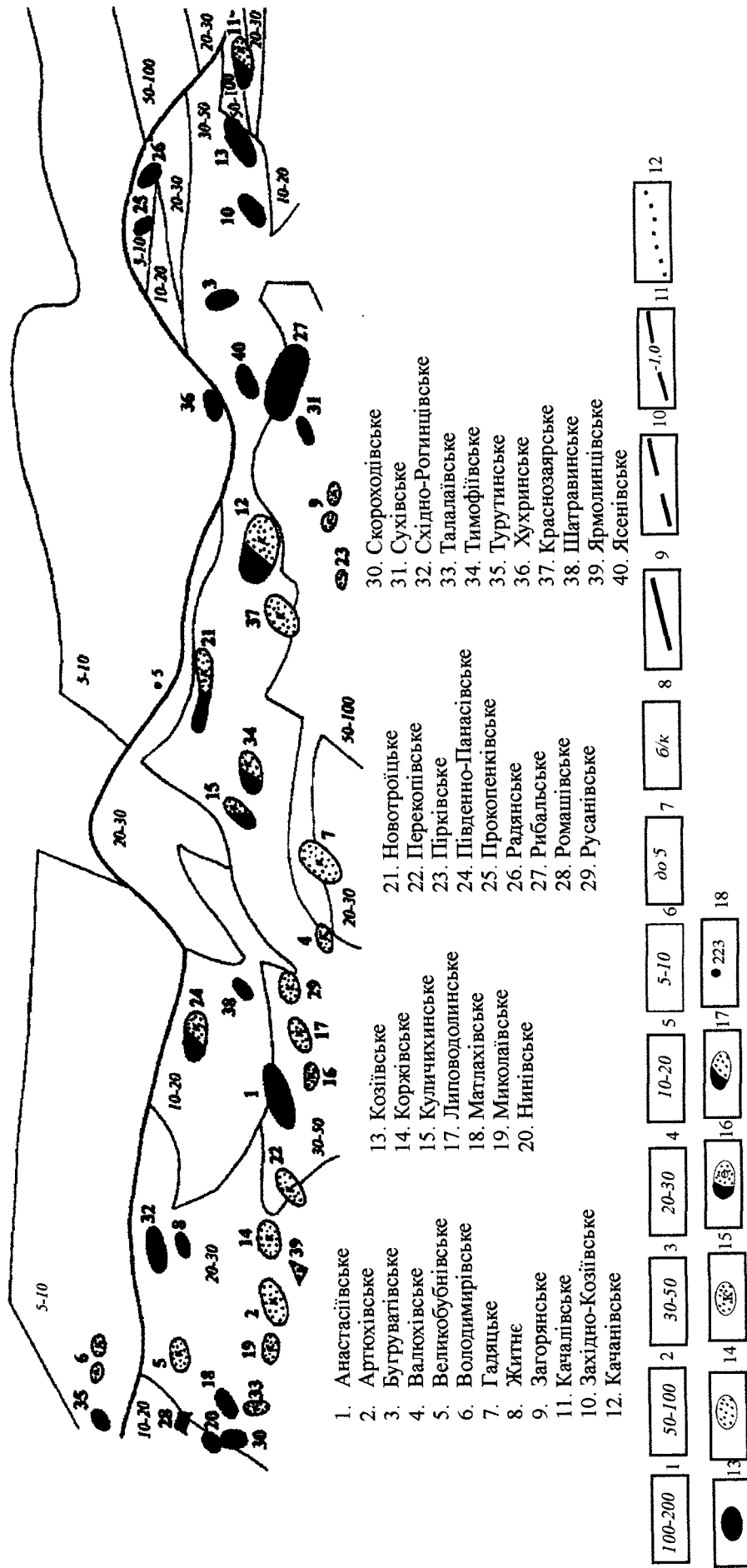


Рис. 4.10. Північні бортова і прибортова зони ДДЗ. Карта перспектив нафтогазоносності до глибини 4км. за В.Я. Колосом, 2002, на основі матеріалів Б.П. Кабишева, Т.М. Пригарної та ін. Щільність нерозвіданих ресурсів вуглеводнів (кат. C_2+C_3+D , видобувні, тис.т/км²); 1-ІІ категорія (100-200); 2-ІІІ категорія (50-100); 3-ІV категорія (30-50); 4-V категорія (20-30); 5-VI категорія (10-20); 6-VII категорія (5-10); 7-VIII категорія (до 5); 8-малоперспективна територія без кількісної оцінки; границі: 9-Північне крайове порушення ДДЗ; 10-межі підрахункових ділянок; 11-ізогіпса залягання поверхні фундаменту; 12-ділянки відсутності відкладів комплексу; родовища: 13-нафтові, 14-газові, 15-газоконденсатні, 16-нафтогазоконденсатні, 17-нафтогазові; 18-свердловини; 19-площа з промисловими припливами ВВ.



- 1. Анастасієвське
- 2. Артохівське
- 3. Бугруватівське
- 4. Валюхівське
- 5. Великобубнівське
- 6. Володимирівське
- 7. Гадяцьке
- 8. Житнє
- 9. Загорянське
- 11. Качалівське
- 10. Західно-Козівське
- 12. Качанівське

- 13. Козівське
- 14. Коржівське
- 15. Куличихинське
- 17. Липоводолінське
- 18. Матлахівське
- 19. Миколаївське
- 20. Нинівське

- 21. Новотроїцьке
- 22. Перекопівське
- 23. П'рківське
- 24. Південно-Панасівське
- 25. Прокопенківське
- 26. Радянське
- 27. Рибальське
- 28. Ромашівське
- 29. Русанівське
- 30. Скороходівське
- 31. Сухівське
- 32. Східно-Рогинцівське
- 33. Талалаївське
- 34. Тимофіївське
- 35. Турутинське
- 36. Хухринське
- 37. Краснозаярське
- 38. Шатравинське
- 39. Ярмолинцівське
- 40. Ясенівське

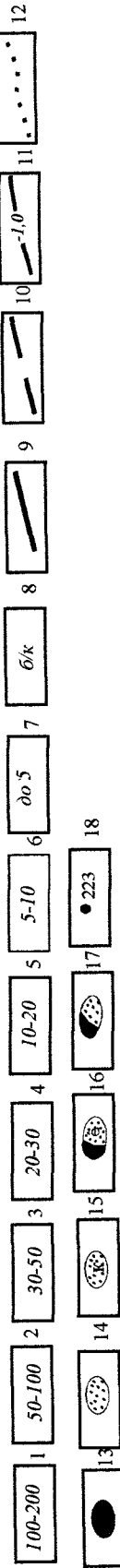


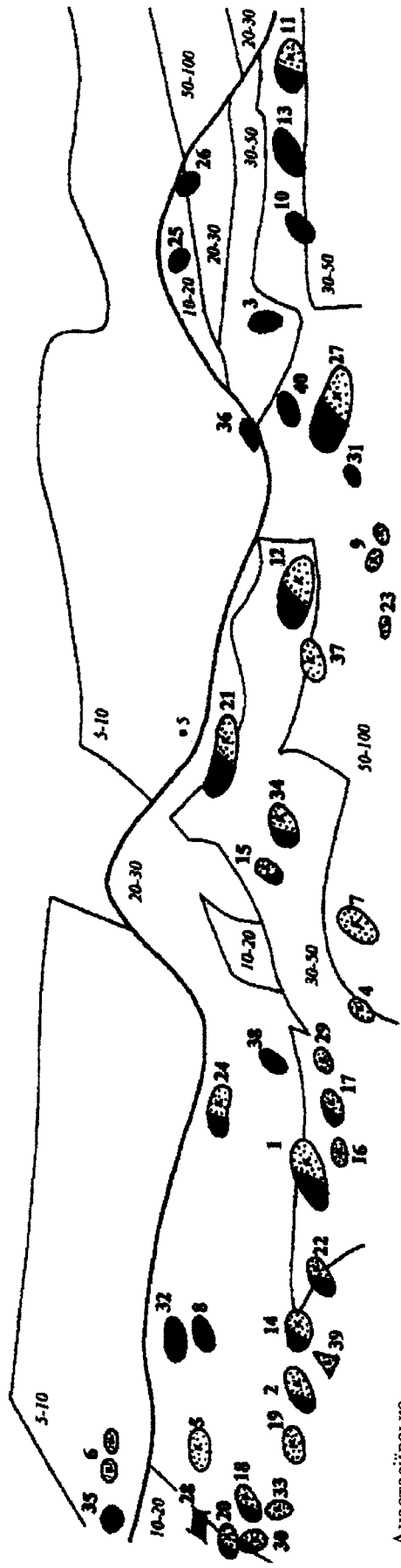
Рис. 4.11. Північні бортова і приборова зони ДДЗ. Карта перспектив нафтогазоносності до глибини 5 км. за В.Я. Колосом, 2002, на основі матеріалів Б.П. Кабишева, Т.М. Пригарної та ін. Щільність нерозвіданих ресурсів вуглеводнів (кат. C_2+C_3+D , видобувні, тис.т/км²); 1-ІІ категорія (100-200); 2-ІІІ категорія (50-100); 3-ІV категорія (30-50); 4-V категорія (20-30); 5-VI категорія (10-20); 6-VII категорія (5-10); 7-VIII категорія (до 5); 8-малоперспективна територія без кількісної оцінки; границі: 9-Північне крайове порушення ДДЗ; 10-межі підрахункових ділянок; 11-ізогіпа залягання поверхні фундаменту; 12-ділянки відсутності відкладів комплексу; родовища: 13-нафтові, 14-газові, 15-газоконденсатні, 16-нафтогазоконденсатні, 17-нафтогазові, 18-свердловини.

ПнПЗ і ділянок на сході ОНГПР. Таку щільність в умовах ПнБ (одна ділянка) не слід вважати коректною. Виходячи із сумарної карти перспектив цієї території за комплексами, така щільність ресурсів для умов борту явно завищена. Загалом більш перспективною до глибини 5 км виглядає Охтирська ділянка району. Фонові значення щільності тут складають 30-50 тис.т/км², тоді як на Роменській – 20-30 і 10-20 тис.т/км².

Кarti перспектив нафтогазоносності (за кількісною оцінкою) до глибини 6 і 7 (рис. 4.12. - 4.13.) практично не відрізняються між собою. На карті до глибини 7 (рис. 4.13.) між Качанівською і Рибальською структурами відмічається ділянка з підвищеною щільністю ресурсів ВВ – 100-200 тис.т/км² (II категорія). Безперечно, що в умовах далеких перикліналей цих крупноамплітудних структур ще можна очікувати нові відкриття (по аналогії з Яблунівським, Солохівським та іншими родовищами).

Досить високоперспективною є практично вся територія ПнПЗ, особливо її денна частина, де щільності ресурсів досягають 50-100 і 30-50 тис.т/км². Суттєві перспективи тут слід пов'язувати з моноклінальною зоною південніше лінії Гадяч - Ізяснозаярське - Рибальці, де за останні 10 років відкрито 3 нових родовища ВВ. На наш погляд, не вичерпані потенційні можливості і Липоводолинсько - Південно-Лисівської ділянки.

Окремо слід відмітити ще недостатньо оцінений потенціал західної частини Б. Хоча за геологічними передумовами він видається дещо нижчим, порівняно із південною частиною, але відкриття тут уже 4-х родовищ уявляється не випадковим щем. Недостатня вивченість цієї частини борту глибоким бурінням знижує загальну достовірність прогнозів. Очевидно, що при реалізації робіт, спрямованих на пошукування перспективних структур, на цій ділянці ПнБ, її перспективність буде підвищена.



- | | | | |
|------------------------|---------------------|--------------------------|-------------------------|
| 1. Анастасіївське | 13. Козіївське | 21. Новотроїцьке | 29. Русанівське |
| 2. Артюхівське | 14. Коржівське | 22. Перекопівське | 30. Скороходівське |
| 3. Бугруватівське | 15. Куличихинське | 23. Цірківське | 31. Сухівське |
| 4. Валюхівське | 17. Липоводолінське | 24. Південно-Панасівське | 32. Східно-Рогинцівське |
| 5. Великобунівське | 18. Матлахівське | 25. Прокопівське | 33. Талалаївське |
| 6. Володимирівське | 19. Миколаївське | 26. Радянське | 34. Тимофіївське |
| 7. Гадяцьке | 20. Нинівське | 27. Рибальське | 35. Турутинське |
| 8. Житне | | 28. Ромашівське | 36. Хухринське |
| 9. Загорянське | | | 37. Краснозарське |
| 11. Качалівське | | | 38. Шагравинське |
| 10. Західно-Козіївське | | | 39. Ярмолинцівське |
| 12. Качанівське | | | 40. Ясенівське |

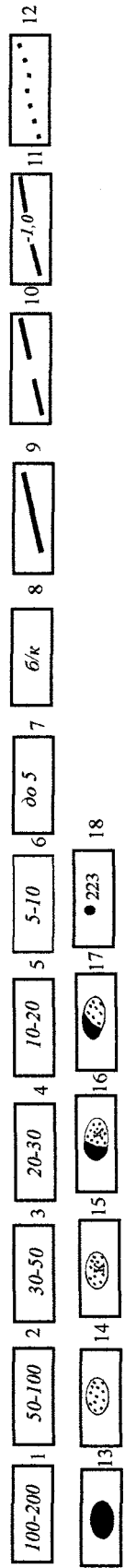
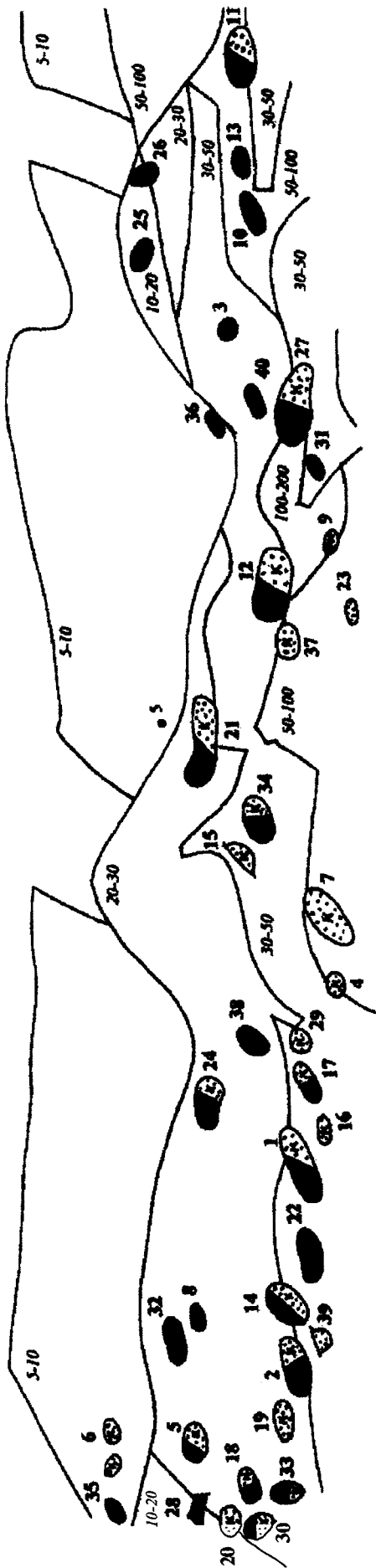


Рис. 4.12. Північні бортова і прибортова зони ДДЗ. Карта перспектив нафтогазоносності до глибини бкм за В.Я. Колосом, 2002, на основі матеріалів Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної та ін. Щільність нерозвіданих ресурсів вуглеводнів (кат. C_2+C_3+D , видобувні, тис.т/км²); 1-III категорія (100-200); 2-III категорія (50-100); 3-IV категорія (30-50); 4-V категорія (20-30); 5-VI категорія (10-20); 6-VII категорія (5-10); 7-VIII категорія (до 5); 8-малоперспективна територія без кількісної оцінки; границі: 9-Північне крайове порушення ДДЗ; 10-межі підрахункових ділянок; 11-ізогіпси залягання поверхні фундаменту; 12-ділянки відсутності відкладів комплексу; родовища: 13-нафтови, 14-газові, 15-газоконденсатні, 16-нафтогазоконденсатні, 17-нафтогазові, 18-свердловини.



- | | | | |
|------------------------|--------------------|--------------------------|-------------------------|
| 1. Анастасіївське | 13. Козіївське | 21. Новотроїцьке | 30. Скороходівське |
| 2. Артохівське | 14. Коржівське | 22. Перекопівське | 31. Сухівське |
| 3. Бугруватівське | 15. Куличихинське | 23. Пірківське | 32. Східно-Рогинцівське |
| 4. Валюхівське | 16. Кулябчинське | 24. Південно-Панасівське | 33. Талалаївське |
| 5. Великобубнівське | 17. Липоводлинське | 25. Прокопенківське | 34. Тимофіївське |
| 6. Володимирівське | 18. Матлахівське | 26. Радянське | 35. Турутинське |
| 7. Гадяцьке | 19. Миколаївське | 27. Рибальське | 36. Хухринське |
| 8. Житне | 20. Нинівське | 28. Ромашівське | 37. Краснозаярське |
| 9. Загорянське | | 29. Русанівське | 38. Шагравинське |
| 11. Качалівське | | | 39. Ярмолинцівське |
| 10. Західно-Козіївське | | | 40. Ясенівське |
| 12. Качанівське | | | |

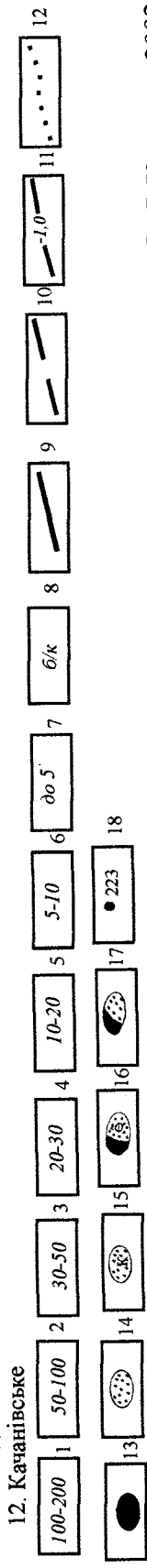


Рис. 4.13. Північні бортова і приборова зони ДДЗ. Карта перспектив нафтогазоносності до глибини 7км. за В.Я. Колосом, 2002, на основі матеріалів Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної та ін. Щільність нерозвіданих ресурсів вуглеводнів (кат. C_2+C_3+D , видобувні, тис.т/км²); 1-II категорія (100-200); 2-III категорія (50-100); 3-IV категорія (30-50); 4-V категорія (20-30); 5-VI категорія (10-20); 6-VII категорія (5-10); 7-VIII категорія (до 5); 8-малоперспективна територія без кількісної оцінки, границі: 9-Північне крайове порушення ДДЗ; 10-межі підрахункових ділянок; 11-ізогіпса залягання поверхні фундаменту; 12-ділянки відсутності відкладів комплексу; родовища: 13-нафтові, 14-газові, 15-газоконденсатні, 16-нафтогазоконденсатні, 17-нафтогазові; 18-свердловини.

4.2. Нафтогазоперспективні об'єкти

Стабілізація і нарощування видобутку ВВ можливі лише за умови поповнення ресурсної бази, різкого зростання приростів запасів. Основними завданнями при нарощуванні запасів є ретельний вибір і підготовка перспективних об'єктів, прогноз їх нафтогазоносності за комплексом геолого-геофізичних досліджень.

В межах ОНГПР станом на 01.01.2002 р. відкрито 38 родовищ (нафтогазоносних об'єктів - НГО) ВВ, 12 з яких знаходяться в пошуково-розвідувальному бурінні (див. рис. 3.8.). На державному балансі на родовищах, що знаходяться в бурінні, станом на 01.01.2002 р. обліковуються запаси категорії С₂ в кількості : газу - 13 286 тис.м³, нафти - 7 919 тис.т і конденсату - 1 843 тис.т (видобувні). Разом запасів категорії С₂ – 23,048 млн.т у.п. Крім того, на цих родовищах на державному балансі обліковується 16 703 тис.т у.п. перспективних ресурсів категорії С₃.

Подальший розвиток геологорозвідувальних робіт на нафту і газ пов'язаний з фондом нафтогазоперспективних об'єктів, який складається з підготовлених до глибокого буріння об'єктів (структур), а також виявлених сейсморозвідувальними дослідженнями, які потребують додаткового вивчення для переводу їх у фонд підготовлених.

Нафтогазоперспективних об'єктів (НГПО) в ОНГПР 45 (29 - підготовлених до глибокого буріння, з них 8 перебувають в пошуково-розвідувальному бурінні, і 16 - виявлених сейсморозвідкою) (див. рис. 3.8.).

На НГПО, що перебувають в бурінні, на державному балансі числиться 15 7 тис.т у.п. перспективних ресурсів категорії С₃, а на підготовлених до буріння об'єктах (13) - 32 218 тис.т у.п. перспективних ресурсів категорії С₃. Всього на 21-му підготовленому до глибокого буріння нафтогазоперспективному об'єкті (з 29-ти) в ОНГПР на державному балансі числиться 48 105 тис.т у.п. перспективних ресурсів категорії С₃.

16 виявлених сейсморозвідкою НГПО потребують проведення деталізаційних сейсморозвідувальних досліджень та локального прогнозу нафтогазоносності з метою підготовки їх до глибокого буріння.

Для оцінки фонду НГПО в ОНГПР були враховані різні роботи [1, 6, 18, 20, 36, 37, 42, 53, 56, 92, 98, 109-111, 140, 149, 157, 164]. Дані по НГПО наведені в таблицях підрозділу 5.2., де автором виконана рейтингова оцінка усіх НГПО ОНГПР з метою виявлення серед них першочергових.

4.3. Прогнозно-перспективні складнобудовані об'єкти

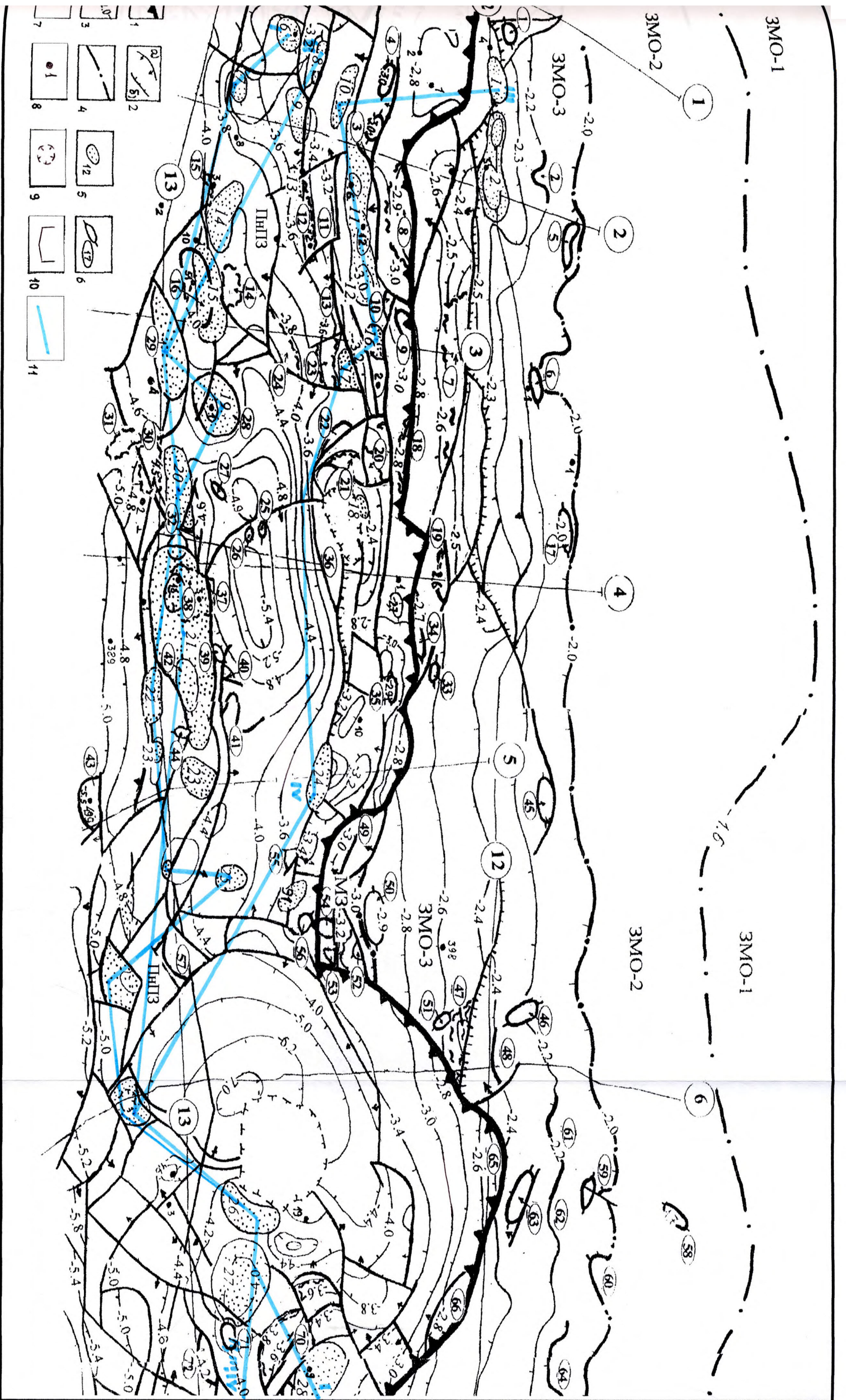
В ОНГПР крім НГПО визначено 150 прогнозно-перспективних складнобудованих об'єктів (ППСО), які потребують подальшого вивчення з метою переведення їх у фонд виявлених і підготовлених до глибокого буріння структур (рис. 4.14.).

Ці об'єкти виділені з урахуванням:

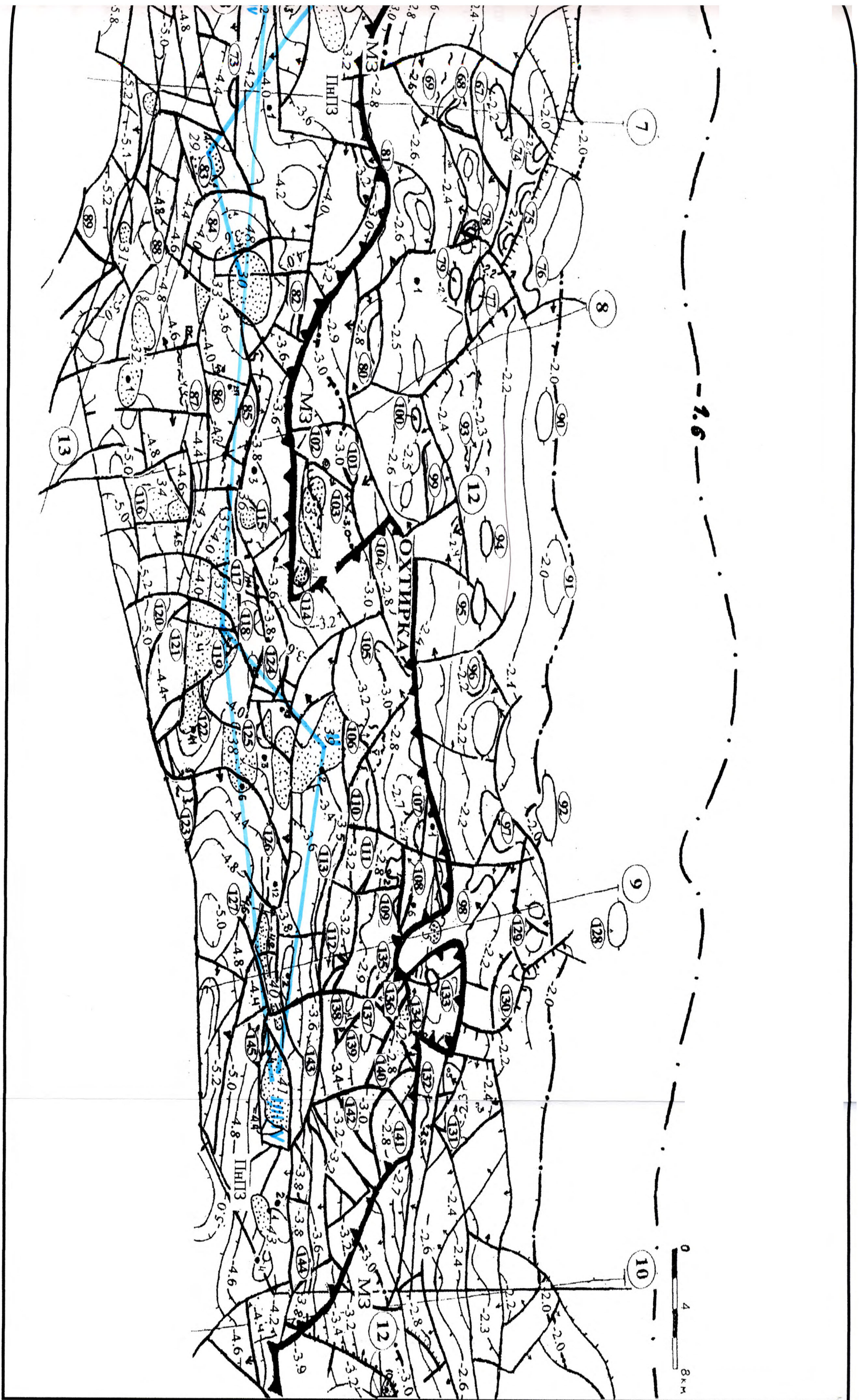
- проведених сейсмічних досліджень, але не мають достатньої вивченості відповідних параметрів для переведення їх у фонд виявлених;
- результатів гравіметричних, магнітометричних, електророзвідувальних робіт;
- даних дистанційних досліджень;
- геолого-тематичних і науково-дослідних робіт;
- результатів геохімічних, біолокаційних, спектрометричних та інших досліджень.

На існування значної кількості прогнозно-перспективних складнобудованих об'єктів у межах ОНГПР вказують такі дані [145]:

- в розрізі девонських та нижньокам'яновугільних відкладів існують пластинчасті флектори з задовільними ємнісними властивостями і непроникні породи-покришки; названі відклади характеризуються значною літофаціальною мінливістю, різноманітним заляганням, виклинюванням чи заміщенням проникних пластів, що є сприятливою умовою для формування літологічних пасток;
- в девонських та турнейських відкладах могли утворюватися стратиграфічно розчленовані пастки;
- комбіновані чи стратиграфічні пастки в турнейсько-нижньовізейських горістках можуть утворюватися в місцях незгідного залягання на схилах підняття та



4.14. Карта прогнозно-перспективних складнобудованих об'єктів ОНПТР за В. Я. Колосом, 2002. Використані матеріали: Г.Є. Івашко, А.К. Малиновського, С.В. Івашко, Д. Манюги, В.І. Єрєміна, Є.С. Дворянина, В.В. Гладуна, О.Г. Цьохи, М.М. Здоровенка, В.Г. Трачюка, В.О. Старинського, А.Г. Демидьонка, Т.М. Пригаріної, Н.Т. Пашової та ін.



Продовження рис. 4.14.

рис. 4.14. Карта прогнозно-перспективних складнобудованих об'єктів ОНГПР за Я. Колосом, 2002, по матеріалах: Г.Є. Івашко, А.К. Маліновського, С.В. Івашко, М. Манюти, В.І. Єрьоміна, Є.С. Дворянина, В.В. Гладуна, О.Г. Цьохи, М.М. Здоенка, В.Г. Трачука, В.О. Старинського, А.Г. Демідьонка, Т.М. Пригаріної, Н.Т. Цової та ін.

1 – зона Північного крайового порушення Дніпровського грабена ДДА; тектонічні порушення: 2 – скиди (а), зворотні скиди (б); 3 – ізогіпси відбиваючих горизонтів у верхньовізейських відкладах нижнього карбону; 4 – границя між підзонами зони розвитку регіонального розповсюдження малоамплітудних об'єктів і неантиклинальних пасток; 5 – родовища ВВ; 6 – прогнозно-перспективні складнобудовані об'єкти за даними сейсморозвідки; 7 – сеймостратиграфічні профілі; 8 – свердловини глибокого буріння; 9 – соляні штоки, тіла; 10 – межі ОНГПР; 11 – регіональні зони нафтогазоносності.

