

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

На правах рукопису

ВАНДЕР ОЛЕНА ВІКТОРІВНА



УДК 550.834:553.98

**ІНТЕРПРЕТАЦІЙНІ МОДЕЛІ ПОГЛИБЛЕНОГО ВИВЧЕННЯ
МІЖРЕПЕРНИХ ТОВЩ ОСАДОВОГО ЧОХЛА ТА
КРИСТАЛІЧНОГО ФУНДАМЕНТУ ДДЗ ЗА ДАНИМИ
СЕЙСМОРОЗВІДКИ ТА ГДС**

04.00.22 – геофізика

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня

кандидата геологічних наук

Науковий керівник

Красножон

Михайло Дмитрович

доктор геологічних наук

ЗМІСТ

ВСТУП	5
РОЗДІЛ 1 СТАН ТА ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ ПРОГНОЗУВАННЯ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ОБ'ЄКТІВ ЗА ДАНИМИ СЕЙСМОРОЗВІДКИ.....	11
РОЗДІЛ 2 ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	25
2.1. Геологічна характеристика цільових товщ ДДЗ.....	25
2.2. Характеристика типів пасток та колекторів в цільових товщах осадового чохла та кристалічного фундаменту ДДЗ.....	37
2.3. Сейсмічні характеристики різних типів розрізів ДДЗ	55
РОЗДІЛ 3 ІНТЕРПРЕТАЦІЙНІ МОДЕЛІ ПОГЛИБЛЕНОГО ВИВЧЕННЯ МІЖРЕПЕРНИХ ТОВЩ ОСАДОВОГО ЧОХЛА ТА УТВОРЕНЬ ФУНДАМЕНТУ ДДЗ.....	66
3.1. Узагальнена інтерпретаційна модель детального вивчення геологічної будови площ.....	67
3.1.1. Спеціалізована обробка сейсмічних профілів	68
3.1.2. Методичні прийоми вивчення геологічної будови ДДЗ	79
3.2. Інтерпретаційні моделі поглибленого вивчення міжреперних товщ осадового чохла та кристалічного фундаменту ДДЗ.....	100
РОЗДІЛ 4 РЕЗУЛЬТАТИ ЗАСТОСУВАННЯ РОЗРОБЛЕНИХ ІНТЕРПРЕТАЦІЙНИХ МОДЕЛЕЙ ПРИ ДЕТАЛЬНОМУ ВИВЧЕННІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ПЛОЩ ДДЗ	118
ВИСНОВКИ	178
Додаток А.....	179
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	187

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

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

ПГР – прогнозування геологічного розрізу

ПдБ – Південний борт ДДЗ

ПК – пікет, координатна точка профілю

ПР - природний резервуар

РКК - рифогенно-карбонатні комплекси

св. - свердловина

сп. – сейморозвідувальна партія

СУГРЕ – Східно-Українська геофізична розвідувальна експедиція

ЧНГГ – Чернігівнафтогазгеологія

ВСТУП

Актуальність теми. Одним з основних нафтоназоносних районів України є Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ), яка характеризується високим ступенем вивченості і розвіданості початкових потенціальних ресурсів вуглеводнів – на сьогодні тут відкрито понад 220 родовищ. Майже всі відкриття пов'язуються з антиклінальними структурами, методи пошуків та розвідки яких добре відпрацьовані, та доля їх значно скоротилась. В цих умовах основні перспективи пов'язуються з пастками неантиклінального типу як в теригенних, так і в карбонатних відкладах осадового чохла западини. Не менш цікавими і перспективними можуть бути і поклади, пов'язані з відкладами кристалічного фундаменту (КФ) бортів ДДЗ на глибинах, досяжних сучасним бурінням, що дозволить значно розширити межі основного басейну нафтогазовидобутку України.

Робота з такими об'єктами, їх виявлення та подальша деталізація пов'язані з більш повним і поглибленим вивченням геологічної будови площі, історії її розвитку, прогнозуванням не лише гіпсометрії реперних горизонтів, а й змін літолого-фаціальних властивостей і розподілу колекторів саме продуктивних горизонтів в міжреперному середовищі як по розрізу, так і по площі. Традиційна сейсмозвідка, основним результатом якої є набір структурних карт по опорних (реперних) горизонтах, не дає змоги впевнено вирішувати ці нові задачі, тому що орієнтована на вивчення антиклінальних структур, які повністю характеризуються морфологією потужних пачок конформних пластів. В той же час аналіз зареєстрованого сейсмічного хвильового поля показує, що воно містить в собі великий обсяг корисної геологічної інформації, яка може характеризувати будову складних об'єктів в міжреперних товщах, але за традиційними технологіями не використовується. Вилучення та інтерпретація такої інформації потребують застосування нових підходів та технологій, які повинні базуватися на створенні інтерпретаційних моделей детального вивчення геологічної будови

площ за рахунок поглибленого вивчення міжреперних товщ. Під інтерпретаційними моделями розуміється послідовний комплекс прийомів обробки та інтерпретації, що використовуються в залежності від типів розрізів (теригенного, карбонатного чи товщі кристалічного фундаменту) та потенційних об'єктів в них. Важливо, що означені моделі мають бути адаптованими для конкретних геологічних умов і нафтогазопошукових задач. При цьому не можна обмежуватися застосуванням однієї сейсмозв'язки, навіть в її найрозвинутіших варіантах. Обов'язковою умовою успіху є комплексування даних сейсмозв'язки з матеріалами буріння, геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та інших геофізичних методів на рівні залучення даних про літолого-петрофізичні властивості горизонтів в міжреперних товщах. У світовій практиці такий підхід на сьогодні є одним із засобів виявлення та підготовки складнобудованих об'єктів осадового чохла та прогнозування в них покладів ВВ.

Необхідність вивчення внутрішньої будови товщі кристалічного фундаменту (КФ) викликано відкриттям промислової нафтогазоносності на Хухринській та Юліївській площах. Але значні відкриття, пов'язані з цим комплексом, відсутні. Однією з причин цього є те, що при постановці пошуково-розвідувальних робіт в якості головного критерію, за аналогією з осадовим чохлом, і досі прийнятий структурно-тектонічний. Буріння ж поодиноких глибоких свердловин на окремих структурах північного борту ДДЗ встановило широкий розвиток зон, пов'язаних як з розуцільненням, так і з змінами літолого-петрофізичного складу порід фундаменту. Надійної методики вивчення глибинної будови КФ та виявлення таких зон поки що немає.

Таким чином, актуальність дисертаційної роботи полягає в необхідності нарощування ресурсної бази ВВ шляхом вивчення осадового комплексу і порід КФ на основі розроблених та обґрунтованих ефективних інтерпретаційних моделей, що сформовані на підставі адаптованого до умов ДДЗ комплексу методичних прийомів обробки та поглибленої комплексної

інтерпретації даних сейсморозвідки та ГДС для детального вивчення осадового чохла і порід КФ та виявлення в них перспективних об'єктів.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертація підготовлена під час роботи в Українському державному геологорозвідувальному інституті (УкрДГРІ) Міністерства охорони навколишнього середовища України. Робота має безпосередній зв'язок з виконанням держбюджетних досліджень: звіт про НДР по темі 619 «Розробка методики комплексного прогнозу нафтогазоносності перспективних ділянок бортів ДДЗ на основі геолого-геофізичних та геохімічних методів (ДР № 0103U003825); звіт про НДР по темі 655 «Створення типізованих фізико-геологічних та геохімічних моделей нафтогазодносних об'єктів бортів та прибортових частин ДДЗ з визначенням оптимальних критеріїв і пошуково-методичних комплексів» (ДР № 0105U001670); звіт про НДР по темі 678 «Розробка програмних засобів для багатокomпонентних 2D та 3D наземних і свердловинних сейсморозвідувальних робіт» (ДР № 0106U004027) та звіт про НДР по темі 699 «Розробка методики пошуку пасток вуглеводнів в девонських відкладах ДДЗ на основі структурних та сеймопараметричних досліджень» (ДР № 0107U009299), спрямованих на забезпечення виконання національної програми «Нафта і газ України до 2010 року», що затверджена постановою кабінету міністрів України № 665 від 21 червня 2001 року.

Мета і завдання досліджень – підвищення ефективності геофізичного забезпечення нафтогазопошукового процесу завдяки розробці інтерпретаційних моделей, адаптованих до умов ДДЗ.

Для досягнення зазначеної мети необхідно розглянути і вирішити наступні задачі:

- проаналізувати геолого-геофізичні матеріали та вивчити умови седиментації об'єктів дослідження;
- провести аналіз характеристик сейсмічного хвильового поля, притаманних різним типам геологічного розрізу, визначити типи пасток у цільових товщах та їх відображення у хвильовому полі;

- розробити інтерпретаційні моделі комплексної інтерпретації даних сейсморозвідки та ГДС для детального вивчення складнобудованого геологічного розрізу;

- адаптувати розроблені інтерпретаційні моделі для детального вивчення різних літолого-стратиграфічних комплексів ДДЗ, включаючи породи кристалічного фундаменту;

- застосувати розроблені інтерпретаційні моделі при вивченні глибинної будови на площах ДДЗ.

Об'єкт досліджень – методи і технології комплексної інтерпретації геолого-геофізичних даних при вивченні складнобудованих геологічних розрізів.

Предмет досліджень – інтерпретаційні моделі поглибленого геолого-геофізичного вивчення міжреперних товщ осадового чохла та порід кристалічного фундаменту ДДЗ.

Методи досліджень – аналіз і систематизація геолого-геофізичної інформації; порівняльної аналогії; поглиблена кінематична і динамічна обробка сейсмічного матеріалу; псевдоакустичні перетворення; сейсмостратиграфічний та динамічний аналіз розрізу; програмні пакети ИНПРЕС-5; сейсмофаціальний та мультиатрибутний аналіз; комплексний аналіз даних ГДС та сейсморозвідки.

Наукова новизна одержаних результатів.

В дисертаційній роботі вперше:

1. Запропоновано і обґрунтовано інтерпретаційні моделі комплексної інтерпретації даних сейсморозвідки та ГДС, які забезпечують поглиблене вивчення будови складнобудованого геологічного розрізу.

2. Розроблені інтерпретаційні моделі адаптовано для вирішення геологічних задач в умовах теригенного та карбонатного розрізів осадового чохла та утворень кристалічного фундаменту ДДЗ.

3. На основі застосування інтерпретаційних моделей:

- уточнено та деталізовано існуючі моделі геологічної будови низки родовищ та перспективних площ бортів і прибортових частин ДДЗ, виділено нові об'єкти неструктурного типу (Скворцівська, Наріжнянська, Юхтинська, Новоселівська, Ульяновська)

- у межах Багатойської площі закартована зона підвищеної тріщинуватості карбонатної товщі турнейських відкладів;

- у межах Північного борту ДДЗ (Наріжнянсько-Скворцівська зона структур) досліджено характер неоднорідності кристалічного фундаменту і на цій основі запропоновано варіант його блокової будови.

Практичне значення одержаних результатів:

1. На основі розроблених інтерпретаційних моделей на окремих площах ДДЗ отримані нові дані про геологічну будову відкладів середнього і нижнього карбону. В міжреперних товщах осадового чохла виявлені нові перспективні об'єкти, визначено їхні властивості та просторове розповсюдження.

2. Отримані нові геологічні результати в південній прибортовій зоні та на борту, які дозволяють розширити межі нафтогазоносності ДДЗ у південному напрямку.

3. Отримані нові геологічні результати щодо внутрішньої будови товщі кристалічного фундаменту, які забезпечують подальший розвиток досліджень фундаменту з визначення та виявлення критеріїв формування пасток вуглеводнів у цих відкладах.

4. Результати виконаних робіт використані під час формування плану геологорозвідувальних робіт на 2009 р. (Юхтинська площа, «Акт про завершення впровадження») та для обґрунтування підрахунку запасів (Ульянівське газоконденсатне родовище).

Апробація результатів дисертації. Основні результати досліджень, що захищаються, доповідались на наукових і науково-технічних конференціях та семінарах: IV Міжнародна конференція «Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти». Київ, 30 березня - 1 квітня, 2005; семінар

на базі ГВ УкрДГРІ «Сейсмопараметричні дослідження у вирішенні задач прогнозу пасток і колекторських властивостей в нафтогазоперспективних регіонах України» (Київ, 2005 р.); Міжнародна наукова конференція «Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки як об'єкт істотного приросту запасів вуглеводнів в Україні» (Харків, 2006 р.); VI Міжнародна конференція «Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти» (Київ, 2007 р.); Міжнародна науково-технічна конференція «Прикладна геологічна наука сьогодні: здобутки та проблеми» (Київ, 2007 р.); VII Міжнародна конференція «Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти» (Київ, 2008 р.); міжгалузевий науково-практичний семінар «Теорія і практика дослідження властивостей порід-колекторів і пластових вуглеводневих систем для підрахунку запасів нафти і газу» (Київ, 2008 р.); наукова конференція «Геофізичні технології прогнозування та моніторингу геологічного середовища» (Львів, 2008 р.); Міжнародна науково-практична конференція «Нафтогазова геофізика – стан та перспективи» (Івано-Франківськ, 2009 р.); 71 Міжнародна конференція European Association of Geoscientists & Engineers (EAGE) «Balancing Global Resources» (Амстердам, 2009 р.) та на виробничих нарадах геологічних підприємств Національних Акціонерних Компаній «Нафтогаз України» та «Надра України».

Публікації. Матеріали дисертаційної роботи опубліковано у 13 наукових працях (серед яких три одноосібні), з них 8 статей у фахових виданнях ВАК України, 4 доповіді на Міжнародних науково-практичних конференціях.

РОЗДІЛ 1

СТАН ТА ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ ПРОГНОЗУВАННЯ
ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ОБ'ЄКТІВ ЗА
ДАНИМИ СЕЙСМОРОЗВІДКИ, БУРІННЯ ТА ГДС

Комплексний аналіз результатів пошукових робіт та буріння, що виконувались за останні десятиліття в Україні, свідчать про те, що настав час докорінної зміни ідеології пошуків об'єктів, перспективних на нафту та газ. Кількість значних покладів, що виявляються, щороку зменшується, натомість зростає кількість малорозмірних та складнопобудованих об'єктів, відкриття яких потребує ускладненої методики їх пошуків та розвідки. Тому удосконалення методики та практики виявлення та вивчення таких нафтогазоносних об'єктів є головною задачею нафтової геології. Сучасні досягнення науки і техніки, використання новітніх технологій, комплексування результатів різних методів суттєво підвищують надійність прогнозування покладів вуглеводнів (ВВ), розширюючи коло задач, вирішення яких під силу сучасним геологам і геофізикам.

Багато десятиліть світову нафтогазову геологію задовольняли структурні побудови, які виконує традиційна сейсморозвідка. Вона базувалась на припущенні Г.В. Абіха про провідну роль антиклінальних (склепінневих) структур як пасток нафти, яке він висловив майже півтора століття тому. Геологорозвідувальні роботи, що проводились в різних регіонах світу (Америка, Азія, Європа) підтвердили ці припущення і з 20-х років ХХ століття антиклінальна теорія набула статусу провідної пошукової концепції нафтогазової геології [1]. Успіхи її безсумнівні – значна кількість крупних та гігантських родовищ підтвердили їх твердження. Подальше удосконалення методів отримання, обробки та інтерпретації сейсмічних даних дозволяло з все більшим ступенем надійності виділяти різні за розмірами та амплітудою антиклінальні структури. І навіть зараз, коли фонд таких структур в ряді нафтогазоносних провінцій (і в ДДЗ зокрема) в значній

мірі вичерпаний, геологи та інтерпретатори перш за все прагнуть виявити різноманітні об'єкти тектонічної (структурно-тектонічні блоки) чи геоморфологічної (структурні носи, антикліналі) природи.

Та з ростом об'ємів пошукового буріння на вже існуючих родовищах та нових площах виявилось, що наявність антикліналі (склепіння) не є основним пошуковим критерієм – не завжди свердловини, що закладалися в оптимальних структурних умовах, виявлялися продуктивними, наступні свердловини відмічали заміщення колекторів або цільові горизонти передчасно обводнювались. Такі результати свідчили про те, що геологічна будова майже кожного виявленого об'єкту значно складніша, ніж це уявлялось на пошуковому етапі. Це потребувало від геофізики, особливо від сейсмозв'язки, нової, додаткової інформації і вказувало на необхідність створення методик для більш детального вивчення подібних складнобудованих об'єктів.

Те, що потрібна інформація в хвильовому полі присутня, було ясно давно, але проблема була в тому, як її вилучити та геологічно проінтерпретувати. Якщо структурна будова описується виразними та протяжними опорними відбиваючими горизонтами, то нові, нетрадиційні задачі потребували вивчення слабких, невитриманих відбиттів із врахуванням їхньої динаміки. Практичне вирішення цих проблем почалось у 70-і роки минулого сторіччя завдяки цифровій революції та широкому застосуванню методу спільної глибинної точки (СГТ). Нові цифрові станції (в СРСР ССЦ-1 та ССЦ-2) поступово витиснили аналогові станції СМОВ, удосконалені процедури обробки, в інтерпретації з'явилися спроби отримання додаткової інформації із сейсмічного хвильового поля. Так почала розвиватися методика пошуків і розвідки складно побудованих нетрадиційних (неантиклінальних) об'єктів.

За майже півстоліття, що пройшло з початку цифрової революції в сейсмозв'язці, методика і технологія усіх її складових значно розвинулися, але одночасно ще більш зросли вимоги.

З деякою умовністю, в історичному аспекті можна виділити два напрями підвищення ефективності сейсморозвідки при вирішенні нетрадиційних задач - прямі пошуки та сеймостратиграфічний аналіз. Хоча очевидно, що ці два підходи мають доповнювати один одного, вони довгий час, а іноді і зараз, розвивались та існували паралельно.

Перший напрямок – „прямі пошуки”, тобто спроба безпосереднього виявлення об’єкту типу „поклад” чи створених ним „ореолів”, „дифузійних потоків” тощо без детального дослідження оточуючого геологічного середовища. Такий підхід нагадує поширену в рудній геофізиці ідеологію, за якою розглядаються лише аномалієутворюючі об’єкти і однорідне вміщуюче середовище. На жаль, в нафтовій геології контраст між ними набагато слабкіший, ніж в рудній, що створює суттєві обмеження його застосування.

Другий напрямок – сеймостратиграфічний аналіз, структурно-формаційна інтерпретація, прогнозування геологічного розрізу (ПГР) тощо. В основі цих методів лежить детальне вивчення хвильового поля, геологічної будови розрізу, реконструкція умов седиментації, прогнозування колекторських властивостей. Наслідком цього є прогноз ймовірної пастки, а потім і покладу.