1.Північно-Турутинська (с/р, к (стр-тект), ЗМО-3), Ром. 2.Юріївська (с/р, стр-тект, ЗМО-3), Ром. 3.Стряпчинська (с/р, стр-тект, ПнПЗ), Ром. 4.Західно-Стряпчинська (с/р, стр-тект, ПнПЗ), Ром. 5.Північно-Сулимська (с/р, а, ЗМО-3), Ром. 6.Хмельівська (с/р, а, ЗМО-3), Ром. 7.Південно-Солодухинська (с/р, к, ЗМО-3), Ром. 8.Двчаренківська (к, ПнПЗ), Ром. 9.Горохова (с/р, т-с, ПнПЗ), Ром. 10.Східно-Ликобубнівська (т-с, ПнПЗ), Ром. 11.Північно-Салогубівська (к, ПнПЗ), Ром. 12.Західно-Погрібська (к, ПнПЗ), Ром. 13.Погрібська (с/р, к, ПнПЗ), Ром. 14.Південно-Довгополівська (к, ПнПЗ), Ром. 15.Південно-Миколаївська (к, ПнПЗ), Ром. 16.Артюхівська “глибинна” (с/р, сврд., ПнПЗ), Ром. 17.Гринівська (с/р, а, ЗМО-3), Ром. 18.Басівська (с/р, к, ПнПЗ), Ром. 19.Бороданівська (с/р, к, ЗМО-3), Ром. 20.Роменська (с/р, к, ПнПЗ), Ром. 21.Роменська (с/р, к, ПнПЗ), Ром. 22.Прибережна (к, ПнПЗ), Ром. 23.Південно-Житня (л, ПнПЗ), Ром. 24.Північно-Райдужна (к, ПнПЗ), Ром. 25.Маровщинська (с/р, а, ПнПЗ), Ром. 26.Яковеньківська (с/р, а, ПнПЗ), Ром. 27.Бобрицька (с/р, а, ПнПЗ), Ром. 28.Коржівська “глибинна” (с/р, сврд., ПнПЗ), Ром. 29.Ярмолинцівська “глибинна” (с/р, сврд., ПнПЗ), Ром. 30.Південно-Західно-Черкопівська (л, ПнПЗ), Ром. 31.Кампанська (л, сврд., ПнПЗ), Ром. 32.Якимовицька (л, ПнПЗ), Ром. 33.Погожівська (с/р, а, ЗМО-3), Ром. 34.Ємельянівська (с/р, а, ЗМО-

Ром. 35.Заруднянська (с/р, а, ПнПЗ), Ром. 36.Герасимівська (с/р, л, ПнПЗ), Ром. Анастасіївська (с/р, т-е, сврд., ПнПЗ), Ром. 38.Анастасіївська (с/р, л, сврд., ПнПЗ), м. 39.Різдвяна (с/р, т-е, ПнПЗ), Ром. 40.Бобрівська (Бобриківська) (с/р, т-е, сврд., ПЗ), Ром. 41.Закубанська (с/р, к, ПнПЗ), Ром. 42.Анастасіївська “глибинна” (с/р, сврд., ПнПЗ), Ром. 43.Сотниківська (с/р, к, сврд., ПнПЗ), Ром. 44.Коцюпівська р, а, ПнПЗ), Ром. 45.Пушкарська (с/р, к (а, т-е), ЗМО-3), Ром. 46.Помірківська (с/р, ЗМО-3), Ром. 47.Нестеренківська (с/р, к, ЗМО-3), Ром. 48.Корінна (с/р, к, ЗМО-3), т. 49.Кривоярська (с/р, т-е, сврд., ЗМО-3), Ром. 50.Північно-Кривоярська (с/р, а, Ю-3), Ром. 51.Південно-Каштанівська (а, ЗМО-3), Ром. 52.Воропаївська (т-е, МЗ), м. 53.Стягайлівська (с/р, т-е, МЗ), Ром. 54.Долинська (с/р, т-е, МЗ), Ром. 55.Юна е, ПнПЗ), Ром. 56.Полянова (с/р, а, ПнПЗ), Ром. 57.Березківська (с/р, т-е, ПнПЗ), м. 58.Межиріцька (с/р, а, ЗМО-2), Охт. 59.Тирлівська (с/р, а, ЗМО-3), Охт. Порфілівська (с/р, л, ЗМО-3), Охт. 61.Полонівська (с/р, л, ЗМО-3), Ром. Західно-Омельниківська (с/р, л, ЗМО-3), Охт. 63.Північно-Марченківська (с/р, а е), ЗМО-3), Охт. 64.Курганська (с/р, л, ЗМО-3), Охт. 65.Марченківська (с/р, т-е, ПЗ), Охт. 66.Омельниківська (с/р, т-е, ПнПЗ), Охт. 67.Лебединська (с/р, а, ЗМО- Охт. 68.Гарбарівська (с/р, к, ЗМО-3), Охт. 69.Грабчинська (с/р, л, ЗМО-3), Охт. Північно-Тимофіївська (с/р, к, ПнПЗ), Охт. 71.Бобрицька (с/р, а, ПнПЗ), Охт. Веприцька (с/р, к (т-е), ПнПЗ), Охт. 73.Удовиченківська (с/р, т-е, ПнПЗ), Охт. Рябушкінська (с/р, т-е, ЗМО-3), Охт. 75.Черемхівська (с/р, т-е, ЗМО-3), Охт. Костівська (с/р, л, ЗМО-3), Охт. 77.Вечірня (с/р, а, ЗМО-3), Охт. 78.Тригубівська р, к, ЗМО-3), Охт. 79.Довжиківська (с/р, а, ЗМО-3), Охт. 80.Чупахівська (с/р, т-е, Ю-3), Охт. 81.Тарханівська (с/р, т-е, ПнПЗ), Охт. 82.Вишнева (з Північно-чанівською) (с/р, т-е, ПнПЗ), Охт. 83.Краснозаярська (с/р, к, ПнПЗ), Охт. Західно-Качанівська (с/р, к, ПнПЗ), Охт. 85.Грунська (с/р, л, ПнПЗ), Охт. Грунська східна (с/р, к, ПнПЗ), Охт. 87.Південно-Качанівська (с/р, л, ПнПЗ), Охт. Качанівська (Північно-Пірківська) (с/р, т-е, ПнПЗ), Охт. 89.Південно-Пірківська р, к, ПнПЗ), Охт. 90.Північно-Олешнівська (с/р, а, ЗМО-3), Охт. 91.Північно-иментіївська (с/р, а, ЗМО-3), Охт. 92.Північно-Зимова (с/р, а, ЗМО-2), Охт. Олешнівська (с/р, л, ЗМО-3), Охт. 94.Південно-Золотарівська (с/р, а, ЗМО-3),

- 95.Климентіївська (Західно-Тростянецька) (с/р, а (к), ЗМО-3), Охт.
 96.Тростянецька (с/р, т-е, ЗМО-3), Охт. 97.Зимова (с/р, т-е, ЗМО-3), Охт.
 98.Молдованська (с/р, к, ЗМО-3), Охт. 99.Північно-Буднівська (с/р, к, ЗМО-3), Охт.
 100.Буднівська-3 (с/р, а, ЗМО-3), Охт. 101.Овинівська (с/р, к, ЗМО-3), Охт.
 102.Овинівська (с/р, к, МЗ), Охт. 103.Доброславівська-5 (с/р, к, МЗ), Охт.
 104.Пономаренківська (с/р, к, ПнПЗ), Охт. 105.Охтирська (Західно-Кудрявська) (с/р,
 т-е, сврд., ПнПЗ), Охт. 106.Північно-Бугруватівська (с/р, л, ПнПЗ), Охт.
 107.Правдинська (с/р, т-е, ПнПЗ), Охт. 108.Новенька (с/р, т-е, ПнПЗ), Охт.
 109.Східно-Новенька (с/р, т-е, ПнПЗ), Охт. 110.Західно-Хижняківська (с/р, т-е,
 ПнПЗ), Охт. 111.Хижняківська (с/р, а, ЗМО-3), Охт. 112.Східно-Хижняківська (с/р,
 т-е, ПнПЗ), Охт. 113.Південно-Хижняківська (с/р, к, сврд., ПнПЗ), Охт.
 114.Хухринська “глибинна” (с/р, а (к), МЗ), Охт. 115.Ясенівська (с/р, к, ПнПЗ), Охт.
 116.Сухівська (с/р, к, ПнПЗ), Охт. 117.Східно-Ясенівська - I (с/р, к, ПнПЗ), Охт.
 118.Східно-Ясенівська – II (с/р, к, ПнПЗ), Охт. 119.Рибальська (с/р, л, ПнПЗ), Охт.
 120.Рибальська (с/р, т-е, ПнПЗ), Охт. 121.Рибальська (с/р, т-е, ПнПЗ), Охт.
 122.Рибальська (с/р, т-е, ПнПЗ), Охт. 123.Сидорицька (с/р, к, сврд., ПнПЗ), Охт.
 124.Бугруватівська (с/р, т-е, ПнПЗ), Охт. 125.Північно-Голиківська (с/р, т-е, ПнПЗ),
 Охт. 126.Південно-Іванівська (с/р, к, ПнПЗ), Охт. 127.Козіївська (с/р, к, ПнПЗ), Охт.
 128.Північно-Снігова (с/р, а, ЗМО-2), Охт. 129.Сніжна (Снігова) (с/р, к, ЗМО-3),
 Охт. 130.Яругинська (с/р, к, ЗМО-3), Охт. 131.Вознесенівська (с/р, а (к), ЗМО-3),
 Охт. 132.Меншинська (с/р, т-е, ЗМО-3), Охт. 133.Східно-Прокопенківська (с/р, а,
 сврд., ПнПЗ), Охт. 134.Північно-Західно-Радянська (с/р, т-е, ПнПЗ), Охт.
 135.Південно-Радянська (с/р, т-е, ПнПЗ), Охт. 136.Західно-Гутська (с/р, т-е, ПнПЗ),
 Охт. 137.Західно-Гутська (с/р, т-е, ПнПЗ), Охт. 138.Східно-Куликівська (с/р, т-е,
 ПнПЗ), Охт. 139.Куп’євахівська (с/р, т-е, сврд., ПнПЗ), Охт. 140.Ходунаївська (с/р,
 т-е, ПнПЗ), Охт. 141.Західно-Гутська (с/р, т-е, ПнПЗ), Охт. 142.Південно-Західно-
 Гутська (с/р, т-е, ПнПЗ), Охт. 143.Північно-Козіївська (с/р, т-е, сврд., ПнПЗ), Охт.
 144.Мурафинська (с/р, т-е, сврд., ПнПЗ), Охт. 145.Степанівська (с/р, т-е, ПнПЗ), Охт.
 146.Бойківська (л, ЗМО-3) Ром. 147.Південно-Касьянівська (л, ЗМО-3) Ром. 148. Пі-

Північно-Рубанська (л, ЗМО-3) Ром. 149. Сумська (л, ЗМО-3) Ром. 150. Турутинська (л, ЗМО-3) Ром.

Скорочення: с/р – дані сейсморозвідки; пастки: стр-тект – структурно-тектонічні, т-е – тектонічно-екрановані, с-л – структурно-літологічні, л – літологічні, к – комбіновані, а – антиклінальні, сврд – проектні параметричні, пошуково-розвідувальні свердловини; структурно-тектонічні зони: ЗМО-1, ЗМО-2, ЗМО-3 – зони малоамплітудних об'єктів ПнБ, МЗ – мобільна зона ПнБ, ПнПЗ – Північна шельфова зона Дніпровського грабена.

Сеймостратиграфічні профілі: 1 - Прилуки-Дмитрівка, 2 - Пирятин-Калалаївка, 3 - Калайдинці-Хмелів, 4 - Березняки-Недригайлів, 5 - Ромодан-Панасівка, 6 - Велика Багачка-Синівка, 7 - Сагайдак-Лебедин, 8 - Зачепилівка-Гупалівка-Гути, 9 - Михайлівка-Прокопенки, 10 - Гупалівка-Гути, 11 - Перещепино-Валки, 12 - Сватове-Бахмач, 13 - Холми-Савинці.

Регіональні тренди нафтогазоносності: I - Т-1 (Скороходівсько - Ярмолинцівсько - Валюхівсько - Тимофіївсько - Козіївський); II - В-20 (Нинівсько - Артюхівсько - Гадяцько - Тимофіївсько - Бугруватівський); III - В-17 (Турутинсько - Ромашівсько - Південно-Панасівсько - Тимофіївсько - Козіївський); IV - В-16 (Південно-Панасівсько - Тимофіївсько - Козіївський).

виспресій;

- високий ступінь розвитку розломно-блокової тектоніки в ОНГПР обумовлює перспективність для пошуків тектонічно-екранованих та комбінованих пасток;

- отримання промислових припливів нафти і газу на Хухринському родовищі в породах фундаменту свідчить про можливість виявлення нетрадиційних пасток ВВ в лембурійському комплексі.

З виділених 150-ти ППСО 37 (25%) приурочено до малоамплітудних антиклінальних пасток і 113 (75%) - неантиклінальних (літологічних, літолого-стратиграфічних – 20; тектонічно-екранованих – 50; комбінованих – 43 об'єкта). З них 62 об'єкти на ПнБ знаходяться, в ПнПЗ – 88.

Найбільш цікаві прогнозні об'єкти визначені за результатами сейсмозвіду-

вальних робіт, особливо, якщо вони підтверджуються даними інших досліджень.

Прогнозування зон розміщення ППСО в межах ОНГПР. Питанням прогно-

зування літологічно-, стратиграфічно-, тектонічно-екранованих та комбінованих па-

сток ВВ в осадовому комплексі і нетрадиційних в породах кристалічного фундамен-

та на території ДДА займалася значна група дослідників: Ю.О.Арсирій,

І.В.Вакарчук, І.В.Височанський, В.К.Гавриш, В.В.Гладун, Є.С.Дворянин,

Г.Демидьонко, І.І.Дем'яненко, Т.Є.Довжок, Ф.В.Дячук, М.І.Євдошук,

Г.Єгурнова, М.П.Зюзькевич, О.М.Істомін, Б.П.Кабишев, В.П.Клочко,

О.Краюшкін, Я.Г.Лазарук, О.Ю.Лукін, В.М.Лисинчук, М.І.Мачужак,

М.Окрепкий, П.Т.Павленко, Н.Т.Пашова, Т.М.Пригаріна, С.Б.Ларін,

Й.Маєвський, В.Г.Трачук, І.І.Чебаненко та ін., в тому числі автор [1, 20, 24, 32-36,

49, 53-57, 81, 83, 98, 109, 118, 132, 145, 155, 157].

Прогноз пасткових умов супроводжується аналізом закономірностей поши-

рення порід-колекторів. Виконані у ПнПЗ численні прогнози неантиклінальних пас-

ток (НАП) на детальному рівні [49, 57, 83, 132, 145, 157] довели широке розповсю-

дження колекторів у візейсько-турнейських продуктивних горизонтах і відсутність

яко виражених регіональних зон їх виклинювання на моноклінальних схилах, як

передбачалося попередніми прогнозами (Ю.О. Арсірій, 1963, 1965). Безперечно,

сильна мінливість порід у межах продуктивних горизонтів ПнПЗ суттєво позна-

чується на процесі формування НАП.

Проведені науково-дослідні і геолого-тематичні роботи, аналіз розповсю-

дження і кореляція пластів-колекторів у турнейсько-візейському комплексі порід

дозволили виділити ряд ППСО, пов'язаних з літологічними та комбінованими паст-

ками. (див. рис. 4.14., 2.2, 2.4.) [145]. Як правило, ці НАП літолого-тектонічного ти-

пу. В більшості пластів-колекторів верхнім флюїдоупором є літологічний екран, бо-

льшими обмеженнями слугують тектонічні порушення.

Охтирська ділянка:

115. Ясенівська пастка. Розміри 2,0 x 2,2 км. Тут пробурена свердловина 2 –

Ясенівська. Поклад нафти встановлений випробуванням в процесі буріння і в екс-

мутаційній колоні. Визначене виклинювання пластів горизонту Т-2, Т-1 та В-24-26. Товщина пластів 1 – 7 м. Середня пористість 10,3%. Сумарна ефективна товщина екранованих пластів до 60 м.

83. *Краснозаярська пастка*. Розміри 4,0 x 3,5 км. В свердловинах 1, 2, 4, 5, 8 одержані припливи газу з конденсатом. Літологічно екрановані пласти горизонтів Т-2, Т-1, В-24-26, В-21. Тектонічно екрановані пласти горизонту Т-2, Т-1, В-24-26, В-20. Товщина пластів 1 – 5 м. Середня пористість 10,8%. Сумарна ефективна товщина колекторів до 70 м.

116. *Сухівська пастка*. Розміри 4,0 x 3,1 км. В процесі буріння встановлено запас нафти в свердловині 1 – Сухівська. Літологічно екрановані пласти горизонту Т-2 та В-21. Тектонічно екрановані – Т-2, Т-1, В-21 і В-20. Товщина пластів 2 – 7 м. Середня пористість 8%. Сумарна ефективна товщина колекторів до 60 м.

126. *Козіївська пастка*. Розміри 2,0 x 0,5 км. Тут пробурена свердловина 2 – Козіївська, де встановлена нафтогазонасиченість нижньої частини візейських відкладів. Літологічне екранування встановлене по нафтогазонасичених пластах горизонтів В-22-23 та В-24-26. Сумарна товщина колекторів до 60 м, пористість 11%.

127. *Козіївська пастка* в районі свердловини 55 – Козіївська. Розміри 1,0 x 0,5 км. Сумарна товщина літологічно екранованих пластів горизонтів Т-1 та В-24-26 до 8 м, середня пористість 9%. За ГДС відзначена газонасиченість. Тектонічні порушення, зафіксовані в горизонтах Т-2 та горизонт Т-1, не є перешкодою для міграції нафти.

122. *Рибальська пастка*. Розміри 1,5 x 1,5 км. Тут пробурені свердловини 152 та 147 – Рибальські. Пастка утворена тектонічними порушеннями по горизонтах Т-2, В-24-26, В-22-23, В-21 В-20 та В-18. Загальна ефективна товщина більше 50 м, пористість 9%.

120. *Рибальська пастка*. Розміри 1,5 x 2,2 км. Тут пробурено свердловину 147 – Рибальську. В колоні у візейських відкладах встановлена нафтогазонасиченість. Сумарна ефективна товщина 27 м, пористість 10%. Пастка тектонічно екранована у візейських відкладах.

119. *Рибальська пастка*. Розміри 1,0 x 1,2 км. Тут з горизонту В-18 в свердловині 87 – Рибальська в процесі буріння одержано приплив газу. Цей пласт літологічно екранований. Його товщина 7 м, пористість 8%.

121. *Рибальська пастка*. Розміри 1,5 x 3,0 км. В процесі випробування в експлуатаційній колоні в свердловині 207 – Рибальська встановлена газонасність горизонту В-18. Товщина колектора 40 м, пористість 8%.

84. *Західно-Качанівська пастка*. Розміри 2,5 x 2,5 км. Тут пробурена свердловина 1 – Західно-Качанівська. В процесі випробування в експлуатаційній колоні виявлено нафтогазовий поклад в горизонті В-22-23. Пастка комбінована (літолого-тектонічна). Ефективна товщина пласта 5 м, пористість 10,5%.

117. *Східно-Ясенівська пастка*. Літолого-тектонічна пастка, розміщена на території Ясенівської площі. Ефективна товщина десяти екранованих пластів до 50 м, середня пористість 10%. Розмір 1,5 x 2,0 км.

118. *Східно-Ясенівська пастка*. Літолого-тектонічна пастка ВВ, розташована на схід від попередньої. Ефективна товщина дев'яти екранованих пластів до 40 м, середня пористість 10%. Розмір 3,5 x 5,0 км.

85. *Грунська пастка*, розташована на схід від свердловини 237 - Південно-Качанівська. Простежено літологічне екранування по 7 пластах і тектонічне – по 5. Ефективна товщина 32 м, середня пористість 9%. Розміри 4,5 x 0,5 км + 1,2 x 1,5 км.

87. *Південно-Качанівська пастка*, розташована на схід від свердловини 126 – Південно-Качанівська. Тут простежено літологічне екранування по 4 пластах і тектонічне по 9. Максимальна товщина колекторів 20 м, середня пористість 9%, площа 1,5 x 1,2 км.

106. *Північно-Бугруватівська пастка*, літологічна. Очікувана товщина колекторів 40 м, середня пористість 15%.

98. *Молдованська пастка* безпосередньо прилягає до крайового порушення і знаходиться на продовженні Радянсько-Прокопенківської зони нафтогазонакоплення в 2,8 км північніше свердловини 4 – Прокопенківська. Пов'язана з можливим нахилу пластів-колекторів уверх по підняттю пластів-колекторів горизонтів В-20, В-18, В-17н, В-15, та обмежена з заходу незгідним скидом. В опущеному блоці незгідного скиду

очікується наявність похованих руслових та прибережно-дельтових відкладів, пов'язаних з утворенням палеорічки, приуроченої до цього тектонічного порушення.

97. *Зимова пастка* розташована північніше від попередньої, має аналогічну будову і є перспективною по горизонтах верхньовізейського під'ярусу.

136. *Західно-Гутська пастка* розташована на західному зануреному крилі Західно-Гутської структури, де виділяється зона виклинювання резервуарів турнейського та візейського (горизонтів В-26, В-16, В-15) ярусів. Ділянки, де очікуються пастки комбінованого типу, приурочені до блоків, обмежених розломами із середні-екрануючими властивостями.

105. *Охтирська пастка* пропонується в межах Охтирської структури, яка є тектонічним блоком на монокліналі північної частини Охтирської западини Дніпровського грабена. Наявність літологічних та стратиграфічних пасток очікується в горизонтах В-26 і В-18. Позитивним фактором слід вважати розміщення блоку поблизу крупної Голиківсько-Бугруватівської зони нафтогазонакопичення.

103. *Доброславівська пастка* передбачається в межах Доброславівського блоку Чернетчинської площі, де очікуються літологічні поклади в горизонтах верхньовізейського під'ярусу і в інших горизонтах візейських відкладів.

101, 102. *Овинівські пастки* прогноуються на Овинівській площі, де очікуються літологічні поклади у горизонтах верхнього візе.

124. *Бугруватівська пастка* розміщена в невеликому блоці південно-західної частини Бугруватівської площі між свердловинами 18 – Бугруватівська та 4 – Голиківська. Перспективний горизонт В-20, що розповсюджений на цій ділянці, дав проміцність в сусідніх блоках і характеризується непоганими колекторськими властивостями.

88. *Качанівська пастка* знаходиться на південно-західному зануреному крилі Качанівської структури, північніше Пірківської площі, де по підшві візейського ярусу виділяється структурний ніс, обмежений з півночі та сходу тектонічними порушеннями. На цій ділянці виділяються літологічні та комбіновані поклади в горизонтах Д₃, В-26, В-18, В-17н. Крім того, обмежуючим розломам тут притаманні доб-

екрануючі властивості, що дозволяє розраховувати на відкриття покладів в турнейських та візейських (горизонт В-15) відкладах.

Роменська ділянка:

14. *Південно-Довгополівська пастка* виділяється на ділянці між Довгополівською та Артюхівською площами на підйомі пластів в бік Довгополівської структури. Тут простежується фаціальний екран по горизонтах Т-1 і В-26, літологічний екран (виклинювання колектору) по горизонтах В-26 і В-25 та комбінований екран по горизонтах В-21 і В-19в.

20, 21. *Роменські пастки* виділяються по горизонтах Т-1 і В-20в в приштокозонах Роменської структури. Більш вірогідно, що ці пастки комбіновані (виклинення з тектонічними порушеннями). Пористість колектора горизонту Т-1 в середньому 9-10%, а В-20в ~ 14%.

23. *Південно-Житня пастка* виявлена південніше Житньої структури по горизонтах Т-1, В-26, В-25 В-21н, В-19н, В-19в. По турнейському горизонту екран утворений фаціальною зміною порід і тектонічними порушеннями. Колектори тут відрізняються з гарними ємнісними властивостями (пористість >10%), товщини 4-8 м. По горизонту В-26 пастка утворена літологічним виклинюванням колекторів та додатково тектонічними порушеннями. Товщини колекторів незначні, однак значення пористості не нижче 14%. По карбонатних пластах горизонту В-25 простежується фаціальний екран у поєднанні з тектонічними порушеннями. Значення пористості високі, товщини 2-5 м. По горизонтах В-19н та В-19в пористість колекторів складає 7-13% при товщині від 1 до 6 м.

8. *Овчаренківська пастка* виявлена по горизонту В-27, має літологічний екран. Товщини тут очікуються невеликі (2-5 м), а пористість більше 10%.

13. *Погрібська пастка* виділяється на захід від Південно-Житньої пастки (рис. 3). По горизонтах Т-1, В-25 її параметри не відрізняються від параметрів цієї пастки. Крім того, тут простежується літологічний екран в комбінації з тектонічним і по горизонту В-27. Товщина колектора 5 м, пористість 8%.

30. *Південно-Західно-Перекопівська пастка* утворена в межах південного крила Перекопівської структури по горизонту В-27 фаціальним замі-

шенням, а також тектонічним порушенням. Пористість очікується від 8 до 12%, товщина 4-6 м.

12. *Західно-Погрібська пастка* виділяється на ділянці між Погрібською та Ромашівською структурами. Тут в тектонічно обмеженому блоці фіксується фаціальне екранування горизонту В-25, щоправда, з невисокими параметрами (пористість 7-14%, товщина 1-4 м). До горизонтів В-21н, В-20н, В-20в і В-19н тут приурочені комбіновані пастки з пористістю колекторів 7-14%, товщиною 2-8 м.

24. *Північно-Райдужна пастка* виділяється по горизонтах В-25 і В-21н на північ від Райдужної та на південь від Житньої структур. Товщини колекторів 2-4 м, пористість від 2 до 13%.

15. *Артюхівсько-Липоводолинська "глибинна" комбінована пастка* виділяється по горизонтах В-25 і В-20в на південному крилі Миколаївського підняття. Пористість колекторів – до 14%, товщина 2-4 м.

18. *Басівська пастка* виділяється по горизонту В-25, який в межах прибортової зони характеризуються досить низькими показниками пористості, тому продуктивність може бути невисокою.

11. *Північно-Салогубівська пастка* виділяється на північ від Салогубівської структури. Тут в межах блоку з моноклінальним заляганням пластів спостерігається нахилування пластів-колекторів візейського віку. Розміри пастки 5,0 x 2,0 км. Сукупна товщина теригенних колекторів до 17 м, пористість до 13%.

При простеженні літологічних змін горизонтів верхньовізейського під'ярусу на Охтирській ділянці в межах грабену можна виділити 15 блоків (рис. 4.15., див. рис. 4.14.), де можливе утворення тектонічно-екранованих пасток (107 – Правдинська, 108 – Новенька, 109 – Східно-Новенька, 110 – Західно-Хижняківська, 111 – Хижняківська, 112 – Східно-Хижняківська, 134 – Північно-Західно-Радянська, 135 – Північно-Радянська, 137 – Західно-Гутська, 138 – Східно-Куликівська, 139 – Гуп'євахівська, 140 – Ходунаївська, 142 – Південно-Західно-Гутська, 143 – Північно-Позіївська, 144 – Мурафинська).

Нетрадиційні об'єкти (пастки). В результаті буріння глибоких свердловин встановлена наявність у фундаменті зон розущільнення кристалічних порід, що мо-

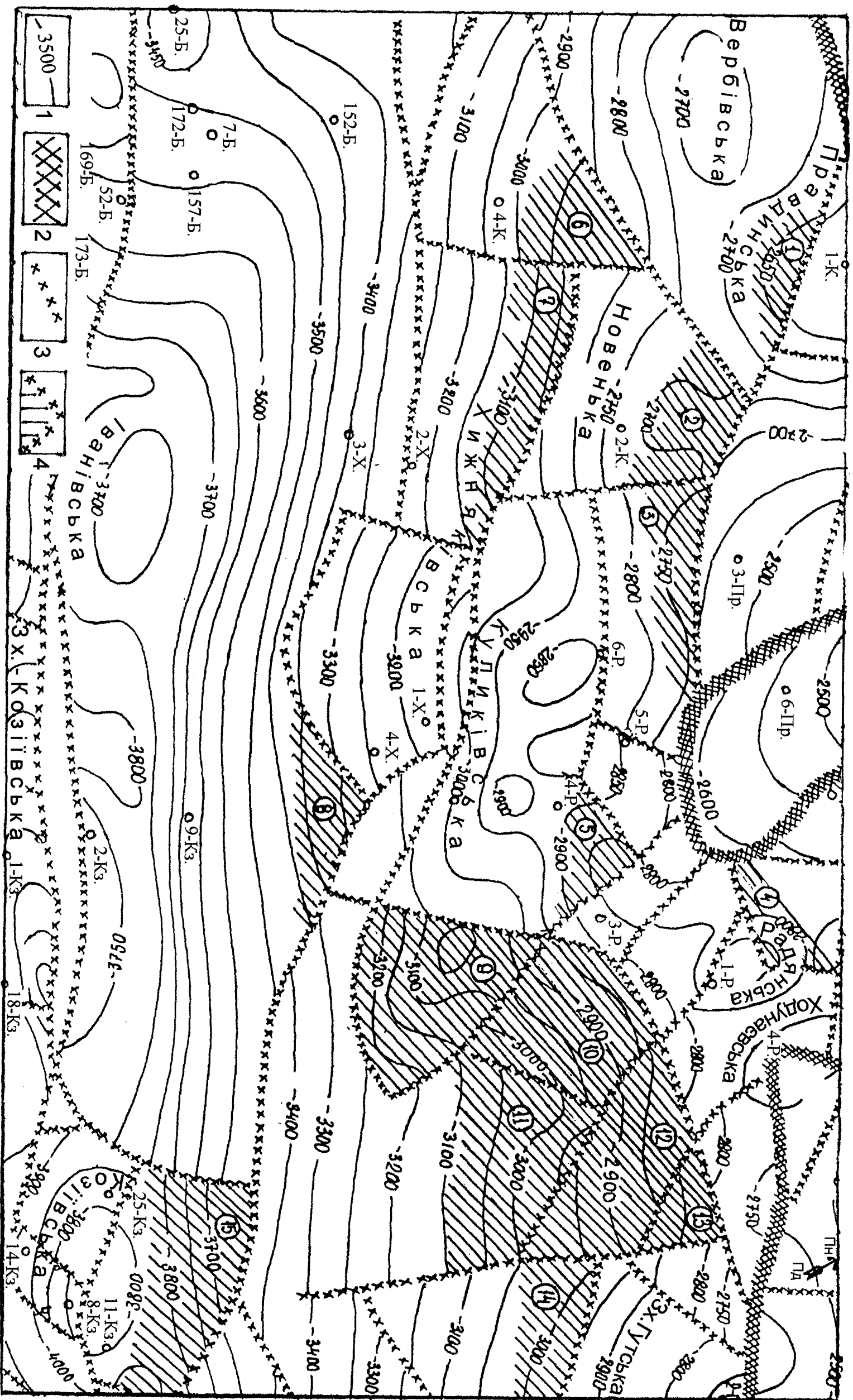


Рис.4.15. Структурна карта підлоги візейського ярусу нижнього карбону (Охтирська ділянка).
 Розповсюдження тектонічно екранованих пасток за В.Г. Трачуком, В.Я. Колосом, А.Г. Демідьонком, 2000.

1 - ізогіпси підлоги візейського ярусу; 2 - Північне крайове порушення Дніпровського грабену; 3 - тектонічні порушення;
 4 - тектонічно-екрановані пастки: 1 - Правлинська, 2 - Новенька, 3 - Східно-Новенька, 4 - Північно-Західно-Радянська,
 5 - Південно-Радянська, 6 - Західно-Хижняківська, 7 - Хижняківська, 8 - Східно-Хижняківська, 9 - Східно-Куликівська,
 10 - Західно-Гутська-10, 11 - Західно-Гутська-11, 12 - Західно-Гутська-12, 13 - Західно-Гутська-13, 14 - Південно-Західно-Гутська,
 15 - Північно-Козіївська. Свердловини: Пр. - Прокопенківські, К. - Кудрявські, Х. - Хижняківські, Б. - Булгуватівські, Кз. - Козіївські,
 Р. - Радянські.

можуть слугувати колекторами [92]. Покришками являються кристалічні породи, не піддані механічним деформаціям та процесам вивітрювання. Крім того, осадові породи, які перекривають фундамент, також можуть бути задовільними покришками.

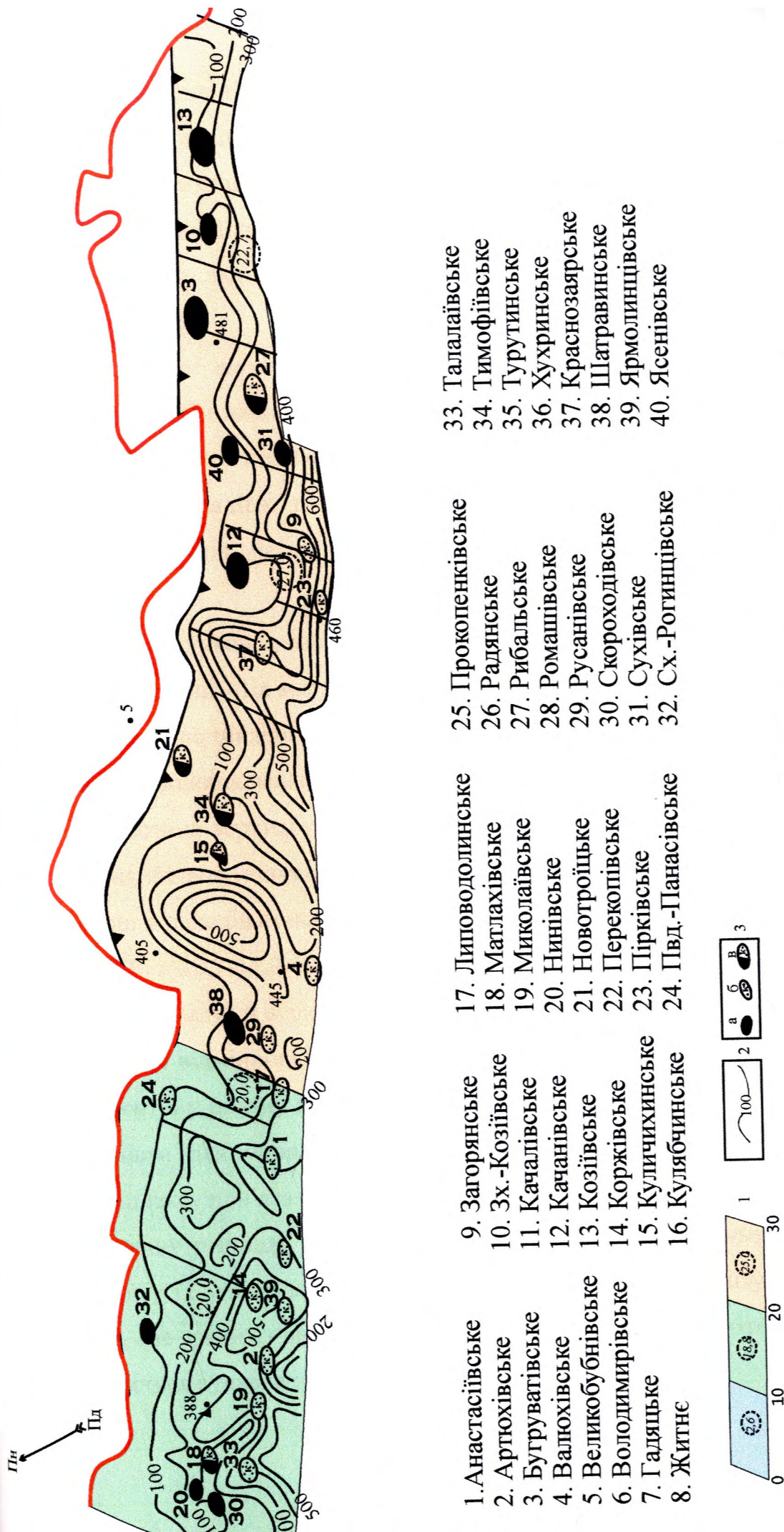
Кора вивітрювання фундаменту - окремий об'єкт пошуків ВВ. Важливо, що в далеких ділянках ПнБ кора вивітрювання не має тенденції до повної її відсутності (сврд. 1-Сумська, 1-Путивльська) (див. дод. А, Є, І).

Вивчення нафтогазоносності кристалічного фундаменту повинно проводитися в комплексі з вивченням порід осадового чохла.

Експрес-аналіз товщин нижньокам'яновугільних стратонів та визначення оптимальних градієнтів формування НАП. Особливістю структури ПнПЗ є наявність моноклінальних схилів, тому тут значного розвитку набувають НАП. Їх формуванню сприяє різке нарощування товщин відкладів з певним (оптимальним) їх градієнтом. У ДДЗ таке явище характерне для відкладів XIIa мікрофауністичного горизонту (м.ф.г.) на схилах Срібненської депресії, де відкрито ряд покладів у подібних пастках.

Так, на північних схилах депресії, де розташоване Волошківське родовище з відкладами у пастках літологічного типу, градієнт товщин XIIa м.ф.г. складає близько 22 м/км, що може вважатися пошуковим критерієм для інших стратонів осадового чохла. Даний пошуковий критерій пропонується тільки для умов моноклінальних схилів, виключаючи зони валів і малих валів, де у подальшому прогнозується відкриття пасток переважно комбінованого типу.

Нижньовізейсько-турнейські відклади поширені на території досліджень майже суцільно, за винятком вузької смуги у прибортовій частині Охтирської ділянки (рис. 4.16.). Вони містять 46 покладів ВВ у 29 родовищах. У західній частині району товщина цих відкладів змінюється від 0 до 500 м, досягаючи 700 м на південно-сході ОНГПР. На Великобубнівсько-Коржівській та Південно-Панасівсько-Пастасіївській ділянках градієнт товщин відкладів становить близько 20 м/км, і досягає 27 м/км на Качанівсько-Пірківській та 22,7 м/км на Бугруватівсько-Бальській.



- | | | |
|---------------------|----------------------|--------------------|
| 1. Анастасіївське | 17. Липоводолінське | 33. Талалаївське |
| 2. Артюхівське | 18. Маглахівське | 34. Тимофіївське |
| 3. Бугруватівське | 19. Миколаївське | 35. Турутинське |
| 4. Валюхівське | 20. Нинівське | 36. Хухринське |
| 5. Великобубнівське | 21. Новотроїцьке | 37. Краснозаярське |
| 6. Володимирівське | 22. Перекопівське | 38. Шатравинське |
| 7. Гадацьке | 23. Пірківське | 39. Ярмолинцівське |
| 8. Житнє | 24. Пвд.-Панасівське | 40. Ясенівське |
| 9. Загорянське | 25. Прокопенківське | |
| 10. Зх.-Козіївське | 26. Радянське | |
| 11. Качалівське | 27. Рибальське | |
| 12. Качанівське | 28. Ромашівське | |
| 13. Козіївське | 29. Русанівське | |
| 14. Коржівське | 30. Скороходівське | |
| 15. Куличихинське | 31. Сухівське | |
| 16. Кулябчинське | 32. Сх.-Рогинцівське | |

Рис. 4.16. Карта товщин та їх градієнтів нижньовізейсько-турнейського комплексу порід ОНГПР за В.Я. Колосом, 2002, по матеріалах Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної та ін.
 1 - зона градієнту товщин та його значення (в м/км); 2 - ізопахіти комплексу порід; 3 - родовища: а) - нафтові, б) - газоконденсатні, в) - нафтогазоконденсатні.

Поклади у власне літологічних (літолого-стратиграфічних) пастках тут поки не відкриті, хоча для цього існують всі передумови, особливо на моноклінальних пастках, зважаючи на градієнти товщини відкладів і характер розповсюдження пошуків. Визначені градієнти можна вважати оптимальними для формування НАП у зазначених відкладах на всій території ОНГПР у ПнПЗ, що є позитивним пошуковим критерієм.

Верхньовізейські відклади. Відклади нижньої частини верхнього візе (ХІа м.ф.г. - продуктивні горизонти В-21-В-23) за характером розподілу товщин у межах ПнПЗ не викликають оптимізму (рис. 4.17.). Фоновими для всього району є ізопахіти 50 і 100 м. Градієнт товщин становить 2,6 м/км на заході і 2,8 - на сході району. За таких умов не слід очікувати розповсюдження НАП, особливо літологічних.

Результати пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ показують, що літологічні поклади товщі ХІа м.ф.г. можуть формуватися у перехідній зоні від ПнПЗ до приосьової і далі на південь, де градієнти товщин горизонту зростають до оптимальних величин (Волошківське родовище).

Верхня частина верхнього візе (Х-ХІІ м.ф.г. - продуктивні горизонти В-14 - 20) містить найбільшу кількість покладів ВВ - 93 у 29 родовищах (рис. 4.18.). Діапазон товщин відкладів становить 200-500 м, а градієнти – 10,3 м/км - у західній частині ОНГПР і 13,3-15,0-10,0 м/км у східній. Широкого поширення НАП у відкладах верхньої частини верхнього візе тут не передбачається.

Принципово відмінною від наведених вище видається загальна картина товщин та їх градієнтів у цілому по верхньовізейському комплексу, який безперечно є пріоритетнішим для опішукування в сучасний період (рис. 4.19.).Всього з покладами комплексу пов'язано 38 родовищ ВВ.

Через значну різницю у повноті розрізу та товщинах верхнього візе ПнБ і ПЗ, градієнти у їх межах визначені окремо. Так, ПнБ характеризують товщини 50 до 300 м, але градієнт визначається у зоні, оконтуреній ізопахітою 150 м, далі не поширюється сучасна промислова нафтогазоносність.

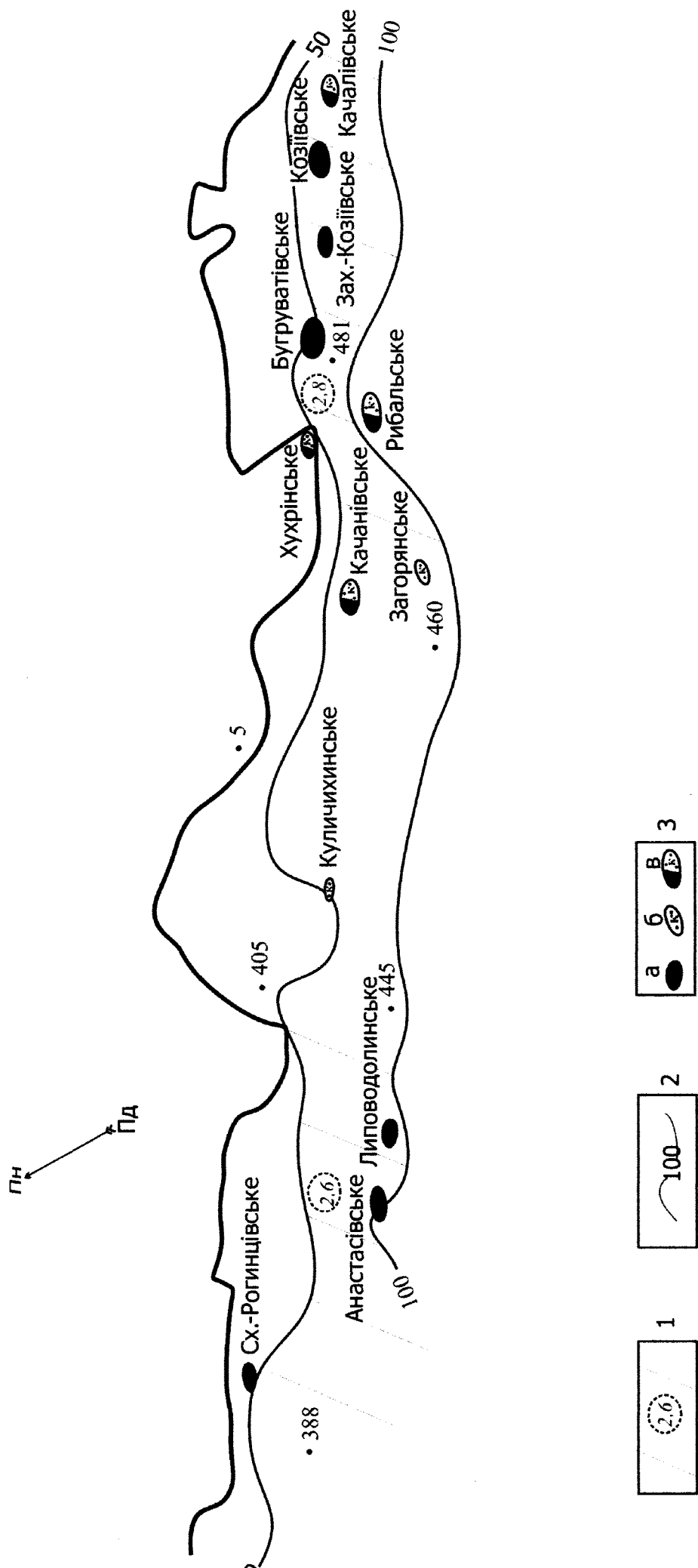


Рис. 4.17. Карта товщин та їх градієнтів ХІа мікрофауністичного горизонту ОНГПР за В.Я. Колосом, 2002, по матеріалах Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної та ін.
 1 - зона градієнту товщин та його значення (в м/км); 2 - ізопахіти комплексу порід; 3 - родовища: а) - нафтові, б) - газоконденсатні, в) - нафтогазоконденсатні. Нумерація родовищ на рис. 4.16.

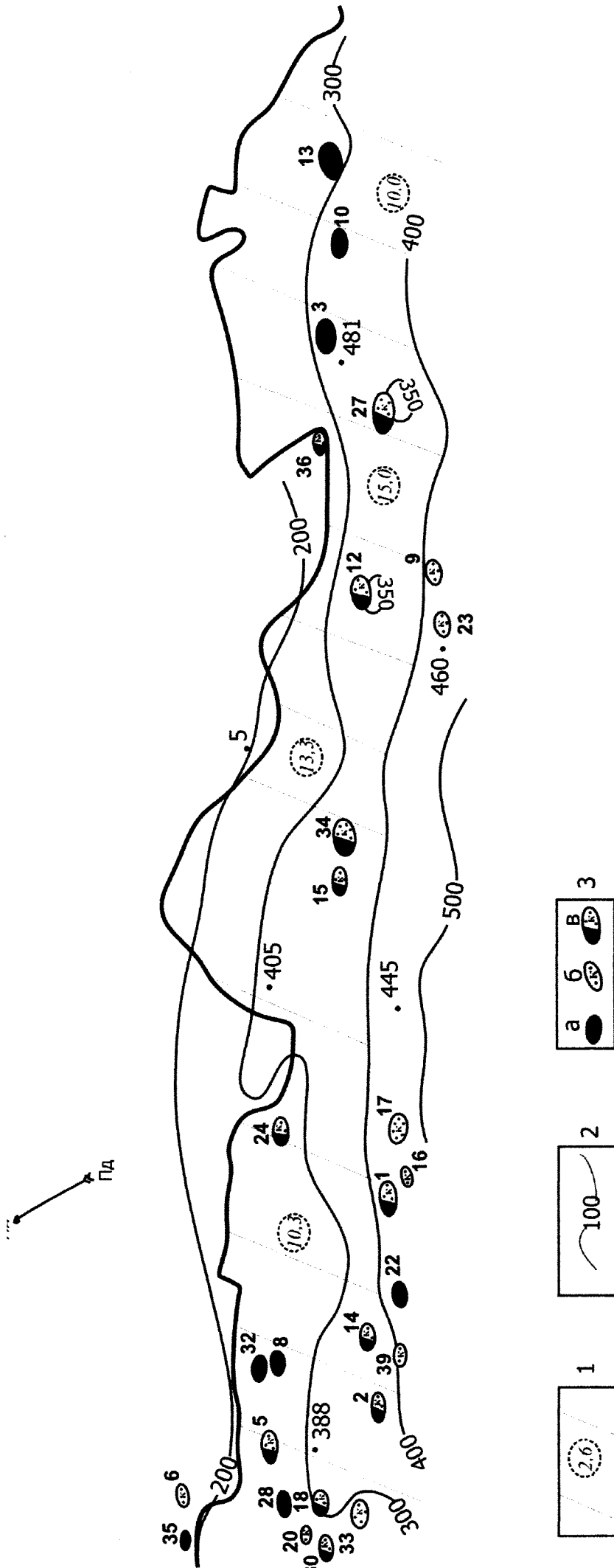


Рис. 4.18. Карта товщин та їх градієнтів X-XII мікрофауністичного горизонту ОНГПР за В.Я. Колосом, 2002, по матеріалах Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної та ін.

1 - зона градієнту товщин та його значення (в м/км); 2 - ізопахіти комплексу порід; 3 - родовища: а) - нафтові, б) - газоконденсатні, в) - нафтогазоконденсатні. Нумерація родовищ на рис. 4.16.

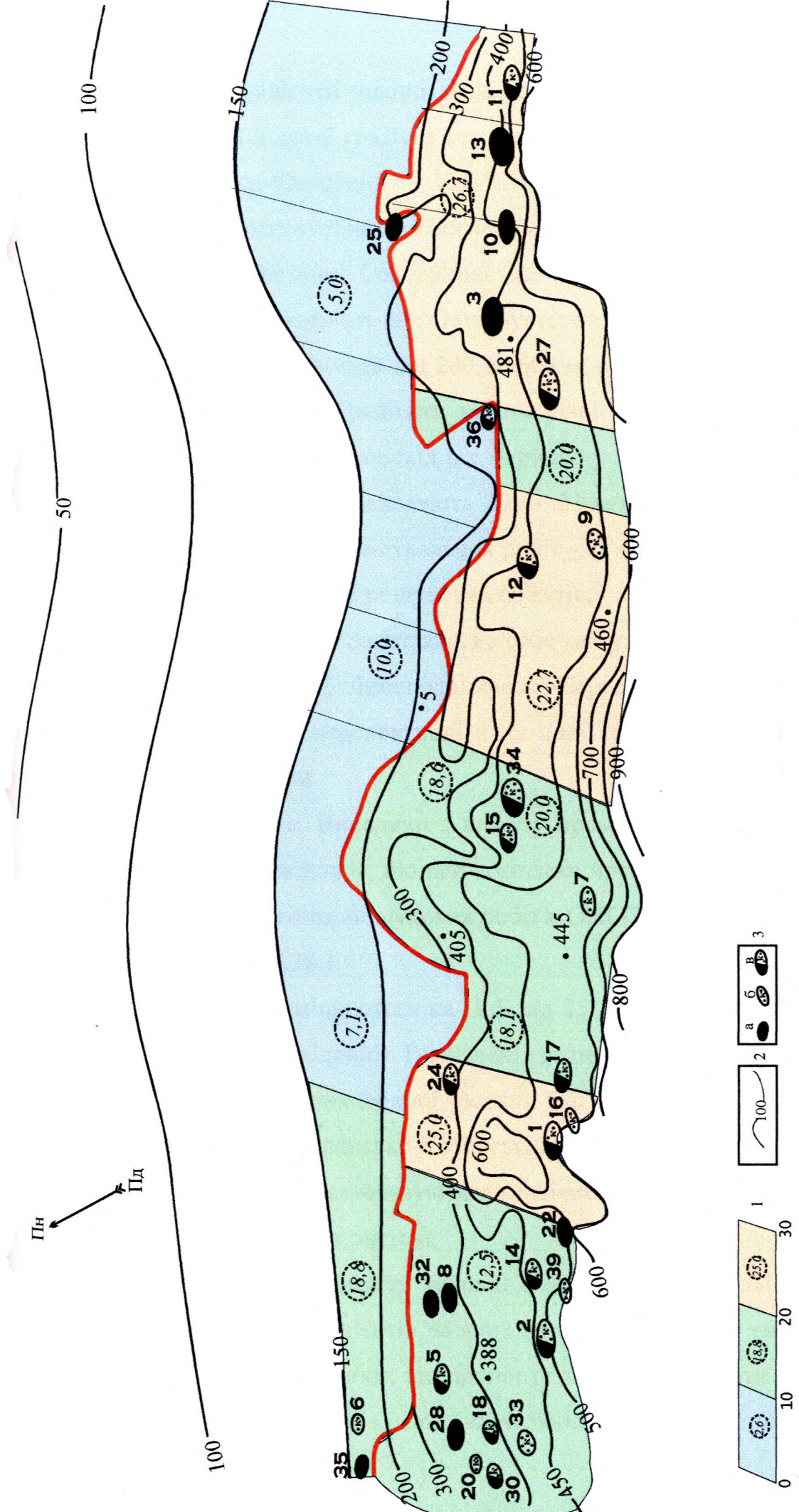


Рис. 4.19. Карта товщин та їх градієнтів верхньовізейського комплексу порід ОНГПР за В.Я. Колосом, 2002, по матеріалах Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної та ін.
 1 - зона градієнту товщин та його значення (в м/км); 2 - ізопахіти комплексу порід; 3 - родовища: а) - нафтові, б) - газоконденсатні, в) - нафтогазоконденсатні. Нумерація родовищ на рис. 4.16.

З заходу на схід градієнти товщин змінюються, але не закономірно. На Туру-всько-Солодухинській ділянці градієнт становить 18,8 м/км; на Добринівській — 1 м/км; на Новотроїцько-Калюжній — 10,0 м/км і на Рицинській 5,0 м/км. За цим критерієм до розряду перспективних наближається тільки перша ділянка. Саме у її межах знаходяться перспективні Солодухинська, Бочаренківська та Касьянівська площі, прогнозна нафтогазоносність яких пов'язується з НАП.

У ПнПЗ товщини змінюються від 200 до 600 м, різко збільшуючись в напрямку до приосьової зони ДДЗ. Градієнти мають різні значення, але найперспективнішою є ділянка, розташована на схід від меридіану Качанівка — Загорянка, де градієнти товщин верхнього візе складають 20 — 21 м/км. Ця ділянка може бути цінною для постановки сейсморозвідувальних робіт у зв'язку з невеликою кількістю перспективних і підготовлених пошукових об'єктів.

У західній частині ОНГПР звертають на себе увагу дві ділянки - Юхтинська з градієнтом товщин 25,0 м/км і Липоводолинсько-Берестівська з градієнтом 18,1 м/км. Обидві ділянки досить перспективні й на інші типи пасток, тому їх також можна вважати пріоритетними.

Серпуховські відклади. Виходячи з аналізу промислової нафтогазоносності відкладів, можна зробити висновок, що цей комплекс порід не входить на сьогоднішній час до основних напрямків нафтогазопошукових робіт в ОНГПР. Він містить 7 покладів в у 6-ти родовищах (рис. 4.20.).

Товщини комплексу змінюються на ПнБ від 25 до 200 м, у ПнПЗ — від 100 до 600-700 м (на Козіївській ділянці). Визначені градієнти товщин можуть сприяти формуванню НАП тільки у межах східної частини ПнПЗ на ділянці між Качанівкою і Бальцями (20,0 м/км) і на Радянсько-Козіївській ділянці (29,6 м/км). Інші ділянки ПнПЗ і східної частини ПнБ характеризуються градієнтами 15,0 м/км і менше, що не сприяє формуванню літологічних пасток.

За результатами експрес-аналізу товщин нижньокам'яновугільних відкладів оптимальними значеннями їх градієнтів, за яких існують сприятливі умови для формування НАП, визначаємо 20-27 м/км, що пропонується застосовувати в якості критерію при оцінці перспектив пошуків неантиклінальних пасток. За результатами ана-

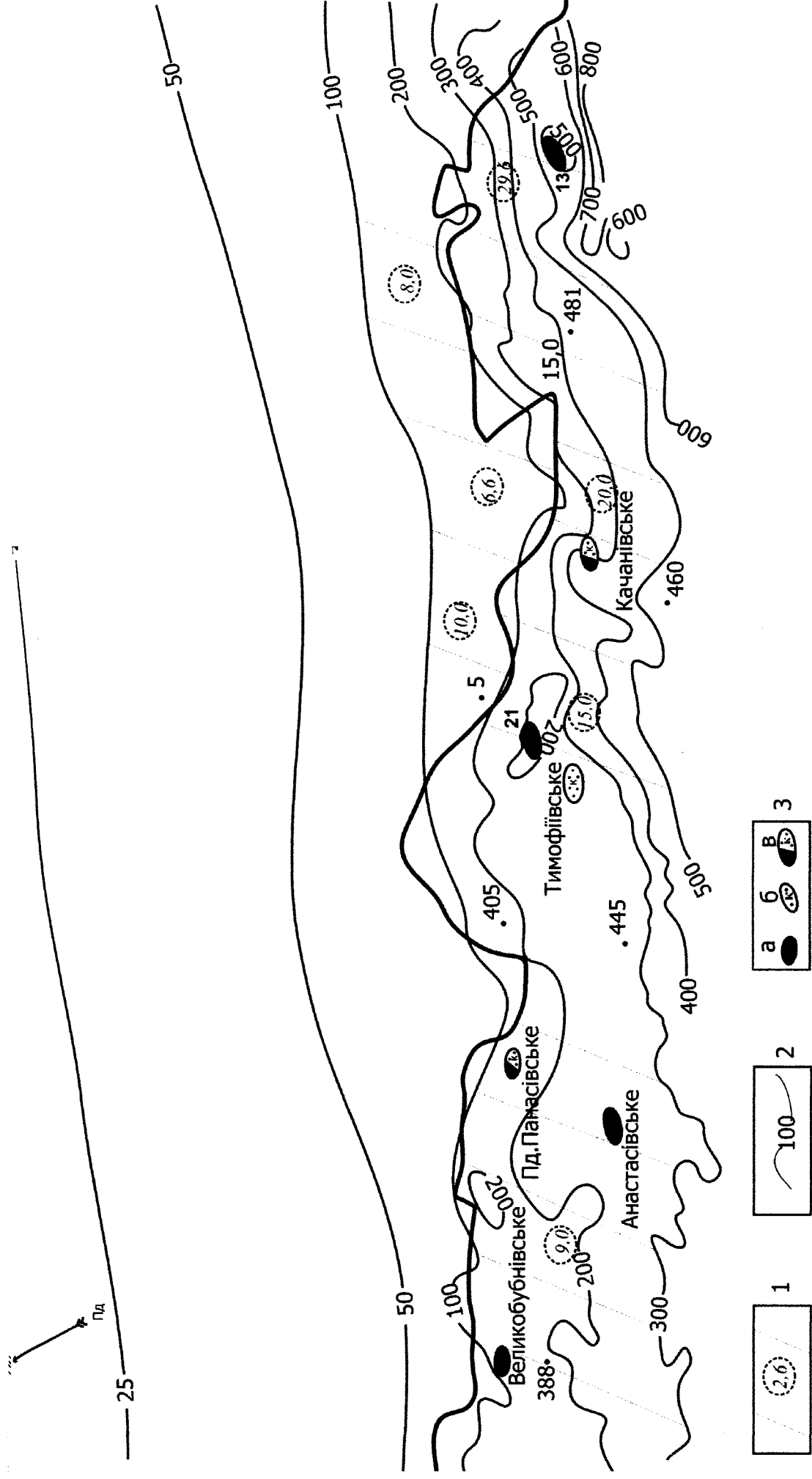


Рис. 4.20. Карта товщин та їх градієнтів серпуховського комплексу порід ОНГПР за В.Я. Колосом, 2002, по матеріалах Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної та ін.
 1 - зона градієнту товщин та його значення (в м/км); 2 - ізопахіти комплексу порід; 3 - родовища: а) - нафтові, б) - газоконденсатні, в) - нафтогазоконденсатні. Нумерація родовищ на рис. 4.16.

у побудованих карт товщин нижньокам'яновугільних відкладів та їх градієнтів в ОНГПР визначено ділянки, перспективні для виявлення НАП.

Підсумовуючи викладене в розділі, можна зробити наступні висновки:

- встановлено суттєве нарощування перспективної території: по докембрійському і верхньовізейському комплексах на Північному борту ДДЗ (в межах ОНГПР) до ізогіпси поверхні фундаменту -1 км і по докембрійському комплексу - у Дніпровському грабені на всій території ОНГПР, а не лише у вузькій прирозломній його частині;

- проведена на основі якісної оцінки перспектив нафтогазоносності і з врахуванням збільшення перспективної території кількісна оцінка нерозвіданих ресурсів ВВ ОНГПР (категорій C_2+C_3+D) станом на 01.01.2002 р., за якою ці ресурси складають 246,4 млн.т умовного палива, що є резервом для подальших пошуково-розвідувальних робіт і нарощування ресурсної бази в районі;

- встановлено, що найбільша частка нерозвіданих ресурсів району пов'язана з відкладами верхньовізейського підкомплексу (110,8 млн.т у.п., або 45%) і розчлена до інтервалу глибин 4-5 км (117,7 млн.т у.п., або 48%);

- проаналізовано 45 нафтогазоперспективних об'єктів (29 підготовлених до глибокого буріння та 16 виявлених сейсмозвідувальними дослідженнями об'єктів), перспективні ресурси яких складають 48 105 тис.т у.п., що є резервом для нарощування ресурсної бази ОНГПР;

- визначено і систематизовано 150 прогнозно-перспективних складнобудованих об'єктів (37 - антиклінальної будови і 113 - неантиклінальної), які потребують дальшого вивчення для їх переведення у фонд виявлених і підготовлених до глибокого буріння;

- по результатах експрес-аналізу товщин визначено оптимальні значення (20-30 м/км) градієнтів товщин продуктивних комплексів нижнього карбону, за яких існують сприятливі умови для формування НАП, і запропоновано застосовувати їх в якості критерія при пошуках неантиклінальних пасток.

З наведеного вище випливає друге наукове положення, що представлено до уваги у такому формулюванні: "Нова оцінка нерозвіданих ресурсів вуглеводнів у

докембрійському, девонському, турнейсько-нижньовізейському, верхньовізейському і серпуховському продуктивних комплексах ОНГПР з суттєвим розширенням перспективної території по докембрійському і верхньовізейському комплексах на Північному борту до ізогіпси поверхні фундаменту $-1,0$ км і докембрійському – в межах Північної прибортової зони Дніпровського грабену”.

РОЗДІЛ 5

ОСНОВНІ НАПРЯМКИ ПОШУКІВ ВУГЛЕВОДНІВ І НАРОЩУВАННЯ РЕСУРСНОЇ БАЗИ

Для виконання основної мети досліджень – визначення перспектив нафтогазоносності території ОНГПР з метою нарощування його ресурсної бази – були встановлені особливості геологічної будови і проведені якісна оцінка перспектив нафтогазоносності та кількісна оцінка нерозвіданих ресурсів району.

5.1. Основні напрямки пошуків вуглеводнів

Вибір основних напрямків подальших робіт в ОНГПР визначається величиною нерозвіданих ресурсів ВВ, ступенем реалізації початкових ресурсів, визначенням основних закономірностей розміщення родовищ ВВ, результатами ГРР, їх науково-практичним обґрунтуванням із залученням нових ідей, розробок, рекомендацій, проектів, пропозицій тощо.

За результатами виконаної кількісної оцінки встановлено, що нерозвідані ресурси ОНГПР (категорій C_2+C_3+D) становлять 246,4 млн.т умовного палива.

Розподіл нерозвіданих ресурсів ВВ по продуктивних комплексах наступний: верхньовізейський – 110,8 млн. т у.п. (45%); нижньовізейсько-турнейський – 55,4 млн. т у.п. (22,5%); девонський – 47,1 млн. т у.п. (19%); докембрійський – 23,7 млн. т у.п. (9,6%); серпуховський – 9,4 млн. т у.п. (3,9%).

Таким чином, основні перспективи району і напрямки подальших нафтогазопошукових робіт пов'язуються з двома комплексами відкладів осадового чохла – нижньовізейсько-турнейським і верхньовізейським, які містять 67,5% усього нерозвіданого вуглеводневого потенціалу району.

За глибинами нерозвідані ресурси району розподіляються наступним чином: на глибинах до 3 км зосереджено 41,2 млн.т у.п. (16,7%), в інтервалі глибин 3-4 км – 122,2 млн.т у.п. (20%), 4-5 км – 117,7 млн.т у.п. (47,8%), 5-6 км – 27 млн.т у.п. (11%), 6-7 км – 11,1 млн.т у.п. (4,5%).

84,5% нерозвіданих ресурсів ОНГПР зосереджено на глибинах до 5 км, які є найбільш доступними для освоєння при сучасних технологіях буріння свердловин. При цьому, найбільша частка (47,8%) ресурсів припадає на інтервал глибин 4-5 км, з яким пов'язуються основні перспективи у районі.

Таким чином, основні напрямки подальших геологорозвідувальних робіт і наповнення ресурсної бази ОНГПР пов'язуються з турнейсько-нижньовізейським і верхньовізейським продуктивними комплексами та інтервалом глибин 4-5 км, в яких зосереджено відповідно 67,5% і 47,8% нерозвіданих ресурсів ВВ району.

До інших напрямків можна віднести докембрійський та девонський (міжсовий підкомплекс) комплекси, в яких зосереджено відповідно 9,6% та 7,8% нерозвіданих ресурсів ВВ ОНГПР.

Все вищенаведене в повній мірі відноситься до ПнПЗ, де розвинуті всі перераховані продуктивні комплекси осадового чохла. Що стосується ПнБ, то, зважаючи на відсутність девонського та турнейсько-нижньовізейського комплексів, головним напрямком тут можна вважати не лише верхньовізейський, а і докембрійський, комплекс, подальші ГРР на нафту і газ по якому слід проводити в комплексі з пошуками покладів ВВ в осадовому чохлі.

5.2. Рейтинг нафтогазоперспективних об'єктів

Ефективність витрат на підготовку запасів нафти і газу залежить від вибору оптимальних напрямків ГРР на нафту і газ, а також від забезпеченості пошуково-розвідувального буріння фондом підготовлених та виявлених (перспективних) сейсморозвідкою об'єктів і правильного вибору серед них пріоритетних.

В ОНГПР числиться 45 НГПО, з яких 29 - підготовлених до глибокого буріння (з них перебувають в пошуково-розвідувальному бурінні) і 16 - виявлених сейсморозвідкою.

З метою виділення найбільш перспективних об'єктів для пошуків покладів ВВ ОНГПР виконано рейтингову оцінку НГПО станом на 01.01.2002 р. (Таблиці 5.1.,

Таблиця 5.1.

Рейтингова оцінка ресурсів ВВ підготовлених до буріння об'єктів ОНГПР станом на 01.01.2002р.

№ п/п	№ на рис.3.8.	Область, нафтогазоносний район	Площа	Комплекс підготовки	Комплекс прогнозу	Тип покладу за фазовим станом	Тип пастилки	Понижуючий конфіцієнт	Розміри об'єкту, км	Перспективна площа, км ²	Висота пастилки, м	Узагальнена оцінка геологічних ресурсів, млн.т ут.	Загальна оцінка видобувних ресурсів, млн.т ут.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	9	10	11	12	
1.	55	Сумська О.	Бочаренківська	C _{1V2}	C _{1V2}	НПК	тект.-екр. 0,8	13,0 x 2,5 19,0	50	1,8	0,8		
2.	83	Полтавська В.	Будівська	C _{1V2} -D	C _{1V1} -D	ГК	Склетінна, тект.-екр. 0,8	6,0 x 6,0 10,0	70	5,7			
3.	69	Сумська В.	Вербівська	C _{1V2}	C _{1V2} C _{1V1} -C _{1t}	Н Н	Склетінна 1	2,5 x 1,0 2,0	50	4,2 2,9	1,7 1,0		
4.	90	Полтавська В.	Гусаківська	C _{1V}	C _{1V2}	ГК	тект.-екр. 0,8	5,0 x 3,0 15,0	30	1,4	1,0		
5.	58	Сумська О.	Калюжна	C _{1V2}	C _{1V2}	Н	Склетінна 1	4,0 x 2,0 8,0	30	2,4	1,0		
6.	54	Сумська О.	Касьянівська	C _{1V}	C _{1V2}	НПК	Склетінна 1	3,5 x 0,75 2,4	25	1,2	0,7		
7.	88	Сумська В.	Котлівська	C _{1t}	C _{1V2} C _{1V1} -C _{1t}	НПК	Склетінна 1	2,0 x 2,0 4,0	40	0,6 0,6	0,3 0,3		
8.	65	Сумська В.	Мліївська	C ₁	C _{1V2} C _{1V1} -C _{1t}	НПК	Склетінна 1	2,5 x 2,9 7,2	40	3,4 7,0	2,0 4,1		
9.	66	Сумська В.	Онезька	C _{1V1}	C _{1V2}	НПК	Склетінна 1	3,0 x 1,7 4,1	30	0,8	0,5		
10.	62	Сумська В.	Остафіївська	C _{1V2}	C _{1V2}	НПК	Склетінна 1	3,0 x 3,0 8,0	25	1,6	1,0		
11.	86	Сумська В.	Північно-Липоводолінська	C _{1t}	C _{1V2} C _{1V1} -C _{1t}	НПК	Склетінна 1	3,0 x 2,0 6,0	30	0,8 0,8	0,4 0,4		
12.	60	Сумська О.	Путивльська	C _{1V2}	C _{1V2} -PE			Прогнозується непродуктивною					
13.	64	Сумська В.	Різниківська	C _{1V1-t}	C _{1V2} C _{1V1} -C _{1t}	НПК	тект.-екр. 0,8	2,0 x 2,0 4,0	25	9,5 2,6	4,9 1,4		
14.	59	Сумська О.	Рипинська	C _{1V2}	C _{1V2}	Н	Склетінна 1	4,0 x 2,0 8,0	25	1,9	0,8		
15.	56	Сумська О.	Солодунинська	C _{1V2}	C _{1V2}	Н	тект.-екр. 0,8	13,5 x 2,3 19,0	40	1,9	0,8		
16.	53	Сумська О.	Сулимська	C _{1V2}	C _{1V2}	Н	Склетінна 1	1,0 x 1,0 1,0	25	0,7	0,3		

Продовження таблиці 5.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
17.	57	Сумська О.	Томашівська	C _{1V2}	C _{1V2}	Н	<u>Склепінна</u> 1	<u>5,0 x 2,0</u> 8,0	40	0,5	0,3
18.	63	Сумська В.	Тунівська	C _{1t}	C _{1V2} C _{1V1} -C _{1t}	НПК	<u>Склепінна</u> 1	<u>4,0 x 2,0</u> 6,0	50	20,0 3,4	12,9 2,4
19.	67	Сумська В.	Цимбалівська	C _{1t}	C _{1V1} -C _{1t}	НПК	<u>Склепінна</u> 1	<u>4,0 x 2,0</u> 6,0	30	6,6	4,7
20.	87	Сумська В.	Червоногірська	C _{1t}	C _{1V2} C _{1V1} -C _{1t}	НПК	<u>Склепінна</u> 1	2,0 x 1,0	25	0,6 0,4	0,3 0,2
21.	89	Сумська В.	Ющенківська	C _{1t}	C _{1V2} C _{1V1} -C _{1t}	НПК	<u>Склепінна</u> 1	<u>2,0 x 0,5</u> 3,0	25	0,8 0,8	0,5 0,5

Підготовлені об'єкти, що знаходяться в бурінні

22.	46	Сумська В.	Вовківцівська	C _{1V2}	C _{1V2}	НПК	<u>Склепінна</u> 1	<u>3,25 x 3,25</u> 7,0	40	1,8	1,0
23.	52	Харківська В.	Гутська	C _{1V2}	C _{1V2}	Н	<u>Склепінна</u> 1	<u>4,0 x 2,0</u> 7,0	50	5,2	1,5
24.	50	Сумська В.	Іванівська	C _{1V2}	C _{1V2} C _{1V1} -C _{1t}	Н Н	<u>Склепінна</u> 1	<u>2,0 x 1,0</u> 2,0	25	5,5 0,5	2,2 0,1
25.	45	Сумська В.	Мигяївська	C _{1V2}	C _{1V2}	Н	<u>Склепінна</u> 1	<u>2,0 x 2,0</u> 4,0	40	2,0	0,8
26.	47	Сумська В.	Південно-Берестівська (Аркадійська)	C _{1V2}	C _{1V2}	НПК	<u>тект.-екр.</u> 0,8	<u>3,0 x 2,0</u> 6,0	40	2,5	1,2
27.	173	Полтавська В.	Північно-Зіньківська	C _{1V1} -C _{1t}	C _{1V1} -C _{1t}	ІК	<u>тект.-екр.</u> 0,8	<u>1,0 x 1,0</u> 1,0	25	3,9	3,3
28.	44	Сумська В.	Черемхівська	C _{1V2}	C _{1V2}	Н	<u>Склепінна</u> 1	<u>4,5 x 1,0</u> 4,0	25	5,3	1,9
29.	61	Сумська В.	Юхтинська	C _{1S}	C _{1V2} C _{1t}	НПК	<u>Склепінна</u> 1	<u>8,4 x 2,5</u> 12,0	30	4,8 2,5	2,8 1,5

Примітка. Нафтогазоносні райони: В – Талалівсько-Рибальський

О – Північного борту

Таблиця 5.2.

Рейтингова оцінка ресурсів ВВ виявлених сейсморозвідкою (перспективних) об'єктів ОНГПР станом на 01.01.2002р.