Прямопошуковий напрямок застосування сейсморозвідки існує вже давно, він пережив кілька зльотів та падінь [2]. Припущення про існування потоків дифузно-розсіяних вуглеводнів над родовищами, зміну речовинного складу та фізико-хімічних властивостей вміщуючих порід висловлювались багатьма провідними вченими ще на початку ХХ століття (В.І. Вернадський, В.М. Гольдшмідт, І.М. Губкін, А.Д. Архангельський та ін.). Тому спроби знайти ефективну пряму нафтопошукову ознаку і відповідний до неї метод супроводжують пошукові роботи на протязі всієї історії їх існування.

Аномалії типу „поклад” (АТП) на протязі всієї цієї історії виявлялися різними геофізичними (граві-, магніто-, електророзвідка) та геохімічними методами. Не залишається осторонь від цього напрямку і сейсморозвідка. Заманлива та перспективна ідея безпосереднього виявлення в сейсмічному

хвильовому полі ознак присутності покладу вуглеводнів (АТП) базується на припущенні різкої відмінності зони покладу та порід, що змінилися під його впливом, від вміщуючого середовища. В Радянському Союзі над розвитком цього напрямку працювали М.Б. Рапопорт, Ю.В. Тимошин, Н.І. Якубецька, С.Г. Семенова, О.О. Кунар'єв, В.Н. Патрикєєв та багато інших. Довіра до цих методів та їх беззастережне сприйняття чергувалися з повним розчаруванням і відмовою навіть від їхньої корисної складової.

На сьогодні існує багато методичних і технічних прийомів та засобів для виявлення різних аномалій у сейсмічному хвильовому полі. Це і АVO-аналіз, і параметричний (мультиатрибутний) аналіз, і виявлення „яскравих плям”.

Простежемо тенденції їх розвитку.

В 1957 р. І Г. Медовським та К.А. Мустафаєвим вперше було відкрито підвищене поглинання сейсмічних хвиль в газонафтонасичених пластах [3]. Ще по матеріалах метода відбитих хвиль (МВХ), отриманих в різних районах, вони відмітили підвищене затухання хвиль в межах покладів вуглеводнів, яке супроводжувалось погіршенням якості матеріалу та обмеженням глибин сейсмічних досліджень. Вивчались затухання прохідних хвиль із збільшенням глибини в свердловинах, розташованих поза покладом та тих, що його пройшли. При реєстрації коливань в одних і тих же умовах збудження в першому випадку зареєстровані інтенсивні прохідні хвилі на глибинах, що перевищують залягання покладу, в другому випадку їх записати не вдалося. Згодом іншими дослідниками були проведені експериментальні дослідження в інших районах і отримані аналогічні результати.

Однак, в багатьох випадках викликали сумніви пояснення різкого послаблення інтенсивності відбиттів над покладами лише підвищенням поглинання в покладі. В.А. Гранін дослідив на моделях вплив перекриваючих поклад відкладів за рахунок насичення їх газом на затухання хвиль з

глибиною. Експерименти показали, що загазованість перекриваючих відкладів призводить до різкого збільшення затухання сейсмічних хвиль.

Трохи раніше, в 1953 р. І.Я. Баллах звернув увагу на простежуваність одного з відбиттів лише на склепінні та крилах структури і відсутність за її межами. Він показав, що відбиття отримується від дзеркальної границі, що пов'язана з водонафтовим контактом (ВНК). На основі цього зроблено припущення про те, що сейсмічним методом РНП (регульований направлений прийом) можна виділяти покрівлі пластів, що вміщують нафту та газ. Збільшення коефіцієнтів відбиття при переході від водо- до нафтогазонасиченого пласта пізніше відмічено іншими дослідниками. При цьому, в деяких випадках відмічалось зменшення коефіцієнтів відбиття при переході від водо- до нафтогазонасиченого пласта, яке, можливо, викликано тим, що нафтогазонасиченими являються більш високошвидкісні породи, ніж породи, що їх перекривають.

Таким чином, в ці роки в сейсмозв'язці намітилися два напрямки прямих пошуків. Перший пов'язаний з виділенням та аналізом хвиль, відбитих від границь нафтогазонасичених пластів та засновується на різниці акустичних імпедансів водо- та нафтогазонасичених колекторів. Багато спеціалістів тих часів вважали, що зміни акустичного імпедансу при переході від водонасичених до нафто- чи газонасичених колекторів відбувається за рахунок зменшення швидкості в нафтогазонасичених пластах. В 80-х цей напрямок отримав широкий розвиток за рубежом і отримав назву „яскрава пляма”.

Другий напрямок базувався на вивченні динамічних характеристик хвиль, що проходять крізь поклад. Він пов'язаний з вивченням коефіцієнтів та декрементів поглинання в середовищі та виділенні аномально-поглинаючих зон, з якими можуть бути пов'язані поклади ВВ. Цей метод отримав назву спектрального аналізу. Вже перші спроби моделювання очікуваних ефектів та порівняння їх з реально спостереженими аномаліями хвильового поля показали, що розміри покладів надто малі для цих аномалій,

до того ж більша частина їх спостерігалась не під покладом, а над ним. Для пояснення цього факту була використана гіпотеза про існування над покладом ореолу, створеного дифузійним потоком вуглеводнів, які помітно змінюють властивості гірських порід. На цій же гіпотезі базуються геохімічні методи пошуків, які зі змінним успіхом та багатьма проблемами ведуться вже майже вісімдесят років. З тими ж проблемами, що приводять до неоднозначності прогнозів, зустрівся і цей напрямок прямих пошуків.

Дослідження по прямим пошукам ВВ з використанням коефіцієнтів поглинання провадилися К.А. Мустафаєвим та М.Б. Рапопортом. В одній з робіт М.Б. Рапопорта вказано, що використання кореляційної методики визначення поглинання дозволило виявити і підтвердити наявність покладів вуглеводнів в районах Прибалтики та Тюмені. Досить широко також використовувався розроблений М.Б. Рапопортом кореляційний метод прямих пошуків (КМПП), за яким особливо великі АТП (у сотні квадратних кілометрів) були виділені в Сибіру.

Деякі автори тих часів пропонували для прямих пошуків використовувати значну кількість різних сейсмічних параметрів. Найбільш важливими з них були інтенсивність відбиваючих хвиль, інтервальна швидкість, коефіцієнт поглинання, локальні втрати високочастотних складових коливань. Вважалось, що саме цей напрямок, що базується на спільному (комплексному) використанні динамічних та кінематичних параметрів, є найбільш перспективним.

В арсеналі засобів динамічного аналізу відбиттів на той час існувало кілька варіантів алгоритмів та значна кількість програм для оцінки динамічних параметрів відбиттів. Виділилось два підходи до реалізації ідей динамічного аналізу.

Перший мав досить тривалий етап розвитку і пов'язаний з використанням перетворень Фур'є для розрахунку енергетичних та спектральних параметрів сейсмічних хвиль в частотній області. Геофізиком старшого покоління відомий комплекс алгоритмів і програм „НСІ”

(углеводневий індикатор, або „ідентифікація вуглеводнів”), створений в США. Другий клас алгоритмів одноканального перетворення Фур’є дозволяв, в порівнянні з „НСІ”, суттєво розширити кількість незалежних параметрів хвиль та підвищити точність їх визначення. Вони були створені геофізиками підприємства „Геофізика” (ГДР), та отримали назву „DYNA”. Третій клас алгоритмів використовує багатоканальні перетворення Фур’є і дозволяє розділити хвильове поле на когерентні та некогерентні складові та окремо оцінювати їх властивості. Цей клас алгоритмів був створений в СРСР та відомий під назвою „DIANA”.

Ще один підхід до проблеми динамічного аналізу заснований на перетвореннях Гільберта, які дозволяють отримувати так звані „миттєві” параметри. Термін “миттєвий” застосовується, щоб підкреслити відмінність від традиційного спектрального аналізу на базі перетворення Фур’є, результати якого відносяться не до окремих імпульсів (відбиттів), а до великих інтервалів запису. Найбільш вживаним в сейсмозв’язці на той час були миттєві амплітуди, фази та частоти.

Створені під керівництвом С.М. Птецова алгоритми і програми аналізу миттєвих динамічних параметрів „DAKOTS”, „HILB”, „KENT”, разом з програмами „DYNA” „DIANA”, склали, в цілому, пакет програм ППР.

В 70-80 ті роки в Україні було поставлено питання про впровадження прямих методів сейсмозв’язки у виробництво, для чого була створена спеціальна рада з цих методів, на зборах якої представлялися результати з кожного з них, обговорювались різні методичні прийоми та проблеми удосконалення, аналізувались можливості та перспективи тих чи інших методів, відбирались оптимальні варіанти, які і продовжували свій розвиток. В ті часи майже жоден звіт чи „Паспорт” на виявлені або підготовлені об’єкти не приймався без розрізів ППР. Результати, що отримувались по всіх цих роботах, кількість аномалій, що виявлялись, вселяли оптимізм та зароджували ейфорію „всеспроможності” сейсмозв’язки та її прямих



методів. Вважалося, що коефіцієнт успішності по цих методах становив $\approx 80\%$. Але широке впровадження прямих сейсмічних методів себе не зовсім виправдало, особливо в складних геологічних умовах - після перевірки виявлених аномалій бурінням, більшість з них виявилась непродуктивними, коефіцієнт успішності різко падав [1]. Це викликало розчарування та майже повну відмову від прямих методів сейсмозвідки. Геофізики знов повертались до звичних структурних побудов з виділенням структурних та структурно-тектонічних пасток, майже не обтяжуючи роботи жодним з названих методів, або ж формально використовуючи мізерну їх частину.

З позицій сьогодення можна проаналізувати прямопошукові сейсмічні методи та виділити деякі їх переваги та недоліки.

Серед недоліків слід відмітити перший і, можливо, найголовніший – всі вони спирались лише на „математичну” геофізику без залучення максимально можливої геологічної інформації, комплексування сейсмозвідка-буріння та ГДС йшло лише на рівні глибинно-часової ув’язки та визначення стратиграфічної приналежності; результати ПГР та атрибутного аналізу використовувались формально без спроб розібратися, чим вони створені та з чим пов’язані. Саме такий підхід і приводив до уявної 80% успішності та значної кількості прогнозних аномалій, розміри яких інколи сягали значних розмірів (приклад – аномалії, що виявлені в Сибіру).

До переваг можна віднести те, що, по-перше, вони відійшли від стандартного вивчення рельєфу опорних горизонтів, а почали вивчати і їх динаміку. Це були перші кроки сучасного мультиатрибутного аналізу – вже тоді можна було визначати до 20 різних параметрів, деякі з яких використовуються і зараз. По-друге, вони почали більш повно використовувати весь часовий розріз, переходячи до вивчення міжреперної товщі для оцінки її впливу на основні горизонти. По-третє, ці роботи стали поштовхом для розуміння того, що кожний об’єкт потребує більш детального вивчення та створення більш складної геологічної моделі. Такі задачі виходять за межі звичної структурної сейсмозвідки, навіть доповненої

виявленню АТП, і вирішення їх залежить від тісної взаємодії і геологів, і геофізиків.

Не слід забувати і про AVO-аналіз, ще один з прямопошукових методів сейморозвідки, який зародився на Заході і зараз продовжує свій розвиток за участю спеціалістів України. Нажаль, він теж має деякі недоліки, головним з яких є те, що він спрацьовує лише в окремих випадках та умовах при сприятливому співпадінні глибин, потужностей та інших параметрів геологічного середовища.

Другий напрямок поглибленого вивчення хвильового поля з метою прогнозування геологічної будови усього розрізу та виявлення в ньому можливих пасток усіх типів сформувався в середині 70-х років. За колективною монографією видатних американських геологів та геофізиків він дістав назву “сейсмічна стратиграфія”. Для кращого розуміння цього терміну варто пригадати, що в англійській літературі всі неантиклінальні пастки називаються стратиграфічними. На відміну від прямих пошуків, у сеймостратиграфічному аналізі поєднувались геофізичні та геологічні засоби досліджень, але значно менше використовувалась динаміка хвильового поля.

За Ю.П. Ампіловим [4] „Сейсмическая стратиграфия была едва ли не самым «модным» термином в сейсмической интерпретации в начале 80-х годов. Действительно ли сеймостратиграфия появилась тогда как самостоятельное направление в сейморазведке? Пожалуй, дать однозначного ответа на этот вопрос нельзя... Если под сеймостратиграфией понимать стратиграфическую привязку отражающих горизонтов и попытки геологического осмысления сейсмозаписи, то этот процесс существует столько, сколько и сама сейморазведка”. Це так, але весь цей час сеймостратиграфія розвивалася, і якщо раніше виділялись та стратиграфічно прив’язувались лише окремі, реперні, а в подальшому, і цільові (продуктивні) горизонти, то зараз в сейсмічному хвильовому полі по характеру хвильової картини, типу сейсмічного запису, особливостям

залягання та динаміки відбиттів, їх співвідношенню на часових розрізах виділяються сейсмічні комплекси різних порядків, при цьому вони наділяються властивостями і характеристиками, що притаманні їх геологічним аналогам – осадовим комплексам. Наприклад, якщо раніше в ДДЗ в товщі карбону простежувались лише горизонти, пов'язані з башкирською (C_2b) і нижньовізейською (C_1v_1) „плитами” та горизонт в покрівлі чи підшві турне (C_1t), то сьогодні на сейсмічних профілях в цій товщі, використовуючи сеймостратиграфічний аналіз, можна виділити до 7 комплексів, пов'язаних з відкладами верхнього карбону (C_3), московським та башкирським ярусами (C_2m , C_2b), серпуховом (C_1s), верхнім та нижнім візе (C_1v_2 та C_1v_1), турнейським ярусом (C_1t). При цьому кожний комплекс, при необхідності, можна розділити ще на декілька підкомплексів. Так, (для ДДЗ) в товщі C_1v_2 виділяють ще товщі, пов'язані з XII та XIII м.ф.г., які вміщують потенційно продуктивні горизонти В-15 – В-22. Таке поступове розділення сейсмічного розрізу дозволяє виконувати коректну кореляцію кожного з цільових горизонтів, не виходячи за межі товщі його розповсюдження, а аналіз та співставлення товщин комплексів/підкомплексів допомагає визначити фази прогинання або підйому території, що вивчається, тобто наблизитись до визначення умов осадконакопичення цих відкладів.

Розглядаючи розвиток прогнозування неструктурних пасток вуглеводнів, варто пригадати, як цей процес проходив в Україні. Як і всюди, він почався з впровадженням методу СГТ та цифрової обробки сейсмічної інформації. Цей етап в Україні почався наприкінці 60-х років. Він пов'язаний з іменами В.О. Дядюри, який очолював і розробку програм, і організацію обчислювальних центрів, і впровадження обробки, та головного інженера “Укргеофізрозвідки” М.Т. Турчаненка, завдяки якому українська сейморозвідка однією з перших в СРСР стала цифровою. Це дало змогу ефективно розвідувати глибокі горизонти, в яких було відкрито низку великих родовищ.

Українська геофізика на той час виявилась найбільш підготованою до сприйняття передових західних технологій, через що саме для Києва були закуплені потужна на той час ЕОМ SIGMA-5 з розвинутою системою обробки та дві цифрові сейсмостанції Geo-Space. Досить швидко вони були не лише освоєні та введені у виробництво, а і удосконалені та розвинуті. Імпортна система обробки була доповнена новими оригінальними розробками, її продуктивність зросла майже вдвічі. Це дало змогу суттєво збільшити ефективність сейсморозвідки при вирішенні недоступних раніше задач, зокрема при пошуках та розвідці складно побудованих нетрадиційних пасток на великих глибинах. У впровадженні та розвитку систем цифрової обробки відіграли значну роль В.О. Дядюра, Г.Б. Сергій, І.Ю. Михайлик, Є.Л. Цацко, В.М. Пилипенко, Г.І. Ващенко, О.О. Кравчук та багато інших. Виробниче виконання обробки за передовими технологіями в Києві та в геофізичних експедиціях очолювали Д.В. Петрик, А.Ф. Рева, Ю.Б. Демиденко, Г.П. Єрмолаєв, В.М. Яковлев, В.А. Сикал, Є.М. Бородулін та інші. Досягнутий ними досить високий, як на той час, рівень якості сейсмічних матеріалів дав змогу вже у 70-80-х роках випробувати програми прямопошукового напрямку та застосовувати елементи сеймостратиграфічного аналізу. Одночасно із використанням придбаних програм і технологій, в Україні створювались нові вітчизняні розробки.

Перш за все треба згадати Ю.В. Тимошина. Він одним з перших у світі показав, що необхідний для прямих пошуків аналіз динамічних параметрів хвильового поля має виконуватись тільки по мігрованих розрізах, що зараз є загально визнаним. За його ідеями в Україні виник та продовжує розвиватись і зараз напрямок прямих пошуків, оснований на спробах виявлення в хвильовому полі слідів епігенетичних змін, які викликані дифузійним потоком над покладом (Н.І. Якубецька, С.Г. Семенова, Д.М. Ковалев).

Геофізики України в цей період розробляли і випробували у виробничому масштабі багато власних програм, методик і технологій, спрямованих на вивчення нетрадиційних покладів вуглеводнів. Так, в СУГРЕ

(Східно-Українська експедиція) досить багато використовувався комплекс програм аналізу хвильового поля за алгоритмами Є.П. Пуздровського, згідно з якими елементи сейсмічної траси апроксимувались синусоїдами різних частот. Низку програм спектрального аналізу сейсмічних даних розробляли та випробували І.В. Карпенко та В.Б. Будкевич. Оригінальний метод комплексування сейморозвідки та ГДС з вивченням резонансних властивостей середовища був розроблений Г.Ф. Телепневим та В.П. Ковальовим. Останній і зараз продовжує удосконалення і впровадження цього методу, відомого сьогодні як метод комплексної сейсмічної декомпозиції CSD. Програми і методика детального прогнозування геологічного розрізу (ДПР), яка використовує для спектрального аналізу нетрадиційні дзвоноподібні частотні фільтри, були створені Л.Є. Фільштинським. Вони активно використовувались львівськими геофізиками. Комплекс алгоритмів та програм спектрально-часового та амплітудно-частотного аналізу, розроблений Б.В. Пилипишиним, вже багато років застосовується ним для прогнозування геологічного розрізу, зокрема для виявлення розущільнених зон та можливих каналів міграції вуглеводнів. Методика прогнозування літологічного складу та нафтогазоносності на основі розпізнавання образів була розроблена Г.І. Овсеєнком і застосовувалась ним до останнього часу в роботах УкрДГРІ. Метод виявлення відбиттів, що безпосередньо відображають ГВК (газоводяний контакт) чи ВНК (воднонафтовий контакт), запропонував та обґрунтував А.В. Мадатов. Широкого застосування в Україні він не знайшов через несприятливі сейсмогеологічні умови. Великий комплекс програм, спрямованих на вивчення міжреперних продуктивних горизонтів, був розроблений за ідеями та алгоритмами А.Ф. Реви, за участю якого до останнього часу проводилось його впровадження та удосконалення.