№ д/п	№ на рис.3.8.	Область, нафтогазоносний район	Площа	Комплекс підготовки	Комплекс прогнозу	Тип покладу за фазовим станом	Тип пастки Понижуючий конфіцієнт	Розміри об'єкту, км Перспективна площа, км ²	Висота пастки, м	Узагальнена оцінка геологічних ресурсів, млн. т уп.	Загальна оцінка видобувних ресурсів, млн. т уп.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	75	Сумська В.	Біловодська	C _{1V2}	C _{1V2}	НГК	Скелетінна 1	4,0 x 3,0 12,0	50	3,4	2,5
2.	71	Сумська О.	Вахтова	C _{1V2}	C _{1V2}	Н	Скелетінна 1	3,0 x 2,0 6,0	25	5,2	2,2
3.	77	Сумська В.	Георгіївська	D ₃	D ₃	НГК	Скелетінна 1	8,0 x 5,0 40,0	50	3,6	2,3
4.	82	Сумська В.	Гуленківська	C _{1V1} -C _{1t}	C _{1V2}	НГК	Тект.-екр. 0,8	4,0 x 2,0 8,0	50	3,5	1,7
5.	70	Сумська О.	Жолобківська	C _{1V2}	C _{1V2}	Н	Скелетінна 1	3,0 x 2,0 6,0	50	4,6	2,0
6.	68	Сумська В.	Зарічанська	C _{1V} -D ₃	C _{1V2} D ₃	НГК	Тект.-екр. 0,8	4,0 x 3,0 10,0	50	1,2 2,2	0,4 0,7
7.	84	Сумська В.	Західно-Вербівська	C _{1V2}	C _{1V2}	Н	Скелетінна 1	3,0 x 2,0 6,0	25	2,9	1,0
8.	79	Сумська В.	Кузьменківська	C _{1S1} -C _{1V2}	C _{1V2}	НГК	Тект.-екр. 0,8	3,0 x 2,0 6,0	50	3,5	1,7
9.	78	Сумська В.	Перехрестівська	C _{1V2}	C _{1V2}	НГК	Тект.-екр. 0,8	4,0 x 3,0 12,0	100	3,8	2,6
10.	85	Сумська В.	Південно-Іванівська	C ₁ , D	C _{1V1} -C _{1t} D	Н	Тект.-екр. 0,8	3,0 x 2,0 6,0	100	1,2 5,6	0,5 2,3
11.	73	Сумська В.	Північно-Артюхівська (Райдужна)	C _{1V2}	C _{1V2}	НГК	Скелетінна 1	7,6 x 2,5 14,0	80	2,0	1,2
12.	80	Сумська В.	Північно-Панасівська	C _{1V2}	C _{1V2}	НГК	Тект.-екр. 0,8	3,0 x 1,0 3,0	50	1,8	0,8
13.	81	Сумська В.	Полянська	C _{1S} -C _{1V2}	C _{1V2}	НГК	Скелетінна 1	1,5 x 1,5 1,8	50	0,7	0,3
14.	76	Сумська В.	Роменська	C _{1V2}	C _{1V2}	НГК	Комб. 0,6	7,0 x 2,0 14,0	50	1,4	0,5
15.	74	Сумська В.	Східно-Артюхівська	D ₃	D ₃	НГК	Скелетінна 1	3,0 x 3,0 8,0	50	3,6	2,5
16.	72	Сумська В.	Східно-Калинівська	C _{1V2}	C _{1V2}	НГК	Скелетінна 1	1,5 x 1,1 1,6	40	1,8	1,0

За основу рейтингу була взята методика прогнозу ресурсів, розроблена Б.П. Кабишевим, Т.М. Пригаріною, Д.І. Чуприніним та ін. (1997) з введенням поправок на тип пастки. У випадку приуроченості структури до пастки склепінного типу, величина ресурсів не коригується (коефіцієнт - 1), до тектонічно-екранованої пастки на монокліналі встановлюється понижуючий коефіцієнт 0,8; до літологічно-екранованої – 0,6. Коефіцієнти визначено експертним шляхом, виходячи із ступеня достовірності виявлення пасток того чи іншого типу.

Загальний коефіцієнт підтверджуваності прогнозованої оцінки ресурсів, виходячи з екзаменаційної вибірки понад 30 родовищ ДДЗ, складає 0,87. За продуктивними комплексами він має наступні значення: по серпуховському – 0,85; верхньовізейському – 0,82; нижньовізейсько-турнейському – 1,03. Дані про типи складів ВВ взяті з карт фазового стану ВВ у ДДЗ.

Одержані величини оцінки ресурсів розглядаються не як підраховані запаси, а як диференціація прогнозних ресурсів за локальними об'єктами, які поруч з іншими матеріалами повинні використовуватися для вибору найбільш перспективних структур для введення в буріння, визначення обсягів буріння і проведення металевих сейсморозвідувальних робіт. Не слід очікувати, що усі об'єкти з одержаними оцінками ресурсів за результатами глибокого буріння виявляться продуктивними і, як наслідок, міститимуть в собі підраховані ресурси.

Використана методика виходить з того, що оцінка ресурсів виконується у межах достовірних пасток. Але відомо, що коефіцієнт успішності пошуків для ДДЗ складає 0,3-0,5, а однією з основних причин негативних результатів пошукового буріння є саме непідтвердження пасток. У випадках, коли пастки підготовлені достовірно, можна очікувати відкриття родовищ нафти і газу з наближенням до визначених оцінок ресурсів ВВ.

Першочерговими серед загального фонду підготовлених до буріння структур слід вважати Тунівську (15,3 млн.т у.п.), Різниківську (6,3 млн.т у.п.), Мліївську (6,1 млн.т у.п.), Будівську (5,7 млн.т у.п.), Цимбалівську (4,7 млн.т у.п.), Юхтинську (4,3 млн.т у.п.) і Вербівську (2,7 млн.т у.п.). Серед виявлених сейсморозвідкою перспективних об'єктів першочергові - Південно-Іванівський (2,8 млн.т у.п.) та

перехрестівський (2,6 млн.т у.п.). Всі вони приведені на рисунках (див. рис. 2.2.-4., 3.8., 3.9., 5.2.).

Основний висновок, який випливає з аналізу оцінки ресурсів всіх структур - значна відсутність на території досліджень значних за запасами родовищ (понад 1. у.п.). Прогнозується єдине середнє (10-30 млн.т у.п.) родовище - Тунівське. Інших родовищ, ресурси яких знаходяться у межах 3-10 млн.т у.п., в ОНГПР прогнозується 9. Очевидно, що переважна більшість родовищ, які прогноуються у цьому районі – це найдрібніші родовища з ресурсами до 3 млн.т у.п.

ОНГПР, до якого територіально відносяться такі високоперспективні райони, як Талалаївсько-Рибальський та ПнБ, не став виключенням із загальної закономірності поширення родовищ у ДДЗ. Як відомо, основні запаси ВВ зосереджені у декількох десятках крупних та середніх родовищ, тоді як їх кількість у порядку менша, ніж найдрібніших.

Вихід із ситуації, що склалася як в ОНГПР, так і в ДДЗ в цілому, ми бачимо у двох напрямках.

По-перше, слід виділяти зони малорозмірних родовищ (за О.М.Істоміним, Євдошуком [37]) (рис. 5.1.) з метою ефективного вирішення проблем ГРР і подальшого освоєння розвіданих ресурсів. Західна частина ПнПЗ більш сприятлива для виділення зон концентрації малорозмірних родовищ.

По-друге, з метою пошуків більш значних за запасами родовищ необхідно виділяти ділянки, де брахіантиклінальні складки поєднуються з геміантикліналями або моноклінальними блоками, і зони об'єднання декількох структур одним контролюючим чинником (літологічне виклинювання, неузгоджений скид і т.ін.). З практики нафтогазопозукових робіт вже відомі подібні випадки поєднання двох різних родовищ в одне значне за запасами (Рудівсько-Червонозаводське). У східній частині ОНГПР можливе зональне виклинювання горизонтів у розрізі: на ПнБ - плузовських і верхньовізейських, у ПнПЗ - турнейських і девонських.

В якості допоміжної при визначенні пріоритетних нафтогазопозукових об'єктів використана карта трендів нафтогазоносності (див.рис. 3.9.). До зон виділення регіональних трендів приурочено ряд структур з фонду виявлених і підготовле-

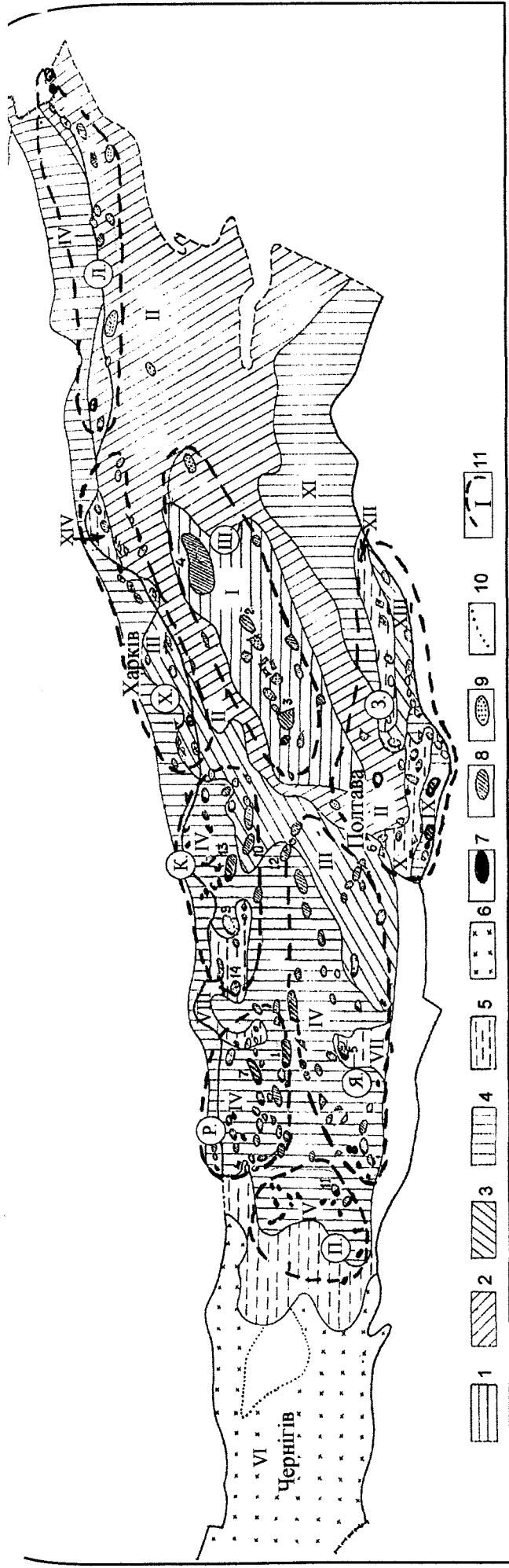


Рис. 5.1. Карта кушових концентрацій нафтогазоносних та нафтогазоперспективних об'єктів в ДДНГО за матеріалами Б.П. Кабишева, Т. М. Пригаріної, І.І. Чебаненка, М.І. Євдошук, О.М. Істоміна, В.В. Гладуна, О.Г. Цьохі, В.П. Клочка, В.Я. Колоса та ін., 2002 (на основі карти нафтогазогеологічного районування ДДЗ за віком домінуючих за запасами ВВ продуктивних комплексів [42])

Комплекси: 1 - верхньокам'яновугільно-нижньопермський, 2 - середньокам'яновугільний, 3 - серпуховський, 4 - верхньовізейський, 5 - турнейсько-нижньовізейський, 6 - девонський; родовища: 7 - нафти, 8 - газоконденсату, 9 - газу; 10 - границя ділянки відсутності девонських відкладів. Нафтогазоносні райони: I - Чутівсько-Шебелинський, II - Полтавсько-Борівський, III - Абазівсько-Безлюдівський, IV - Срібненсько-Північно-Луганський, V - Монастирищенський, VI - Чернігівський, VII - Яблунівський, VIII - Тимофіївський, IX - Зачепилівсько-Кременівський, X - Мачусько-Руденківський, XI - Близнюківський, XII - Рясківсько-Богатойський, XIII - Новоселівсько-Левенцівський, XIV - Шевченківський; родовища: 1 - Глинсько-Розбишівське, 2 - Єфремівське, 3 - Західно-Хрестищенське, 4 - Шебелинське, 5 - Яблунівське, 6 - Абазівське, 7 - Анастасіївське, 8 - Гнідинцівське, 9 - Качанівське, 10 - Котелевське, 11 - Леляківське, 12 - Опішнянське, 13 - Рибальське, 14 - Тимофіївське; 11 - зони концентрації нафтогазоносних і нафтогазоперспективних об'єктів (П. - Прилуцька, Р. - Роменська, Я. - Яблунівська, К. - Качанівська (Охтирська), Х. - Харківська, Ш. - Шебелинська, З. - Зачепилівська, Л. - Луганська).

х до буріння (Перехрестівська, Південно-Іванівська, Тунівська та ін), що свідчить про перспективи відкриття на цих об'єктах покладів ВВ у відповідних трендам прогностичних горизонтів.

Зони виділених трендів є першочерговими для постановки площадних сейсморозвідувальних робіт з метою виявлення і підготовки об'єктів до глибокого буріння.

5.3. Першочергові прогностично-перспективні складнобудовані об'єкти

За результатами аналізу сейсмічних, граві- і магнітометричних, аерокосмогеофізичних, геохімічних, біолокаційних, геолого-тематичних і науково-дослідних та ін. досліджень на території ОНГПР виділяється 150 прогностично-перспективних складнобудованих об'єктів (ППСО) (див. рис. 4.14.).

Автором проведений аналіз достовірності результатів геолого-геофізичних досліджень та геолого-тематичних і науково-дослідних робіт, за якими виділені ППО.

При проведенні аналізу розповсюдження і кореляції колекторів верхньовісських відкладів в межах виділених пасток (див. рис. 4.14., 2.2., 2.4.) [145] розглялись також показники пористості і товщин окремих пластів. За надійністю тектонічного екрану і глинистих покришок для кожного з пластів визначались найбільш перспективні тектонічно-екрановані пастки (таблиця 5.3.). Найбільш надійні покришки перекривають перші (верхні) пласти-колектори. Товщина цих покришок (глинистих відкладів) змінюється від 7 до 22 м, що співвідноситься з товщиною колекторів. Але слід зазначити, що основний флюїдоупор пластів-колекторів горизонтів В-17в, В-17н та В-18 знаходиться над горизонтом В-17в. Покришками проникних рід горизонтів В-17н та В-18 є карбонатно-глинисті пачки незначної товщини, які виявляються достатньо надійними екранами.

В межах виділених пасток проведено ранжування. Найперспективнішими є пастки з найбільшою кількістю тектонічно екранованих пластів-колекторів окремих горизонтів, що мають надійні покришки.

Показники пористості і товщин пластів верхньовізейських горизонтів в межах виділених пасток за А.Г. Демидьонком, В.Г. Трачуком, В.Я. Колосом, 2000.

Горизонт	Пастка* Пласт	1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
B-14	1	(м)				2										
		(%)				8-9										
	2	(м)	1-2	2-3				2-3								
B-15	3	(%)	15-16	16-17	13-15											
		(м)	7-10	4-6	5-7											
		(%)	15-17	18	15-17											
B-16	2	(м)				1-3										
		(%)				9-14										
	1	(м)	4-6	2-3				3-4	3-5	2-3	2-3	2	2	2-3	2-3	2-3
B-17в		(%)	10-13	14-16		1-2		1-12	9-11	10	10	10	10	10	8-12	8-12
	2	(м)	3-6												3-4	3-4
		(%)	7-10													9-11
B-17н	3	(м)	1-2	1-2		2-5										
		(%)	10-12	12-14		10-18										
	3	(м)	5	3-4	2-3	3-4	4	2-3	4-6	4-5	3-4	3	3-4	3-4	3-4	3-5
B-18		(%)	12-15	15-18	10-15	12-15	12-15	12-15	10-12	10-12	9-12	12-13	13-14	12	12-13	12-13
	4	(м)				2		1-3	5-7	2	1-2					
		(%)				10-12		7-12	7-12	7-8	7-11					
B-19н	2	(м)						8-16				2	2	2	2	2
		(%)						8-12				9-10	10-12	9-11	9-11	9-11
	4	(м)			3					2-3	2-3	2-3	3-4			
B-20		(%)			11-14					9-12	9-12	9-13	12-13			
	2	(м)	2													
		(%)	10-15													
B-21	3	(м)														
		(%)														
	3	(м)														
Кількість:		(%)														
	загальна		7	5	5	4	5	6	8	4	3	6	5	4	4	4
	по раунгах**		3-1-3	3-2	2-2-1	2-1-1	2-1-2	4-1-1	5-0-3	3-0-1	4-1-1	2-1-3	2-1-2	2-1-1	2-1-1	2-0-2

* Блоки, де виявлені умови, сприятливі для утворення тектонічно екранованих пасток з надійними покритками в межах блоку і надійності тектонічного екрану

** Ранжування пасток по надійності глинистої покритки

Ранжування проведене по кількості пасток

Автор визначив серед ППСО 12 першочергових (3 на Роменській і 9 на Охтирській ділянках ОНГПР). Ці об'єкти (разом з фондом НГПО) наведені на структурній карті підосви верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону (рис. 5.2.), скільки пошуки нових родовищ і покладів нафти і газу у верхньовізейському продуктивному комплексі визначено як першочерговий напрямок подальших ГРР в ОНГПР. На рис. 5.2. вони позначені №№ 100-111. Перед назвою структури стоїть номер з рисунка 4.14., після назви – номер на карті рисунка 5.2.

Охтирська ділянка ОНГПР.

139 (див. рис. 4.14.). *Куп'євахівська структура, №100* (див. рис. 5.2.) розташована в 10 км на північ від Козіївського родовища. По відкладах нижнього карбону (V_{2-n}) та надсольового девону (VI_{3-2}) являє собою структурний ніс, обмежений тонічними порушеннями амплітудою до 100 м. Загальні розміри структурного 5×5 км. Висота - близько 100 м. У відкладах фаменського ярусу прогнозується іїнована перспективна пастка – склепінна, тектонічно-екранована. У відкладах нього візе також можуть існувати літолого-стратиграфічні пастки, утворення зумовлене розмивом окремих пачок ярусу та літологічним заміщенням піщаних пластів щільними породами у північному та північно-східному напрямках до ічного крайового порушення.

З метою уточнення геологічної будови необхідно провести деталізаційні сейсморозвідувальні роботи МСГТ для з'ясування траси та амплітуд диз'юнктивів та знати сеймостратиграфічні дослідження з метою виділення літолого-стратиграфічних пасток у продуктивних горизонтах (В-14-21) верхнього візе.

113. Південно-Хижняківська площа, №101. На північному заході, півночі та північному сході площа обмежена тектонічними порушеннями, які відділяють її від Хижняківської та Радянської структур. Південно-Хижняківська площа являє собою багатий структурний ніс, на півночі, сході і заході обмежений тектонічними порушеннями, а на півдні – локальним прогином.

Загальні розміри у виділених межах становлять 5×2 км. Висота пастки 400 м. Структура неантиклінального типу, сформована під впливом соляного тектогенезу.

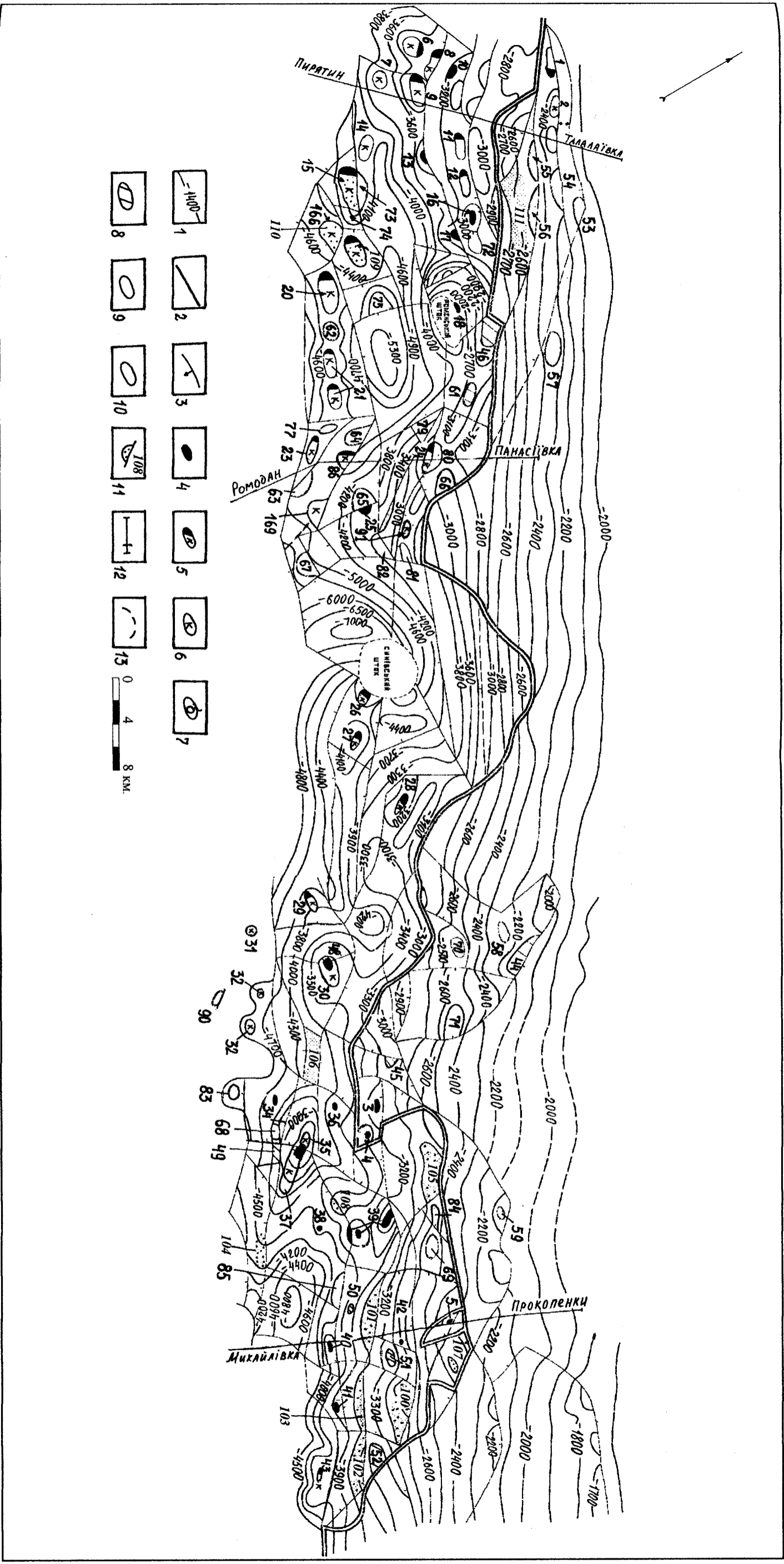


Рис. 5.2. Структурна карта підлощи верхньовізейського під'ярсу S_1U_2 ОНПТР за В. Я. Колосом, 2002.
 1 - ізогіпси підлощи S_1U_2 ; 2 - Північний крайовий розлом; 3 - локальні порушення; родовища: 4 - нафтові; 5 - нафтогазові; 6 - газоконденсатні; 7 - газові;
 локальні структури: 8 - в бурінні; 9 - підготовлені до буріння; 10 - перспективні; 11 - прогнозні; 12 - лінії регіональних профілів МСТГ; 13 - контур солляного тіла

Структурний ніс фіксується також у більш молодих відкладах (горизонти $V_{B2-п}$ та VI_1).

Прогнозування перспектив нафтогазоносності Південно-Хижняківської структури можна виконати, застосувавши метод аналогій.

На Бугруватівському родовищі в межах південного блоку у відкладах фаменського та турнейського ярусів за результатами глибокого буріння встановлено наявність нафтової пастки неантиклінального типу: пологий структурний ніс, обмежений з півночі тектонічним порушенням. Горизонти візейського ярусу В-20 та В-21 мають ще й літологічні екрани.

На Голиківському родовищі в блоці свердловини № 481 за результатами сейсморозвідки у відкладах нижнього карбону та надсольового девону встановлене існування пологого структурного носу, обмеженого на північному заході тектонічним порушенням. В цьому блоці свердловина № 481 відкрила поклад нафти в горизонті В-2, який міститься в пастці неантиклінального типу.

В межах Західно-Козіївського родовища (блок св. № 20) встановлений поклад нафти в нижній піщано-глинистій пачці порід, який приурочений до пастки неантиклінального типу, яка являє собою структурний ніс, обмежений з північного заходу тектонічним порушенням.

На Великоозерній структурі Бугруватівського родовища виявлена пастка неантиклінального типу у відкладах фаменського (блок св. № 15), турнейського (блок св. № 34) та в горизонтах В-20, В-21 візейського ярусів.

Для уточнення геологічної будови Південно-Хижняківської структури необхідно провести деталізаційні сейсморозвідувальні дослідження МСГТ із застосуванням новітніх технологій виконання польових та камеральних робіт.

144. Мурафинська площа, №102 розташована в 5 км на північ від Качалівського родовища. Відповідно до структурних побудов по відбиваючих горизонтах V_{B2} , V_{B1} , $V_{B2-п}$, VI_3 , VI_5 Мурафинська структура являє собою структурну терасу, відокремлену від сусідніх площ тектонічними порушеннями різного трасування та амплітуди. Загальні розміри 6х4 км. Висота близько 150 м. Згідно з структурними побу-

ами, у відкладах нижнього карбону та надсольового девону можуть існувати тонічно-екрановані пастки.

143. Північно-Козіївська площа, №103 розташована в 3 км на північ від Козієвського родовища. На площі у відкладах нижнього карбону та надсольового девону іляється перспективна неантиклінальна структура, що являє собою структурний обмежений на північному сході крупноамплітудним порушенням. Загальні розміри структури 6х1 км, висота близько 50 м. В апікальній частині Північно-Козіївської структури прогнозується наявність тектонічно-екранованих пасток у гоннтах візейського, турнейського, фаменського ярусів.

З метою уточнення геологічної будови площі пропонується відпрацювати два лізаційні профілі: поперечний Кочубеївка – Ямне та поздовжній, який повинен йти через апікальну частину структури. Якщо в результаті деталізаційних робіт е встановлено антиклінальний перегин пластів та крупноамплітудне порушення, понується буріння параметричної свердловини з проектною глибиною 4300 м. ектний горизонт – соленосні відклади франського ярусу.

123. Сидорицька площа (південний блок), №104. Структура розташована в ієнно-східній зануреній периклінальній частині великої за розмірами Рибальсь-солянокупольної структури. В північному блоці цієї структури пробурені дві кукові свердловини № 205, № 206, за даними яких у розрізі нижнього карбону (пуховський ярус) встановлене тектонічне порушення субширотного простягання літудою до 600 м. Структурні побудови дозволяють прогнозувати в межах пів-ного блоку цієї структури у відкладах візейського, турнейського та фаменського ів тектонічно-екрановані пастки. Загальні розміри південного блоку 5х1 км. Ви-і - близько 150 м.

Пропонується провести деталізаційні сейсмозвідувальні роботи МСГТ (з'я-ння трасувань тектонічних порушень та вивчення морфології локальних текто-их блоків у відкладах нижнього карбону та надсольового девону).

105. Охтирська площа, №105. Структура розташована в 10 км на північний д від Бугруватівського родовища. По відбиваючому горизонту V_{B2-п} Охтирська ктура в плані має вигляд пологого структурного носу, який на півночі обмеже-

Північним крайовим розломом. Загальні розміри структури 5x2 км, висота - близько 100 м.

Пропонується пробурити параметричну свердловину в межах апікальної частини Охтирської структури з проектною глибиною 3600 м до розкриття девонських відкладів.

85. Груньська площа, №106. Груньська структура розташована між Рибалки та Качанівським родовищами. Відповідно до структурної карти поверхні фундаменту, Груньська структура знаходиться в межах північної частини Зіньківського виступу фундаменту. По відбиваючому горизонту $V_{B_{2-п}}$ встановлена куполоподібна структура з загальними розмірами 2x2 км, висотою близько 50 м. Характерною особливістю сейсмічних часових розрізів в межах апікальної частини структури є відсутність відбиваючих горизонтів V_{B_4} (C_{1t}) та VI_{3-2} (D_3), що вказує на наявність апікального горста по поверхні фундаменту, на якому залягають візейські породи.

З метою з'ясування геологічної будови Груньської площі та перспектив нафтогазоносності порід нижнього карбону і верхньої частини порід фундаменту пропонується пробурити параметричну свердловину з проектною глибиною 5400 м.

133. Східно-Прокопенківська площа, №107 розташована в 5 км на схід від Прокопенківського родовища. По відбиваючих горизонтах $V_{B_{2-п}}$ і $V_{B_{2-п}}$ встановлений структурний ніс, обмежений з заходу тектонічним порушенням. Загальні розміри структури 2x1 км, висота до 50 м. Перспективи нафтогазоносності верхнього візейських відкладів цієї структури визначаються за аналогією з Прокопенківською структурою. Крім осадових порід візейського ярусу, перспективними породами також можуть бути розущільнені породи фундаменту та кора вивітрювання.

Після завершення деталізаційних робіт необхідне буріння пошукової свердловини з проектною глибиною 2700 м, проектний горизонт – породи фундаменту, які необхідно розкривати на глибину до 100 м.

125. Північно-Голиківська площа, №108. Структура розташована в 2 км на північ від Голиківського родовища. За відбиваючими горизонтами $V_{B_{2-п}}$ та VI_{3-2} структура представлена у вигляді блок-монокліналі, яка обмежена з півночі тектонічним порушенням північно-східного простягання. Загальні розміри блок-

монокліналі 5x1 км. Висота близько 100 м. В пошуковій свердловині № 9 – Горжівська, яка пробурена в апікальній частині блок-монокліналі, при випробуванні в зоні фаменських відкладів отримано промисловий приплив нафти. Свердловина перебуває в експлуатації 15 років.

Основна мета сейсмічних досліджень – встановити межі розповсюдження порід-колекторів фаменського ярусу, з яких отримано приплив нафти в умовах моноклінального залягання.

Роменська ділянка ОНГПР.

28. Коржівська "глибинна" площа, №109. Структура приурочена до Коржівського родовища по відкладах нижнього карбону (турнейський ярус) та надсолевого девону. Відповідно до структурної карти по відбиваючому горизонту VI₃ (дошва фаменського ярусу), Коржівська структура являє собою ізометричну брахіантиклінальну складку із загальними розмірами в межах ізогіпси –5100 м 4x4 км і висотою 250 м. У відкладах фаменського ярусу прогнозується наявність перспективної пастки склепінного типу.

29. Ярмолинцівська "глибинна" площа, №110. Приурочена до Ярмолинцівського родовища по відкладах турнейського ярусу та надсолевого девону. Згідно з структурною картою поверхні фундаменту структура знаходиться в західній периферійній частині Анастасіївсько-Липоводолинського виступу фундаменту.

Встановлено брахіантиклінальну складку загального простягання північ-схід з розмірами 4x3 км і висотою до 200 м. Поверхня фундаменту утворює лопатий горст, який розділяє Артюхівську та Коржівську структури; на поверхні фундаменту залягають франські підсолеві та фаменські теригенно-карбонатні відклади. У відкладах девону прогнозується наявність перспективної склепінної пастки.

Пропонується буріння пошукової свердловини з проектною глибиною 5400 м, яка забезпечить розкриття осадових порід та верхньої частини кристалічних порід фундаменту, на основі деталізаційних сейсмічних досліджень.

7. *Південно-Солодухинська площа, №111.* Розташована в 12 км на схід від Мелодимирівського родовища в межах ПнБ і приурочена до відкладів верхньовізейського під'ярусу, які залягають на породах фундаменту. Об'єкт представлений комбінованою пасткою (структурно-тектонічною і літологічною). В певній мірі можна подіватись на аналогію з Хухринським, Юліївським та інш. родовищами ПнБ.

Застосувавши комплекс прямих і непрямих методів пошуків нафти і газу, можна закласти параметричну свердловину проектною глибиною 3200 м, проектний горизонт – породи докембрійського фундаменту з їх розкриттям на 100 м. Прогноз нафтогазоносності може бути пов'язана з породами нижнього карбону та верхньою частиною порід фундаменту (кора вивітрювання та розущільнені зони, що залягають нижче по розрізу).

В якості допоміжних при прогнозуванні нових об'єктів також можуть бути використані карта тектонічного районування (див. рис. 3.10.) і товщин продуктивних комплексів та їх градієнтів (див. рис. 4.16.-4.20.). Перша буде корисною для пошуків малоамплітудних антиклінальних пасток, які можуть концентруватися у межах валів і малих валів, друга – неантиклінальних, які концентруються переважно на южноклінальних схилах.

З огляду на щільність нерозвіданих ресурсів ВВ, найбільш перспективною ділянкою для проведення робіт по нижньовізейсько-турнейському комплексу визнається Валюхівсько – Краснозаярська, де проходить регіональний тренд горизонту Т-1, а щільність нерозвіданих ресурсів ВВ досягає 20-30 тис.т/км². Сухівсько – Зілівська і Миколаївсько-Перекопівська перспективні ділянки пов'язані з поширенням того ж тренда, а на першій ще і зонального у горизонті Т-3, а також щільностями нерозвіданих ресурсів 10-20 тис.т/км².

По верхньовізейському комплексу найбільш перспективними ділянками для проведення робіт визначаються: Зіньківсько - Загорянська (щільність нерозвіданих ресурсів 50-100 і 30-50 тис.т/км²) і Перекопівсько – Тунівська (щільність ресурсів 50 тис.т/км²); перспективними - Цимбалівсько – Тимофіївська і Зарічансько – Миколаївська (щільність ресурсів 20-30 тис.т/км²). З більш вивченими з цих ділянок – другою і третьою – пов'язані регіональні і зональні тренди.

Перспективність досередньокам'яновугільних комплексів осадового чохла і порід фундаменту північних прибортової і бортової зон визначає карта щільності розвіданих ресурсів досередньокам'яновугільних відкладів (див. рис. 4.8.). Найперспективнішою зоною тут видається Перекопівсько – Козіївська з щільностями ресурсів 50-100 тис.т/км². Вона включає в себе всі ділянки, пов'язані з високою перспективністю верхнього, нижнього візе і турне. Поєднаний аналіз зазначених карт (включаючи і щільності ресурсів за глибинами) можна з успіхом застосовувати у практиці пошуково-розвідувальних робіт.

Рекомендації на проведення сейсмозвідувальних робіт та глибокого буріння. З метою подальшого вивчення перспектив нафтогазоносності осадового чохла і верхньої частини порід фундаменту в межах ОНГПР пропонується виконати такі геологорозвідувальні роботи та науково-тематичні дослідження.

Регіональні ГРР. *Проведення сейсмічних досліджень за регіональними профілями МСГТ.* Пропонується продовжити сейсмічні профілі МСГТ в напрямку північ та північний схід: Березняки – Недригайлів (35 км), В.Багачка – Синівка (30 км), Сагайдак – Лебедин (35 км, до м. Суми), Михайлівка – Прокопенки (30 км). Цими профілями буде вивчена геологічна будова ділянки ПнБ в межах абсолютної глибини залягання поверхні фундаменту мінус 1000 м, яка є північною межею ОНГПР.

Буріння параметричних свердловин. На кожному із вищезгаданих профілів цільно пробурити по одній параметричній свердловині із розкриттям порід фундаменту загальною до 100 м, що дасть можливість вивчити будову кори вітряння та розущільнених порід верхньої частини фундаменту, а також більш повно виконати стратифікацію відбиваючих горизонтів осадового чохла. Місця зашування проектних параметричних свердловин визначаються із врахуванням геологічної будови локальних ділянок, які можуть бути виявлені на профілях МСГТ.

Деталізаційні сейсмозвідувальні роботи МСГТ та пошуково-розвідувальне буріння.

Турутинсько-Володимирівська ділянка. На Турутинському родовищі на дано-етапі вивченості достовірно не встановлені типи та розміри пасток у горизонтах 7 і В-18, які розробляються свердловинами 1 (В-17) та 10-біс (В-18). За матеріалами сейсморозвідувальних робіт МСГТ, виконаних на Північно-Турутинській ділянці, у візейських відкладах встановлений зворотній скид з амплітудою до 25 м, який може екранувати поклад горизонту В-17, але траса цього скиду невпевнена. Разом з іншими структурними побудовами зворотній скид може контролювати падаючий поклад газоконденсатного покладу, виявленого свердловиною 1 – Володимирівська. Достовірно не встановлені тип і розміри пастки нафтового покладу, який розробляється свердловиною 10-біс – Турутинська. Цей поклад може бути приурочений до мулятивного піщаного тіла палеопотокового типу, яке простежується від Володимирівського до Турутинського родовищ.

З метою уточнення геологічної будови Турутинського та Володимирівського родовищ пропонується переглянути існуючі матеріали сейсморозвідувальних робіт виконаних в межах цих площ невеликий обсяг польових досліджень (25 км).

Крім згаданих родовищ, у цій частині ПНБ є підготовлені до буріння Бочаренківська, Солодухинська, Касьянівська, Сулимська та Томашівська структури. В наступну чергу пропонується пробурити пошукові свердловини на Солодухинській глибиною 2700 м та Томашівській (глибиною 2600 м) структурах. За результатами буріння вказаних свердловин та перегляду сейсморозвідувальних матеріалів буде встановлено доцільність буріння свердловин на Бочаренківській, Касьянівській та Сулимській структурах.

Після буріння пошуково-розвідувальних свердловин і отримання позитивних результатів (виявлення покладів ВВ) на цих площах слід провести деталізаційні дослідження МСГТ із застосуванням новітніх технологій польових і камеральних робіт.

Хухринсько-Чернетчинська ділянка. У межах цієї ділянки пропонується пробурити пошуково-розвідувальні свердловини на Митяївській (№ 2 – 3300 м) та Добравівській (№ 3 – 3250 м) структурах. При отриманні у цих свердловинах пози-

результатів виконати деталізаційні роботи МСГТ на Чупахівсько-Жолобківській ділянці.

Чупахівсько-Жолобківська ділянка розташована у прирозломній зоні ПнБ на відстані 15-20 км на північний захід від Хухринсько-Чернетчинського родовища. На цій площі виявлені такі структури: перспективна – Жолобківська та прогнозована – Чернетчинська. Перспективні складнобудовані об'єкти Чупахівський і Довжиківський. Зважаючи на складність будови комбінованих пасток, у яких зосереджені поклади ВВ на Хухринському родовищі, основним завданням деталізаційних робіт МСГТ є дослідження колекторів у відкладах продуктивних горизонтів В-14, В-17, В-19, В-20, В-21, а також прогнозується наявність акумулятивних піщаних тіл палеопотокового та багатогорного типів. Пропонується виконати п'ять поперечних та три поздовжніх профілів загальною протяжністю близько 100 км.

Прокопенківсько-Тростянецька ділянка. На цій ділянці пропонується пробурити пошукові свердловини на локальних структурах, підготовлених до буріння: Тростянецькій (№ 1 – 2300 м), Рицинській (№ 1 – 2300) та Зимовій (№1 – 2300 м).

З метою дорозвідки Прокопенківського родовища пропонується пробурити розвідвальну свердловину (№ 7 – 2700 м) та пошукову (№ 8 – 2700 м).

Деталізаційні роботи МСГТ у невеликому обсязі (35 км) пропонується виконати на Стрілецькій площі, розташованій між Прокопенківською та Вознесенівською структурами. На цій площі, згідно з результатами попередніх сейсмогеологічних досліджень (с.п. 34/85) по відбиваючому горизонту $Vb_{2-п}$, виявлений складний структурний ніс, схожий за своєю морфологією на Прокопенківський, а по відкладах верхнього візе – зафіксовано антиклінальний перегин пластів.

Узагальнюючи викладене в розділі, можна зробити наступні висновки:

- основним напрямком робіт в ОНГПР визначено опішукування відкладів верхнього візе-турне і верхнього візе, нерозвідані ресурси ВВ по яких складають 5% від усіх нерозвіданих по району;

- левова частка (84,5%) нерозвіданих ресурсів району пов'язана з глибинами до 5 км, а пріоритетним визначено інтервал 4-5 км, де сконцентровано 47,8% нерозвіданих ресурсів ВВ. До цього ж інтервалу можуть відноситися і ресурси інших комплексів, серед яких більш перспективними є докембрійський (9,6% ресурсів району) та девонський міжсольовий підкомплекс – (7,8%);

- за результатами проведеного рейтингу нафтогазоперспективних об'єктів серед загального фонду підготовлених до буріння структур першочерговими визначено Тунівську (15,3 млн.т у.п.), Різниківську (6,3 млн.т у.п.), Мліївську (6,1 млн.т у.п.), Будівську (5,7 млн.т у.п.), Цимбалівську (4,7 млн.т у.п.), Юхтинську (4,3 млн.т у.п.) і Вербівську (2,7 млн.т у.п.), серед виявлених сейморозвідкою (перспективних) об'єктів першочергові - Південно-Іванівський (2,8 млн.т у.п.), Перестівський (2,6 млн.т у.п.);

- на основі аналізу достовірності результатів геолого-геофізичних досліджень геолого-тематичних і науково-дослідних робіт визначено 12 першочергових прогнозно-перспективних складнопобудованих об'єкти: Куп'євахівський, Південно-Скняківський, Мурафинський, Північно-Козіївський, Сидорицький, Охтирський, Рунський, Східно-Прокопенківський, Північно-Голиківський, Коржівський "глибинний", Ярмолинцівський "глибинний" і Південно-Солодухинський;

- з метою подальшого вивчення перспектив нафтогазоносності осадового кла і верхньої частини порід фундаменту запропонована постановка сейморозвідувальних досліджень та глибокого буріння на ряді ділянок ОНГПР.

З наведеного в розділі випливає третє наукове положення, що представлене докисту у такому формулюванні: "Основні напрямки подальших геологорозвідувальних робіт в Охтирському нафтогазопромисловому районі пов'язані з пошуками покладів ВВ в турнейсько-нижньовізейському і нижньовізейському продуктивних комплексах та інтервалі глибин 4-5 км, в яких передбачено відповідно 67,5% і 47,8% нерозвіданих ресурсів ВВ району".

В розділі встановлені: "Пріоритетність нафтогазоперспективних підготовлених до буріння і виявлених сейморозвідувальними роботами) об'єктів за рейтинговою оцінкою та прогнозно-перспективних – за результатами їх ранжування.

першочерговими серед підготовлених до буріння є 7 об'єктів (Тунівський, Млиніківський, Мліївський та ін.), виявлених – 2 (Південно-Іванівський та Терехрестівський) і прогнозно-перспективних – 12 (Східно-Прокопенківський, Пуп'євахівський, Південно-Хижняківський, Сидорицький та ін.)", що представлено в захисту як четверте наукове положення.

ВИСНОВКИ

Однією з найважливіших проблем економіки України є забезпеченість енергоносіями, в першу чергу вуглеводневою сировиною. Економічний спад в державі призвів до зниження видобутку ВВ в її головному нафтогазовидобувному регіоні – ОНГПР і, в тому числі, ОНГПР.

Починаючи з 1994 року спостерігається виснаження наявної ресурсної бази. Стабілізація і подальше нарощування видобутку ВВ вимагає поповнення ресурсної бази шляхом відкриття і введення в розробку нових родовищ нафти і газу, що неможливе без проведення пошуково-розвідувального буріння на нових перспективних об'єктах.

Останнім часом фонд антиклінальних структур різко скоротився, виникла необхідність буріння свердловин глибиною 5-6 км і більше, відкриття крупних та середніх за запасами родовищ стали рідкісним явищем в Україні (і зокрема в ДДЗ).

Ці та інші фактори вимагають зосередження уваги на освоєнні території з невеликими глибинами залягання продуктивних горизонтів, концентрації пошуково-розвідувального буріння на нафту і газ у районах з розвинутою інфраструктурою і мережею нафтогазопроводів, дослідженні маловивчених перспективних територій, пошуковому обґрунтуванню, розробці нових напрямків та виділенні першочергових об'єктів для проведення ГРР.

Не дивлячись на досить високий ступінь вивченості і розвіданості ОНГПР, тут існують геологічні передумови для відкриття нових родовищ і покладів нафти і газу.

Метою дисертаційної роботи є наукове обґрунтування пріоритетних напрямків ГРР на нафту і газ з метою нарощування ресурсної бази ВВ і розробка пропозицій щодо реалізації нафтогазового потенціалу ОНГПР. Вибір основних напрямків подальших робіт визначається величиною нерозвіданих ресурсів ВВ, ступенем реалізації початкових ресурсів, основними закономірностями розміщення родовищ ВВ, результатами ГРР, їх науково-практичним обґрунтуванням.

Для реалізації цієї мети ставились і вирішувались наступні завдання: визначення особливостей геологічної будови території ОНГПР, проведення нафтогазогеологічного районування, визначення трендів нафтогазоносності (зон нафтогазонако-

чення), якісна оцінка перспектив нафтогазоносності та районування території ОНГПР за ступенем нафтогазоперспективності, кількісна оцінка нерозвіданих родовищ ВВ у районі, аналіз фонду та рейтингова оцінка НГПО і ранжування ППСО, визначення пріоритетних напрямків та першочергових об'єктів для проведення ГРР.

Для виконання поставлених завдань були застосовані такі методи дослідження: структурно-тектонічний, літолого-фаціальний, палеоструктурний аналізи, порівняльних аналогій, комплексування, рейтингової оцінки, аналізу та систематизації геолого-геофізичної інформації (матеріалів).

Фактичним матеріалом для написання дисертації слугували дані по 38 родовищах ВВ і 45 нафтогазоперспективних об'єктах (підготовлених до глибокого буріння і виявлених сейсмозрозвідкою). При виконанні роботи були використані матеріали по 300 свердловинах, 13 регіональних сеймостратиграфічних профілях, результати сейсмозрозвдувальних, граві-, магніто- і електророзвдувальних, дистанційних та інших досліджень. Співставлення і кореляція розрізів свердловин дали можливість виділити ділянки, де існують (чи можуть існувати) неантиклінальні пасажі, які потребують більш детального вивчення (постановки глибокого буріння, геофізичних досліджень, прямих методів пошуків, науково-дослідних і тематичних робіт).

Результати дисертаційних досліджень і реалізація практичних рекомендацій сприятимуть прогнозуванню нафтогазоносності надр, підвищенню ефективності ГРР на нафту та газ, вирішенню проблеми пошуків і розвідки нових родовищ і родовищ ВВ в ОНГПР на найближчу перспективу і є вагомим внеском у виконання завдань стабілізації та збільшення нафтогазовидобутку в Україні.

Найважливіші наукові і практичні результати дисертаційної роботи наступні:

- встановлено, що особливості геологічної будови ОНГПР обумовлені древньою субмеридіональною і пізньопалеозойською субширотною зональністю ДДА і пов'язані з приуроченістю її території до різнорідних поздовжніх (Північний борт і Північна прибортова зона ДДЗ) і поперечних (Роменська та Охтирська ділянки) тектонічних елементів, які відрізняються особливостями свого палеогеоморфологічного розвитку, завдяки чому в районі існує широкий спектр пасток ВВ різного типу і, в

у чергу, неантиклінальних (літологічно-, стратиграфічно-, тектонічно-юваних і комбінованих) в осадовому чохла і нетрадиційних - у породах фундаменту;

- обґрунтована північна межа нафтогазоперспективності ОНГПР по глибині залягання поверхні фундаменту 1000 м, що дозволило уточнити структурно-літологічне і нафтогазогеологічне районування території, а також на новому якісному рівні оцінити перспективи нафтогазоносності докембрійського, девонського, турнейсько-нижньовізейського, верхньовізейського та серпуховського комплексів і визначити районування території ОНГПР за ступенем перспективності;

- визначені тренди нафтогазоносності (зони нафтогазонакопичення) по продуктивних горизонтах нижньокам'яновугільних відкладів: чотири регіональних (протяжністю 250 км і більше), приурочених до продуктивних горизонтів Т-1, В-20, В-17 та шістьнадцять зональних (протяжністю 40-120 км), приурочених до горизонтів Т-3, В-26 та всіх продуктивних горизонтів верхньовізейських відкладів, які пропонуються використовувати при плануванні ГРП. Саме в зонах виділених трендів можуть бути відкриті нові поклади ВВ у зазначених продуктивних горизонтах, і вони є першочерговими для постановки сейсмозвідувальних робіт з метою виявлення та підготовки об'єктів до глибокого буріння;

- проведена нова оцінка нерозвіданих видобувних ресурсів ВВ ОНГПР (з розглядом за продуктивними комплексами і глибинами залягання) на основі якісної оцінки перспектив нафтогазоносності і з урахуванням суттєвого збільшення перспективної території (по верхньовізейському та докембрійському комплексам на ПнБ до глибини поверхні фундаменту –1,0 км; по докембрійському - в ПнПЗ на всій території ОНГПР, а не лише у вузькій прирозломній його частині), які станом на 01.2002 р. складають 246,4 млн.т умовного палива і є резервом для подальших геолого-розвідувальних робіт і нарощування ресурсної бази;

- обґрунтовані основні напрямки геологорозвідувальних робіт і шляхи нарощування ресурсної бази ОНГПР, які пов'язані з турнейсько-нижньовізейським і верхньовізейським продуктивними комплексами та інтервалом глибин 4-5 км, де зосереджено відповідно 67,5% і 47,8% нерозвіданих ресурсів ВВ району. До інших на-

об'єктів віднесені докембрійський та девонський (міжсольовий підкомплекс) комплекси, в яких зосереджено відповідно 9,6% та 7,8% нерозвіданих ресурсів ОНГПР;

- визначені оптимальні значення (20-27м/км) градієнтів товщин продуктивних комплексів нижнього карбону, за яких існують сприятливі умови для формування неантиклінальних пасток в умовах моноклінальних схилів, що запропоновано використовувати в якості критерія при пошуках неантиклінальних пасток;

- проведені аналіз 45 нафтогазоперспективних об'єктів (29 підготовлених до глибокого буріння та 16 виявлених сейсморозвідувальними дослідженнями) та їх рейтингова оцінка, за результатами якої визначені першочергові: серед підготовлених до буріння - Тунівська, Різниківська, Мліївська, Будівська, Цимбалівська, Юхнівська і Вербівська; серед виявлених сейсморозвідкою (перспективних) - Південно-Іванівська і Перехрестівська структури;

- визначені на основі результатів геолого-геофізичних досліджень, геолого-геоматичних та науково-дослідних робіт 150 прогнозно-перспективних складнобудованих об'єктів. За аналізом достовірності результатів, за якими вони виділені, першочерговими для подальшого вивчення і переведення у фонд виявлених і підготовлених є 12 об'єктів: Куп'євахівський, Південно-Хижняківський, Мурафинський, Північно-Козіївський, Сидорицький, Охтирський, Груньський, Східно-Львівський, Яроминцівський, Північно-Голиківський, Коржівський "глибинний", Ярмолинцівський "глибинний" і Південно-Солодухинський;

- розроблені конкретні рекомендації щодо постановки сейсморозвідувальних досліджень та глибокого буріння на ряді ділянок ОНГПР з метою реалізації його нафтогазового потенціалу.

Таким чином, основними напрямками ГРР в ОНГПР є пошук, виявлення і підготовка локальних об'єктів чи їх зон у відкладах турнейсько-нижньовізейського і нижньовізейського комплексів порід; складнобудованих пасток в кам'яновугільних і девонських породах в межах ПнПЗ; нетрадиційних об'єктів в докембрійському комплексі на ПнБ і початок їх пошуків в цьому комплексі в ПнПЗ .

Одержані результатів дозволяють вирішити проблеми пошуків і розвідки родовищ і покладів нафти і газу в ОНГПР на найближчу перспективу і будуть

ористані при плануванні геологорозвідувальних робіт на нафту і газ ВАТ “Укр-
та”.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- Аналіз нафтогазоносного потенціалу фундаменту Охтирського нафтогазопромислового району Дніпровсько-Донецької западини / В.П. Клочко, Є.М. Довжок, Р.М.Окрепкий, Є.С. Дворянин, І.І. Чебаненко, М.Г. Видиборець, В.Я. Колос, Т.Є. Караваєва, М.І. Пономаренко, Б.Й. Слишинський, В.С. Токовенко, М.Й. Марухняк – К., 1995.–71 с.–(Препр./Укр.нафтогаз. ін-т; 95 – 1).
- Арсирий Ю.А. Перспективы нефтегазоносности стратиграфических и литологических зон выклинивания на бортах ДДВ // Вопросы геологии нефтегазоносных районов Украины. – М.: ГТН, 1963. – Вып.ІІІ – с 59 (Тр. УкрНИГРИ).
- Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины / Ю.А. Арсирий, В.А. Витенко, А.М. Палий и др. – Киев: ЦТЭ Мингео УССР, 1984. – 190 с.
- Атлас родовищ нафти і газу України. В 6-ти т. // Т. 1-3. Східний нафтогазоносний район / За ред. Іванюти М.М., Федішина В.О., Денєги Б.І., Арсірія Ю.О., Лазарука Я.Г. – Львів: УНГА, 1998.
- Балуховский Н.Ф. Геологические циклы. – К.: Наук. думка, 1966. – 168с.
- Блоковая тектоника кристаллического фундамента Днепровско-Донецкого авлакогена (в связи с нефтегазоносностью) / Чебаненко И.И., Чекунов А.В., Клочко В.П. и др. – К.: Наук. думка, 1991. – 156 с.
- Бойко Г.Е. Прогнозирование нефтегазоносности по генетическим показателям. – К.: Наук. думка, 1982. – 252 с.
- Бондарчук В.Г. Геологическая структура УССР. – К.: Изд-во АН УССР и КГУ, 1946. – 123 с.
- Бондарчук В.Г. Основные вопросы тектоорогении. – К.: Изд-во АН УССР, 1961. – 380 с.
- Брод И.О., Клубов В.А. Генезис нефти//Вестн.Моск.ун-та,1948.–№10.–С.220-221.
- Вассоевич Н.Б. Современные представления об условиях образования нефти. – М.: Наука, 1981. – 40 с.

- Гавриш В.К. Глубинные разломы, геотектоническое развитие и нефтегазоносность рифтогенов. – К.: Наук. думка, 1974. – 160 с.
- Галабуда Н.И. Цикличность и ее значение для размещения нефтегазовых залежей // Геол. журн. - 1983. – 43, № 2. – С. 105-113.
- Генезис нефти и газа и формирование их месторождений в Украине как научная основа прогноза и поисков новых скоплений: Тез. докл. Межд. конф. (Чернигов, февраль 2001 г.). – Чернигов: УкрНИГРИ, 2001. – 232 с.
- Геодинамика и нефтегазоносные системы Черноморско-Каспийского региона: Тез. докл. III Межд. конф. (“Крым – 2001”, Крым, Гурзуф, 17-21. 09.2001). – Симферополь: Ассoc. геологов г. Симферополя, 2001. – 250 с.
- Геологическое обоснование новых параметрических скважин по проблеме нефтегазоносности фундамента Северного борта Днепровско-Донецкой впадины // Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента Днепровско-Донецкой впадины / В.В. Гладун, И.И. Чебаненко, В.П. Клочко и др. - К.: Наук. думка, 1991. – С. 25-36.
- Геологическое строение и история развития платформенных областей Украины и Северо-Западной Африки в связи с проблемой нефтегазоносности фундамента / В.Б. Порфирьев, Г.Н. Доленко, В.Б. Соллогуб и др. - К.: Наук. думка, 1975. – 200 с.
- Геологічні дослідження Північного борту Дніпровсько-Донецької западини (в зв'язку з нафтогазоносністю) / Є.С. Дворянин, В.П. Клочко, Т.Є. Караваєва та ін. – К., 1995. – 65 с. – (Препр. УНГІ; 95-2)
- Геологические критерии поисков новых объектов на нефть и газ на территории Украины / Отв. ред. В.Б. Порфирьев - К.: Наук. думка, 1977. – 152 с.
- Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность / Б.П. Кабышев, П.Ф. Шпак, О.Д. Билык и др. - К.: Наук. думка, 1989. – 204 с.
- Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия / Отв. ред. Д.Е. Айзенберг - К.: Наук. думка, 1988. – 148с.

- Геология и нефтегазоносность фундамента Северной прибортовой зоны ДДВ / З.М. Ляшкевич, М.А. Алехина, Б.И. Малюк, В.П. Клочко и др. - Львов, 1989. – 52 с. – (Препр. / АН УССР / Ин-т геол. и геохим. горюч. ископаем.; 89-3)
- Гідрогеологічні передумови нафтогазоносності Північного борту Дніпровсько-Донецької западини/В.В.Колодій, І.В.Височанський, М.П.Зюзькевич, В.О.Кривошея, М.В.Лебединець/ Геологія і геохімія горючих копалин.-1991.-№1.– С. 21-29.
- Гладун В.В. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Дніпровсько-Донецький авлакоген. – К.: Наук. думка, 2001. – 323 с.
- Гринберг И.В. Геохимические и физико-химические основы глубинного синтеза углеводородов // Происхождение нефти и газа и формирование их промышленных залежей. – К.: Наук. думка, 1971. – С. 52-67.
- Губкин М.И. Учение о нефти. – М.: Гостоптехиздат, 1932. – 443 с.
- Дворянин Є.С., Клочко В.П. Перспективи пошуків нафти і газу на малих глибинах в осадових та кристалічних утвореннях України // Нафт. і газ. пром-сть. - 1994. - № 3.– С. 5-7.
- Довжок Е.М., Пономаренко М.И., Клочко В.П. Нефтегазоносность пород кристаллического фундамента в ДДВ // Нефт.и газ.пром-сть.-1987.-№ 3.– С. 9-12.
- Доленко Г.Н. Закономерности нефтегазонакопления в земной коре, свидетельствующие о глубинном происхождении нефти и газа // Происхождение нефти и газа и формирование их промышленных залежей. – К.: Наук. думка, 1971. - С. 3-36.
- Дьяков Б.Ф. Современное состояние теории осадочно-миграционного происхождения нефти и газа // Геология нефти и газа. - 1986. - № 9.– С. 9-11.
- Дячук Ф.В., Колос В.Я., Свіхнушин М.М. Комплексна кількісна переінтерпретація матеріалів ГДС із застосуванням програмного комплексу ІНГЕФ на родовищах ВАТ “Укрнафта” // Геологія горючих копалин України: Тез. доп. Міжнар. наук. конф. (Львів, 13-15.11.2001). Львів, 2001.– С. 86-87.
- Евграфов А.Е, Колос В.Я. Подсолевые девонские отложения – новый объект поисково-разведочных работ на Бугреватовском нефтяном месторождении // Нефтепромысловая геология и геофизика: Сб. науч. тр. – К.: Укрگیпрониінефть, 1983.– С. 50-54.

Евграфов А.Е., Колос В.Я. О перспективах нефтегазоносности Западно-Козиевской площади // Нефть. и газ. пром-сть. – 1987. - № 1. – С. 13-14.

Евграфов А.Е., Жихарев А.П., Колос В.Я. О нефтегазоносности пород кристаллического фундамента // Совершенствование геологических основ прогноза нефтегазоносности недр Украины и Белоруссии: Сб. науч. тр. – К.: Укргипрониинефть, 1987.– С. 20-26.

Евграфов А.Е., Жихарев А.П., Колос В.Я. Методика разведки Хухринского месторождения // Нефть. и газ. пром-сть. – 1988. - № 3. – С. 10-12.

Евграфов А.Е., Жихарев А.П., Колос В.Я. Проблемные вопросы методики поисков и разведки скоплений нефти и газа в породах фундамента // Статья депонирована ВНИИОЭНТ, 1988. - № 6 (200). – С. 142 (в указателе ВИНТИ).

Євдошук М.І. Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ. – К.: Наук. думка, 1997. – 277 с.

Еланский Л.Н., Козин А.Н., Фадеев М.И. Перспективы нефтегазоносности пород кристаллического фундамента Куйбышевского Поволжья // Тр. Куйбышев НИИ НП, 1966. – вып.36, геология, геохимия, геофизика.–Куйбышев:1966.–С.137-142.

Естественные выходы нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине (бассейн р. Ворскла) и их использование при структурном дешифрировании и оценке нефтегазоносности / Воловик В.Т., Гридин В.И., Жиловский Н.И., Клочко В.П. // Нефть. и газ. пром-сть. – 1987. - № 1. – С. 13-14.

Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа / Отв. ред. Г.Н. Доленко: Тез. докл. II Респ. совещ.: Львов, октябрь 1972 г. - Львов: “Вільна Україна”, 1972. – 260 с.

Закономерности размещения месторождений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине / Г.Н. Доленко, С.А. Варичев, Н.И. Галабуда и др. - Киев: Наук. думка, 1968. – 215 с.

Закономерности размещения и прогнозирования значительных скоплений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине / Н.И. Евдошук, Б.П. Кабышев, Т.М. Пригарина, Д.И. Чупрынин, З.П. Шевякова - Киев: Наук. думка, 1998. – 208 с.

Кабышев Б.П. Перспектива поисков залежей газа и нефти в ловушках тектонически экранированного типа на моноклинальных участках Днепровского грабена // Тез. науч.-техн. конф. "Перспективы увелич. газ. ресурсов Украины". – Харьков, 1969. – С. 48-50.

Кабышев Б.П. Перспективы нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины (на основе метода экспертных оценок) // Новые данные по геологии и нефтегазоносности УССР. – Львов, 1974. – Вып. 9. – С. 18-25.

Кабышев Б.П. Крупномасштабная тектоническая карта ДДВ // Геол. журн, 1980. - № 6. – С. 10-19.

Кабышев Б.П. Палеотектонические исследования и нефтегазоносность в авлакогенных областях. – Л.: Недра, 1987. – 191 с.

Кабишев Б.П., Бенько В.М., Пригаріна Т.М. Стратегія пошуків крупних і середніх родовищ газу та нафти в ДДЗ//Нафт.і газ.пром-сть,2001.- № 2. – С. 7-11.

Карпинский А.П. Собрание сочинений. Т. 2. – М.:Изд-во АН СССР, 1939. – 427 с.

Картування параметрів піскуватості як основа пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у теригенних комплексах / О.Ю. Лукін, І.Р. Окрепка, В.А. Пупов, З.П. Шев'якова, М.Г. Єгурнова // Геол. журн. – 2001. - № 4. – С. 69-84.

К геологии докембрийского нефтегазоносного комплекса в Днепровско-Донецком авлакогене/И.И.Чебаненко, В.А.Краюшкин, В.П.Клочко и др. // Геологія в ХХІ столітті:Шляхи розвитку та перспективи. – К.: [Знання], – 2001. – С. 322-333.

Кившик Н.К., Стовба С.Н., Турчаненко Н.Т. Некоторые особенности строения Днепровско-Донецкой впадины по данным региональных сейсмостратиграфических исследований // Геол. журн. – 1993. - № 2. – С. 87-98.

К нефтегазоразведке докембрийского комплекса на востоке Украины / И.И. Чебаненко, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко, Н.И. Евдощук, Б.Л. Крупский, В.В. Гладун, Т.Е. Довжок, О.Г. Цёха, В.Я. Колос//Геол. журн. – 2002. - № 1. – С. 15-24.

Колос В.Я. Перспективы открытия несводовых залежей углеводородов в Ахтырском нефтепромысловом районе ДДВ // Поиски и разведка неантиклинальных залежей нефти и газа на территории Украины и Белоруссии: Сб. науч. тр. – К.: Укрگیпрониинепфть, 1984.– С. 8-13.

Колос В.Я. О дальнейших перспективах поисково-разведочных работ в Ахтырском нефтепромысловом районе Днепровско-Донецкой впадины // Проблемы повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в XII пятилетке: Тез. докл. респ. науч.-техн. конф. молодых ученых и специалистов. – Чернигов, 1986.– С. 61-63.

Колос В.Я., Чебаненко І.І., Краюшкін В.О., Євдошук М.І., Мельничук П.М., Ключко В.П., Гладун В.В., Максимчук П.Я., Цьоха О.Г. / Розломно-блокова тектоніка в зв'язку з закономірностями розміщення нафтових і газових родовищ України // Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона: Матер. Межд. науч.-практ. конф., Гурзуф, (9-14.09.2002). – Симферополь: вид. Таврія-Плюс, 2002. – С. 253-254.

Колос В.Я., Евграфов А.Е., Лисаченко В.Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности пород фундамента Северного борта ДДВ в пределах Ахтырского нефтепромыслового района // Геология и бурение нетрадиционных залежей нефти и газа: Сб. науч. тр. – К.: Укрگیпронінефть, 1991.– С. 5-13.

Колос В.Я., Маєвський Б.Й. Перспективи нафтогазоносності північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини // Наук. вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.-2001.-№ 1.– С. 5-8.

Колос В.Я. Деякі аспекти стабілізації та збільшення видобутку вуглеводнів в Україні // Геологія і геохімія горючих копалин. - 2002. - № 1.– С. 32-35.

Комплексна інтерпретація та наукове обґрунтування результатів пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у кристалічних комплексах Охтирського нафтопромислового району Дніпровсько-Донецької западини / Б.І. Малюк, В.П. Ключко, В.В. Гладун та ін. – К., 1996. – 77 с. – (Препр. / Український нафтогазовий інститут; 96-1).

Комплексний підхід до вивчення перспектив нафтогазоносності Північного борту ДДЗ / В.Я. Колос, М.Я. Алексеєва, Ф.В. Дячук, Т.І. Шибецька // Нафтогазова геологія та геофізика України – погляд у нове тисячоліття: Зб. наук. праць Міжн. наук. конф. (Чернігів, 20-21.06.2000). – Чернігів, 2000. – С. 39-41.

Конторович А.Э. Осадочно-миграционная теория нефтегенеза. Состояние на рубеже XX и XXI вв., пути дальнейшего развития // Геология нефти и газа. - 1998. - № 10. – С. 8-16.

Корреляция продуктивных горизонтов нижнего карбона и девона в связи с прогнозированием комбинированных ловушек углеводородов в Днепровско-Донецкой впадине / В.К. Гавриш, М.Г. Егурнова, Н.Я. Зайковский и др. - Киев, 1987. – 56 с. – (Препр. / АН УССР. Ин-т геол. наук; 87-35)

Краюшкин В.А. Абиогенно-мантийный генезис нефти//К.:Наук.думка,1984.–176с

Краюшкин В.А. Промышленные нефтяные и газовые залежи в кристаллическом фундаменте континентального шельфа // Геол. журн. - 1999. - № 1.– С. 9-14.

Краюшкин В.А. Небиотическая нефтегазоносность недр // Генезис нефти и газа и формирование их месторождений в Украине как научная основа прогноза и поисков новых скоплений: Тез. докл. Межд. конф. (Чернигов, февраль 2001 г.). – Чернигов: УкрНИГРИ, 2001.– С. 16-17.

Кропоткин П.Н. Проблемы происхождения нефти//Сов.геол.-1955.–т.45.– С.104-125.

Кропоткин П.Н., Валяев Б.М. Глубинные разломы и дегазация Земли // Тектоническое развитие земной коры и разломы. – М.: Наука, 1979. – С. 257-267.

Кропоткин П.Н. Дегазация Земли и происхождение углеводородов // Бюлл. Моск. о-ва испыт. природы. Отдел. геол. - 1985. – т. 60, вып. 6.– С. 257-267.

Кудрявцев Н.А. Против органической гипотезы происхождения нефти // Нефтяное хозяйство. - 1951. - № 9.– С. 17-24.

Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. – Л.: Недра, 1973. – 216 с.

Линецкий В.Ф. Миграция нефти и газа на больших глубинах. – К.: Наук. думка, 1974. – 136 с.

Лобов В.А. Геологическое обоснование возможной аккумуляции нефти и газа в породах кристаллического фундамента Русской платформы // В Сб.: Новые данные по геологии и нефтеносности Волго-Камского края. – Казань: Тр. геол. ин-та, 1970. - вып. 30.– С. 3-25.

Лунгерсгаузен Л.Ф. Этапы развития Днепровско-Донецкой впадины. – Докл. АН СССР, 1939. - Т. 22.– № 6.

Лунгерсгаузен Л.Ф. К вопросу о тектонике Украины. // Материалы по нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. – К.: Изд-во. АН УССР, 1941. - вып. 1.– С. 139-184.

Лукин А.Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины. – М.: Недра, 1977. – 102 с.

Маевский Б.И. Флюидодинамический режим в формировании и разрушении залежей нефти в зонах тектогенеза // Флюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов. – М.: Наука, 1989. – С. 166-173.

Маєвський Б.Й. Генезис нафти і газу та формування їх покладів – важлива науково-практична проблема нафтогазової геології // Геологія горючих копалин України. Тези доп. Міжн. наук. конф. (Львів, 13-15.11.2001). – Львів, 2001. – С. 148-150.

Маєвський Б.Й., Євдошук М.І., Лозинський О.Є. Нафтогазоносні провінції світу. – К.: Наук. думка, 2002. – 404 с.

Менделеев Д.И. Нефтяная промышленность в Северо-Американском штате Пенсильвания и на Кавказе. – С.-Петербург, 1877. (Сочинения, т. 10. – Л. – М.: Изд-во АН СССР, - 1949. – С. 19-244).

Методика прогнозирования литологических и стратиграфических залежей нефти и газа (на примере Западной Сибири) / В.С. Бочкарев, Е.Г. Журавлев, Т.А. Лапинская, И.И. Нестеров и др. // Обзор, серия нефтегазовая геология и геофизика. – М.: ВНИИОЭНГ, 1975. - 33 с.

Механізм осадконагромадження порід-колекторів візейського ярусу Хухринського родовища / В.Г. Крейденков, В.Я. Колос, Я.Г. Лазарук, М.Я. Алексеева // Тектонические и палеогеоморфологические аспекты нефтегазоносности: Тез. докл. Межд. конф. (Симферополь – Николаевка, 1996). К.: Ин-т геол. наук. НАНУ, 1996. – С. 71-72.