Окрім цілком оригінальних розробок, до умов України, і зокрема ДДЗ, адаптовувались і впроваджувались у масове виробництво відомі з публікацій алгоритми та методики. Так, Ю.К. Тяпкіним, а пізніше і М.О. Голярчуком

були розроблені програми розрахунку миттєвих параметрів, що дозволило широко використовувати цей метод. Ефект “яскравої плями” в сейсмогеологічних умовах ДДЗ проявляється рідко, але за сприятливих умов цей метод використовується (Р.В. Герасимович та інші). Методика комплексування сейсморозвідки та ГДС з використанням псевдоакустичного перетворення ПАК була розроблена в Київській дослідно-методичній експедиції (КДМЕ) і успішно застосовується до цього часу при вирішенні складних неструктурних задач (Г.Б. Сергій, А.В. Андрієвський, В.С. Ратушний, Ю.М. Тагіров та інші). Не можна не згадати значну роль, яку зіграли у впровадженні цих нетрадиційних і часом ризикованих методик провідні геофізики розвідувальних експедицій – Г.П. Єрмолаєв, Ю.Д. Співак, А.С. Сіранчук, В.В. Сабецький, В.П. Межуєв, М.М. Введенська, А.В. Ніколаєв та багато інших.

Далеко не всі згадані вище розробки продовжують використовуватись. Багато з них успішно працювали лише в авторському виконанні, мабуть вони потребували тонкого відчуття сутності методу і великого бажання отримати результат. Але і ці, і більш успішні роботи 70-90-х років дозволили накопичити досвід складних, нетрадиційних досліджень в умовах ДДЗ та підготувати необхідних для них спеціалістів.

Наприкінці 80-х років, на стику трьох дисциплін – геології, сейсморозвідки та геофізичних досліджень свердловин (ГДС) почав розвиватися ще один напрямок пошуків та розвідки вуглеводнів - прогнозування геологічного розрізу (ПГР), який увібрав у себе і структурну сейсморозвідку, і сеймостратиграфію. Цей напрямок поставив перед собою вирішення ще більш складних задач: - детальне розчленування неоднорідних осадових товщ на основі сейсморозвідки та ГДС; - пошуки неантиклінальних пасток, в тому числі виявлення біогермів і палеорифів, трасування палеорусел та захоронених ерозійних долин, прогноз структурно-літологічних пасток; - прогноз речовинного складу відкладів; - прогноз колекторських властивостей та оконтурювання зон виклинювання піщаних

колекторів; - прогноз геологічного розрізу в точках закладання пошукових свердловин [5].

Таким чином, постійне збільшення питань та вимог, що поставали перед геологами і потребували вирішення, сприяло неухильному розвитку напрямків більш детального вивчення геологічного розрізу та виявлення в ньому перспективних об'єктів різних типів за даними сейсморозвідки.

Висновки.

Із зробленого огляду розвитку основних напрямків досліджень можна зробити висновки, що зараз у світі, і зокрема в Україні, розроблено багато методичних та технологічних засобів і прийомів, які розширюють можливості сейсморозвідки та дозволяють отримувати додаткову інформацію із сейсмічного хвильового поля. При цьому, звичні структурні побудови, що були головним результатом робіт в попередні роки, на сучасному етапі стають складовою загального процесу інтерпретації, але не втрачають своєї вагомості. Використання багатьох методико-технологічних прийомів та засобів ускладнює дослідницький процес, тому для його оптимізації необхідно створити інтепретаційні моделі детального вивчення геологічного розрізу, які враховують типи цільових розрізів та пошукових об'єктів у них. Створені моделі дозволять збільшити кількість отриманої корисної геологічної інформації, підвищити рівень детальності кінцевих результатів та сприятимуть більш ефективному проведенню геологорозвідувальних робіт (ГРР) на різних його етапах, що буде показано в наступних розділах.

РОЗДІЛ 2

ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ

Деталізація будови площ з прогнозуванням геологічного розрізу на рівні характеристики продуктивних горизонтів не можливі без знання загальної будови та історії розвитку регіону в цілому. Це дозволяє інтерпретатору, по-перше, визначитись з типами розрізів та відповідних до них умов осадконакопичення відкладів, пов'язавши ці дані з наявним сейсмічним матеріалом, а по-друге, визначитись з потенційно перспективними (цільовими) горизонтами та типами очікуваних пасток вуглеводнів в них. Тобто, ці знання спрямовують інтерпретаційні роботи, підвищуючи їх ефективність.

2.1. Геологічна характеристика цільових товщ ДДЗ.

Відомості про геологічну будову ДДЗ викладені в багатьох книгах, звітах, доповідях то що [6 - 17 та ін.]. За цими даними в геологічному розрізі Дніпровсько-Донецької газонафтової області (ДДГНО) виділяється 12-15 кілометрова товща осадового чохла, яка перекриває товщу кристалічного фундаменту (КФ) і складена різновіковими теригенно-карбонатними відкладами. У складі КФ присутні гнейси різних петрографічних властивостей, амфіболіти, кристалічні сланці, граніти і комплекс основних та ультраосновних порід архейського та протерозойського віку [15], стратиграфічні та структурні взаємовідносини яких в більшості випадків до сьогодні не встановлені.

Враховуючи те, що переважна кількість відкритих родовищ нафти і газу ДДЗ зосереджена в відкладах карбону, основні роботи по виявленню та детальному вивченню покладів вуглеводнів пов'язувались саме з цими відкладами. Тому основна увага в даному розділі приділятиметься характеристиці геологічної будови товщі нижнього та середнього карбону.

Крім того, торкнемося питання будови розкритої бурінням верхньої частини кристалічного фундаменту як нового, самостійного типу об'єкту, перспективного в нафтогазоносному відношенні.

Верхня частина кристалічного фундаменту. Узагальнена характеристика відкладів верхньої частини кристалічного фундаменту подається для Північного та Південного бортів ДДЗ (ПБ і ПДБ відповідно), що пов'язано з досяжними для свердловин глибинами його залягання – від 3,5 - 4,0 км і вище.

Більшість свердловин, що пробурені в межах Північного борту ДДЗ, були спрямовані на вивчення товщі осадового чохла, тому розкривали лише перші десятки метрів товщі кристалічного фундаменту. І тільки 138 свердловинами розкрито докембрійські кристалічні утворення на глибині від 255 до 1050 м в різних частинах борту. За наявним матеріалом речовинний склад фундаменту характеризується великою різноманітністю і представлений гранітами, плагіогранітами, гнейсами, мігматитами, ультрабазитами, гранодіоритами, metabазитами, метапорфіритами, кварцитами, кристалічними сланцями, амфіболітами та сієнітами.

За геофізичними даними поверхня кристалічних порід, що ускладнена системою розломів різного простягання, направленості площин падіння та величин амплітуд, створюючи як локальні, так і крупні структурні елементи, похила і заглиблюється на південний захід і південний схід. Кути її нахилу малі і змінюються від 1° до $3-4^\circ$. Інколи нахил поверхні фундаменту збільшується до $5^\circ-6^\circ$ при наближенні до крайових розломів [16, 17].

З позиції нафтогазоперспективності значний інтерес представляють виділені по розкритому бурінням розрізу порід фундаменту зони підвищеної тріщинуватості, пористості та проникності.

За даними [16] в межах ПБ ДДЗ умовно можна виділити III такі зони, які представлені не суцільними ділянками, а складаються з серії локальних об'єктів підвищеної тріщинуватості/проникності та щільних різновидів порід кристалічного фундаменту, тобто, ефективні товщини цих зон невідомі.

I – кора вивітрювання (КВ) порід КФ. Не дивлячись на те, що вона промислово нафтогазоносна на ряді родовищ (Хухринське, Юліївське, Чернетчинське, Наріжнянське, Коробочкинське), вертикальний розріз її повністю не вивчений. Товщина I зони змінюється від кількох десятків метрів (на деяких ділянках може різко зменшуватись до перших метрів, або бути зовсім відсутня) до 150-200 м. Покришками для кори вивітрювання є глинисті відклади осадового чохла та верхньої зони кори вивітрювання.

Умови формування природних резервуарів тут зовсім інші, ніж в осадовому чохлі: вивітрювання порід КФ відбувається значно повільніше, ніж процеси ерозії та перевідкладення кір, тому на склепіннях піднять та денудованих виступів фундаменту, що активно ростуть, змив міг повністю її знищити.

II зона – зона підвищеної тріщинуватості в товщі порід фундаменту. Прикладом цієї зони може слугувати свердловина Юліївська-2, де з глибини 3636-3735 м. отримано промисловий приплив вуглеводнів з порід КФ, поверхня якого в цій свердловині залягає на глибині 3468 м.

I та II зони розділяються товщею більш щільних порід, що доведено петрографічними дослідженнями керн, ГДС та випробуваннями. Товщина цієї товщі складає 100 м. та більше.

III зона – зона розуцільнення, дроблення. Її вивчення тільки починається. Намічається вона в свердловинах Радянська-1 та Юліївська-9. Від зони II вона відділяється 100-150 метровою товщею щільних утворень КФ, має товщину 100-150 м.

Виділені зони характеризуються випадковим розподілом як по розрізу, так і в просторі. Розповсюдження їх в межах території північного борту ДДЗ ще не вивчено, тому характеристика цих зон базується на даних буріння тих свердловин, де розкрито максимальну товщину докембрійських утворень (рис. 2.1).

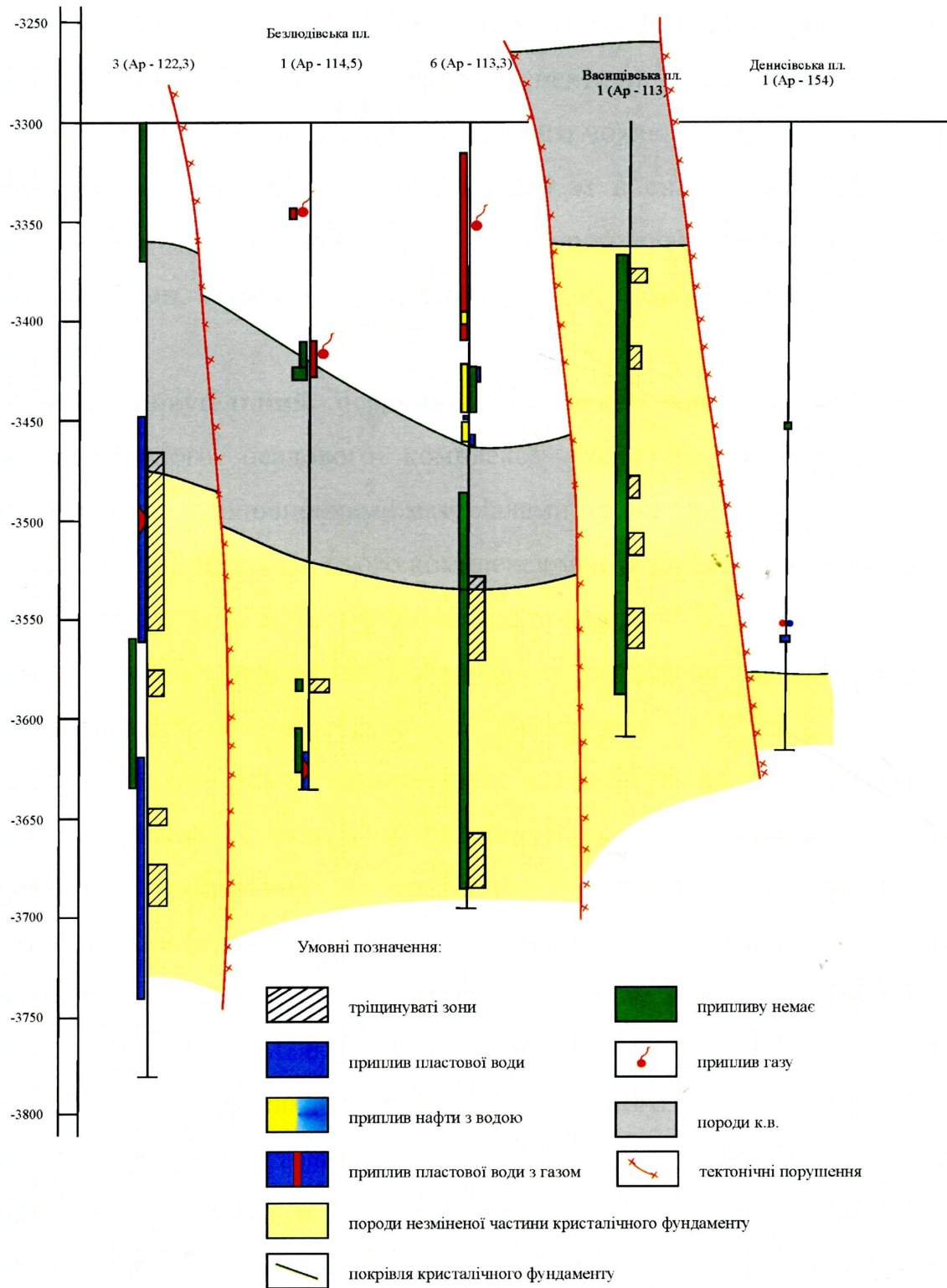


Рис. 2.1. Розподіл тріщинуватих зон в товщі кристалічного фундаменту на Безлюдівській, Васищівській та Денисівській площах ДДЗ [18]

Південний борт ДДЗ вивчений геолого-геофізичними роботами гірше, ніж Північний. Вважається, що перспективи його нафтогазоносності обмежені через невеликі товщини осадового чохла. Розкрита товщина порід докембрію від декількох десятків до 289 м в св. 4-Кобеляцька, де вони представлені біотитовими і біотит-роговообманковими гнейсами, плагіогранітами, гранітами, гранодіоритами, амфіболітами, залізистими кварцитами.

Кам'яновугільний осадовий комплекс. Загальна характеристика кам'яновугільного осадового комплексу подається за даними [14] із скороченням та з доповненнями матеріалами інших джерел [19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26 та ін.]. Відклади цього комплексу мають широке розповсюдження в западині. Вони залягають з регіональною перервою і кутовою незгідністю різними своїми літостратиграфічними підрозділами на різновікових і різнофаціальних горизонтах девону та протерозою.

В регіональному плані характерним для кам'яновугільних відкладів є послідовна зміна їх складу з південного сходу на північний захід від переважно карбонатних і карбонатно-глинистих морських товщ до теригенних прибережно-морських, лагунних та континентальних утворень. Значно зростає для окремих підрозділів карбону роль теригенних порід в прибортових зонах. Слід також відмітити, що відбувається загальне зменшення товщини відкладів карбону з південного сходу на північний захід, а також в бік прибортових частин западини внаслідок розмиву відкладів окремих частин розрізу та їх генетичного (седиментаційного) виклинювання. Найбільш повні в стратиграфічному відношенні розрізи, приурочені до центральної частини ДДЗ, де їх товщина сягає понад 3000 м.

В розрізі цього комплексу виділені та фауністично обґрунтовані нижній, середній та верхній відділи, які, в свою чергу, розділяються на яруси, під'яруси, горизонти і свити.

Нижній відділ (С₁). Роботами багатьох дослідників встановлено, що нижньокам'яновугільні відклади ДДЗ представляють собою трансгресивно-

регресивне перешарування піщано-глинистих відкладів з пачками вапняків та прошарками вуглів, що накопичувались як в континентальних, так і в морських умовах. Вони пов'язані з відкладами турнейського, візейського та серпуховського ярусів.

Турнейський ярус (C_{1t}). Відклади цього ярусу поширені практично в усіх структурних зонах западини за виключенням бортів. Найбільш повний розріз розкритий свердловинами в межах центральної частини западини і в південній прибортовій зоні. За фауною форамініфер весь турнейський ярус віднесений до XV мікрофауністичного горизонту (м.ф.г.).

В ДДЗ відклади турнейського ярусу поділяються на два під'яруси – нижній та верхній.

Нижньотурнейський під'ярус (C_{1t_1}) складений переважно вапняками, в різній мірі глинизованими, інколи з прошарками алевролітів та карбонатних пісковиків. На Мачуській, Юрїївській, Сорочинській та деяких інших площах у верхній частині карбонатної товщі під'ярусу водорості разом з брахіоподами, форамініферами та криноїдеями утворюють значні за розмірами органогенні споруди (ОС) типу біогермів і біостромів. В осьовій частині ДДЗ в розрізі переважають вапняки окременілі і дуже глинисті. Товщина відкладів під'ярусу змінюється від 50 м до 350 м. В його розрізі чітко виділяються два цикли, які відповідають продуктивним горизонтам Т-3 та Т-4.

Верхньотурнейський під'ярус (C_{1t_2}) в занурених зонах ДДЗ складений двома пачками порід: нижньою – глинисто-піщаною та верхньою – вапняково-глинистою товщею з рідкими прошарками піщаних порід.

Роль глинистих прошарків нижньої пачки збільшується в сторону депресійних зон, де переважають морські умови осадконакопичення. В межах південної прибортової зони в південно-східних районах западини ця товща вже характеризується переважно карбонатно-глинистим і карбонатним складом, що відображує закономірне збільшення мористості відкладів нижнього карбону в південно-східному напрямку. Максимальна товщина

відкладів нижньої пачки розкрита в занурених зонах западини і складає 200-250 м. В прибортових зонах товщина зменшується до десятків метрів, а на крупних підняттях відклади цієї товщі взагалі відсутні.

В товщі верхньої пачки часто зустрічаються прошарки глинистих та органогенно-уламкових вапняків, найбільша їх товщина розкрита у Срібненській депресії, де досягає 310-370 м. В прибортових зонах вона зменшується до декількох десятків метрів.

Візейський ярус (C_{IV}). Відклади візейського віку в межах западини поширені повсюдно. Найбільш повний їх розріз розкритий свердловинами на площах, розташованих в центральних районах Срібненської та Жданівської депресій, де вони досягають товщини більше 1 500 м [16]. В межах ДДЗ візейський ярус поділяється на нижньо- та верхньовізейські під'яруси, які, в свою чергу, поділяються на 6 мікрофауністичних горизонтів – XIV, XIII, XIIa, XII, XI, X, де два перші м.ф.г. відносяться до нижньовізейського під'ярусу, а інші – до верхньовізейського під'ярусу.

Відклади *нижньовізейського під'ярусу (C_{IV1})* з глибоким розмивом та кутовою незгідністю залягають на різних горизонтах турнейського ярусу, а в прибортових зонах і на бортах западини – на відкладах девону і архей-протерозою. Вони розповсюджені практично на всій території ДДЗ, товщина їх змінюється від 30 м до 350 м.

XIV мікрофауністичний горизонт в центральній частині западини, в районі Срібненської та Жданівської депресій, представлений переважно карбонатно-глинистою товщею, якій притаманні чередування мілководно-морських та депресійних типів порід. Розріз, в основному, складений аргілітами. Вапняки розвинуті у виді окремих пластів незначної товщини, від 2-5 м до 15 м, серед них виділено декілька різновидів, які чередуються в розрізі і перешаровуються аргілітами. На Яблунівській, Рудівській, Ярівській, Бакумівській площах в розрізі XIV м.ф.г. виявлені окремі невеликі за розмірами органогенні споруди. В межах Луценківсько-Рудівського

поперечного валу в глинисто-карбонатному розрізі XIV м.ф.г. зустрічаються прошарки доломітизованих вапняків і доломітів.

На північний захід від Срібненської та Жданівської депресій і в напрямку до бортів фаціальний склад і товщини XIV м.ф.г. змінюються. В розрізі карбонатно-глинистої товщі поступово з'являються алевроліти, дрібнозернісі, а згодом і крупнозерністі пісковики, горизонти вуглистих аргілітів і прошарки кам'яного вугілля.

Загальна товщина відкладів XIV м.ф.г. змінюється від 50 м в районі Ічнянської групи структур до 200 м в районі зануреної частини Жданівської депресії. Значна частина розрізу має чітку тричленну будову, тобто виділяються три ритмопачки, які відповідають продуктивним горизонтам В-27, В-26н та В-26в.

Відклади XIII мікрофауністичного горизонту розвинуті значно ширше, ніж підстеляючі утворення і відомі під назвою „нижньовізейська карбонатна плита”. В центральній частині ДДЗ відклади XIII м.ф.г. представлені перешаруванням вапняків з аргілітами. Найбільш повні розрізи карбонатної товщі розкриті свердловинами на Волківській, Рудівській, Яблунівській, Сорочинській та Бакумівській площах, де виявлено сім пачок вапняків, розділених прошарками морських, тонковідмучених чорних аргілітів, які створюють продуктивні горизонти В-25 та В-24. В межах Свиридівської, Червонозаводської та інших площ у верхній частині розрізу нижньовізейських відкладів виділяється товща теригенних порід, яка складена аргілітами з прошарками вапняків і, за номенклатурою ДГП „Чернігівнафтогазгеологія”, відноситься до продуктивного горизонту В-23 (В-24в).

Карбонатні відклади широко розвинуті також на облямуванні Срібненської депресії, де вони, за даними О.Ю. Лукіна та інших [12, 27] утворюють різні типи рифогенних і біогермних тіл Срібненського мегаатолу, в яких відкрито низку нафтогазоконденсатних родовищ і покладів (Селюхівське, Біличівське, Малосорочинське та ін.). В центральній частині

Срібненської западини відклади XIII м.ф.г. представлені депресійними темно-сірими до чорних аргілітами та чорними глинисто-кремнистими вапняками з рідкими органічними рештками.

До покрівлі карбонатної товщі нижньовізейського під'ярусу приурочений сейсмічний відбиваючий горизонт $V_{в3}$, який майже для всієї території ДДЗ вважається реперним сейсмічним горизонтом. Це чіткий, динамічно виразний одно-двофазний (в залежності від товщини карбонатів) горизонт, що добре розпізнається в сейсмічному хвильовому полі.

Верхньовізейський під'ярус (C_{1v2}). Як вже вказувалось вище, відклади верхньовізейського під'ярусу виділяються в обсязі XIIa, XII, XI та X м.ф.г. Вони залягають із стратиграфічним переривом на підстиляючих утвореннях раннього візе, турне, девону і породах кристалічного фундаменту.

XIIa мікрофауністичний горизонт. Найбільш повний розріз цієї товщі розкритий свердловинами занурених частин Срібненської, Жданівської та Миргородської депресій, де вони складені піщано-глинистими та алевритово-глинистими породами. Товщина відкладів XIIa м.ф.г. в занурених частинах западини сягає більше 500 м, на схилах депресій вона зменшується до 60-100 м, в напрямку бортів товщина продовжує зменшуватись до повного виклинювання [12, 28]. На рис. 2.2 показано поступове зменшення товщини XIIa м.ф.г. під час переходу з приосьової до південної прибортовою частини западини.

В розрізі XIIa м.ф.г. виділяється 6 продуктивних горизонтів (В-23н, В-23в, В-22н, В22в, В-21н, В-21в), складених пісковиками та алевролітами. Характерною їх особливістю, за даними [28] є суттєва літофаціальна змінність по латералі, що дозволяє створювати різні типи пасток. З ними пов'язана ціла низка розкритих родовищ вуглеводнів із значними запасами.

Відклади XII мікрофауністичного горизонту з розмивом і незгідністю залягають на підстиляючих утвореннях XIIa м.ф.г., нижньовізейських, турнейських відкладах, а в межах бортів – і на відкладах девону та фундаменту. Вони представлені ритмічним чередуванням піщаних,

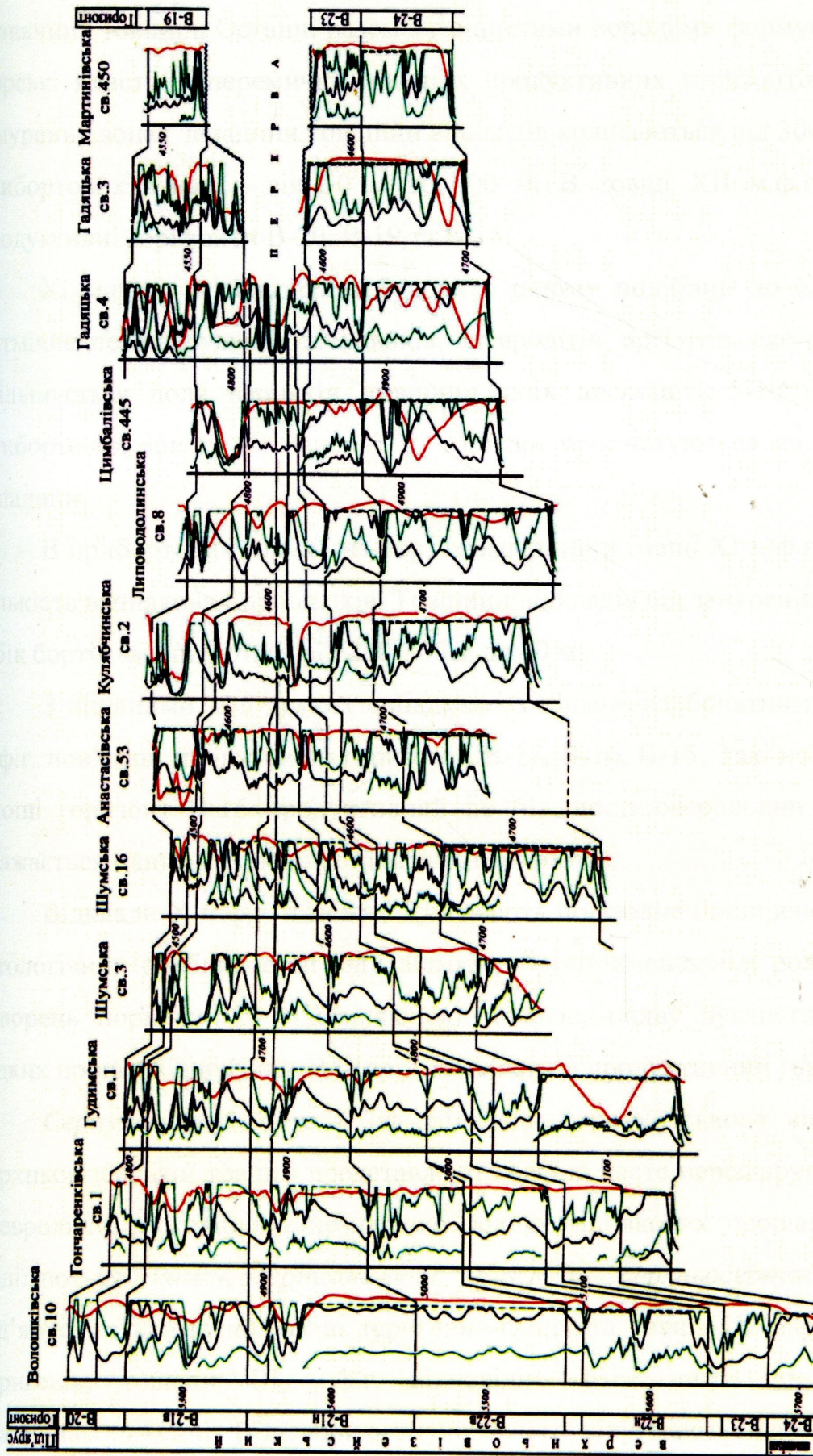


Рис. 2.2. Характеристика горизонтів, що складають товщу ХІІа м.ф.г. [за Я.Г. Лазаруком. 2006]

алевроитових і глинистих порід з підпорядкованими прошарками вапняків незначних товщин. Останні разом з глинистими породами формують витримані морські пласти – перемички піщаних продуктивних горизонтів. В найбільш занурених зонах западини товщини відкладів коливаються від 300 м до 600 м, в прибортових зонах – від 50 м до 300 м. В товщі XII м.ф.г. виділяються продуктивні горизонти В-20, В-19 та В-18.

XI м.ф.г. за характером будови в цілому подібний до XII м.ф.г. – це ритмічне перешарування пісковиків, алевролітів, аргілітів, але серед останніх збільшується доля вапняків, товщини яких досягають 5-10 м, особливо в прибортових зонах. Як реперні, ці вапняки простежуються на всій території западини.

В прибортових зонах і на бортах западини в товщі XI м.ф.г. збільшується кількість вапнякових прошарків. Товщини відкладів від занурених зон западини в бік бортів зменшуються від 250-300 м до 40 м.

З піщаними, а в деяких випадках і з піщано-карбонатними пластами XI м.ф.г. пов'язані продуктивні горизонти В-17, В-16, В-15. Так, на Скворцівській площі горизонт В-16 продуктивний по більшості свердловин площі і тому вважається одним з основних цільових горизонтів.

Відклади X м.ф.г. в межах ДДЗ мають повсюдне поширення. Серед його літологічних особливостей слід відмітити різке зменшення ролі карбонатних утворень порівняно з підстиляючою товщею, появу вуглистих аргілітів та рідких прошарків вугілля. В розрізі виділяється продуктивний горизонт В-14.

Серпуховський ярус (C_{1s}). Відклади серпуховського віку близькі до верхньовізейської товщі і представляють собою часте перешарування аргілітів, алевролітів, пісковиків з незначною роллю вапнякових прошарків. В розрізі виділяються *нижньосерпуховський* (C_{1s1}) та *верхньосерпуховський* (C_{1s2}) під'яруси, з якими пов'язані теригенно-глиниста товща IX м.ф.г. і глинисто-теригенна товща VIII м.ф.г. відповідно. Між ними існує перерив в осадконакопиченні. Відклади серпуховського віку мають переважно морське походження, але деякі піщані горизонти мають явні ознаки руслового

походження. Вони можуть утворювати локальні об'єкти і бути перспективними в нафтогазоносному відношенні. Саме такими прикладами можуть слугувати Південно-Афанасівське та Афанасівське родовища, розташовані в північній прибортовій зоні, Личківське, Східно-Новоселівське та Ульяновське – родовища в південній прибортовій зоні.

Максимальні товщини відкладів серпуховського віку, розкриті свердловинами в занурених районах западини, перевищують 700-800 м. В напрямку до бортів вони поступово зменшуються.

Середній відділ (C₂). Середньокам'яновугільний відділ в ДДЗ широко розвинутий і встановлений в усіх тектонічних зонах. Він розкритий великою кількістю свердловин. В розрізі середнього карбону виділяються башкирський і московський яруси, область розповсюдження і повнота розрізів яких в регіоні не однакова.

Башкирський ярус (C_{2b}). Відклади башкирського віку на більшості території залягають трансгресивно з незначною кутовою незгідністю на підстиляючих утвореннях. Нижня межа ярусу досить чітко виділяється за зміною літологічного складу порід і палеонтологічними даними. Верхня – умовно проводиться в підшві потужної пачки пісковиків, що добре простежується на електрокаротажних діаграмах. Товщина башкирських відкладів змінюється в значних межах. Максимальна приурочена до центральної та південно-східної частини западини (Солохівська, Рудівська, Срібненська, Перевозівська, Шебелинська та інші структури), де вона сягає 500-650 м. З віддаленням на північний захід та в напрямку бортів товщини описуваних відкладів істотно скорочуються як за рахунок генетичного виклинювання, так і в результаті послідовного випадіння нижніх компонентів розрізу внаслідок трансгресивного залягання.

Розріз башкирського ярусу складений двома товщами: нижня – вапняково-глиниста товща; верхню, значно потужнішу, частину ярусу, складає переважно теригенна товща.

В підозві середнього карбону виділяється і чітко простежується так звана башкирська карбонатна "плита", з якою пов'язується реперний сейсмічний відбиваючий горизонт Vb_2 .

В товщі башкирських відкладів виділяють цілий ряд продуктивних горизонтів, що утворюють родовища, подібні до Ульяновського та Східно-Новоселівського в південній прибортовій зоні (рис. 2.3).

2.2. Характеристика типів пасток та колекторів в цільових товща осадового чохла та кристалічного фундаменту ДДЗ.

Як відомо, основними об'єктами пошуків в нафтогазовій геології є пастки та поклади вуглеводнів. Стисло розглянемо поняття „пастка” і „поклад”.

За визначенням [29] поклади нафти чи газу - будь-яке природне промислове скупчення вуглеводнів (ВВ) в земній корі. Їх формування відбувається в процесі міграції флюїдів у надрах землі по проникних породах (включаючи сюди і переміщення по тріщинах і розривів). Утворення скупчень можливо тільки у випадку, якщо на шляхах міграції ВВ зустрічаються пастки, здатні накопичувати і зберігати в собі значні кількості ВВ. Пастка є частиною природного резервуару (ПР), під яким слід розуміти геологічне тіло різної форми, розміру та походження, де може відбуватися міграція, акумуляція та збереження ВВ. ПР складається з порід-колекторів і обмежується породами-екранами, він може об'єднувати породи-колектори одного генезису різного віку, породи-колектори різного генезису одного або різного віку.

З різними відкладами геологічного розрізу пов'язані різні типи пасток та покладів. Для теригенних відкладів це структурні (склепінні), тектонічні, літологічні пастки та різноманітні їх комбінації. Для карбонатних відкладів – пастки, пов'язані з зонами тріщинуватості (хемогенні карбонати) та різні органогенні споруди (ОС). Крім того, на сучасному етапі ГРР виділяється окремий тип пастки – зони тріщинуватості (розущільнення) у відкладах кристалічного фундаменту.

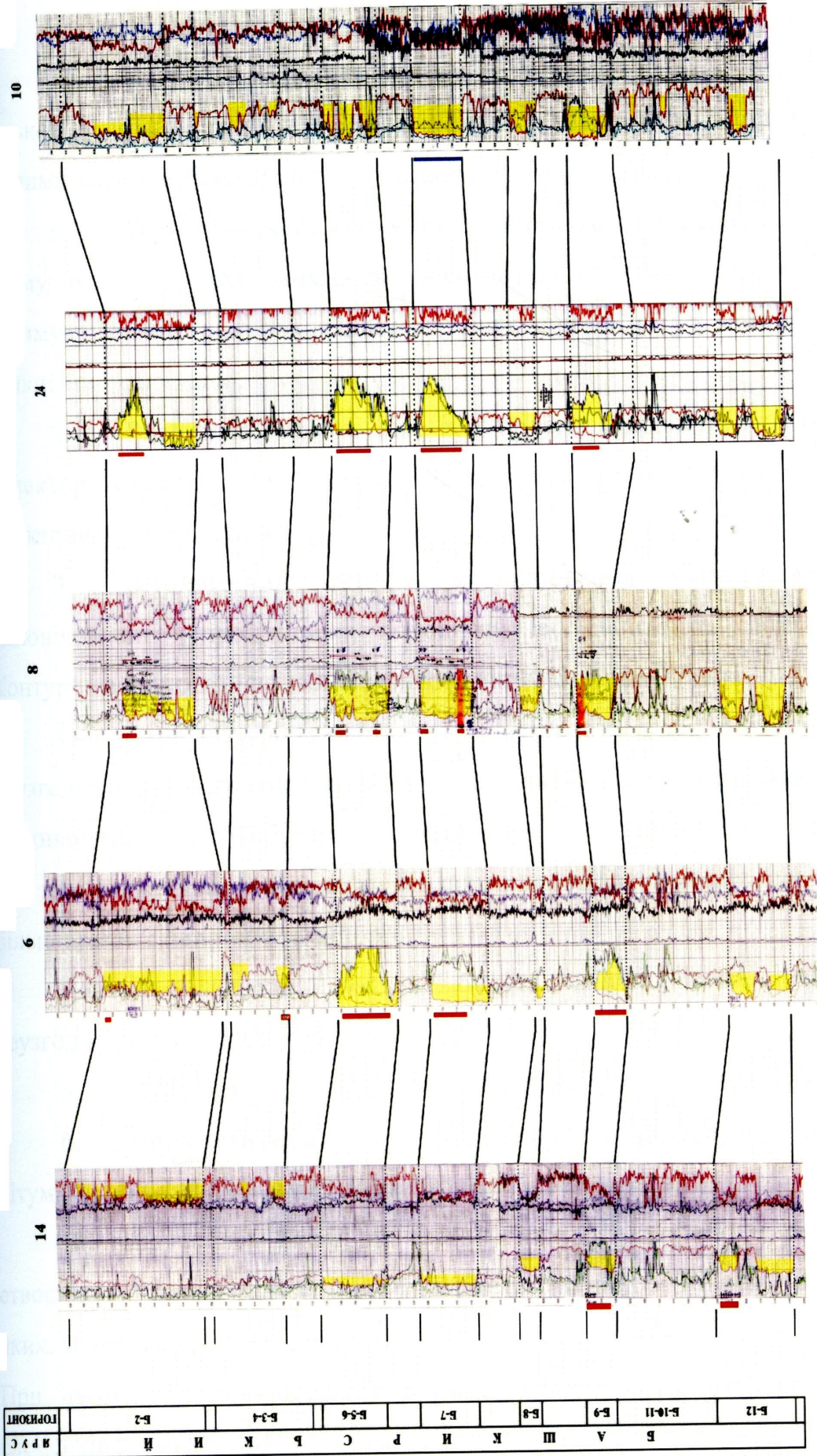


Рис. 2.3. Кореляційний профіль по свердловинах Ульянівська-14 –
Ульянівська-6 – Ульянівська-8 – Ульянівська-24 – Ульянівська-10

Наведемо їх характеристики.