Мехтиев Ш.Ф., Буниат-Заде З.А. О геологических критериях поисков нефтегазовых месторождений // Ученые записки: Министерство высшего и среднего спец-

- образования Азербайджанской ССР. Серия геолого-географических наук, 1978. - № 6. - С. 54-65.
3. Модели ловушек в породах кристаллического фундамента / И.В. Высочанский, И.И. Чебаненко, В.П. Клочко и др. - К. - 1992. - 53 с. - (Препр. / АН Украины, Ин-т геол. наук; 92-7).
4. Моніторинг геологічних моделей в процесі розвідки і розробки родовищ – резерв підвищення ефективності виробничої діяльності нафтовидобувних підприємств / Є.О. Гречановський, В.Я. Колос, М.М. Свіхнушин, Б.Й. Слишинський // Нафтогазова геологія та геофізика України – погляд у нове тисячоліття: Зб. наук. праць Міжн. наук. конф. (Чернігів, 20-21.06.2000). – Чернігів, 2000. – С. 23-26.
5. Музичко І.І., Колос В.Я., Омелянчук С.Г. Підтверджуваність запасів в процесі промислової розробки родовищ ВАТ “Укрнафта” // Нафта і газ України – 98: Матеріали міжн. наук.-практ. конф. (Полтава, 15-17.09.1998). – Полтава: УНГА. – 1998. – С. 75-76.
6. Музичко І.І., Колос В.Я., Омелянчук С.Г. Нарощування ресурсної бази як чинник стабілізації та збільшення видобутку вуглеводнів ВАТ “Укрнафта” // Нафт. і газ. пром-сть. – 2001. - № 4. – С. 21-22.
7. Муслимов Р.Х., Хакимов Р.С. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности фундамента Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения // Геология нефти и газа. – 1998. – № 3. – С. 25-30.
8. Научные основы поиска новых геологических объектов на нефть и газ / В.Б. Порфирьев, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко, М.М. Лушпей // Условия образования и закономерности размещения залежей нефти и газа. – К.: Наук. думка, 1983. – С. 21-31.
9. Нафта і газ України – 96. Матер. Міжн. наук.-практ. конф. (Харків, 14-16 травня 1996) у 3 томах. – Харків: Укр. нафтогаз. академія. – 1996. – т. 1 (Геологія нафти і газу. Гол. ред. М.М. Іванюта). – 157 с.
10. Нафта і газ України // Зб. наук. праць. Міжн. наук.-практ. конф. “Нафта і газ України – 2000” (Івано-Франківськ, 31.10.-03.11.2000 р.) – Івано-Франківськ: УНГА, 2000. – 369 с.

3. Нафта і газ України – 98. Матер. Міжн. наук.-практ. конф. (Полтава, 15-17.09.1998 р.) / Гол. ред. М.М. Іванюта. – Полтава: Укр. нафтогаз. академія, 1998. – т. 1. – 435 с.
4. Нафтогазоносний потенціал Північного борту Дніпровсько-Донецької западини / Є.М. Довжок, Б.П. Кабишев, В.О. Краюшкін, І.І. Чебаненко, В.В. Гладун, В.П. Клочко та ін. – К.: ВАТ Український нафтогазовий інститут, 1996. – 241 с.
5. Неоднородности земной коры и нефтегазоносность кристаллических пород фундамента (на примере Днепровско-Донецкого и Серноводско-Абдулинского авлакогенов / А.В. Чекунов, И.И. Чебаненко, В.П. Клочко и др. // Геофиз. журн., 1990. – 12, № 2. – С. 3-19.
6. Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Шпильман К.А. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. – М.: Недра, 1971. – 436 с.
7. Нетрадиційним шляхом нафтогазорозвідки / М.І. Євдошук, І.І. Чебаненко, В.О. Краюшкін, В.П. Клочко, Т.М. Галко, В.В. Гладун, В.Я. Колос, О.Г. Цьоха // Мінеральні ресурси, 2001. - № 4. – С. 34-36.
8. Нефтегазоносные провинции Украины / Г.Н. Доленко, Л.Т. Бойчевская, М.В. Бойчук и др. – К.: Наук. думка, 1985. – 172 с.
9. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов. Тез. докл. Межд. научно-практ. конф. (Москва, 9-11.10.2001). – М.: Минприродных ресурсов РФ, Российский госуниверситет нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 302 с.
10. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов Украины / И.И. Чебаненко, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко, П.Ф. Гожик, А.П. Толкунов, Н.И. Евдошук, В.В. Гладун, Б.И. Маевский, О.Г. Цёха, Т.Е. Довжок, В.Я. Колос, П.Я. Максимчук, М.Г. Егурнова. – К.: Наук. думка, 2002. – 300 с.
11. Нефть в кристаллических породах докембрийского возраста Днепровско-Донецкой впадины / В.Б. Порфирьев, В.И. Созанский, В.В. Павленко, А.Ф. Шевченко // ДАН СССР. – 1971. – т. 196, № 3. – С. 660-662.
12. Нова реалізація нафтогазового потенціалу України / М.П. Деркач, Б.Л. Крупський, В.В. Гладун, Т.Є. Довжок, В.П. Клочко, О.Г. Цьоха, М.Г. Єгурнова // Нафт. і газ. пром-сть, 2001. - № 6. – С. 6-12.

- Новое в геологии докембрийского нефтегазоносного комплекса Днепровско-Донецкого авлакогена / И.И. Чебаненко, В.А. Краюшкин, В.П. Ключко, Н.И. Евдошук, Т.С. Довжок, В.В. Гладун // Докл. НАН Украины, 2001. - № 6. - С. 114-118.
- Новое направление геологоразведочных работ в Ахтырском нефтегазопромысловом районе ДДВ / В.Б. Порфирьев, В.А. Краюшкин, В.П. Ключко, М.И. Пономаренко, В.П. Паламарь, М.М. Лушпей // Геол. журн., 1982. - Т. 42, № 4. - С. 1-11.
- Новое направление геологоразведочных работ на нефть и газ в Днепровско-Донецкой впадине / В.В. Крот, И.И. Чебаненко, Е.С. Дворянин, В.П. Ключко и др. // Геол. журн. - 1991. - № 5. - С. 21-26.
- Новые данные о наличии нефти и газа в породах кристаллического фундамента Днепровско-Донецкой впадины / И.И. Чебаненко, Е.М. Довжок, В.П. Ключко и др. // Тектоника и стратиграфия. - 1989. - Вып. 30. - С. 3-6.
- Новые данные о тектонике и нефтегазоносности Юльевского полигона ДДВ / В.В. Крот, Е.С. Дворянин, В.П. Ключко и др. // Тектоника и стратиграфия. - 1993. - Вып. 33. - С. 45-47.
- Новые данные по тектонике кристаллического фундамента Северного борта Днепровско-Донецкой впадины (в связи с нефтегазоносностью) / В.В. Крот, Е.С. Дворянин, В.П. Ключко и др. // К. - 1991. - 55 с. - (Препр. / АН УССР, Ин-т геол. наук; 91-13).
- Новое обнаружение нефти в кристаллических породах земной коры / И.И. Чебаненко, Е.М. Довжок, В.П. Ключко, М.И. Пономаренко // Докл. АН УССР. Сер.Б. - 1986. - № 6. - С. 20-21.
- Об абсолютном возрасте пород докембрийского фундамента Доно-Днепровского прогиба / В.К. Гавриш, В.П. Ключко, В.Ф. Индутный и др. // Докл. АН УССР. Сер.Б. - 1976. - № 7. - С. 579-582.
- Обґрунтування проведення пошуково-розвідувальних робіт на нових (нетрадиційних) об'єктах у межах території діяльності ВАТ "Укрнафта" / В.Я. Колос, Т.І. Шибецька, І.Р. Окрепка, А.Г. Демиденко, Т.С. Довжок // Нафта і газ України – 98: Матеріали міжн. наук.-практ. конф. (Полтава, 15-17.09.1998). – Полтава: УНГА. – 1998. – Т. 1. – С. 67.

10. Объекты и объемы поиска нефти и газа в кристаллических породах фундамента на Северном борту Днепровско-Донецкой впадины (материалы Комплексной программы на 1989 – 1995 гг.) / В.Г. Демьянчук, И.И. Чебаненко, В.П. Ключко и др. // К. - 1989. – 47 с. – (Препр. / АН УССР, Ин-т геол. наук; 89-12).
11. О новом направлении поисково-разведочных работ на нефть и газ в ДДВ / В.Б. Порфирьев, В.Б. Соллогуб, В.П. Ключко, А.Ф. Шевченко // Повышение экономической эффективности геологоразведочных работ в Украинской ССР. Тез. докл. Респ. совещ. геол., Киев, окт. 1974. – К.: ГКП КГЭ. – 1974. – С. 28-29.
12. Осадочно-неорганическая теория формирования нефтяных и газовых месторождений / И.И. Чебаненко, В.П. Ключко, В.С. Токовенко, Н.И. Евдошук // Геология нефти и газа, 2000. - № 5.– С. 50-52.
13. Оценка перспектив нефтегазоносности продуктивных комплексов Днепровско-Донецкой впадины / Т.М. Пригарина, Б.П. Кабышев, П.Ф. Шпак и др. // К, 1990. – 62 с. – (Препр. / АН УССР; 90).
14. Паламарь В.П., Попков В.И., Рабинович А.А. О возможности открытия зон нефтегазонакопления жильного типа // ДАН СССР, 1981. – т.257, № 4. – С. 968-970.
15. Палеогеоморфологические предпосылки формирования ловушек нефти и газа на северо-западе ДДВ / С.Б. Ларин, Т.М. Пригарина, М.И. Видиборец, Р.Н. Окрепкий, В.Я. Колос // Тектонические и палеогеоморфологические аспекты нефтегазоносности: Тез. докл. Межд. конф. (Симферополь – Николаевка, 1996). К.: Ин-т геол. наук. НАНУ, 1996. – С. 81-82.
16. Пейве А.В. Глубинные разломы в геосинклинальных областях // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1945. - № 5. – С. 23-46.
17. Перспективы Ахтырского нефтегазопромыслового района Днепровско-Донецкого авлакогена с позиций разломно-блоковой тектоники / И.И. Чебаненко, Е.М. Довжок, В.П. Ключко, М.И. Пономаренко // Тектоника и стратиграфия. - 1987. – Вып. 28. – С. 5-10.
18. Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених нафтогазопродуктивних комплексів Охтирського нафтопромислового району / М.Г. Видиборець, В.Я. Колос, Б.Й. Слишинський, І.Р. Окрепка // Геологические и палеогеоморфологические

аспекты нефтегазоносности: Тез. докл. Межд. конф. (Симферополь – Николаевка, 1996). К.: Ин-т геол. наук. НАНУ, 1996. – С. 29-30.

Перспективы нефтегазоносности ловушек неантиклинального типа в северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины / Т.М. Пригарина, Г.И. Вакарчук, Б.П. Кабышев, А.Ф. Шевченко // Геол. журн. - 1990. – № 4. – С. 11-19.

Перспективы нефтегазоразведки на юго-западном склоне Воронежского кристаллического массива / И.И. Чебаненко, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко, Н.И. Евдошук, Б.Л. Крупский, В.В. Гладун, Т.Е. Довжок, О.Г. Цёха, В.Я. Колос // Докл. НАН Украины. - 2002. – № 5. – С. 149-156.

Підвищення ефективності нафтогазопошукових робіт / В.М. Перерва, О.І. Архипов, Г.Ф. Бусел, Р.М. Окрепкий, М.Г. Видоборець, В.Я. Колос // Нафт. і газ пром. - 1998. – № 1. – С. 6-10.

Поиски ловушек углеводородов в породах кристаллического фундамента на Коробочкинской площади Днепровско-Донецкой впадины / В.Г. Демьянчук, В.В. Крот, В.П. Клочко и др. // Тектоника и стратиграфия. - 1990. – Вып. 31. – С. 12-19.

Поиски углеводородов в кристаллических породах фундамента на Северном борту Днепровско-Донецкой впадины (материалы Комплексной программы на 1989-1995 гг.) / В.Г. Демьянчук, В.В. Крот, В.П. Клочко и др. // К., - 1989. – 51 с. (Препр. / АН УССР, Ин-т геол. наук; 89-11).

Пономаренко М.И., Ляшкевич З.М., Алехина М.А. Продуктивные зоны в кристаллическом фундаменте северной части ДДВ // Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента Днепровско-Донецкой впадины: Сб. науч. тр. – К.: Наук. думка, 1991. – С. 126-159.

Порфирьев В.Б. Выступление в прениях // Проблема миграции нефти и формирования нефтяных и газовых скоплений: Матер. Льв. диск. 1957 г. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – С. 359-364, 411-415.

Порфирьев В.Б. Природа нефти, газа и ископаемых углей. Избр. тр.: В 2-х т. Т. 2. Абиогенная нефть. – К.: Наук. думка, 1987. – 216 с.

Порфір'єв В.Б., Созанський В.І. Нові ресурси нафтової розвідки // Вісник АН УРСР, 1969. – № 8. – С. 32-40.

28. 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.
29. Порфирьев В.Б., Ключко В.П. Проблема нефтеносности фундамента Сибири // Геологические и геохимические основы поисков нефти и газа. – К.: Наук. думка, 1981. – С. 36-101.
30. Порфирьев В.Б., Ключко В.П. Геологические аспекты нефтегазоносности фундамента (на примере Западной Сибири) // Особенности глубинного строения земной коры и теоретические обоснования неорганического генезиса нефти. – К.: Наук. думка, 1982. – С. 5-155.
31. Порфирьев В.Б., Краюшкин В.А., Ключко В.П. Новые перспективы и пути развития в СССР и УССР работ по проблеме неорганической природы нефти и поиска ее промышленных скоплений // Геол. журн., 1982. – т. 42, № 5. – С. 1-9.
32. Пригарина Т.М., Черныш Г.Ш., Пупов В.А. О нефтегазоносности моноклиналиных склонов депрессионных зон ДДВ // Нефт. и газ пром-сть, 1988. – № 8. – С. 8-10.
33. Применение палеогеоморфологических методов исследования и прогноз нетрадиционных ловушек УВ на площадях объединения “Укрнефть” в северо-западной части ДДВ / В.Я. Колос, В.Г. Трачук, М.Я. Алексеева, Ф.В. Дячук // Актуальные вопросы нефтяной палеогеоморфологии: Тез. докл. межгосуд. науч. конф. (Чернигов, 12-16.09.1994). – Чернигов, 1994. – С. 39-40.
34. Принципиально новый объект поисков нефти и газа Украины / И.И. Чебаненко, В.А. Краюшкин, В.П. Ключко, В.В. Крот, Е.С. Дворянин, П.Т. Павленко, М.И. Пономаренко, Г.Д. Забелло // Геол. журн., 1997. – № 1. – С. 3-18.
35. Проблемы геологии и геохимии эндогенной нефти–Киев:Наук.думка,1975.–216с.
36. Проблема поиска нефти и газа в породах фундамента Днепровско-Донецкой впадины / В.Б. Порфирьев, В.Б. Соллогуб, А.В. Чекунов и др. // Геологические и геохимические основы поисков нефти и газа. – К.:Наук.думка, 1981. – С. 204-215.

37. Проблема поиска нефтяных и газовых залежей в докембрийском фундаменте Днепровско-Донецкой впадины / В.Б. Порфирьев, В.Б. Соллогуб, В.П. Клочко, А.Ф. Шевченко // Проблемы геологии и геохимии эндогенной нефти - Киев: Наук. думка, 1975. – С. 178-196.
38. Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента Днепровско-Донецкой впадины: Сб. науч. тр. / АН Украины. Ин-т геол. наук. Отв. ред. И.И. Чебаненко, В.В. Крот, В.П. Клочко. – Киев: Наук. думка, 1991. – 148 с.
39. Прогноз зон підвищеної проникності та пошуки скупчень ВВ комплексом приповерхневих методів / В.І. Альохін, І.Д. Багрій, Т.Є.Довжок, В.П. Клочко та ін. // Генезис нафти і газу і формування їх родовищ в Україні як наукова основа прогнозу та пошуків нових скупчень: Тези доп. наук.-практ. конф. (Чернігів, лютий 2001 р.). – Чернігів: УкрДГРІ, 2001. – С. 189-190.
40. Прогноз ресурсів ВВ в неопшукваних об'єктах Дніпровсько-Донецької западини / Б.П. Кабишев, Т.М. Пригаріна, Д.І. Чупринін, З.П. Шев'якова // Геолого-геофізичні дослідження нафтогазоносності надр України. – Львів: УкрДГРІ, 1997-1998. – Т. 1. – С. 13-19.
41. Прогнозна оцінка ресурсів вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині / Б.П. Кабишев, Т.М. Пригаріна, Г.С. Авдєєва та ін. // “Нафта і газ України”: матер. наук.-практ. конф. (Львів, 1995). – Львів: УНГА, 1995. – Т. 1. – С. 90-91.
42. Прогнозирование и нефтегазоносность коры выветривания фундамента Северного борта ДДВ. Часть I: Характеристика и геофизические критерии выделения емкостей в верхней части кристаллического фундамента / Е.С. Дворянин, М.Г. Егурнова, Н.Я. Зайковский, В.П. Клочко – К.: 1994. – 66 с. – (Препр. / ГГП “Укргеофизика”; 94-3, ч. 1).
43. Прогнозирование и нефтегазоносность коры выветривания фундамента Северного борта ДДВ. Часть II: Флюидонасыщенность вскрытой части кристаллического фундамента / В.П. Клочко, Е.С. Дворянин, Н.П. Зюзькевич и др.– К.: 1994. – 31 с. – (Препр. / ГГП “Укргеофизика”; 94-3, ч. 2).
44. Прогноз палеогеографии продуктивных горизонтов верхневизейско-серпуховского нефтегазоносного комплекса отложений Днепровско-Донецкой

впадини / А.П. Самойлюк, Е.С. Дворянин, М.Г. Егурнова, Н.Я. Зайковский – К.: 1993. – 57 с. – (Препр. / ГПП “Укргеофизика”; 93-1).

15. Прогнозування пасток неантиклінального типу в Охтирському нафтогазопромисловому районі Дніпровсько-Донецької западини / В.Г. Трачук, Ф.В. Дячук, І.Р. Окрепка, В.Я. Колос, М.М. Брегіда, В.П. Клочко – К.: 1996. – 75 с. – (Препр. / ВАТ “Український нафтогазовий інститут”; 96-2).
16. Прогнозування пластових тисків на площах ВАТ “Укрнафта” в Дніпровсько-Донецькій западині і Передкарпатті / Р.М. Окрепкий, М.Г. Видиборець, М.Я. Алексеєва, В.Я. Колос, Є.В. Щербань // Нафта і газ України – 96 – Матер. наук.-практ. конф. (Харків, 14-16.05.1996). – Харків: УНГА. - 1996. – Т. 1. – С. 215.
17. Программа дальнейшего изучения глубинных недр Татарии / Р.Х. Муслимов, Ф.М.Хаммадеев, Р.Х.Ибатуллин, И.Х.Кавеев//Глубинные исследования докембрия востока Русской платформы.–Казань:Татарское кн.изд-во,1980.–С.3-13.
18. Розломно-блокова тектоніка і нафтогазоносність Дніпровсько-Донецького рифтогену / В.К. Гавриш, М.І. Євдошук, Є.С. Петрова, Ю.О. Черненко // Геол. журн. - 2001. – № 2. – С. 29-36.
19. Разломно-блоковая тектоника и нефтегазоносность фундамента Анастасьевско-Липоводолинского выступа ДДА / Г.И. Вакарчук, И.И. Чебаненко, В.П. Клочко и др. // Тектоника и стратиграфия. - 1992. – Вып. 32. – С. 27-38.
20. Региональные сейсмостратиграфические исследования в Днепровско-Донецкой впадине / Н.К. Кившик, С.Н. Стомба и др. – К.: 1994. – 84 с. – (Препр. / ГПП “Укргеофизика”; 93-2).
21. Результаты геологоразведочных работ по поискам залежей углеводородов в породах кристаллического фундамента Днепровско-Донецкой впадины и возможные пути их дальнейшего развития / И.И. Чебаненко, В.В. Крот, В.П. Клочко и др. – К.: 1988. – 57 с. – (Препр. / АН УССР. Ин-т геол. наук; 88-18).
22. Результаты поисково-разведочных работ на Хухринском полигоне северного борта Днепровско-Донецкой впадины / Р.Н. Окрепкий, Б.И. Слышинский, М.И. Пономаренко, М.И. Видиборец, А.П. Жихарев, В.Я. Колос, В.П. Клочко // Про-

- блемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента Днепровско-Донецкой впадины: Сб. науч. тр. – К.: Наук. думка, 1991. – С. 10-18.
3. Созанский В.И. Предварительные результаты поисковых работ на нефть и газ в породах докембрийского кристаллического фундамента Днепровско-Донецкой впадины // Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. – К.: Наук. думка, 1975. – С. 239-243.
 4. Стовба С.Н., Майстренко Ю.П. Позднедевонское растяжение земной коры как одна из причин формирования неоднородностей в кристаллических породах бортовых частей Днепровско-Донецкой впадины // Геофиз. журн., 2001. – Т. 23, № 6. – С. 67-74.
 5. Стовба С.Н., Марухняк А.Н., Колос В.Я. Результаты сейсмических исследований по опорно-параметрическому профилю МОГТ Гупаловка – Гуты и прогноз перспективных объектов с небольшими запасами углеводородов // Проблемы разведки и разработки месторождений с небольшими запасами углеводородов: Сб. науч. тр. - К.: Укрگیпроніинефть, 1990. – С. 10-15.
 6. Строение и этапы развития Днепровско-Донбасского ровобразного прогиба (авлакогена) / Н.Ф. Брынза, И.В. Высочанский, И.И. Чебаненко, В.П. Ключко – Киев, 1979. – 57 с. – (Препр. / АН УССР. Ін-т геол. наук; 79-26).
 7. Структура и нефтегазоносность Ахтырского нефтегазопромислового района Днепровско-Донецкой впадины (с позиций разломно-блоковой тектоники) / М.И. Видиборец, Е.С. Дворянин, Е.М. Довжок, Т.Е. Караваева, В.П. Ключко, В.Я. Колос, Р.Н. Окрепкий, М.И. Пономаренко, Б.И. Слышинский, В.С. Токовенко, В.Г. Трачук, И.И. Чебаненко – Киев, 1993. – 62 с. – (Препр. / АН УССР. Ін-т геол. наук; 93-8).
 8. Структура і нафтогазоносність Охтирського нафтогазопромислового району / Є.М. Довжок, Р.М. Окрепкий, М.Г. Видиборець, М.І. Пономаренко, Т.Є. Караваева, В.П. Ключко, В.С. Токовенко, Є.С. Дворянин, В.Я. Колос // Нафта і газ України – 94: Матер. наук.-практ. конф. – Харків: УНГА.–1995.–Т.1. – С. 106-109.

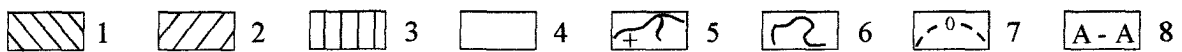
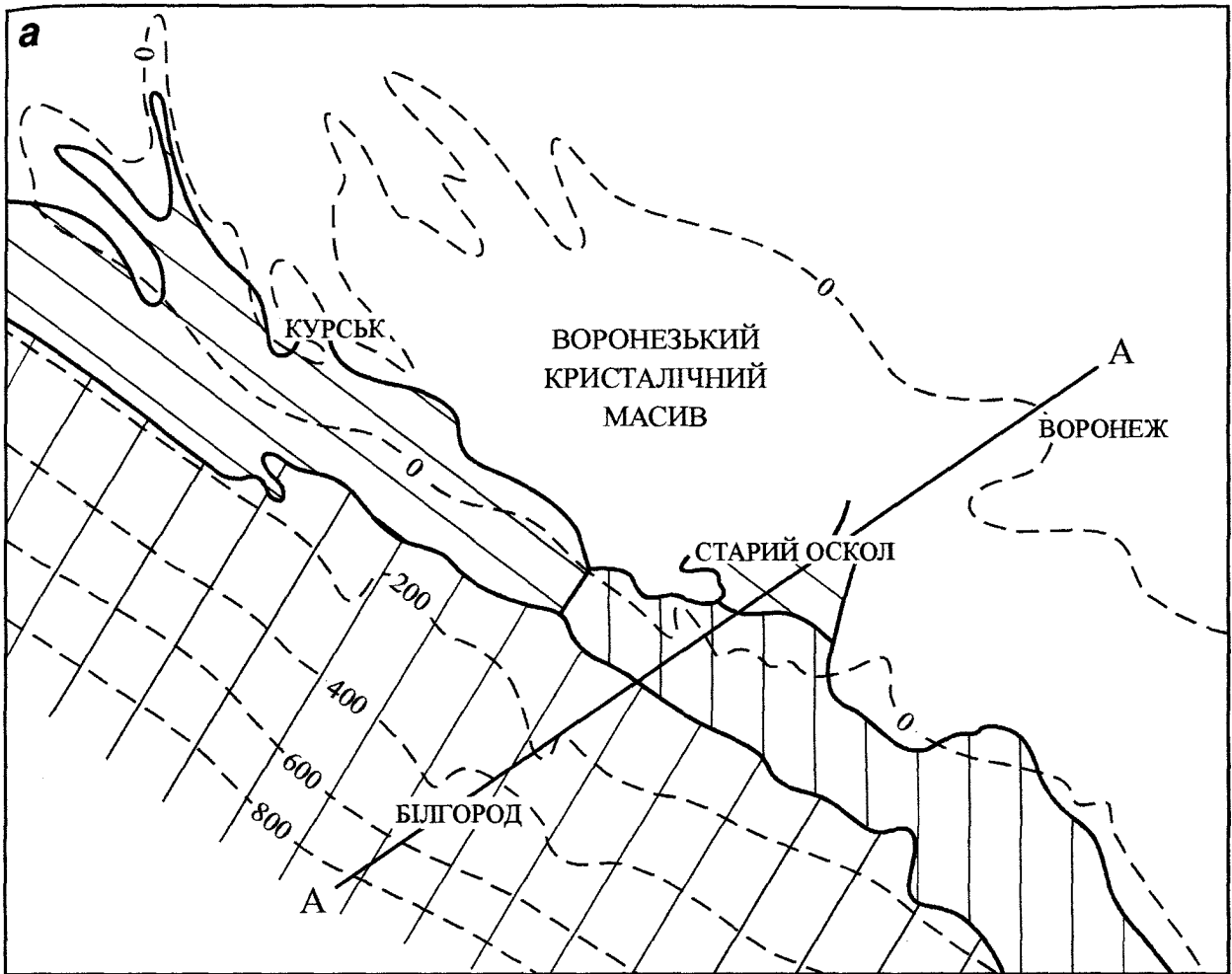
9. Структурно-геологические особенности нефтегазопроявлений в Юльевской зоне Днепровско-Донецкой впадины / В.Г. Демьянчук, И.И. Чебаненко, В.В. Крот и др. // Геол. журн. - 1989. – Т. 48, № 5. – С. 3-12.
0. Структурно-тектонічна карта Дніпровсько-Донецької западини / Ред. Є.С. Дворянин. – Київ: Деркомгеології України, Держнафтогазпром України, ДГП “Укр-геофізика”, 1996. – 6 аркушів, багатокольорова.
1. Субботин С.И. Верхняя мантия и глубинная нефть // Проблемы происхождения нефти. – К.: Наук. думка, 1966. – С. 52-62.
2. Схема индексации и региональная корреляция продуктивных горизонтов карбона Днепровско-Донецкой впадины / Г.И. Вакарчук, Л.Г. Винниченко, И.А. Дудко и др. // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1979. – Вып. 52. – С. 35-45.
3. Тектоника – основа нефтегазогеологического районирования Днепровско-Донецкой впадины / В.Б. Порфирьев, Н.И. Галабуда, И.И. Чебаненко, В.П. Клочко // Геол. журн. - 1981. – 41, № 4. – С. 69-79.
4. Теоретичні основи нетрадиційних геологічних методів пошуку вуглеводнів / М.І. Євдошук, І.І. Чебаненко, В.К. Гавриш, М.І. Галабуда, Т.М. Галко, В.В. Гладун, Т.Є. Довжок, С.М. Єсипович, П.О. Загороднюк, І.Г. Зезекало, О.М. Істомін, В.П. Клочко, Ю.З. Крупський, Б.М. Полухтович, О.Г. Цьоха – К.: НТП “Нафтогазпром”, 2001. – 288 с.
5. Тердовідов А.С., Павлов С.Д., Золоташко В.І. Геолого-промислова оцінка продуктивних горизонтів нових родовищ нафти і газу ДДЗ // Нафт. і газова пром-сть, 2002. - № 4. – С. 14-16.
6. Терещенко В.А. Возможности поисков залежей углеводородов в Днепровско-Донецкой впадине на небольших глубинах // Нафта і газ України – 96. Матер. наук.-практ. конф. – Харків: УНГА, 1996. – Т. 1. – С. 52-53.
7. Торжество органической (осадочно-миграционной) теории нефтеобразования к концу XX в. / А.А. Карцев, Н.В. Лопатин, Б.А. Соколов, В.А. Чахмачев // Геология нефти и газа. – 2001. - № 3. – С. 2-5.
8. Колос В.Я., Пригаріна Т.М. Тренди нафтогазоносності північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини та їх пошукове значення // Нафта і газ Ук-

- раїни. Зб. наук. праць: Матер. 7 Міжн. наук.-практ. конф. «Нафта і газ України – 2002» (Київ, 31.10 – 01.11.2002). – К.: Нора-прінт, 2003. – Том 1. – С. 152-153.
9. Трушкевич Р.Т. Пошуки нафти і газу в кристалічних породах фундаменту – новий напрямок робіт на заході України // Геологія нафти і газу. – 1994. – № 2. – С. 2-5.
10. Умови формування покладів Хухринського нафтогазоконденсатного родовища – основний критерій при плануванні подальших геологорозвідувальних робіт в межах Північного борту ДДЗ / В.Я. Колос, М.Я. Алексеєва, Є.О. Гречановський, Б.Й. Слишинський // Генезис нафти і газу і формування їх родовищ в Україні як наукова основа прогнозу та пошуків нових скупчень: Тези доп. наук.-практ. конф. (Чернігів, лютий 2001 р.). – Чернігів: УкрДГРІ, 2001. – С. 113-114.
11. Філатов Ю.В., Колос В.Я. Прогнозування зон нафтогазонакопичення на основі комплексної інтерпретації геолого-геофізичних даних в пакеті програм GEOFRAME // Геодинамика и нефтегазоносные системы Черноморско-Каспийского региона: Тез. докл. III Межд. конф. (“Крым – 2001”, Крым, Гурзуф, 17-21.09.2001). – Симферополь: Асоц. геологов г. Симферополя, 2001. – С. 169.
12. Хухринский полигон Северного борта Днепровско-Донецкой впадины (тектоника и нефтегазоносность фундамента) / В.П. Ключко, И.И. Чебаненко, М.И. Пономаренко и др. // Тектоника и стратиграфия. – 1993. – Вып. 33. – С. 57-66.
13. Циклостратиграфическая и литогеофизическая корреляция продуктивных горизонтов нижнего карбона и девона с связи с прогнозированием комбинированных ловушек углеводородов в Днепровско-Донецкой впадине / В.К. Гавриш, М.Г. Егурнова, Л.И. Рябчун и др. – Киев, 1987. – 56 с. – (Препр. / АН УССР. Ин-т геол. наук; 87-35).
14. Чебаненко И.И. Основные закономерности разломной тектоники земной коры. – К.: Изд-во АН УССР, 1963. – 155 с.
15. Чебаненко І.І. Розломна тектоніка України – К.: Наук. думка, 1966. – 179 с.
16. Чебаненко И.И. Проблема нефтегазоносности Украины в свете разломно-блоковой тектоники ее территории // ДАН СССР, 1966. – т. 168, № 6. – С. 1387-1389.
17. Чебаненко И.И. Теоретические аспекты тектонической делимости земной коры – К.: Наук. думка, 1977. – 84 с.

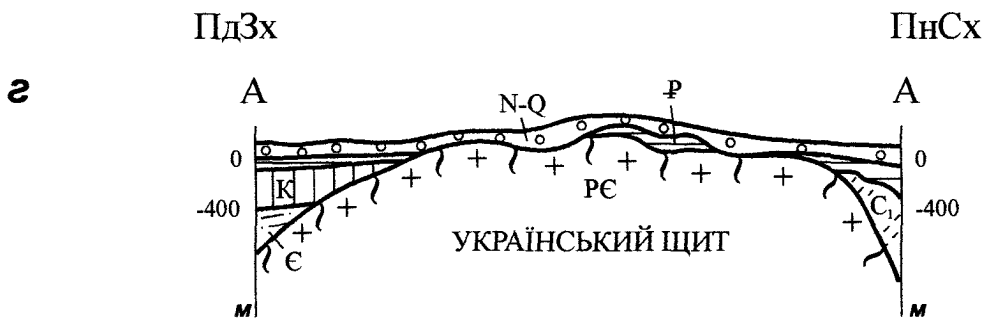
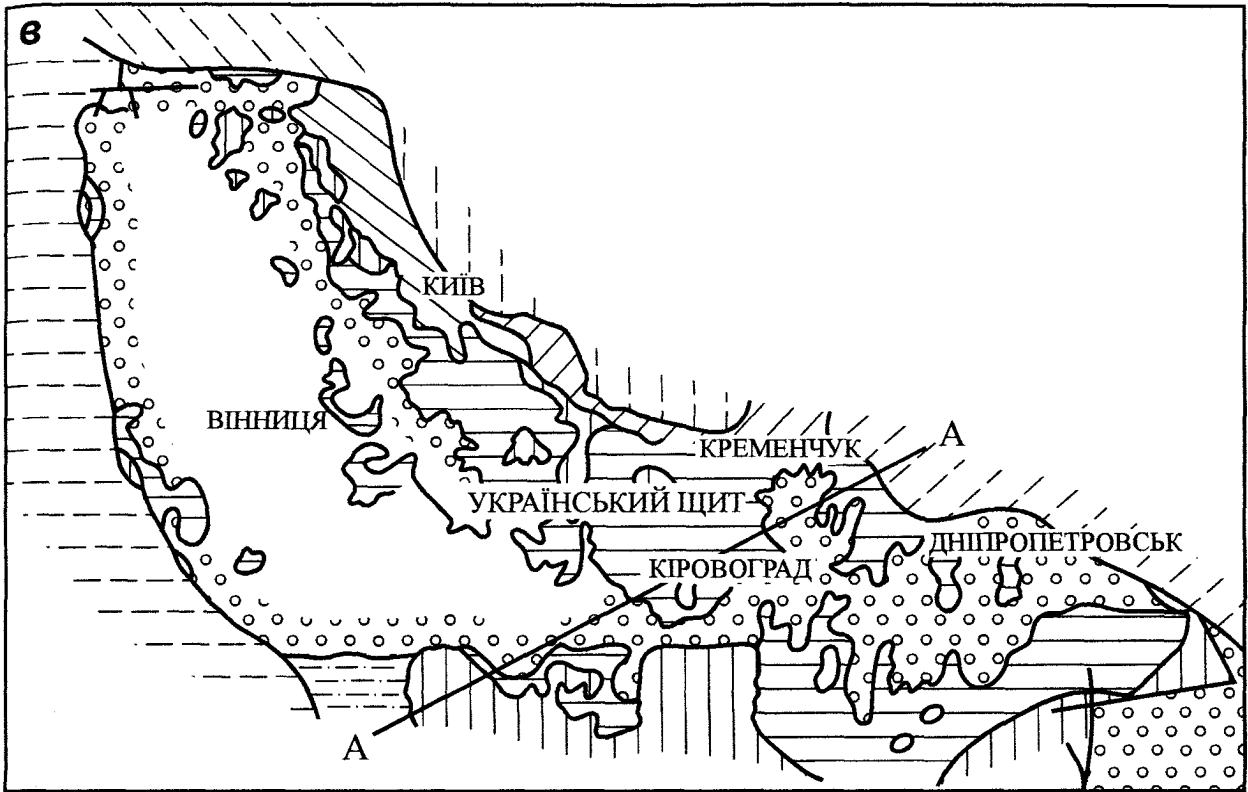
8. Чебаненко И.И. Новая гипотеза и новые перспективы поисков нефтяных и газовых месторождений // Геол. журн. - 1981. – т. 41, вып. 2. – С. 10-20.
9. Чебаненко І.І. Глибинні розломи і проблема родовищ нафти і газу України // Розломна тектоніка України – К.: Наук. думка, 1966. – С. 145-165.
10. Чебаненко І.І., Євдошук М.І., Ключко В.П. Роль тектогенезу у формуванні покладів нафти і газу // Генезис нафти і газу і формування їх родовищ в Україні як наукова основа прогнозу та пошуків нових скупчень: Тези доп. наук.-практ. конф. (Чернігів, лютий 2001 р.). – Чернігів: УкрДГРІ, 2001. – С. 71-75.
11. Чекалюк Э.Б., Бойко Г.Е. Геотермодинамическое обоснование глубинного происхождения нефти // Особенности глубинного строения земной коры и теоретические обоснования неорганического генезиса нефти – К.: Наук. думка, 1982. – С. 185-210.
12. Чекунов А.В. Глубинное строение и геодинамика нефтегазоносных бассейнов Украины // Геол. журн. - 1993. – № 6. – С. 3-15.
13. Чирвинская М.В., Соллогуб В.Б. Глубинная структура Днепровско-Донецкого авлакогена по геофизическим данным – К.: Наук. думка, 1980. – 178 с.
14. Шахновский И.М. Происхождение нефтяных углеводородов – М.: ГЕОС, 2001. – 72 с.
15. Шевченко М.Б., Колос В.Я., Сухомлінов Ю.О. До проблеми нафтогазоносності Північного борту ДДЗ // Нафтогазова геологія та геофізика України – погляд у нове тисячоліття: Зб. наук. праць Міжн. наук. конф. (Чернігів, 20-21.06.2000). – Чернігів, 2000. – С. 85-86.
16. Шевякова З.П., Индутный В.Ф. Петрохимические особенности кристаллических пород фундамента Днепровско-Донецкой впадины – К.: Наук. думка, 1978. – 156с.
17. Шнип О.А. Геологические критерии оценки перспектив пород фундамента на нефть и газ // Геология нефти и газа. – 2000. – № 5. – С. 21-26.
18. 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. 94-98.