Теригенні відклади. На сьогоднішній день загально визнано існування кількох основних типів пасток та великої кількості комбінованих, утворених різними комбінаціями основних пасток [30 ÷ 41].

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

2. Тектонічно екрановані, або просто тектонічні, пастки – контакт колектора з непроникними породами по тектонічному порушенню. Контурами є тектонічні порушення.

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

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

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

5. Капілярні пастки - погіршення колекторських властивостей.

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

Як вказувалось вище, ці пастки можуть утворювати різні комбінації, створюючи таким чином комбіновані, складнобудовані пастки, кількість яких, за даними різних джерел [29, 42 та ін], коливається від 60 до 100 і більше. При цьому порядок переліку в типі визначається питомою вагою різних елементів екранування.

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

Пастки, в яких екранування покладу не пов'язане з антиклінальними формами, об'єднуються в окремий клас неструктурних, неантиклінальних пасток [43, 44 та ін]. Те, що кількість пасток неантиклінального типу значно більша, ніж антиклінальних, О.Ю. Лукін наводить як відомий та беззаперечний факт, причому він має на увазі, перш за все, пастки типу піщаних акумулятивних тіл [45]. Такі пастки локалізуються найчастіше в міжреперних інтервалах розрізу і виглядають як безкореневі структури, які компенсуються наступними процесами седиментації, через що загальна товщина інтервалу між опорними горизонтами може не змінитися.

Колекторами в пастках теригенних відкладів ДДЗ в основному вважаються пісковики різного генетичного походження - руслові, дельтові, барові, прибережноморські та ін [28, 46, 47, 48, 49]. Вони утворюють різні за розмірами та формою об'єкти [50] (рис. 2.4), що відрізняються внутрішньою будовою (текстурою та структурою), характером контактів з підстиляючими та перекриваючими відкладами, будовою зон вклинювання, закономірностями просторового розміщення. Це можуть бути як локальні (акумулятивні) тіла, так і значні за латеральним розповсюдженням пісковики плащеподібного залягання. З останніми частіше за все пов'язані тектонічні та структурно-тектонічні пастки.

По матеріалах стандартної сейсмозвідки впевнено виділяються структурні, тектонічні (при амплітуді порушення більше 50 м) та структурно-тектонічні пастки.

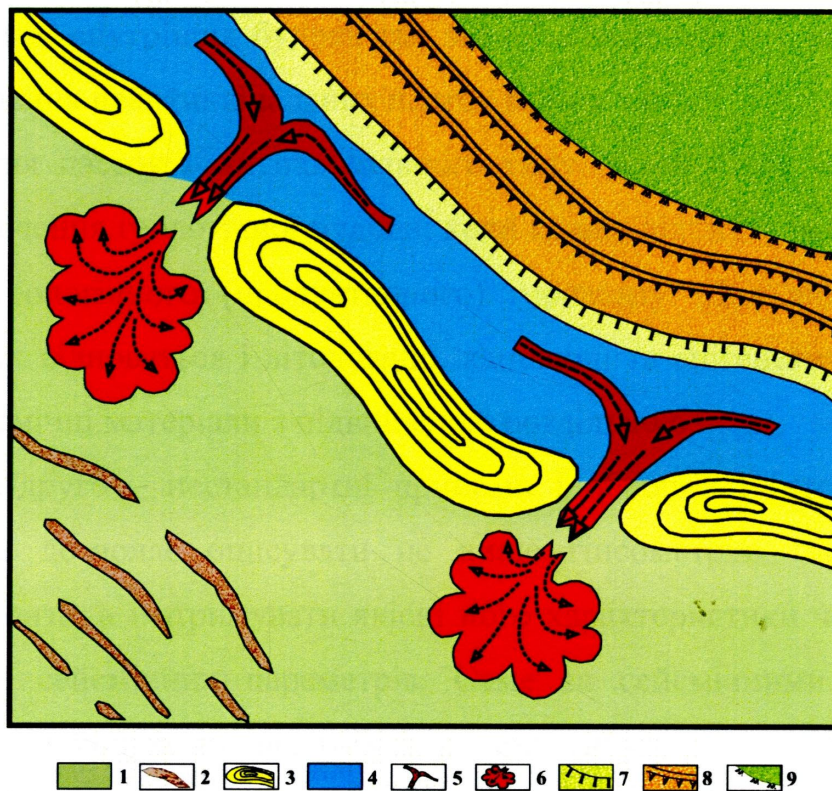


Рис. 2.4. Схема утворення та розміщення акумулятивних піщаних тіл в прибережній частині мілководного моря

1 - мілководна частина шельфу; 2 – піщані гряди; 3 – бар'єри та бар'єрні острови; 4 – забарова лагуна; 5 – вибоїни, що утворені вздовж береговими та розмивними течіями; 6 - голови розривних течій; 7 – фронтальний відкіс пляжу; 8 – берегові вали; 9 – кліф.

Стратиграфічні пастки виділяються менш впевнено – тут, як і у випадку з тектонічними порушеннями, значну роль відіграють потужності товщ, з якими пов'язані продуктивні горизонти, тобто, в обох випадках виділення пасток залежить від роздільної здатності сейсмічного матеріалу. Крім того, слід наголосити на тому, що стандартна сейсморозвідка працює, в основному, з реперними горизонтами та товщами, що містяться між ними. різноманітних (за морфогенетичними особливостями) рифогенно-карбонатних тіл, або органогенних споруд (ОС) [69, 77, 78, 79 та ін].

При цьому зазвичай аналізуються лише зміни потужностей цих товщ і не розшифровується внутрішня будова так званої міжреперної товщі, де, саме, і можливе виділення неантиклінальних пасток різних типів.

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

В Дніпровсько-Донецькій нафтогазоносній області (ДДНГО) верхньовізейський нафтогазоносний комплекс має регіональне поширення і вже давно є основним об'єктом пошукового буріння [21]. В ньому виявлено понад 350 покладів нафти, газу і конденсату на 127 родовищах. Він відрізняється найбільшим розмаїттям типів родовищ і покладів. Саме в ньому, особливо впродовж останніх років, відкриваються неантиклінальні промислові скупчення ВВ. Як вже вказувалось вище, до складу комплексу входить десять продуктивних горизонтів, починаючи з В-14 до В-23 включно. Роль регіональної покришки виконує товща нижньосерпуховських відкладів, розріз якої значно збагачений пластами глинистих нашарувань порівняно з товщею верхнього візе.

В цілому відклади верхньовізейського під'ярусу є товщею піщано-глинистих порід, що перемежуються маркуючими прошарками вапняків та вугілля, вони досить добре витримані на великі відстані, а тому задовільно корелюються і геологами і геофізиками навіть поциклічно (на практиці – в обсязі продуктивних горизонтів). Ця особливість їх будови дозволяє визначати характер внутрiformаційних перерв осадконакопичення [51, 52, 53, 54, 55, 56].

Останні утворюють стратиграфічно неузгоджені залягання пластів як трансгресивного, так і регресивного характеру. При цьому слід додати, що в розрізі верхнього візе заходу досить часто зустрічаються пласти пісковиків обмеженого розповсюдження. Це не є результатом звичайної редукції розрізів верхнього візе в бік припіднятих територій різного масштабу, а специфікою їх генезису. Маються на увазі бари, палеодельтові виноси, русла палеорік і т.п. Обмеження піщаних відкладів у вигляді літологічного і стратиграфічного виклинювання, а також флішоїдний характер відкладів верхнього візе створюють разом з відповідними структурними формами сприятливі умови для утворення пасток ВВ неантиклінального типу. В місцях, приурочених до смуг з різкою зміною темпів висхідних рухів, розвинуті породи, що зберегли наслідки підводно-зсувних процесів, утворюючи локальні неантиклінальні об'єкти.

Основні принципи виявлення неантиклінальних пасток в теригенних відкладах та конкретні приклади будуть описані в наступних підрозділах більш детально.

Карбонатні відклади. Проблемі вивчення карбонатних порід та їх колекторських властивостей приділялась велика увага дослідниками багатьох країн світу [14, 57 ÷ 68]. Труднощі, що виникають при вивченні карбонатних колекторів, пов'язані з тим, що, по-перше, на відміну від теригенних колекторів, вони мають більш складну будову порожнинного простору і характеризуються високим ступенем неоднорідності як в розрізі, так і по площі [69, 70, 71 та ін]. По-друге, вирішальна роль при формуванні фільтраційних і ємнісних властивостей в карбонатних породах належить не лише седиментаційним факторам, а і різноманітним вторинним (постседиментаційним) процесам [70 ÷ 77]. Саме такі постседиментаційні процеси як перекристалізація, доломітизація, вилуговування, карстування є основними факторами, які визначають формування фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ) карбонатних порід.

В 60-70^х роках минулого століття О.Ю. Лукіним був розроблений і обґрунтований новий для ДДЗ і України в цілому напрямок

геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, пов'язаний з різновіковими рифогенно-карбонатними комплексами (РКК), який був підтриманий багатьма провідними геологами-нафтовиками колишнього СРСР. Турнейсько-нижньовізейський РКК ДДЗ, який сьогодні входить до складу продуктивних, тривалий час розглядався як регіонально малопроникна товща щільних темнокольорових вапняків –карбонатна „плита” без будь яких власних перспектив нафтогазоносності, адже в ті роки, окрім пенсильвансько-пермського атолу Хорсшу, значні за розмірами зони нафтогазонакопичення в кам'яновугільних РКК, на відміну від девона та пермі, не були відомі. Що ж стосується нижньокам'яновугільних (місісіпських) РКК, то типові для них органогенні споруди, що отримали назву „уолтсортских куполов” [65] характеризуються відсутністю колекторів.

Відкриття низки нафтових, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних родовищ в ДДЗ (Багатовіське, Новомиколаївське, Гнатівське, Кампанське, Селюхівське, Мачуське, Личківське, Загорянське, Біличівське та інші) з покладами в різноманітних рифогенно-карбонатних пастках змінило відношення до цього комплексу. Слід відмітити, що хоча ці відкриття і підтвердили попередні уявлення про формаційну зональність та перспективність різноманітних карбонатних тіл/об'єктів в турнейсько-нижньовізейських відкладах, на думку багатьох геологів, вони все ж були випадковими. Адже на той час не були розроблені методика чи критерії їх виявлення, на стандартних сейсмічних часових розрізах особливості внутрішньої будови, притаманні типовим рифогенно-карбонатним тілам, проявляються слабо, або зовсім відсутні, в кращому випадку вони виділялися у вигляді клиноформних чи лінзовидних безкорневих структур.

Сьогодні відомо, що значні рифогенно-карбонатні тіла – це результат взаємодії передумов біогенного карбонатонакопичення з певними тектонічними умовами та геодинамічним режимом. Закономірне поєднання складних тектоно-геодинамічних та палеогеоморфологічних умов сприяло розвитку

За результатами літогеологічних, палеогеографічних та літогеодинамічних досліджень встановлено, що за генезисом, геоморфологією, розміром, внутрішньою будовою, співвідношенням з вміщуючими породами і фаціальною приналежністю органогенні споруди поділяються на декілька типів. За даними сейсмозвідки найбільш легко виділяються чотири основних типи органогенних карбонатних споруд [79] (рис. 2.5), які мають такі загальні характеристики:

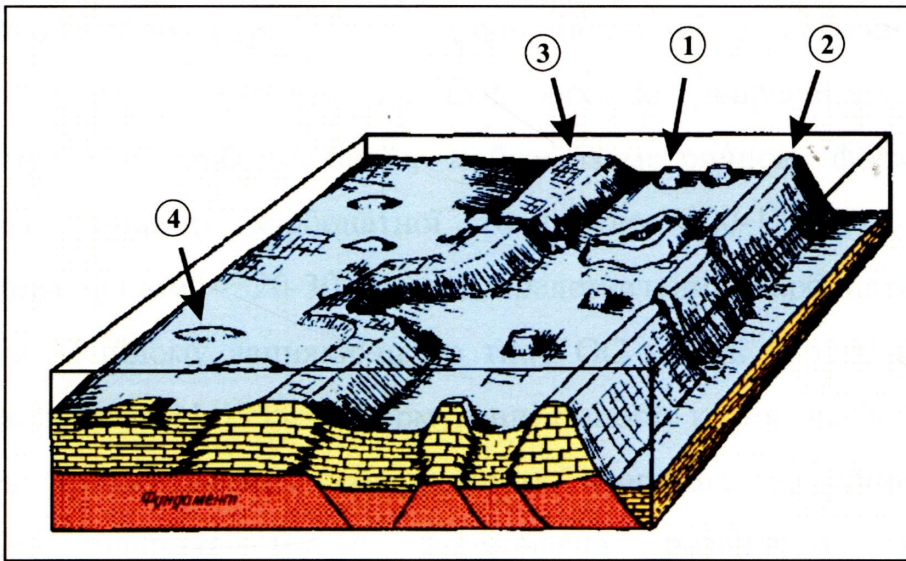


Рис. 2.5. Типи органогенних споруд, що найбільш легко виділяються за даними сейсмозвідки:

1 – стовбчасті; 2 – бар'єрні рифи; 3 – карбонатні споруди окраїни шельфу; 4 – ізольовані.

- стовбчасті карбонатні споруди майже ізометричні в плані, в процесі седиментації оточені глибоководними ділянками;

- бар'єрні рифи мають лінійну форму, з усіх боків також оточені глибоководними ділянками;

- карбонатні споруди окраїни шельфу мають лінійні форми з глибоководною зоною з одного боку та областю мілководдя з другого;

- ізольовані плосковершинні карбонатні споруди утворюються в зоні мілководдя, в безпосередній близькості від окоаїни шельфу або в зоні широких епіконтинентальних морів.

Переходячі до характеристики карбонатів Дніпровсько-Донецької западини відмітимо, що в зв'язку з тим, що турнейські карбонати ДДЗ бурінням ще недостатньо вивчені, стисла характеристика ОС буде наведена на прикладі нижньовізейських відкладів за даними [14, 65].

До *першого типу* ОС відносяться так звані „башенні” (внутрішньобасейнові) рифи, які тісно пов'язані з палеопідняттями, що розміщені в зоні переходу від схилових до депресійних фацій. Вони характеризуються горбоподібною, майже ізометричною формою з різким зростанням товщини карбонатної товщі до 120-130 м. порівняно із навколишнім фоном – 20-30 м., що представлений карбонатно-глинистими відкладами. В цілому вапняки цього типу ОС мають хороші ФЄВ, відкрита пористість досягає 11-17%. У формуванні ємності колектора вирішальну роль відіграють: тріщинуватість, кавернозність, вторинна міжзернова пористість. Фільтрація значною мірою обумовлена розвитком тріщинуватості. Перекриваються внутрішньобасейнові рифи глинистими відкладами XIIa м.ф.г., які є надійною покрішкою для збереження покладів ВВ.

Характерними представниками першого типу в ДДЗ є Біличівський, Кампанський та Прирічний „башенні” рифи, де отримано промислові припливи газу і конденсату із свердловини 1-Біличівська з дебітами $Q_r^5=40$ тис.м³/добу та $Q_k^5=19$ м³/добу; із свердловин 1 та 50 Кампанська - $Q_r^8=307$ тис.м³/добу і $Q_k^4=24$ тис.м³/добу, $Q_k^4=24$ м³/добу відповідно.

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

До *другого типу* ОС відносяться рифогенно-карбонатні масиви бар'єрного типу, просторове розміщення яких співпадає з межами рифової фації. Рифові масиви цієї зони мають лінійну форму, що витягнута вздовж берегової лінії і, на відміну від внутрішньобасейнових рифів, характеризуються

більш пологими тилловими схилами. Ще однією особливістю їх є те, що по суті вони не створюють ізольованих споруд, а разом із міжрифовими відкладами утворюють порівняно вузький (шириною 5-10 км.) майже безперервний пояс, який облямовує Срібненську і Жданівську депресії, де простежуються великі Липоводолинський, Перекопівський, Анастасєєвський та інші масиви такого типу [64, 80, 81, 82]. В південній прибортовій зоні аналогічні масиви зустрічаються в межах Білоусівської, Бакумівської і Камишніянської площ.

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

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

Основні пастки, пов'язані з цим типом, седиментаційні, в меншій мірі, структурно-седиментаційні та комбіновані. Характерним представником є Селюхівський біогерм [83, 84].

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

П'ятий тип представлений біостромами. ОС такого типу мають лінзовидну і пластоподібну форми і порівняно невелику товщину (до перших

метрів). Як правило, аналогічно спорудам біогермного типу, залягають усередині карбонатних відкладів, зустрічаються в відкладах XI, XII, XIII і XIV м.ф.г. Характерним представником цього типу є водоростевий біостром верхньовізейського віку (XI-XII м.ф.г.), який встановлений на Ярошівській та Північно-Ярошівській площаїх.

Припливи вуглеводнів із споруд цього типу поки що не отримані, тому про їх потенційну продуктивність судити складно.

Шостий тип - різноманітні органогення банки. Вони досить широко представлені в мілководно-шельфових і схилових зонах і складаються, в основному, двома таксономічними групами – брахіоподами і криноїдеями. Брахіоподові банки залягають, в більшості випадків, у підосві карбонатної товщі і характерні для початкового етапу морської трансгресії, а криноїдні – частіше зустрічаються в верхніх частинах розрізу, формування якої проходило вже в суттєво регресивний період.

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

В цілому карбонатні породи нижньовізейського РКК мають низькі значення пористості (1-3%) і проникності (1-10 фм^2). Однак серед них зустрічаються зони з достатньо високими (пористість до 20%, проникність 100-300 фм^2) колекторськими властивостями, переважаюча більшість яких приурочена саме до різноманітних ОС. На рисунку 2.6 показані приклади окремих ОС, з якими пов'язані родовища ВВ (за даними [65]).

Забігаючи трохи наперед, скажемо, що по матеріалах сейсмозв'язки за розробленою методикою, що буде подана в третьому розділі, в турнейсько-нижньовізейських карбонатних відкладах можна виділяти перші три типи

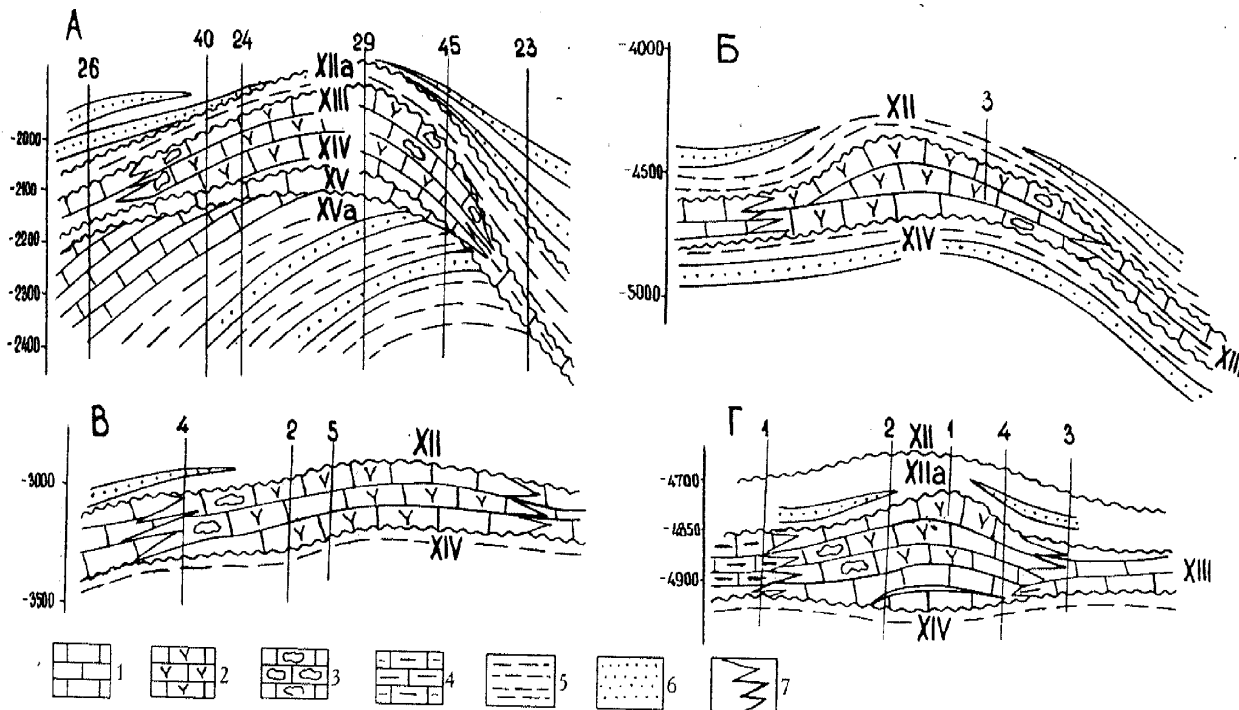


Рис. 2.6. Приклади різних типів органогенних споруд ДДЗ та їх морфогенетичні особливості [за О.Ю. Лукіним, 1999]

1 – вапняки; 2 – рифогенно-карбонатні породи (фація „рифового ядра”); 3 – уламково-карбонатні породи (фація передрифового шлейфу); 4 – темнокольорові глинисті окременілі вапняки (депресійна фація); 5 – аргіліти; 6 – пісковик; 7 – фаціально-палеогеоморфологічні границі рифових тіл.

А – Новомиколаївське нафтове родовище; Б – Прирічна нафтогазоперспективна площа; В – Селюхівське нафтове родовище;

Г – Кампанське газоконденсатне родовище.

об'єктів, найбільш перспективних в нафтогазоносному відношенні.

Відклади кристалічного фундаменту.

Найбільш важливі теоретичні проблеми геологічної будови та нафтогазоносності фундаменту обговорюються геологами-нафтовиками в багатьох роботах. Отримання у 1985-1987 рр. промислових припливів вуглеводнів з порід фундаменту на Хухрянській та Юліївській площах (північний борт ДДЗ) підтвердило необхідність вивчення його будови та потенційних можливостей на території України.

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

Співставлення результатів аналізів, наведених у [85] та літолого-петрографічних характеристик порід із свердловин, в яких отримано припливи ВВ на території північного борту ДДЗ (Хухрянська, Чернетчинська та Юліївська площі) [86, 87, 88, 89, 90, 91, 92] свідчить про те, що більшість покладів пов'язується з кристалічними породами, в першу чергу з гранітоїдами, та їх корама вивітрювання. Це пояснюється сприятливим мінералогічним складом та схильністю цього типу порід до вторинних перетворень з утворенням вторинних пустотностей в гранітоїдах. Окрім літолого-петрографічного складу відмічаються і просторові закономірності приуроченості родовищ до: - виступів фундаменту; - зон розвитку глибинних тектонічних порушень; - занурених виступів фундаменту, розбитих внутрішніми тектонічними порушеннями на блоки; - зон підвищеної тріщинуватості, пористості та розущільнення [93].

Загальноновизнаних моделей, що пояснюють закономірності розміщення покладів нафти і газу в фундаменті сьогоднішня нафтогазова наука не має, ще тільки розробляються теоретичні та практичні основи пошуків утворень

ВВ в магматичних та метаморфічних породах, хоча значна кількість дослідників пов'язує перспективи нафтогазоносності фундаменту саме з зонами розуцільнення земної кори, які можна розглядати в якості нетрадиційних колекторів, насичених флюїдами. Такі зони, розміри яких можуть дорівнювати десяткам-сотням метрів по товщині та простяганню, характеризуються випадковим розподілом в просторі. Так, значна перешаруватість флюїдоносних і флюїдоупорних зон виявлена в розрізі вивержених і метаморфічних кристалічних порід Богемського масиву свердловиною КТБ, пробуреною до глибини 8714 м в Оберпфальці, Германія; результати буріння свердловин 2000-Мінібаєвська, 2009-Новоселховська та інших (Татарстан), вказують не лише на широкий розвиток на глибинах від 200-300 до 4000 м. і нижче зон розуцільнення з щільними зонами між ними, а і на збільшення перших зон з глибиною [94].

Приуроченість виявлених родовищ ВВ в фундаменті до припіднятих блоків та/або зон тектонічних порушень орієнтує геофізиків на пошук подібних об'єктів [95].

Таким чином, на сучасному етапі для порід верхньої частини КФ намічаються кілька типів пасток. За аналогією з осадовим чохлам, їх можна віднести до тектонічних, літологічних (петрофізичних – за рахунок зміни петрофізичних властивостей) та комбінованих. Можливо, в подальшому, при збільшенні кількості свердловин, що розкривають товщу фундаменту на глибину до 1000 м, можна буде відокремити літологічні та петрофізичні пастки, але сучасним геофізичним методам це поки що не під силу.

За геологічними даними, породи фундаменту характеризуються переважно тріщинним (тріщинно-каверновим, тріщинно-каверново-поровим) типом пустотності як первинного, так і вторинного генезису. Пустоти можуть утворювати зв'язану систему, що забезпечує можливість акумуляції значних нафтогазових покладів. Отже колекторами тут можуть бути тріщинуваті та розуцільнені породи, виділення зон розвитку яких

утворюється новий напрямок пошукових робіт в сейсмозвідці. [16, 96, 97, 98, 99, 100].

Нетрадиційні об'єкти. За літературними джерелами існує ще один, нетрадиційний, тип об'єктів - це так звані „газові труби” («gas chimney» [101]). Подібні об'єкти виявлені в різних регіонах світу (Західний Сибір, Північне море, Мексиканська затока, акваторія Берінгова моря). Вважається, що вони є каналами міграції ВВ і з ними пов'язані великі родовища. Тому виявлення таких об'єктів також є перспективним в нафтогазовій геології [102]. Виявляються вони лише по матеріалах сейсмозвідки за малюнком запису та змінами сейсмічних параметрів – швидкості, частоти, амплітуди. Представляють собою стовпоподібні, ізометричні в плані зони прогинання відбиваючих горизонтів осадової товщі [101] (рис. 2.7). В верхній частині завершуються лінзою інверсії, які утворюються в зоні накопичення газогідратів, які, в свою чергу, зустрічаються лише в межах цих вертикальних циліндричних структур [102] (рис. 2.8). Крім того, вони носять сліди деструктивної зміни осадової товщі у вигляді дрібних і середніх розломів та загального зашумлення сейсмічного хвильового поля. Тобто, ці об'єкти подібні до зон розушільнення та тектонічних порушень, але відрізняються від них суто вертикальним положенням та розмірами - діаметр окремих виявлених об'єктів дорівнює 2 км (Берінгове море). Свідомством тому, що подібні об'єкти можуть бути каналами міграції ВВ із глибинних надр, є інформація про те, що на різних родовищах відмічається сучасне їх „підживлення”. Так, за даними [103] „Прояв ефекту „освітлення” нафти покладу КФ у склепінній частині структури Білий Тигр, а також насичених зон, приурочених до систем розломів, що спостерігається по різкому зниженню величини коефіцієнта світлопоглинання нафти, дає підставу зробити висновок про наявність сучасного потужного підтоку „легких” ВВ з глибинних надр фундаменту. Цей висновок добре аргументований практикою розробки покладу нафти фундаменту Центрального склепіння родовища Білий Тигр...Постійний підтік глибинних флюїдів у межах

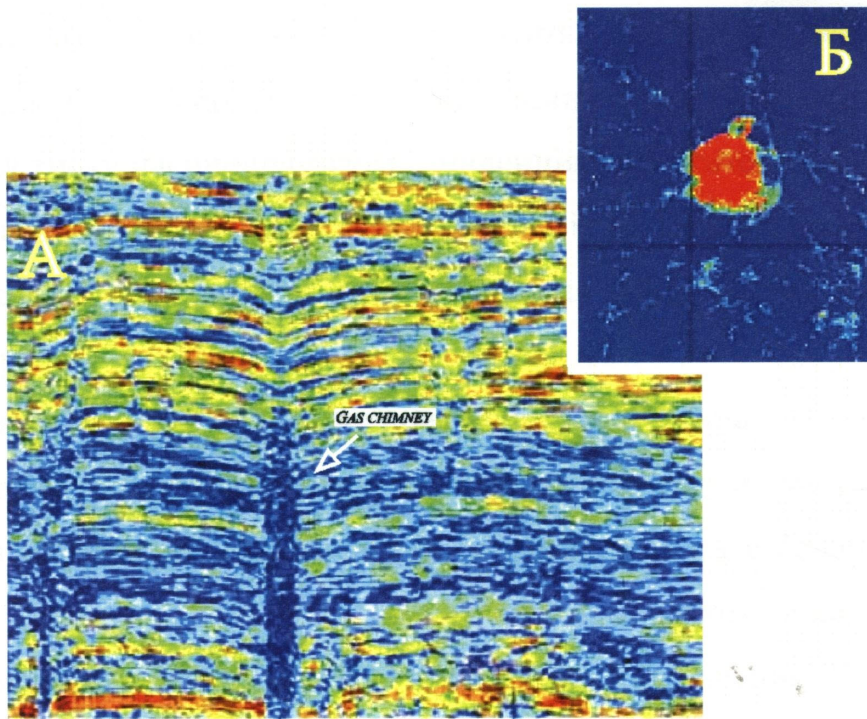


Рис. 2.7. Відображення „газових труб” на сейсмічному часовому (А),
в плані (Б)

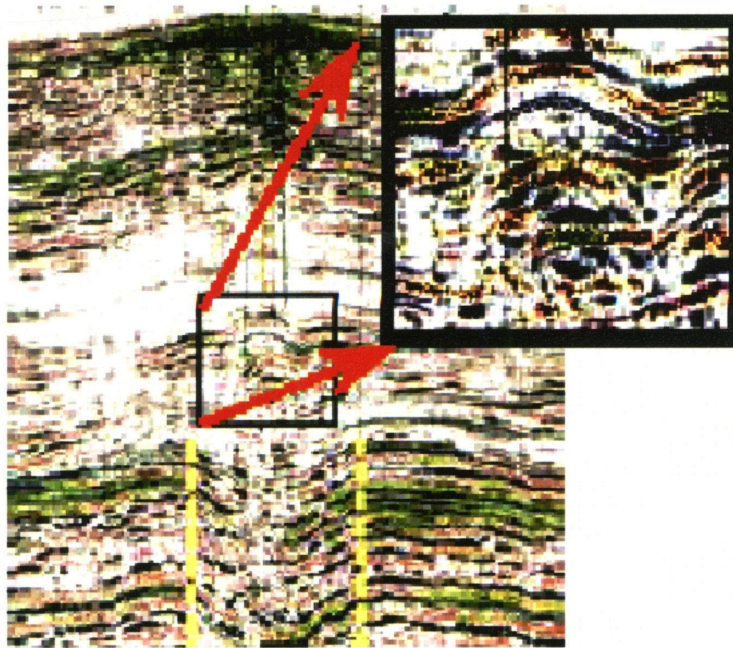


Рис. 2.8. Лінзи сейсмічної інверсії, що виділяються
в сейсмічному хвильовому полі

Центрального склепіння і крайнього Східного зануреного блока супроводжується періодичними викидами CH_4 . Про це свідчить стійка величина тиску насичення газом і тенденція росту газового фактора в процесі розробки покладу фундаменту родовища Білий Тигр у період з 1989 по 2004 рр. Спостерігається циклічність відновлення вмісту метану в супутньому газі на Центральному і Південному склепіннях...”

Наведемо ще один з прикладів. В матеріалах [104] читаємо: - „...Указаний на подток нефти из глубин достаточно много. В Татарстане отмечен ряд залежей, по которым уже извлечены все балансовые запасы, а добыча нефти продолжается. Но главным объектом наших исследований является супергигантское Ромашкинское месторождение. В последние годы проводились исследования физико-химических свойств нефтей, гидродинамические исследования параметров пластов и характеристик работы скважин на Минибаевской площади этого месторождения. Здесь анализировались данные гидродинамических исследований по 925 скважинам, изучались динамика дебитов и накопленные отборы по скважинам, изменения соотношений дебитов аномальных и нормальных скважин...”. За результатами виконаного аналізу максимальні значення середніх дебітів «аномальних» свердловин до дебітів «нормальних» закономірно повторюються через 14 років. В цій же роботі наведені результати досліджень Л.М. Сітдікової [105], за якими «...в зонах деструкции КФ может происходить генерация УВ нефтяного ряда за счет простых УВ больших глубин под влиянием каталитической активности тонкодисперсных глинистых минералов, проявляющейся в присутствии минеральных пластовых вод. Из этих зон флюиды мигрируют по нефтепроводящим каналам в ловушки осадочного чехла.»

Про підтік вуглеводнів на території ДДЗ свідчать дані по Шебелинському газовому родовищу: не дивлячись на те, що воно експлуатується вже майже 50 років (відкрито у 1956 р.), ресурси його не зменшуються. Найбільший видобуток газу у 70-х роках складав близько 31

млрд. м³/рік. В подальшому початкові запаси газу цього родовища багаторазово уточнювались, при цьому кожного разу відмічалось їх зростання. На теперішній час вони збільшилися практично в двічі.

Крім того, випадковим попаданням однієї із свердловин Прокопенковського родовища (ДДЗ) в канал міграції („газову трубу”) може бути пояснення того факту, що лише вона „працює” вже тривалий час при тому, що сусідні свердловини непродуктивні, „порожні”.

На окремих площах ДДЗ, в межах яких виконувались дослідні роботи за участю автора, в осадовій товщі виділені об’єкти, що пов’язані з зонами розущільнення [106]. На різних площах такі зони мають різний вигляд в сейсмічному хвильовому полі і, можливо, різне походження. Від описаних вище „газових труб” вони відрізняються формами та об’ємом. Не схожі вони і з тектонічними порушеннями – якщо порушення на часовому розрізі простежуються тонкими протяжними, квазівертикальними чи нахиленими зонами втрати кореляції, то зони розущільнення мають більші розміри розповсюдження, мають неправильні форми, інколи в них простежуються окремі відбиваючі горизонти. Цікавим є те, що деякі з них уверх по розрізу завершуються лінзою інверсії, що в деякій мірі дозволяє ототожнювати їх з „газовими трубами”.

Отже, виявлення нетрадиційних об’єктів, що мають назву „газові труби”, є новим і дуже цікавим напрямком в сейсморозвідці, з яким можуть бути пов’язані нові відкриття в Україні, і зокрема в ДДЗ.

2.3. Сейсмічні характеристики різних типів розрізів ДДЗ.

Верхня частина товщі фундаменту. Проблемі вивчення кристалічного фундаменту сейсморозвідкою присвячена велика кількість публікацій [17, 107, 108, 109, 110, 111 та ін.]. Ці роботи, в більшості, пов’язані з виділенням та простеженням в товщі кристалічних масивів зон розущільнених тріщинуватих порід-колекторів, що відповідає одній з головних на сьогодні задач при пошуках та розвідці покладів в КФ. Тому

сейсмогеологічна характеристика в них наведена дуже стисло та, на думку автора, дещо поверхнево.

Найбільш змістовна сейсмогеологічна характеристика товщі фундаменту подається в статті [112] на прикладі відомого родовища Білий Тигр (В'єтнам), з якою, в цілому, не можна не погодитись. А саме:

- кристалічний фундамент представляє собою середовище, в якому переважають нестабільні границі з латерально невитриманими властивостями порід, в той час, як осадові товщі – середу регулярно шарувату з протяжними границями (горизонтами), що розділяють породи з різними властивостями. Лише контакт покрівля фундаменту-підосва осадового чохла може бути контрастно просторово витриманою границею відбиття;

- особливістю фундаменту є близькість пружних властивостей порід, домінуючих в ньому. Диференціація цих властивостей суттєво нижча, ніж у осадових відкладах, де розбіжності акустичних параметрів глин, пісковиків та карбонатів досягають десятків процентів. На контактах петрофізичних різновидів фундаменту коефіцієнти відбиття, в основному, незначні, через що відбиття значної інтенсивності, типові для осадових товщ, не виникають. Ще однією причиною незначної інтенсивності відбиваючих хвиль від границь різнотипних порід є нестабільна орієнтація границь, що притаманна дислокованим породам;

- наявність інтенсивних, відносно основного фону, відбиттів від зон розломів та протяжних тріщин, де контрастність зумовлена зниженням швидкостей в цих зонах (рис. 2.9).