89. Ще одне виявлення промислової нафти у кристалічному фундаменті Дніпровсько-Донецької газонафтоносної області / М.І. Євдошук, Т.Є. Довжок, І.І. Чебаненко, В.П. Клочко та ін. // Мінеральні ресурси України, 2000.-№ 4.-С.21-26.
90. Drilling and development of the oil and gas fields in the Dnieper-Donets basin / V.A. Krayushkin, I.I. Tchabanenko, V.P. Klochko, Ye.S. Dvoryanin, J.F. Kenney // *Energia. Rivista trimestriale sui problemi dell'Energia*. Settembre, 2001. Anno XXII / № 3. – P. 44-47. Bologna, Italliane.
91. Petroleum resources in basement rocks / Landes K.K., Amoruso I.I., Charlesworth L.I. et al. – *Amer. Assos. Petrol. Geol. Bull.*, 1960. – 44, № 10, - p. 1682-1691.
92. Symposium on occurrence of petroleum in igneous and metamorphic rocks. - *Amer. Assos. Petrol. Geol. Bull.*, 1932. – 16, № 8, - p. 717-858.

ДОДАТКИ

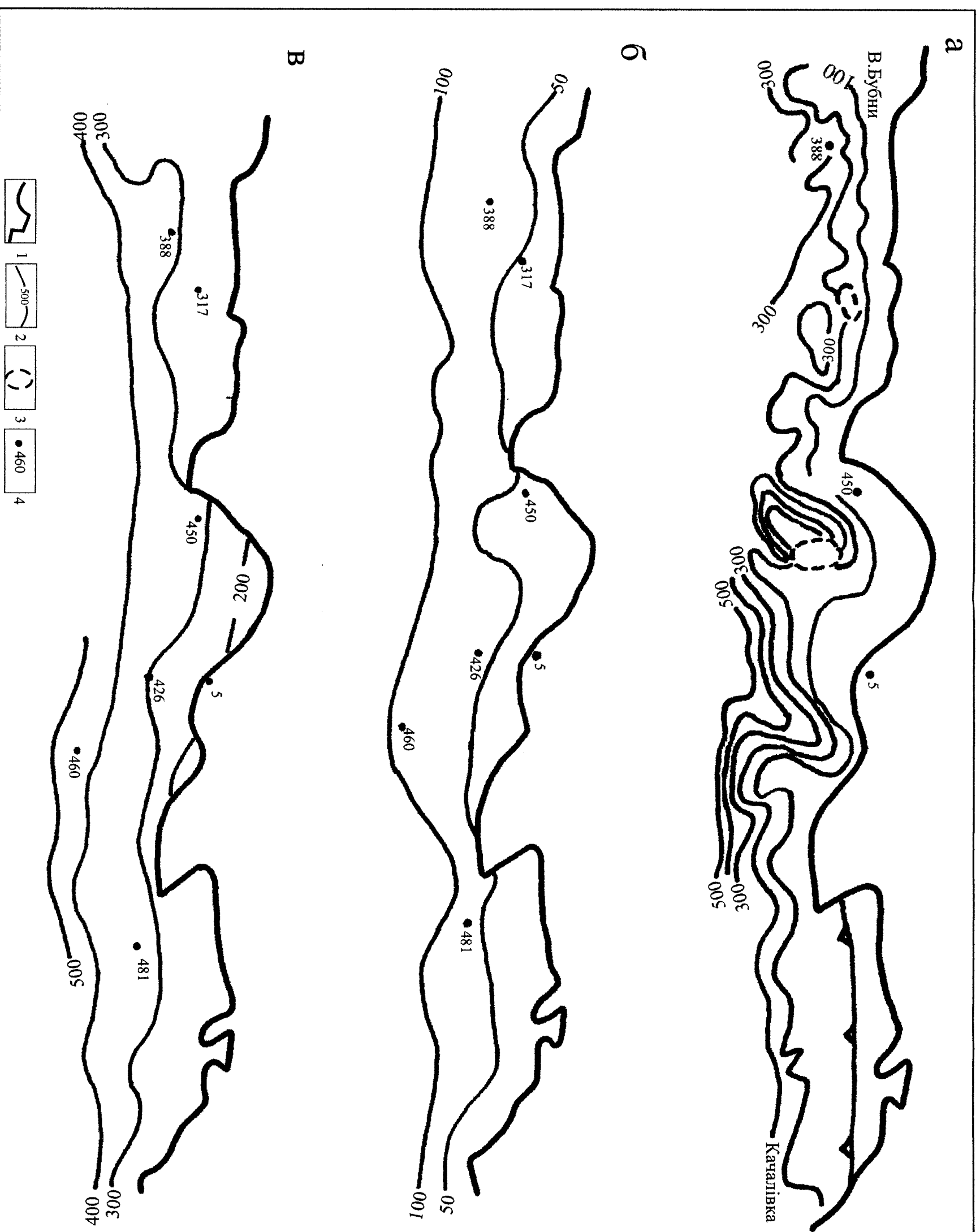


Схематична карта (а) та розріз підоснови осадового чохла (б) Воронежського кристалічного масиву за В.П. Бондаренко, 1985. 1 - J_2 -алевритисті та мукуваті глини; 2 - C_1 -уламкові та глинисті породи; 3 - D_3 -піщано-каолінова товща; 4 - D_2 -піски і пісковики живетського ярусу; 5 - вивітріла поверхня докембрійського кристалічного фундаменту; 6 - стратиграфічні контакти; 7 - ізогіпси підоснови осадового чохла; 8 - лінія розрізу.



- | | | | | | | |
|--|--|--|--|--|--|--|
| | | | | | | |
| | | | | | | |

ематична карта (в) та розріз перекриваючого осадового
ла (г) УЦ за М.Д. Ельяновим. Відклади, що перекривають КВ фундаменту: 1 - N-Q,
2 - J, 3 - K, 4 - J, 5 - T, 6 - P, 7 - C₁, 8 - Д, 9 - Є, 10 - PR₃; 11 - вивітріла поверхня докембрійської
ови (кристалічного фундаменту); 12 - границі різновікових відкладів; 13 - розломи у
даменті; 14 - лінія розрізу.

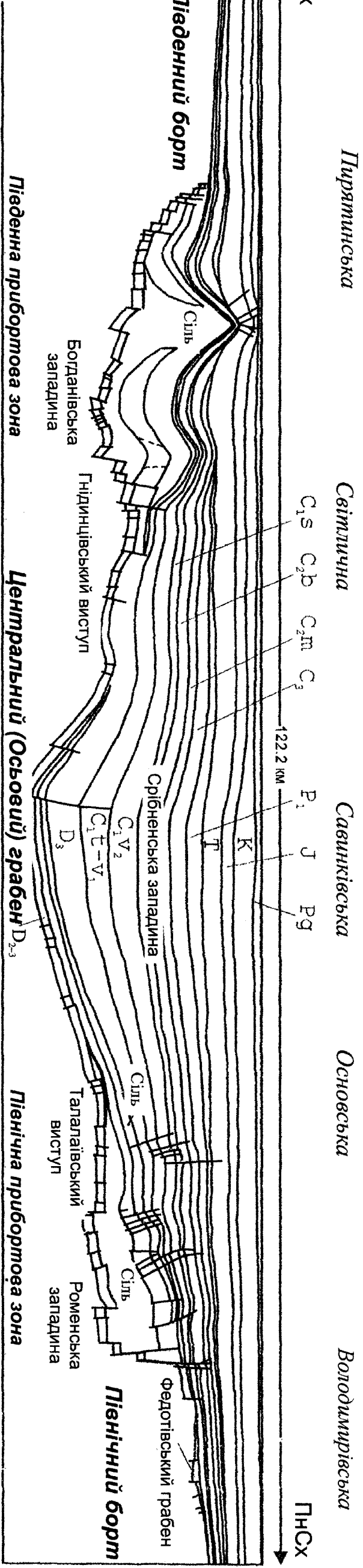


1- Північне крайове порушення Дніпровського грабену; 2-товщини комплексів; 3-солоні штоки, тіла; 4-глибокі свердловини (та їх номери)

Д о д а т о к В

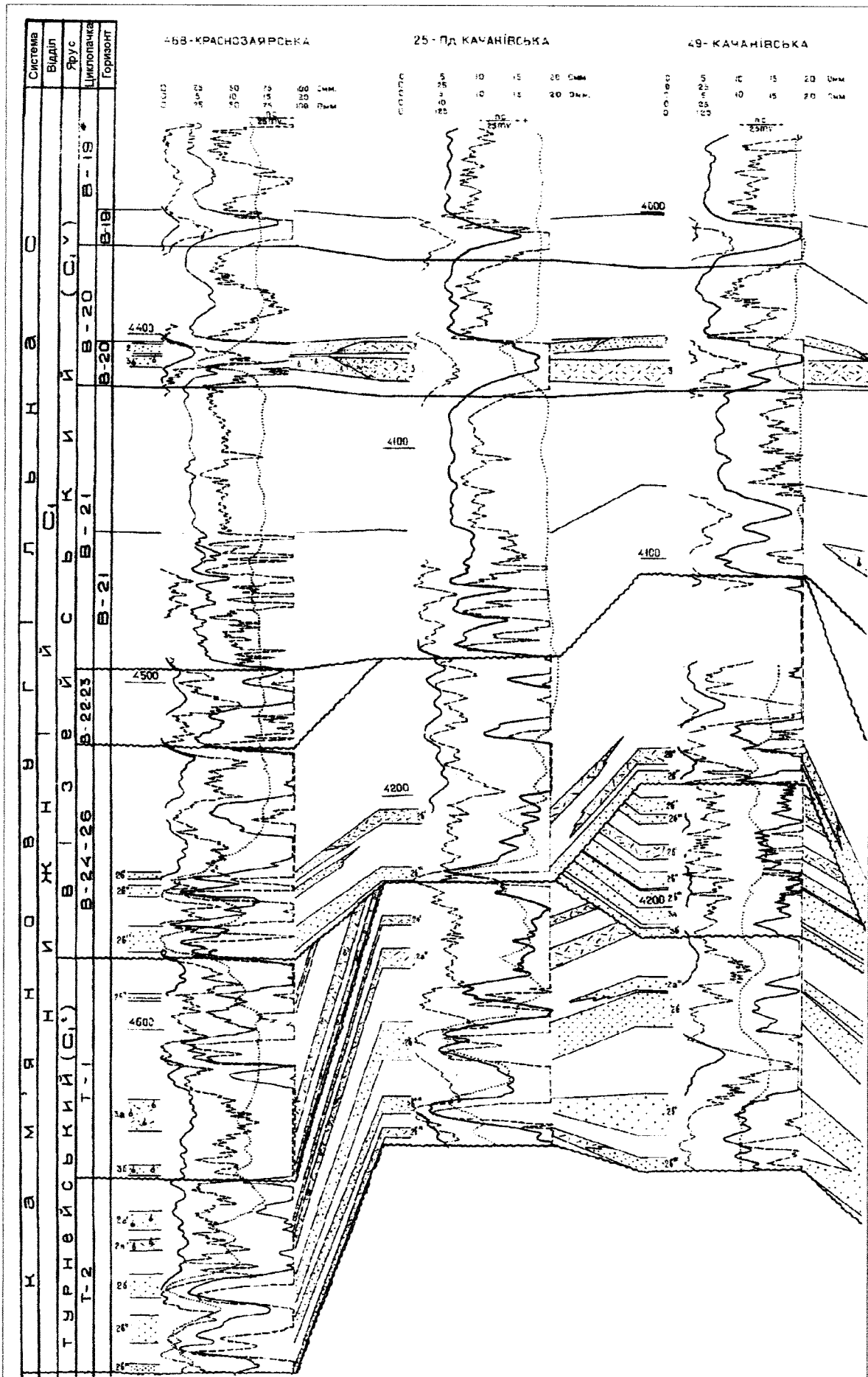
Регіональний сейсмостратиграфічний профіль (РП) МСГТ Пирятин-Талалаївка.

Склали В.А. Рідколіс, В.В. Березницький, Є.Н. Сиранчук, 1993 з уточненнями В.Я. Колоса 2002.

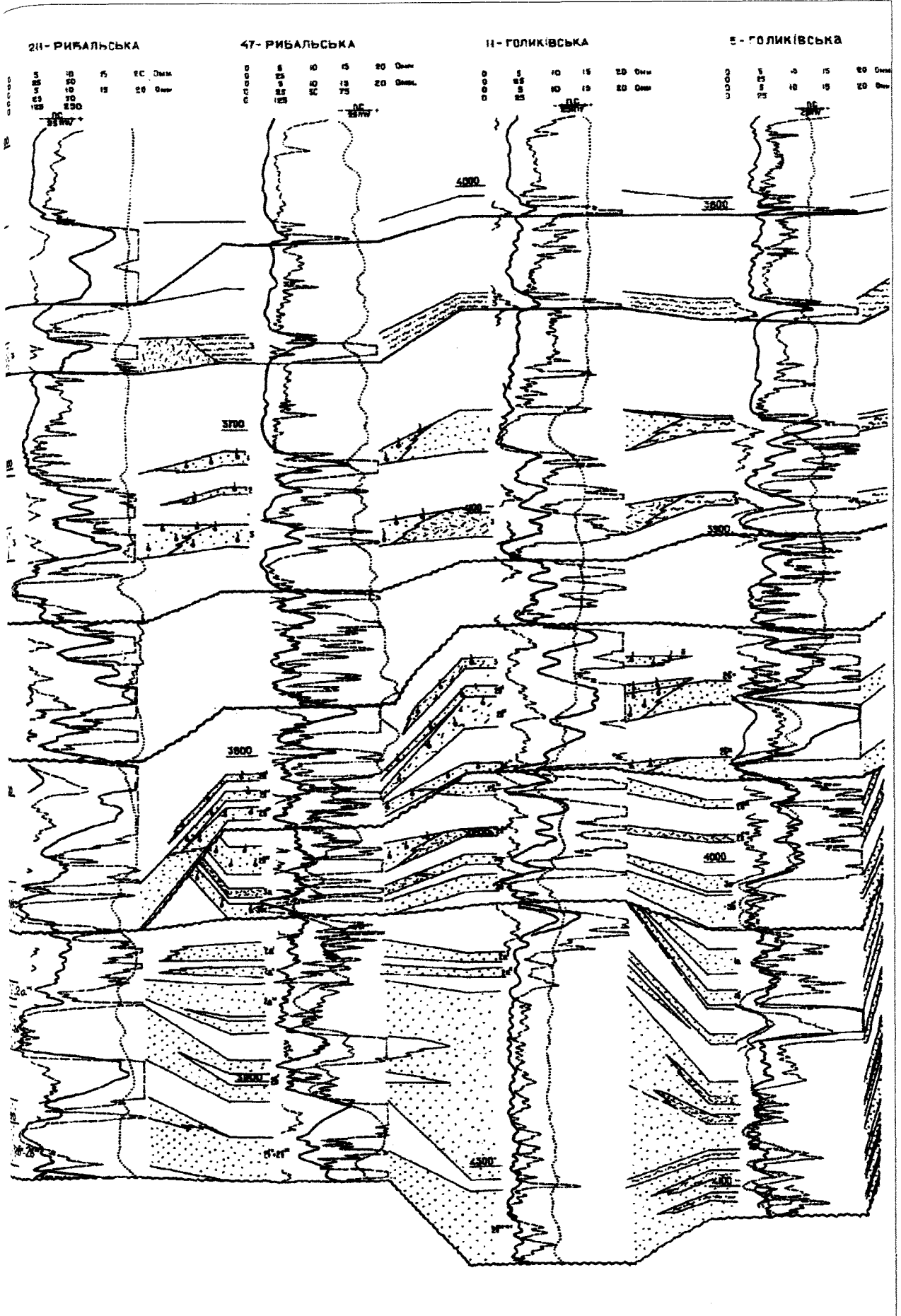


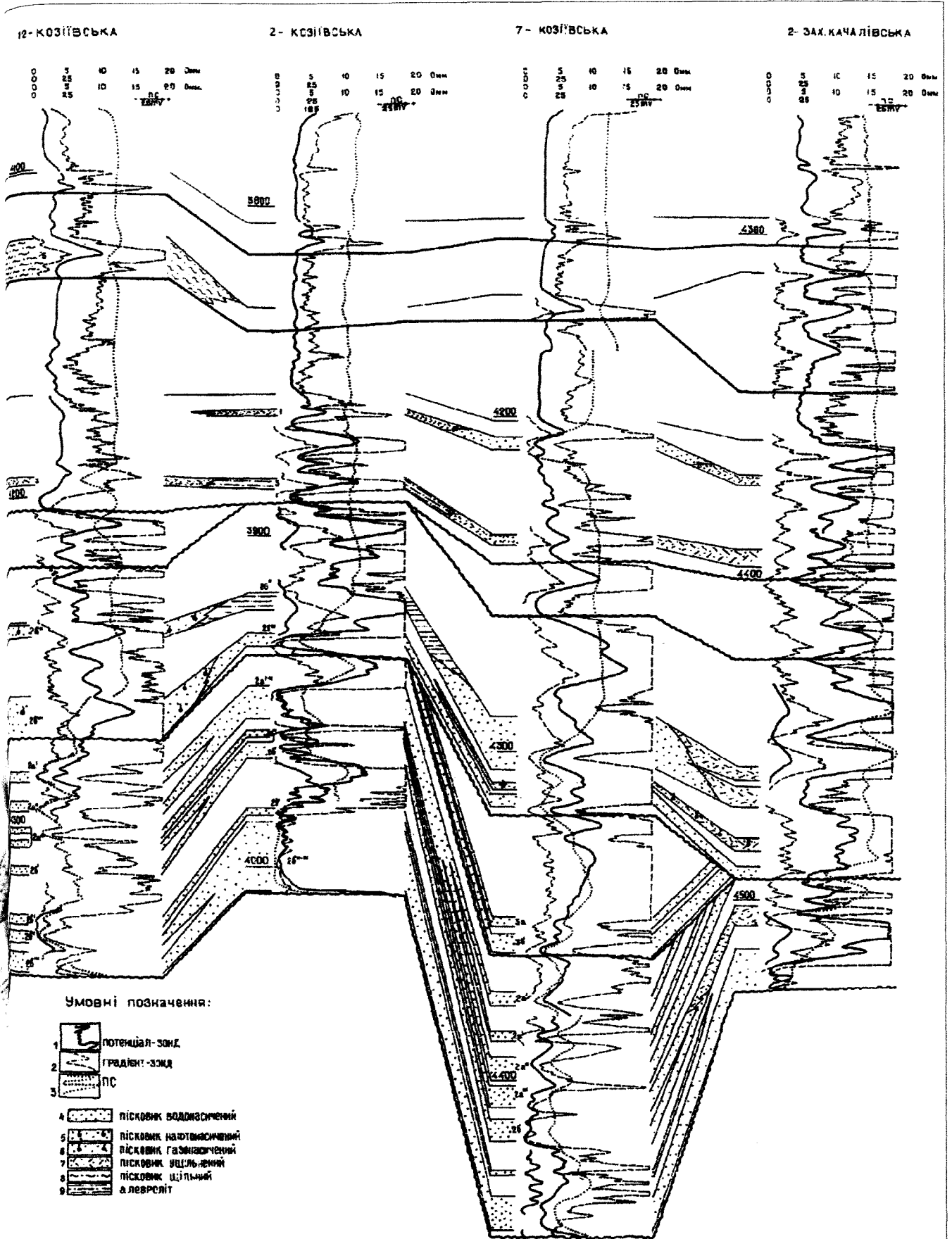
1

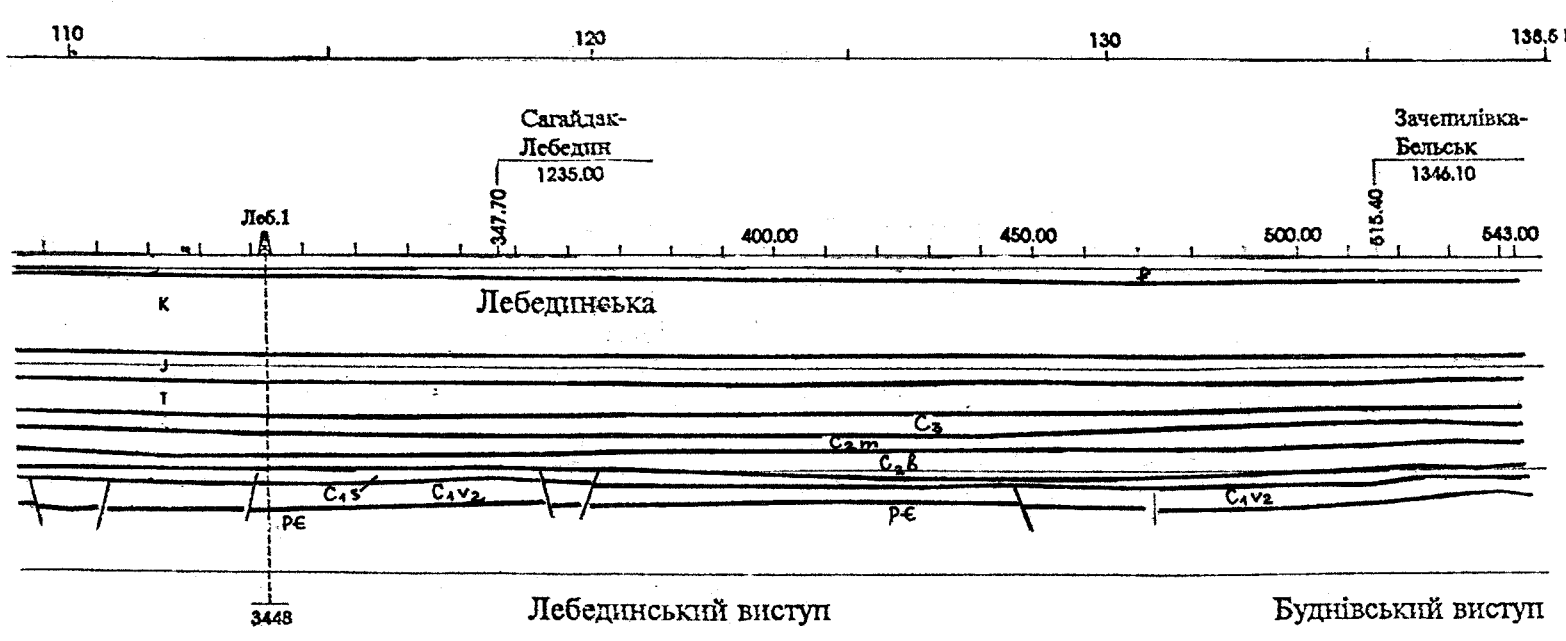
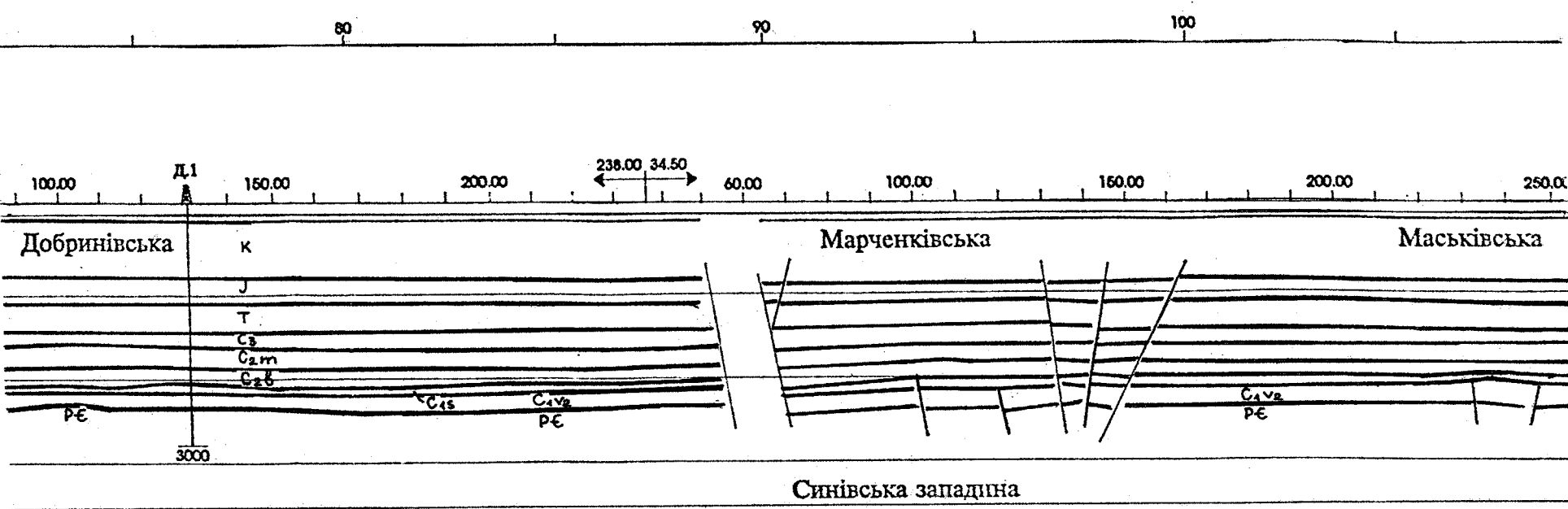
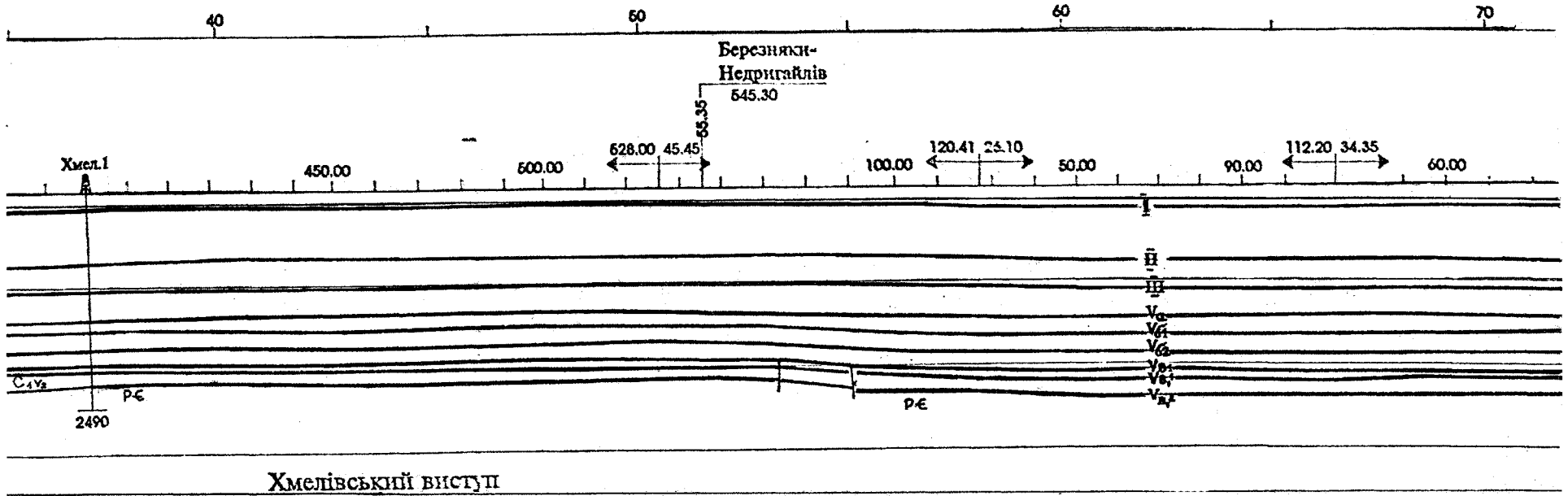
Кореляційна схема турнейсько-візейських відкладів ОНГПР за лінією свердловин Юзаярської-Західно-Качалівської площ, за А.Г. Демидьонком, В.Я. Колосом та ін., 1997.