Виконаний дисертантом на кількох площах бортів ДДЗ аналіз сейсмічного поля, пов'язаного з розвитком порід КФ, дозволив зробити висновок, що такі характеристики можна прийняти і для бортів ДДЗ, але з деякими змінами та уточненнями:

- в часовому інтервалі, пов'язаному з відкладами верхньої частини фундаменту, виділяються різні за розмірами та конфігурацією зони наявності

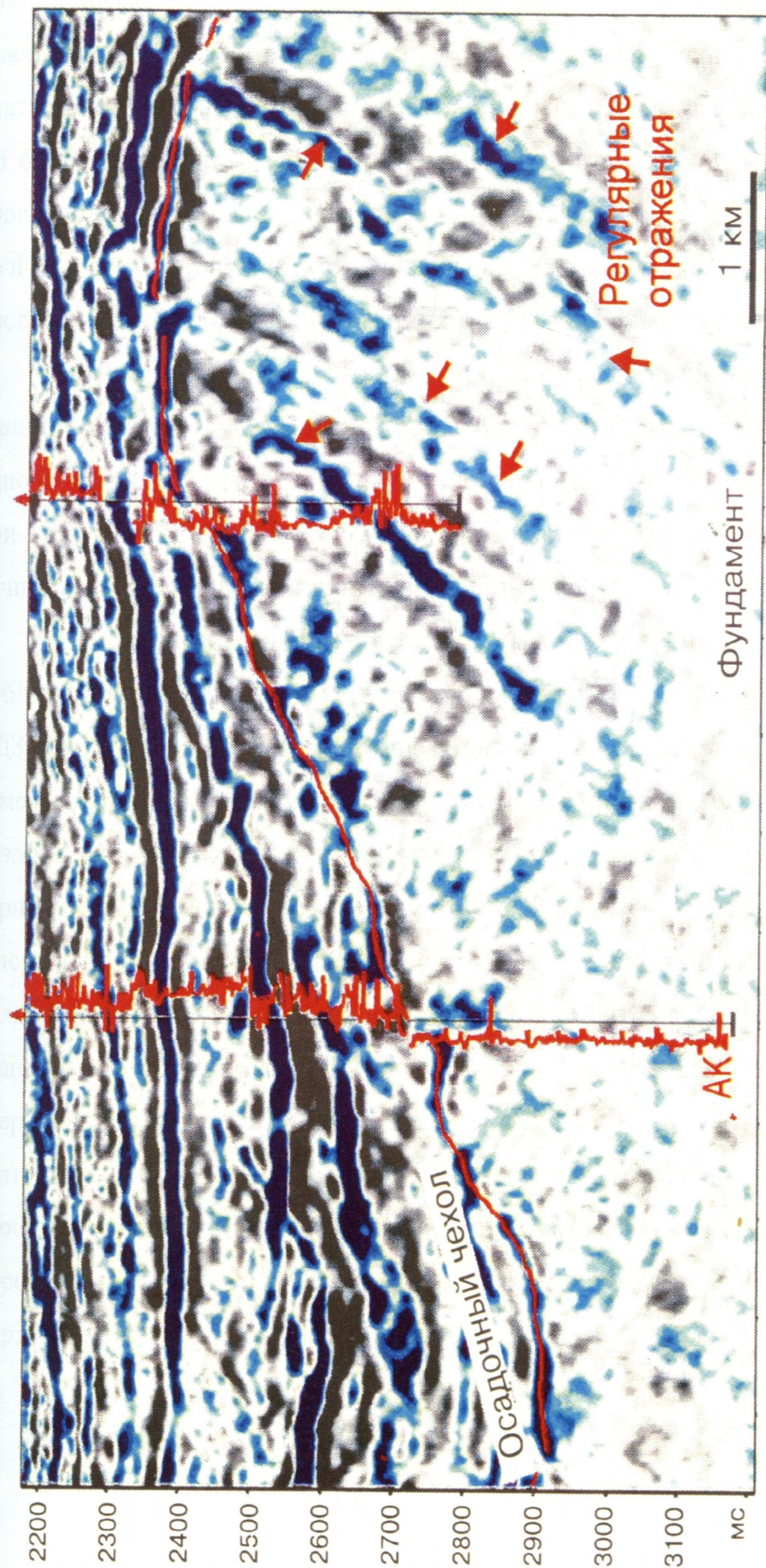


Рис. 2.9. Відображення тріщинних та розломних зон в товщі кристалічного фундаменту на сейсмічному часовому розрізі. Родовище Білий Тигр

інтенсивних, і не дуже, відбиттів, що можуть створювати у хвильовому полі власний малюнок запису, подібний до малюнку у осадовому чохла, але не повторюючи його [113] (рис. 2.10). Тобто, ми бачимо реальні сейсмічні хвилі, які опосередковано вказують на зміни внутрішньої будови товщі КФ. Вони просторово добре корелюються з від'ємними аномаліями в гравітаційному полі Δg і не пов'язані з гіпсометрією покрівлі фундаменту. Такі зони простежуються на різних глибинних рівнях і мають різні товщини;

- в зонах наявності додаткових відбиттів в верхній частині фундаменту, границя покрівлі фундаменту втрачає свою однозначність, перетворюючись з одно-двофазного відбиття в пачку, або цуг, відбиттів [114] (рис. 2.11). Це, при відсутності свердловин, ускладнює кореляцію та знижує впевненість в точності оцінки глибини залягання покрівлі фундаменту в таких зонах;

- порівняльний аналіз матеріалів різних регіонів, що подаються в публікаціях, та сейсмічних профілів по окремих площах північного борту ДДЗ, показує, що не на всіх площах тектонічні порушення характеризуються саме інтенсивними відбиттями. Так, якщо на профілях родовища Білий Тигр розломи пов'язуються з інтенсивними відбиттями [112] (рис. 2.9), то на території ДДЗ вони характеризуються „німими, білими” смугами повної відсутності відбиттів [114] (рис. 2.12), які добре виділяються на кольорокодованих профілях, але можуть бути майже не помітні на стандартних чорно-білих розрізах. Тобто, на різних площах ми бачимо дзеркально протилежні характеристики розломів у хвильовому полі. Це може бути пов'язано з різними факторами: складом фундаменту, геологічними особливостями будови, різними методами та методиками відпрацювання та обробки сейсмічного матеріалу, різними петрофізичними властивостями порід тощо.

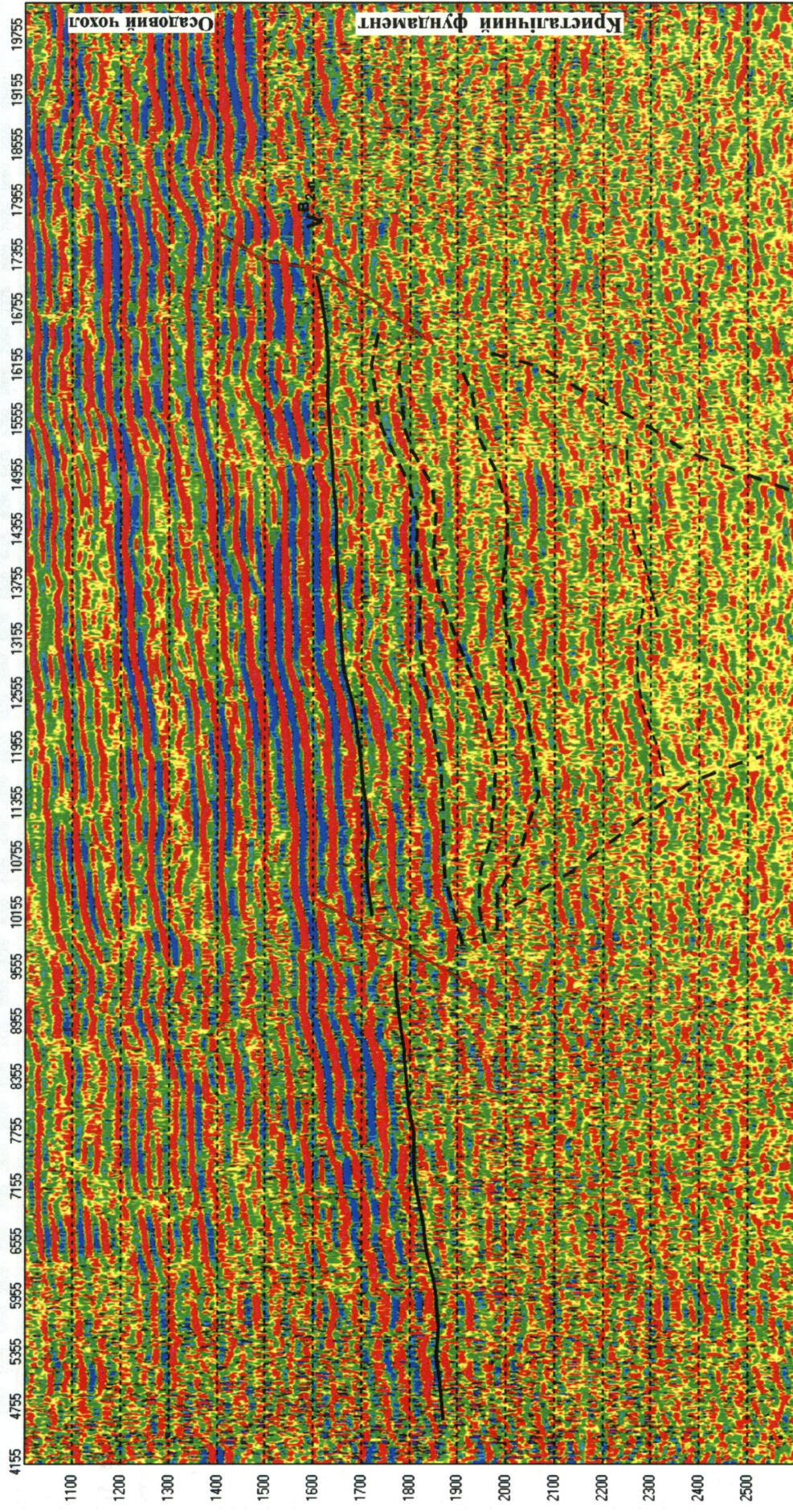


Рис. 2.10. Простеження додаткових відбиттів в товщі кристалічного фундаменту. Кадницька площа.
Північний борт ДДЗ

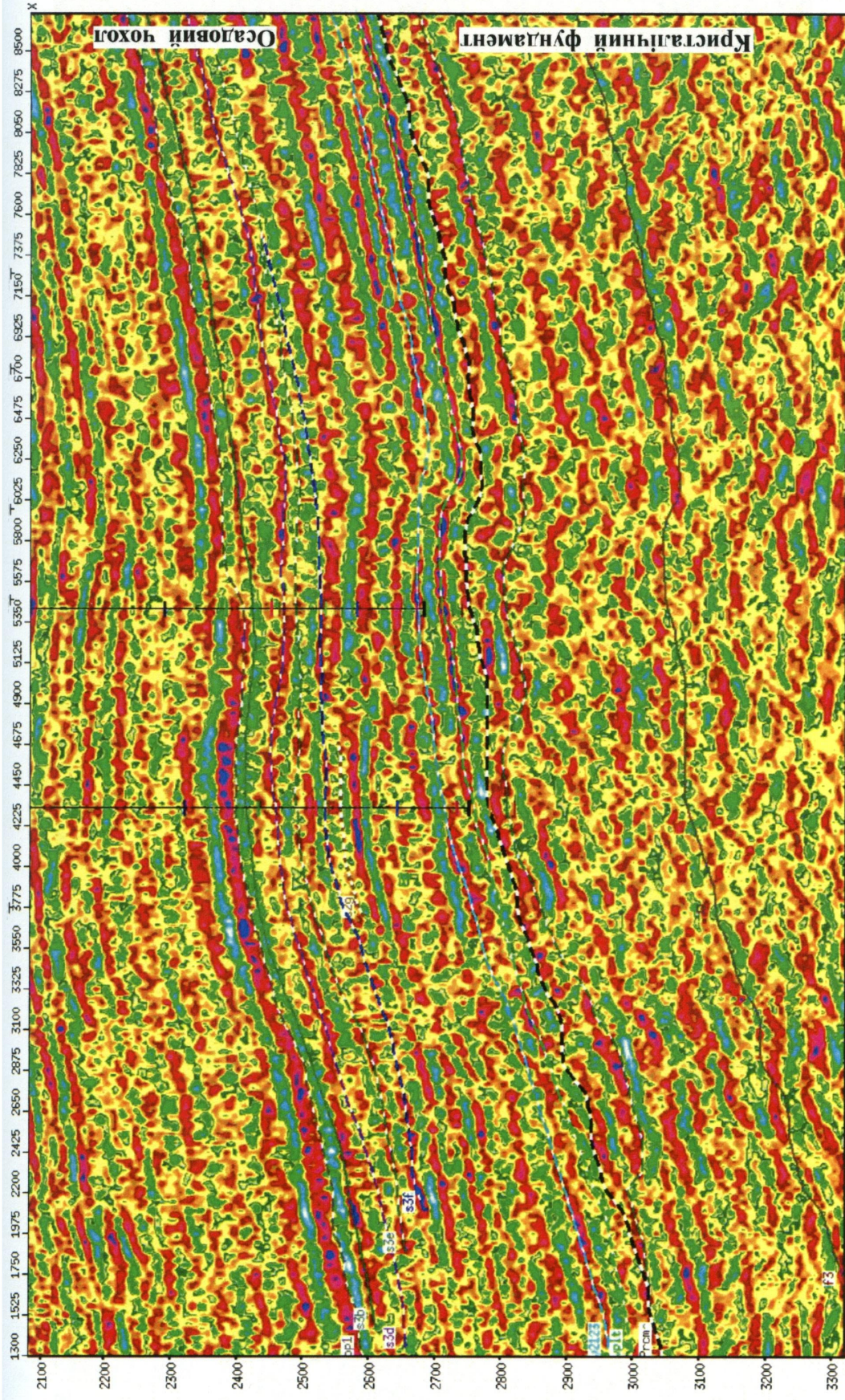


Рис. 2.1.1. Відображення сейсмічної хвильової картини в перехідній зоні осадовий чохол – кристалічний фундамент Наріжнська площа. Північний борт ДДЗ

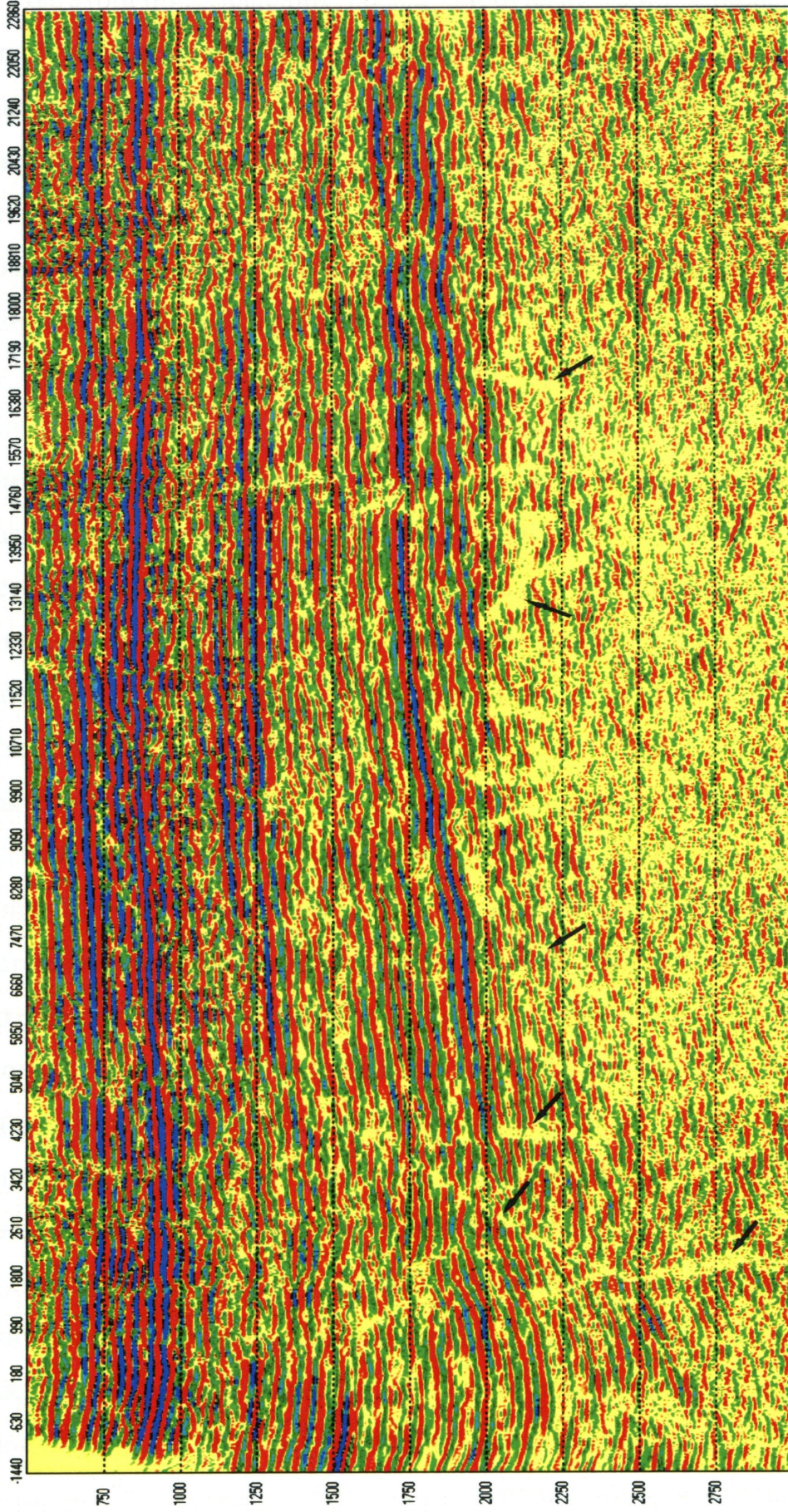


Рис. 2.12. Відображення зон тектонічних порушень на сейсмічному профілі Південно-Молодецької площі.

Північний борт ДДЗ

Сейсмічна характеристика типів розрізів осадового чохла.

Багаторічний власний досвід здобувача, який спирається на аналіз великої кількості сейсмічного матеріалу в комплексі з даними ГДС та буріння, показує, що різним типам геологічного розрізу осадового чохла та різним умовам осадконакопичення відповідає різний малюнок запису сейсмічного хвильового поля (слід відмітити, що аналізувався матеріал по різних площах ДДЗ, отриманий в різні роки та за різною методикою). Зупинимось на цьому детальніше.