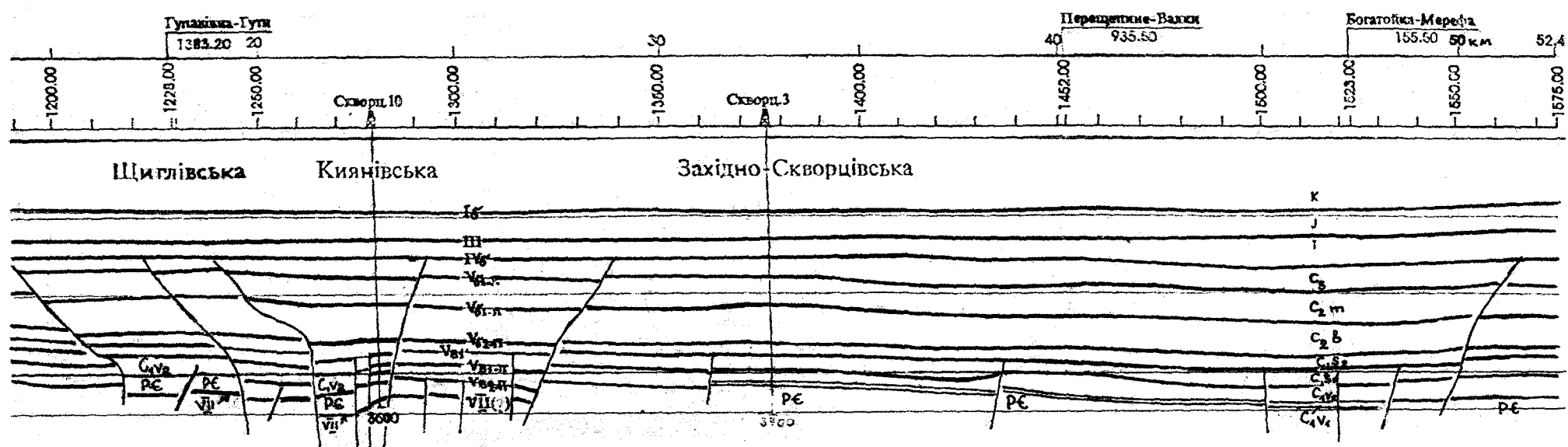
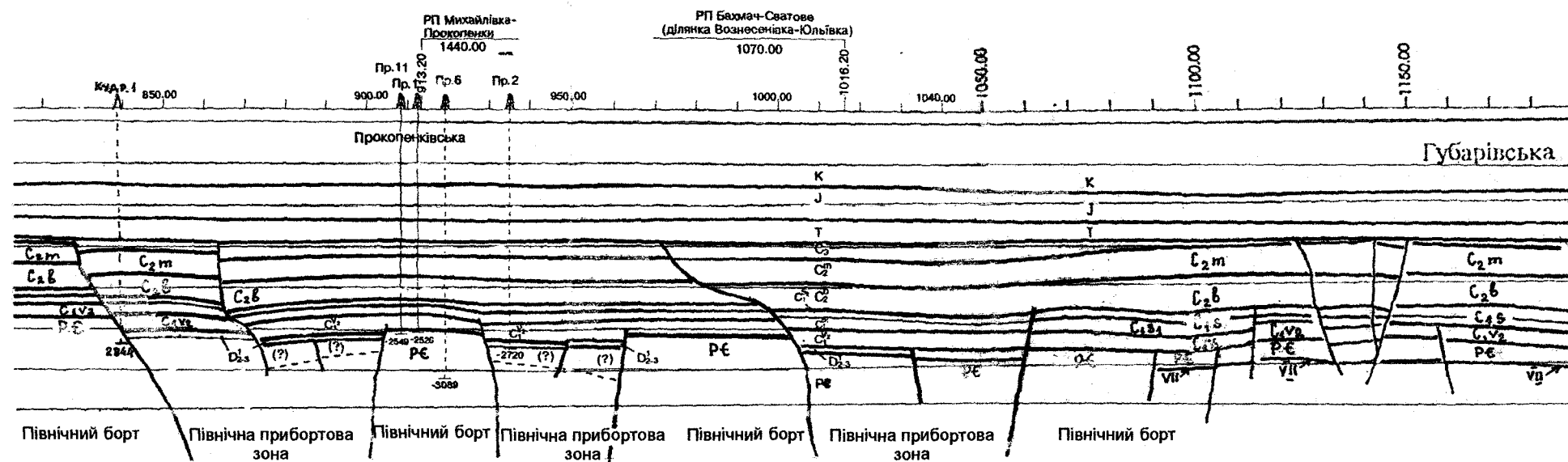
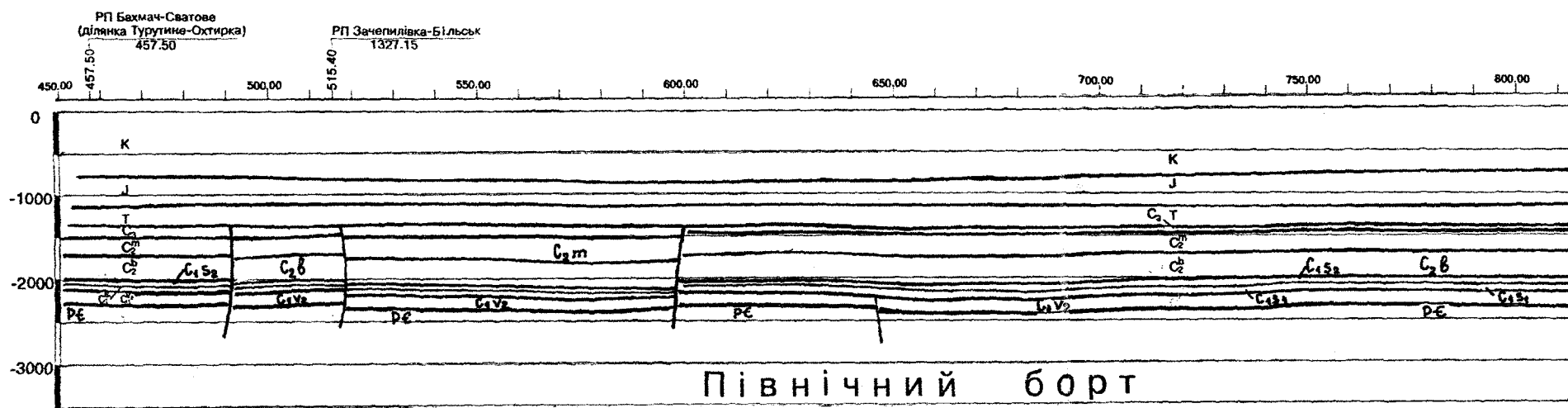


Продовження додатку Г



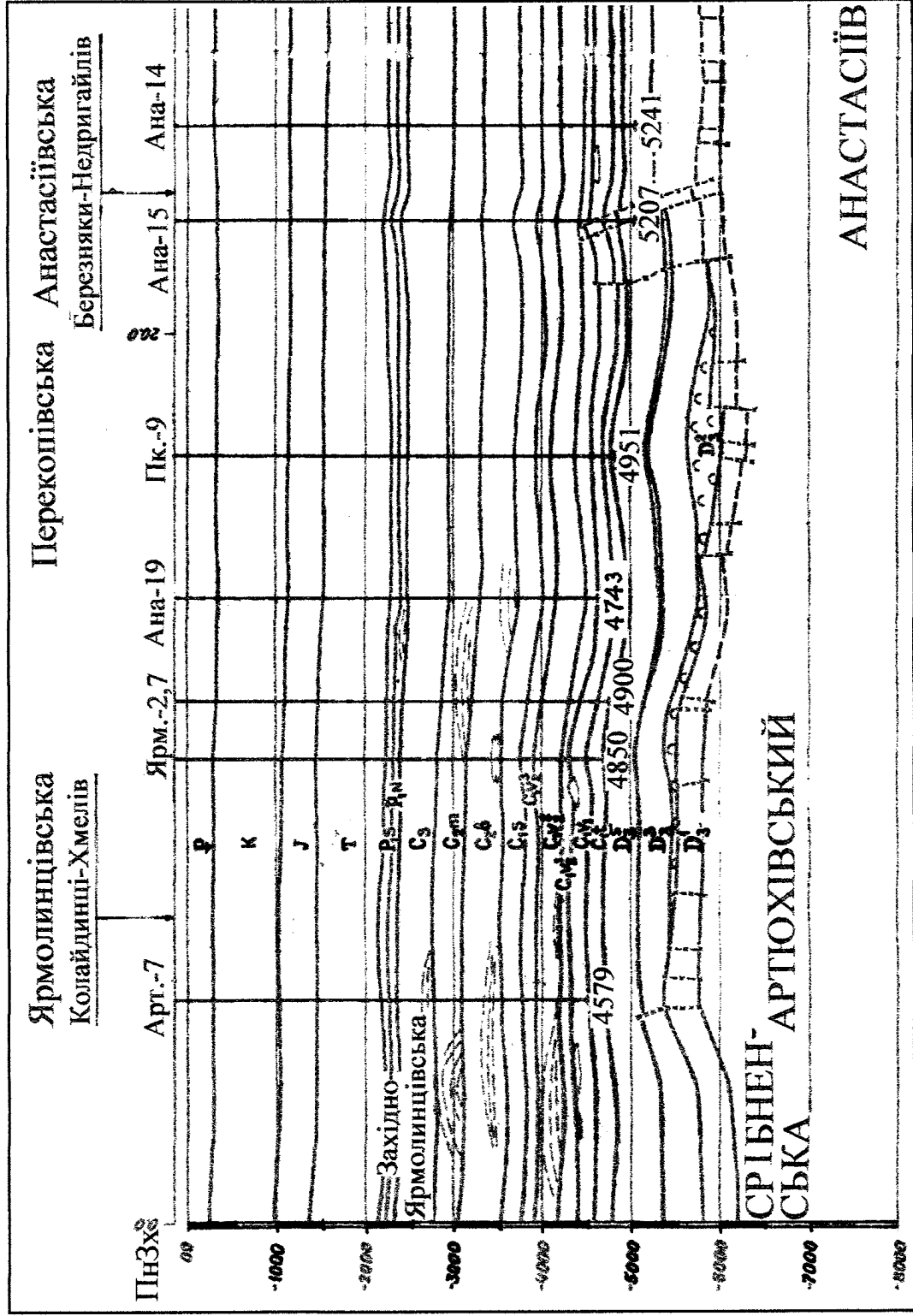




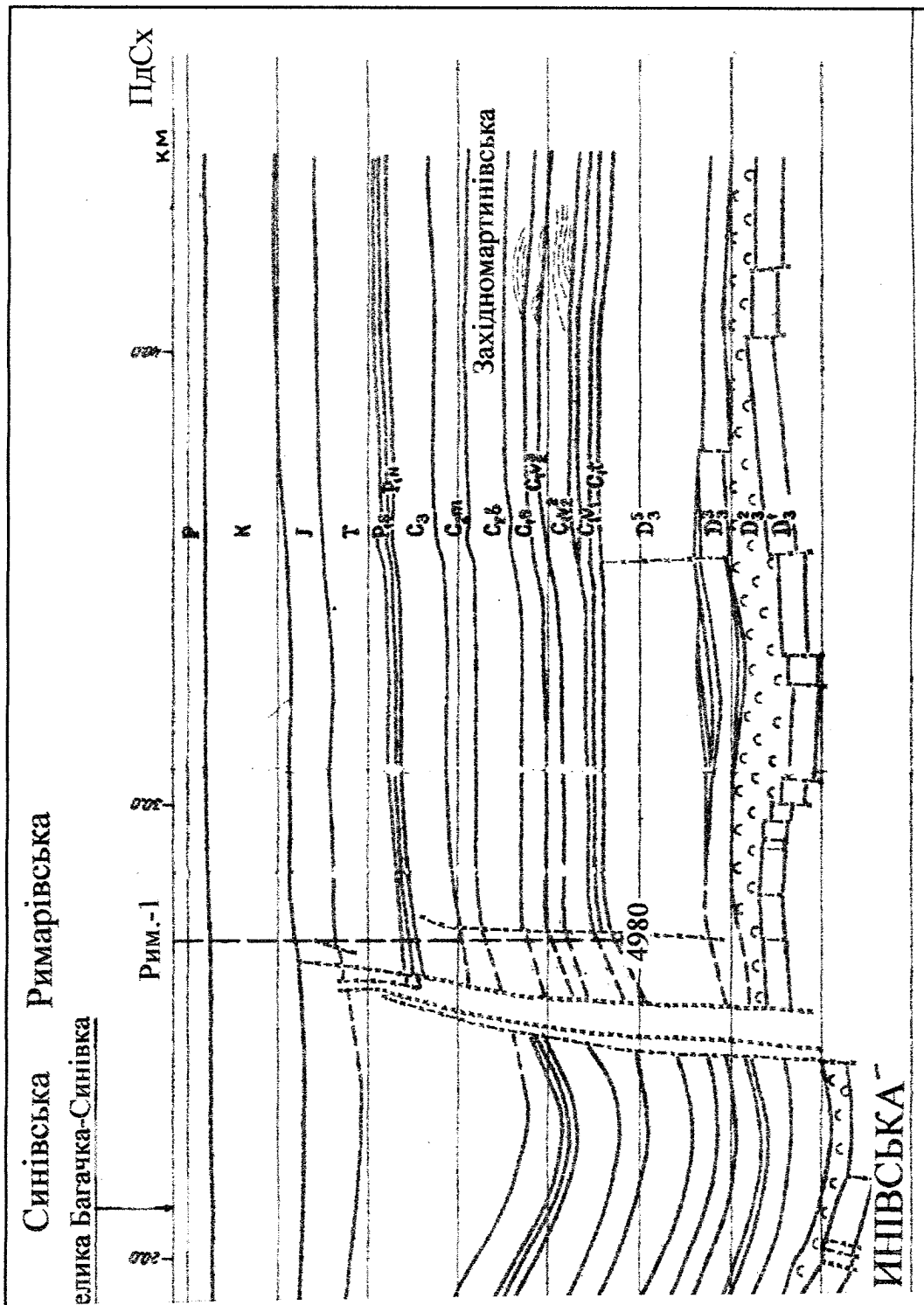


Д о д а т о к Е

Фрагмент регіонального сейсмографічного профіля Холми-Савинці (до Синівки)
 За В.О. Рідколісом та ін., 1993.



Свердловини: Арт. - Артюхівська, Ярм. - Ярмолинцівська, Ана - Анастасівська, Пк. - Перекопівська, Кул. - Кулябчинська, Л-Д. - Липоводолінська, Рус. - Русанівська, Бер. - Березівська, Рим. - Римарівська

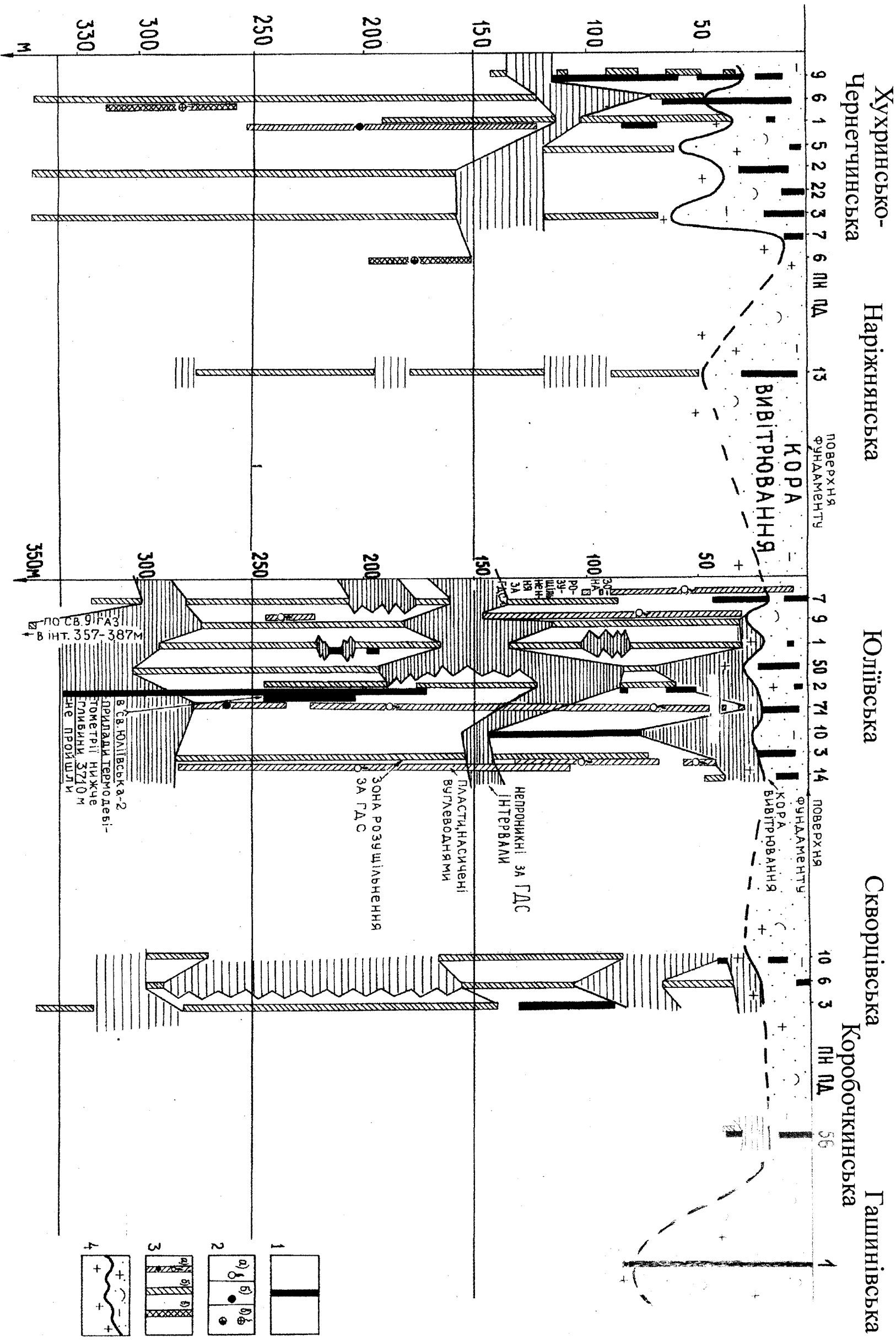


Додаток Є

Співставлення розкритої частини докембрійських утворень кристалічного фундаменту Північного борту ДДА

з результатами випробувань по лінії Хухринська-Гапінівська площі

за В.Я. Колосом, В.П. Ключком, Т.Є. Довжок, М.Г. Єгурновою, О.Г. Црюхою, 2002 р.

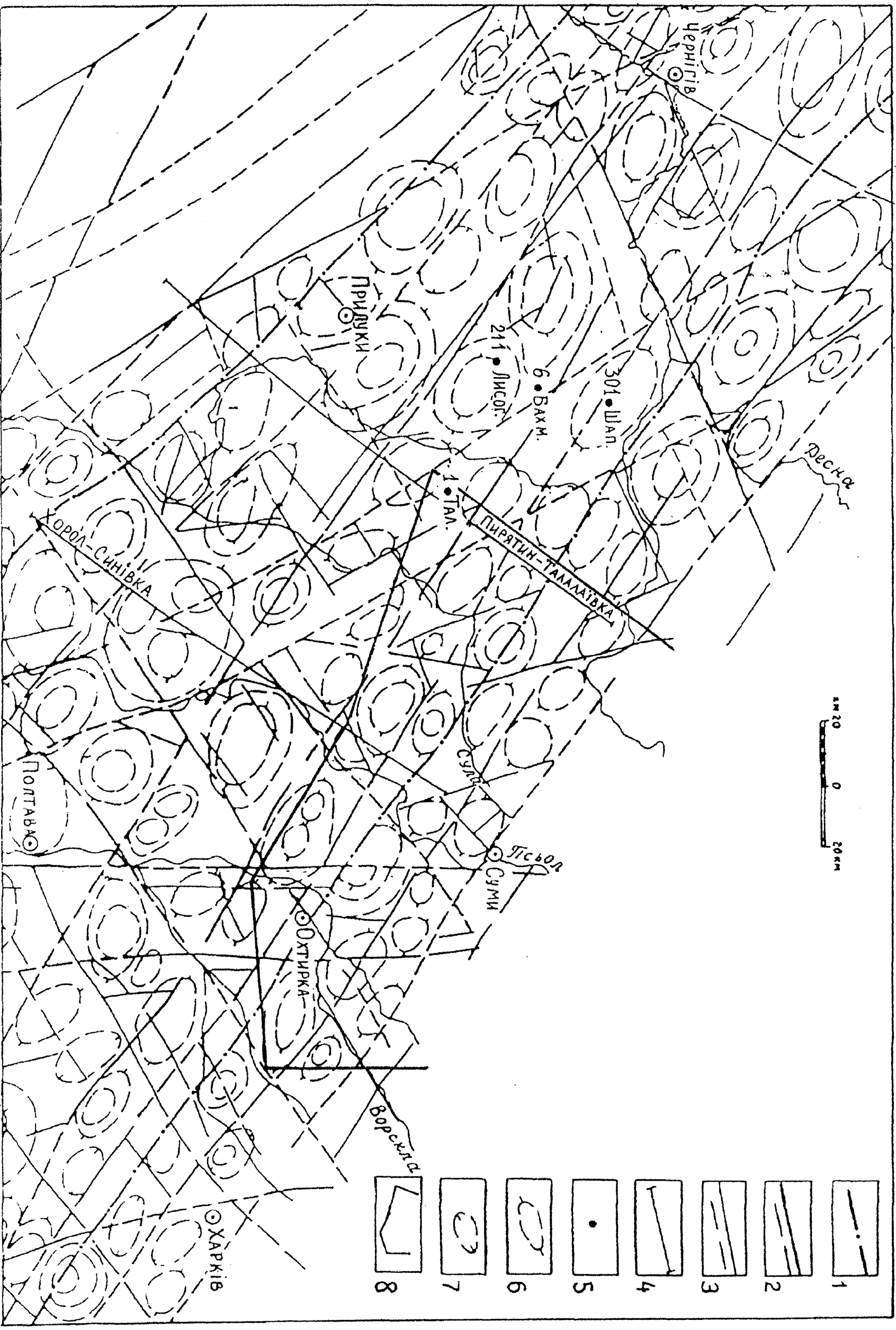




Ізодинами Z_{a1} (Δ T)а (в мілірстедах): 1 - позитивні; 2 - нульові; 3 - від'ємні; 4 - Північне і Південне крайові порушення Дніпровського грабена ДДА; 5 - родовища вуглеводнів.
 Окремі родовища: 1 - Прилуцьке, 2 - Талалаївське, 3 - Турутинське, 4 - Великобубнівське, 5 - Яблунівське, 6 - Глинсько-Розбишівське, 7 - Анастасівське, 8 - Південно-Панасівське, 9 - Харківцівське, 10 - Радченківське, 11 - Хухринське, 12 - Качанівське, 13 - Рибальське, 14 - Бугруватівське, 15 - Більське, 16 - Котелевське, 17 - Березівське, 18 - Солохівське, 19 - Опішнянське, 20 - Мачуське, 21 - Зачепилівське, 22 - Ігнатівське, 23 - Машівське, 24 - Західно-Хрестинське, 25 - Юлівське, 26 - Шебелинське, 27 - Левенцівське, 28 - Гашинівське, 29 - Краснопопівське, 30 - Борівське, 31 - Лобачівське, 32 - Вільхівське.

ЯРУС	ТОВЩА	ПРОДУКТИВНІ ГОРИЗОНТИ	ЛІТОЛОГІЯ	ТОВЩИНИ	ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА				ЛІТОЛОГІЧНА ТА ПАЛЕОНТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА		
					КС	ПС	ГК	НГК		КАВЕРНО-ГРАМА	ΔТ
БАШКИРСЬКИЙ	КАРБОНАТНА			30 - 120							
										ПІЩАНО-ГЛИНИСТА З ПРОШАРКАМИ ВАПНЯКІВ	
СЕРПУХОВСЬКИЙ	ПЕРЕШАРУВАННЯ ПІСКОВИКІВ ТА АРГІЛІТІВ	C-2		50 - 400					АРГІЛІТИ ТЕМНОСІРІ, СЛЮДЯНІ, В ОСНОВНОМУ КАОЛІНТОВОГО СКЛАДУ, НАСИЧЕНІ ВУГОЛЬНИМ ПИЛОМ З ОБВУГЛЕНИМИ РОСЛИННИМИ РЕШТКАМИ, З ПРОШАРКАМИ АЛЕВРОЛІТІВ, ПІСКОВИКІВ СВІТЛО-ТЕМНОСІРИХ КВАРЦЕВИХ, ВАПНЯКІВ: СІРИХ, ШЛАМОВО-ДЕТРИТОВИХ. ВСТАНОВЛЕНІ ФОРАМІНІФЕРИ: <i>Loeblichia minima</i> Brazhn., <i>Eosigmoilina explicata</i> (Van.), <i>E. namuriensis</i> (Dain.), <i>Eostaffella mirifica</i> Brazhn., <i>Tetrataxis minuta</i> , <i>Ylobivalvulina</i> sp., <i>Eostaffella</i> ex gr. <i>varvariensis</i> Brazhn. Et Pot., <i>E. Acuta</i> Yrosd. Et Leb., <i>Ammobaculites sarbaicus beschevensis</i> , <i>Archaediscus donetzianus</i> Sosn., <i>Asteroarchaediscus baschkiricus</i> (Krest. Et Thead.), <i>Ammovertella</i> sp., <i>Trepeilopsis grandis</i> vaz. <i>Minima</i> Dain., <i>Pisana endothyra spirillumiformis</i> (Brazhn. Et Pot.), <i>Bradyina</i> aff. <i>Nana</i> Pot. Серед водоростей: тідроактинії та донецеллі.		
										C-3	
										C-4	
										C-5	
										АЛЕВРОЛІТОВО-АРГІЛІТОВА	ВІД C-22 ДО C-6
КІЙ	ТОВЩА РИТМІЧНОГО ПЕРЕШАРУВАННЯ ПІЩАНИХ ПОРІД, АРГІЛІТІВ, ВАПНЯКІВ	B-14		150 - 600					ПЕРЕШАРУВАННЯ ПІСКОВИКІВ СВІТЛОСІРИХ ДРІБНОЗЕРНИСТИХ, КВАРЦОВИХ, АЛЕВРОЛІТІВ, АРГІЛІТІВ ТЕМНОСІРИХ СИЛЬНО СЛЮДИСТИХ, ЦІЛЬНИХ ВАПНЯКІВ. СЕРЕД ФОРАМІНІФЕР: <i>Loeblichia paraammonoides</i> (Brazhn.), <i>L. ukrainica</i> (Brazhn.), <i>Endothyra absoluta</i> Raus., <i>Endothyranopsis crassus</i> var. <i>Sphaerica</i> (Raus. Et Reith.), <i>Cribrostomum</i> ex gr. <i>cximum</i> Brady, <i>Palaeo textularia</i> sp. <i>Climacaminna</i> sp., <i>Archaediscus mellitus</i> Schlyk, <i>A. Inflatus</i> Schlyk, <i>Eostaffella masquensis</i> Viss., <i>E. Parasyvei</i> Raus., <i>E. Ex gr. ikensis</i> Viss., <i>Pseudoendothyra concinna</i> (Schlyk.), <i>Asteroarchaediscus ovoides</i> (Raus.), <i>Neoarchaediscus rugosus</i> Raus. Встановлені масові скупчення водоростей: <i>Calcifolium</i> .		
										B-15	
										B-16	
										B-17	
	РИТМІЧНЕ ЧЕРГУВАННЯ ПІЩАНИХ ПЕРЕВАЖНО ТЕРМІННИХ ПОРІД	B-18'	B-18	B-19	50 - 250					ПЕРЕШАРУВАННЯ АРГІЛІТІВ ВІД ТЕМНОСІРИХ ДО ЧОРНИХ, СЛАБОСЛЮДИСТИХ, ГОРИЗОНТАЛЬНО ШАРУВАТИХ, ПІСКОВИКІВ СВІТЛОСІРИХ І ТЕМНОСІРИХ, КВАРЦОВИХ, СЕРЕДНЬОЗЕРНИСТИХ, СЕРЕДНЬОСЦЕМЕНТОВАНИХ ТА ТРИЩИНУВАТИХ ВАПНЯКІВ ТЕМНОСІРИХ ГЛИНИСТИХ, ДРІБНОКРИСТАЛІЧНИХ. ВИЯВЛЕНІ СЛІДУЮЧІ ФОРАМІНІФЕРИ: <i>Loeblichia ukrainica</i> (Brazhn.), <i>Endothyra bowman!</i> Phill., <i>Omphalotis omphalota</i> (Raus. Et Reith.), <i>Endothyranopsis crassus</i> Brady, <i>Bradyina rotula</i> (Eichw.), <i>Climacaminna</i> sp., <i>Archaediscus moelleri</i> var. <i>Gigas</i> Raus., <i>Eostaffella parastrucvi</i> Raus., <i>Howchinia gibba</i> (Moell.).	
											B-18
											B-19
	ПЕРЕВАЖНО АРГІЛІТОВА	B-20	B-21	B-22	0 - 350					АРГІЛІТИ ТЕМНОСІРІ СЛЮДИСТІ З ЛИНЗОВИДНИМИ ПРОШАРКАМИ, ДРІБНО-І СЕРЕДНЬОЗЕРНИСТИХ ПІСКОВИКІВ І АЛЕВРОЛІТІВ, ІНКОЛИ ПРОШАРКИ ГЛИНИСТИХ ВАПНЯКІВ. В ПІДОШВІ ТОВЩІ - ГРАВЕЛІТИСТИЙ ПІСКОВИК. ЗУСТРІЧЕНІ ФОРАМІНІФЕРИ: <i>Lituotubella glomospiroides</i> Raus., <i>Eostaffella</i> ex gr. <i>parva</i> Moell., <i>Omphalotis omphalota</i> var. <i>Minima</i> (Raus. Et Reith.), <i>Globoendothyra globulus</i> (Eichw.), <i>Endothyranopsis compressus</i> (Raus. Et Reith.), <i>Palaeotextularia longiseptata</i> Lip., <i>Cribrostomum</i> cf. <i>Bradui</i> Moell., <i>Saccaminopsis carteri</i> ukrainica Brazhn. f. <i>minima</i> , <i>Archaediscus convexus</i> Grozd. Et Leb., <i>Howchinia exilis</i> (Viss.).	
											B-21
											B-22
ВІЗ	ПЕРЕВАЖНО КАРБОНАТНА	B-23		0 - 220					ВАПНЯКИ ТЕМНОСІРІ, ЦІЛЬНІ, МІСЦЯМИ БРЕКЧИРОВАНІ І ТРИЩИНУВАТІ, ДІЛЯНКАМИ ПЕРЕКРИСТАЛІЗОВАНІ З ТОНКИМИ ПРОШАРКАМИ АРГІЛІТІВ, ВАПНЯКОВИСТИХ, ВУГЛИСТИХ. ВСТАНОВЛЕНІ ФОРАМІНІФЕРИ: <i>Earlandia vulgaris</i> var. <i>orientalis</i> (Prikhod.), <i>Tetrataxis minima</i> Lee et Chen., <i>T. submedia</i> Brazhn., <i>Valvulinella</i> cf. <i>Eominima</i> Raus., <i>Archaediscus Krestovnikivi</i> var. <i>pusilla</i> Raus., <i>Planoarchaediscus eospirillumiformis</i> Brazhn., <i>Pemodiscus rotundus</i> N. Tcherm.		
										B-24	
	ВАПНЯКОВО-АЛЕВРОЛІТОВО-АРГІЛІТОВА	B-25			20 - 450					АРГІЛІТИ ТЕМНОСІРІ ДО ЧОРНИХ, СЛАБОСЛЮДИСТІ, ПРИТІЗОВАНІ З ЧИСЛЕННИМИ ОБВУГЛЕНИМИ РОСЛИННИМИ РЕШТКАМИ З ПРОСЛОЯМИ ПІСКОВИКІВ, АЛЕВРОЛІТІВ СЕРЕДНЬО-, ДРІБНОЗЕРНИСТИХ З УЛАМКАМИ КВАРЦО. ЗНАЙДЕНІ СЛІДУЮЧІ ФОРАМІНІФЕРИ: <i>Pseudolituotubella tenuissima</i> (Vdov.), <i>dainella chomatica</i> (Dain.), <i>D. Elegantula</i> Brazhn., <i>Eoparastaffella simplex</i> Vdov. f. <i>ovalis</i> , <i>Endothyranopsis</i> ex gr. <i>staffelliformis</i> (N. Tcherm.), <i>Mediocris medicris</i> van <i>brevicula</i> (Gan.).	
											B-26
ТУРНЕЙСЬКИЙ	ПІЩАНО ПІЩАНА	T-1-3		0 - 250					ПІСКОВИКИ СІРІ, ТЕМНОСІРІ, ДРІБНОЗЕРНИСТІ, ЦІЛЬНІ, КВАРЦОВІ З ВКЛЮЧЕННЯМИ ПИРГТУ І ОБВУГЛЕНИМИ РОСЛИННИМИ РЕШТКАМИ, ПРОП ЛАСТИКИ СУХАРНИХ ГЛИН. ВАПНЯКИ ТЕМНОСІРІ, ГЛИНИСТІ. ФОРАМІНІФЕРИ: <i>Endothyra latispiralis</i> (Lip.), <i>E. Costifera</i> (Lip.), <i>E. Spinosa</i> (N. Tcherm.), <i>Tourmayella segmentata</i> Dain., <i>Septataurayella segmentata</i> Dain., <i>Chernyshella glomiformis</i> (Lip.), <i>Soptaglomospiranella primacva</i> (Raus.), <i>S. rauserae</i> Lip.		

Схема розломно-блокової тектоніки кристалічного фундаменту Дніпровсько-Прип'ятського (Дніпровсько-Донецького) авлакогена з елементами загального відображення в осадовому чохлі за матеріалами космічних знімків за М.І. Жилівським, 1990

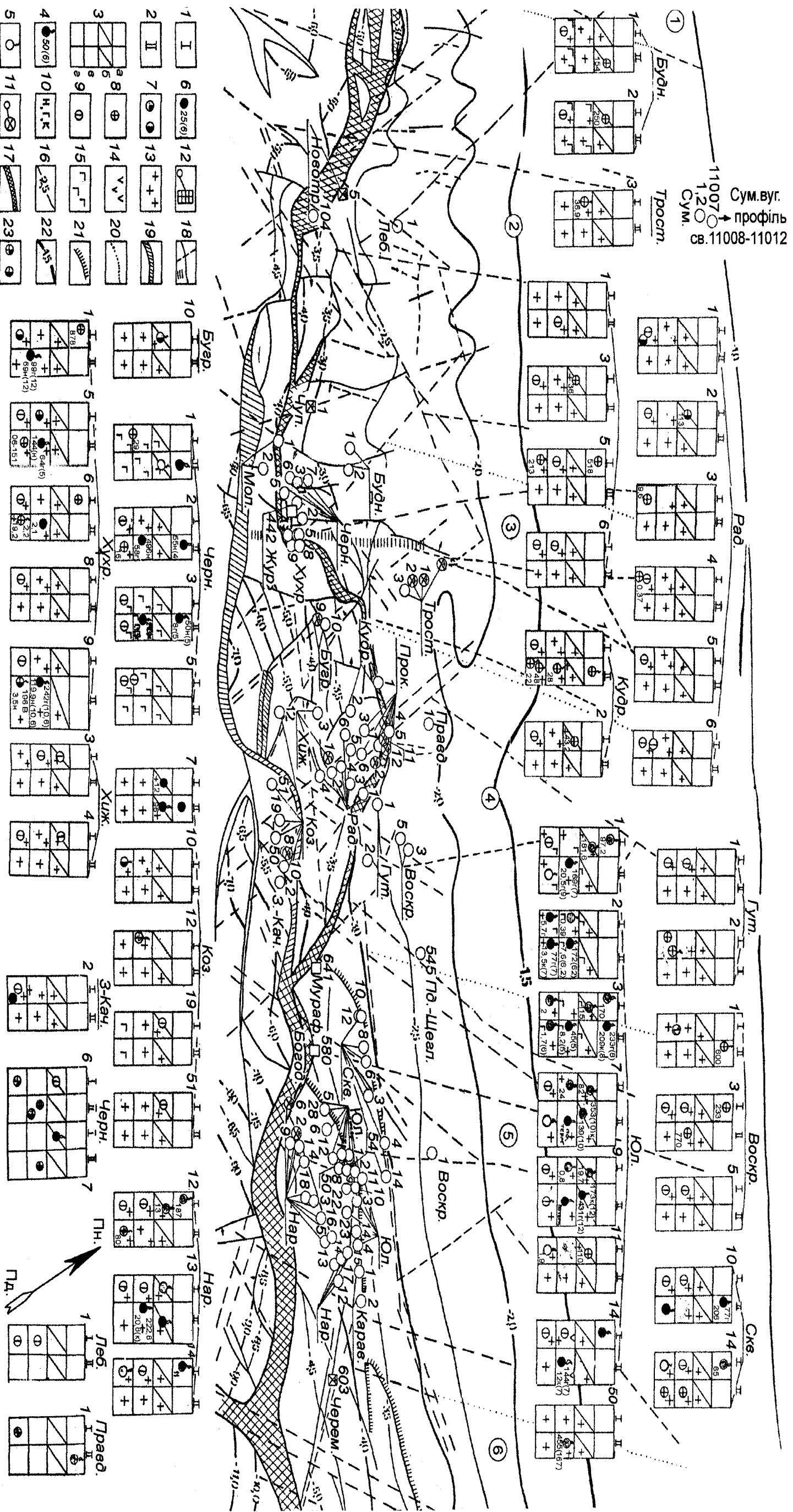


1 - регіональні лінеаменти, виділені за КЗ, які співставляються з Південним та Північним крайовими розломами; 2 - регіональні лінеаменти, які співставляються з глибинними розломами; 3 - локальні лінеаменти, які співставляються з локальними розломами та розривними порушеннями; 4 - лінії профілів КМЗХ; 5 - глибокі свердловини; 6 - позитивні космофотоаномалії, обумовлені підняттям локальних блоків фундаменту і перекриваючих їх осадових товщ; 7 - від'ємні космофотоаномалії, обумовлені зануренням локальних блоків фундаменту та перекриваючих їх осадових порід; 8 - територія досліджень (ОНПТР)

Додаток І

Карта флюїдонасиченості порід кристалічного фундаменту Північного борту ДДЗ

за В. П. Ключком та ін., 1995 (з уточненнями і доповненнями по ОНГПР В. Я. Колоса, 1996)



1 - випробовування в процесі буріння; 2 - випробовування в експлуатаційній колоні; 3 - випробовування: а) базальних шарів осадового чохла, б) спільно осадового чохла і фундаменту, в) кори вивітрованні кристалічних порід фундаменту, г) кристалічних порід (внутрішні ємності); 4 - промислові припливи нафти, конденсату, м³/д; 7 - нафтогазопряви; 8 - припливи пластових вод, м³/д; 9 - приплив не одержано ("сухо"); 10 - склад флюїдів (н - нафта, г - газ, к - конденсат); 11 - свердловини, в яких не було випробовувано і не вивчалися породи фундаменту; 12 - породи фундаменту випробовувалися роздільно або спільно з породами осадового чохла; породи фундаменту: 13 - кислого складу, 14 - середнього складу, 15 - основного і ультраосновного складу; 16 - ізогіпси поверхні кристалічного фундаменту, км; 17 - шовна зона, яка відліляє борт від Дніпровського грабена (Північне крайове порушення); 18 - порушення; 19 - регіональні порушення; 20 - границі геологорозвідувальних полігонів (їх номери в кружках): Туртинсько-Добринівський-1, Тирлівсько-Лебелінський-2, Хухринський-3, Прокопівський-4, Юлівський-5, Острівський-6; 21 - зворотні скиди; 22 - Північна границя ДДЗ; 23 - а) мінералізованої води з нафтогазопрявами, б) мінералізованої води з нафтою.