Теригенному розрізу, в більшості, притаманний малюнок запису, в якому простежуються різні за протяжністю та динамічною виразністю відбиття. Це можуть бути як майже непомітні слабо виражені відбиття, що «ховаються в тіні» оточення, так і більш виразні відбиття, що впевнено простежуються по розрізу. Вони утворюють різний малюнок: паралельно-або косошаруватий, зони локального збільшення, або зменшення потужності тощо [5, 115 та ін.]. Динамічна виразність відбиттів теригенного розрізу пов'язується з кількома факторами: літолого-петрофізичними характеристиками горизонтів, товщинами горизонтів, їх розташуванням у розрізі та умовами осадконакопичення. Так, якщо розріз представлений послідовним перешаруванням глин та пісковиків, на сейсмічних профілях простеживатимуться витримані по площі відбиття «середньої» інтенсивності. Збільшення товщини пісковиків в окремих горизонтах, або зближення двох пісковиків в розрізі із зменшенням товщини глинистого прошарку, що їх розділяє, призводить до підвищення інтенсивності відповідних відбиттів. Аналогічний ефект спостерігається і при збільшенні глинистої складової у розрізі, тобто, при переході до більш глибоководних відкладів. Але, якщо у прибережноморських умовах відмічається чередування відбиттів незначної амплітуди, то в цьому разі амплітуда відбиттів збільшується. Крім того, прибережноморським умовам притаманний і найбільш різноманітний малюнок запису. Тут відмічаються як локальні зміни значень Δt між відбиттями, так і косошаруваті та лускоподібні відбиття, і послідовне

нашарування пластів за схемою трансгресивного налягання тощо. Перехід до глибоководних умов характеризується поступовим спрощенням малюнку запису та появою послідовношаруватих відбиттів. Отже, аналіз малюнку сейсмічного запису та динаміки відбиттів дає можливість виконувати опосередковане визначення умов осадконакопичення товщ в розрізі. Прикладом переходу від більш глибоководних умов осадонакопичення до прибережноморських і, відповідно, зміни малюнку запису та динаміки відбиттів, можуть бути сейсмічні профілі, відпрацьовані в межах північного крила Північно-Погарщинської западини в напрямку Анастасіївського виступу фундаменту для відкладів ХІІа м.ф.г. [25] та зони переходу від Новоселівської і Сх.-Новоселівської структур в напрямку Сх.-Виноградівської та Личківської структур для відкладів С_{2b}-С_{1s1}.

Для карбонатного розрізу характерні динамічно виразні протяжні послідовно шаруваті сейсмічні горизонти. Це можуть бути як однофазні відбиття (при товщині карбонатів до 50-60 м), так і пачка відбиттів, в залежності від товщини горизонту (або сумарної товщини горизонтів). Навіть якщо в теригенному розрізі присутній карбонатний прошарок незначної товщини, він буде відрізнятися своєю динамічною виразністю та витриманістю (в межах його латерального розповсюдження). Додаткового малюнку запису відбиття в карбонатному розрізі не утворюють за винятком випадків, коли в розрізі присутні значні за розмірами органогенні споруди, про що буде сказано нижче. Зниження динамічної виразності відбиттів цього розрізу може бути обумовлено кількома факторами: наявністю зон тріщинуватості в карбонатних відкладах або літологічним заміщенням, тобто поступовим переходом до теригенного розрізу (такий ефект спостерігається на Сеняківщинській площі на північно-західному крилі Срібненької депресії). В цьому ж випадку відмічається і поступове зменшення значень Δt від покрівлі до підшови горизонту на розрізах псевдоакустичних імпедансів (розрізи ПАК). Локальне збільшення означеного параметра та зниження динамічної виразності горизонту у виділеній зоні є критерієм наявності

органогенної споруди незначної товщини, що маскується загальною товщею оточуючих карбонатів, про що також буде сказано далі (Селюхівська, Прирічна, Багатойська площі).

Окремо слід сказати про відображення в сейсмічному хвильовому полі перерв в осадконакопиченні. Причому не стільки про перерви вищих рангів (система-ярус-під'ярус), скільки про ті, що розділяють товщі, пов'язані з розвитком мікрофауністичних горизонтів, та окремих горизонтів в них. Це відбиття середньої інтенсивності, що характеризуються впевненим, майже нерозривним простеженням по площі, за рахунок чого візуально виділяються на загальному фоні ще до стратифікації та ув'язки розрізу з даними ГДС та буріння. Такі його характеристики добре пояснюються геологічними міркуваннями: кожний цикл осадонакопичення (не залежно від рангу) завершується накопиченням глинистого прошарку із значним розповсюдженням по площі. Він виконує роль реперного горизонту за даними свердловин, і, як реперний горизонт, простежується на сейсмічних розрізах. На стандартних чорно-білих сейсмічних часових розрізах впевнено виділяються перерви між мікрофауністичними горизонтами, на кольорокодованих часових розрізах псевдоакустичних імпедансів за тими ж характеристиками можна вже виділять і перерви між продуктивними горизонтами. Перехід на інший, більш детальний рівень інтерпретації та робота з окремими горизонтами та перервами між ними обумовлений тим, що профілі псевдоакустичних імпедансів, оброблені належним чином, наближують сейсмічний часовий розріз до геологічного його сприйняття, про що буде сказано в наступному підрозділі. На таких профілях добре відображується циклічність осадконакопичення. Виділення в розрізі перерв в осадконакопиченні дозволяє більш коректно, з геологічної точки зору, виконувати інтерпретацію в межах цільових товщ та горизонтів, не виходячі за їх межі, при подальшому сейсмопараметричному аналізі.

Висновки.

Наведений огляд геологічної будови ДДЗ, аналіз типів поширених пасток ВВ та характеристики сейсмічного хвильового поля свідчать про те, що при досить складній будові западини на сучасному етапі досліджень для виявлення пасток ВВ в розрізі не можна обмежуватись використанням лише традиційних структурних карт по окремих опорних горизонтах, необхідно детальне вивчення будови усієї міжреперної товщі з максимальним наближенням до вивчення власне продуктивних горизонтів. Запропоновані інтерпретаційні моделі вивчення міжреперних товщ та виявлення в них складнобудованих об'єктів викладені в наступному розділі.

РОЗДІЛ 3

ІНТЕРПРЕТАЦІЙНІ МОДЕЛІ ПОГЛИБЛЕНОГО ВИВЧЕННЯ МІЖРЕПЕРНИХ ТОВЩ ОСАДОВОГО ЧОХЛА ТА УТВОРЕНЬ ФУНДАМЕНТУ ДДЗ

Накопичені дані ГДС та буріння свердловин свідчать про те, що присутність структурних (склепіння) чи структурнотектонічних форм в розрізі не завжди є вирішальним фактором для наявності покладів ВВ. Будова багатьох відомих родовищ значно складніша за прийняті і уточнюється з кожною новою пробуреною свердловиною. Ці уточнення, на жаль і сьогодні, зводяться до незначної корекції структурного плану реперних горизонтів. При цьому приймається за аксіому конформне залягання однорідних за складом пластів цільових товщ, а різні характеристики продуктивних горизонтів в сусідніх свердловинах пояснюються тектонічними порушеннями незначної амплітуди, що не завжди чітко проявляються у сейсмічному хвильовому полі. Зрозуміло, що на пасткоутворення впливає не лише структурний фактор, а й літо-фаціальні особливості продуктивних горизонтів, їх зміни як в розрізі, так і по площі. В зв'язку з цим детальне вивчення всього розрізу, визначення петрофізичних та літологічних особливостей власне продуктивних горизонтів, а не лише поведінки реперних горизонтів, є важливою проблемою сучасної нафтогазової геології.

Однією з методик, яка забезпечує вирішення проблеми, є прогнозування геологічного розрізу (ПГР), що базується на знаннях геофізиків про те, що геологічні особливості, які визначають наявність і контури пасток та покладів, відбиваються у хвильовому полі у вигляді певних аномальних властивостей. Вони далеко не завжди виразні, замасковані завадами та інтерференцією, але за сприятливих сейсмогеологічних умов та при належній обробці та інтерпретації такі

особливості можуть бути виявлені і покладені в основу геологічних моделей продуктивних інтервалів розрізу.

Далеко не всі елементи геологічної будови, які проявляються в хвильовому полі, мають відображення на традиційних структурних картах по реперних горизонтах, тому сейсмозвідка ПГР не обмежується ними, а концентрує увагу на вивченні по часових розрізах навіть слабких та маловиразних елементів міжреперних інтервалів. Це ніяк не означає пониження ролі структурних побудов. Структурні карти по опорних горизонтах створюють каркасну основу подальшої інтерпретації. Наступним кроком, який визначає якість, детальність та достовірність інтерпретації, є простеження по слабких невитриманих відбиттях горизонтів, які відповідають кожному продуктивному горизонту, поверхонь незгідності, малоамплітудних порушень тощо. Принципи кореляції при цьому можуть дещо відрізнитися від традиційних, прийнятих при побудові виразних опорних горизонтів, тому підвищується роль додаткової геологічної інформації. Взагалі, інтерпретацію даних сейсмозвідки за методикою ПГР можна відносити в однаковій мірі як до геофізичних, так і до власне геологічних методів досліджень [5, 119, 120]. Однозначність та надійність результатів такої інтерпретації нижча, ніж при побудові традиційних структурних карт по чітко виражених горизонтах, тому особливо необхідна прив'язка до даних буріння, перевірка логіки геологічних припущень і висновків. Зауважимо, що на цей час результатом робіт за методикою ПГР, в більшості, є прогноз пасткових умов, а не прямий прогноз нафтогазоносності.

3.1. Узагальнена інтерпретаційна модель детального вивчення геологічної будови площ.

В цьому підрозділі наводиться узагальнена інтерпретаційна модель поглибленого вивчення осадового чохла, яка викристалізувалася з великої кількості загально відомих інтерпретаційних прийомів, описаних в науковій

літературі. На підставі власного досвіду дисертанта при детальному вивченні геологічної будови різних площ ДДЗ визначена необхідність використання для умов регіону тих чи інших прийомів та послідовність їх виконання. Термін „узагальнена” використаний автором усвідомлено, щоб підкреслити, що дотримання запропонованого комплексу процедур для кожної площі не є універсальним – він визначається: геологічною будовою; задачами, які вирішуються; наявним сейсмічним матеріалом (якість польового матеріалу; методика, за якою він отриманий – 2D-3D; коректність виконання первинного стандартного графу обробки тощо); наявною геологічною інформацією; типами відкладів, якими оперує інтерпретатор та ін. Сформована модель включає в себе чотири основних етапи (рис. 3.1):

- додаткову спеціалізовану обробку сейсмічного матеріалу;
- вивчення загальної геологічної будови площ;
- проглиблену інтерпретацію сейсмічного матеріалу;
- комплексний аналіз отриманих результатів.

Зазначимо, що робота за представленою моделлю є процесом ітераційним, тобто незадовільні результати будь якого з наступних кроків вимагають повернення та корективної поправки попередніх.

3.1.1. Спеціалізована обробка сейсмічних профілів.

Для успішного застосування методики ПГР необхідно, щоб сейсмічне хвильове поле мало високу роздільну здатність, зберігало хоча б відносні особливості динаміки (амплітуди, частоти, форми імпульсу тощо), не було б перевантажене завадами. Традиційна структурна інтерпретація вимагає тих же характеристик хвильового поля, різниця полягає в кількісній стороні цих вимог. Так, рівень очевидних регулярних завад при структурних побудовах може залишатися високим, навіть вищим, ніж інтенсивність корисних відбиттів, бо інтерпретатор все одно простежить витриманий по площі опорний горизонт. Для сейсморозвідки ПГР, особливо для атрибутивного та сейсмофасіального аналізів, така ситуація неприпустима.

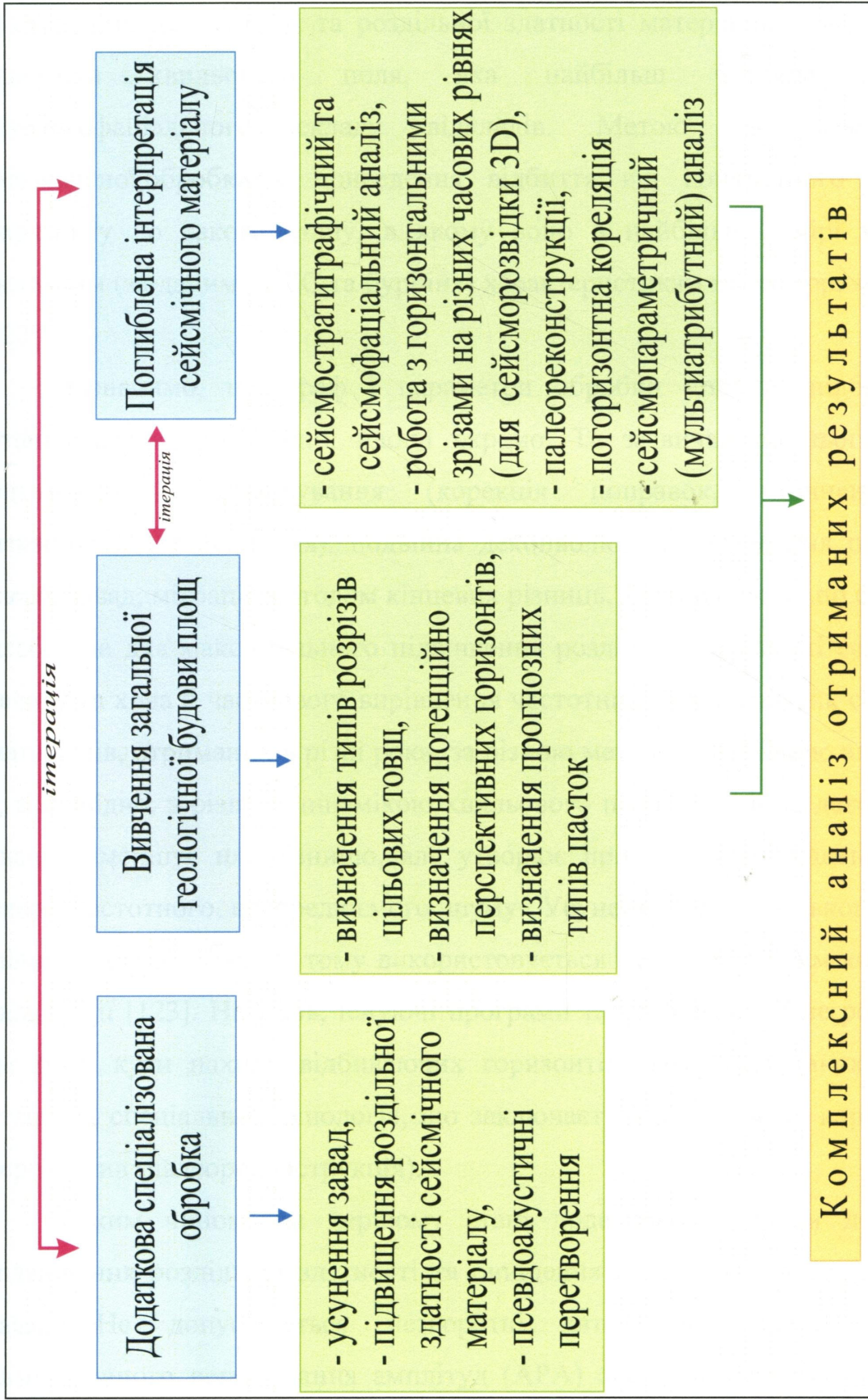


Рис. 3.1. Узагальнена інтерпретаційна модель детального вивчення геологічної будови площ

Спеціалізована обробка сейсмічних профілів спрямована на підвищення детальності та роздільної здатності матеріалів при збереженні динаміки хвильового поля, яка найбільш чутлива до змін літологофаціального складу відкладів. Метою цієї, так званої резонансної, обробки є приведення відбиття від конкретного цільового горизонту до такого стану, в якому воно в найбільшій мірі відповідає реальним (за даними ГДС та буріння) характеристикам цього горизонту [121, 122].

Зазначимо, що граф і параметри обробки повинні підбиратися і уточнюватися для кожної площі окремо. Та зазвичай до нього входять оптимізація підсумовування (корекція поправок, уточнення бази накопичення, підсилення), подвійна деконволюція, подавлення регулярних хвиль-завад, міграція методом кінцевих різниць. Деконволюція по сумах СГТ необхідна для максимального підвищення роздільної здатності сейсмічного запису та хоча б часткового вирівнення частотних характеристик сейсмічних матеріалів, отриманих в різні роки, за різною методикою, різною апаратурою і, відповідно, з різною динамікою хвильового поля. Подвійна деконволюція значно зменшує цю різницю, але утворює при цьому підвищений рівень високочастотного некорельованого шуму. Усунення завад вузькополосовою фільтрацією не бажане, тому використовується „м'який” режим когерентної фільтрації [123]. На жаль, існуючі програми такої фільтрації не розраховані на круті кути нахилу відбиваючих горизонтів. Тому для таких випадків створена спеціальна технологія, що заключається у часовому вирівнюванні горизонтів (палеорекопструкція).

Таким чином, на першому етапі додаткової обробки досягається підвищення роздільної здатності та очищення розрізу від основних хвиль-завад. Не допускаються незворотні автоматичні процедури типу автоматичного регулювання амплітуд (АРА) або вузькосмугові фільтрації. Априорні геологічні моделі та уявлення інтерпретатора в процесі обробки враховуються, але не задаються програмам і не “нав'язуються” результату.

Граф обробки вибирається єдиним для площі робіт, але кожному профілю (при роботі з матеріалами сейсморозвідки 2D) приділяється окрема увага, зокрема при визначенні регулярних завад. Такими завадами звичайно вважаються прямолінійні хвилі з досить вузьким діапазоном позірних швидкостей, при тому, що розподіл цих хвиль на розрізі ніяк не корелюється з геологічною будовою.

Основними процедурами обробки на цьому етапі є повторна деконволюція по накопиченому розрізу з “жорсткими” параметрами, оператором великої довжини та з ретельно підібраним вікном настройки; послаблення регулярних завад з мінімальним ефектом змішувача (якщо потрібно); медіанна та дуже широкосмугова фільтрації; оптимально підібрана міграція тощо [123, 124, 125].

Наступним етапом є динамічна обробка ПГР, в якій основну роль грає інверсія сейсмічних розрізів в розрізи акустичної жорсткості, або акустичного імпедансу.

Інверсія сейсмічних записів – це перетворення традиційних сейсмічних розрізів у розрізи акустичних жорсткостей (псевдоакустичних швидкостей) або розрізи коефіцієнтів відбиття. Таке перетворення дозволяє більш виразно зобразити слабкі зміни динаміки хвильового поля, які відповідають тим змінам літофаціального складу, що контролюють утворення та будову пасток і покладів неантиклінального типу [126, 127, 128, 129 та ін].

Відповідно до можливостей наявного програмного забезпечення за основні результативні матеріали, по яких виконується інтерпретація, приймалися розрізи псевдоакустичного перетворення (псевдоакустичних імпедансів, або ПАК). Вживання обережної приставки “псевдо” пояснюється двома причинами, які обумовлюють різницю між трасами псевдоакустичного каротажу та справжнього АК. По-перше, сейсмічне хвильове поле формується не тільки корисними відбитими хвилями. В ньому, навіть при найкращій методиці спостережень та обробки, будуть присутні залишки завад, хвиль різної природи, вплив процедур обробки, апаратурні ефекти

тощо. По-друге, сейсмічне хвильове поле реєструється в обмеженій смузі частот. Для наших задач це смуга від 10-15 Гц до 40-70 Гц. Чим ширше ця смуга, тим ближче розріз ПАК до відображення реальної геологічної будови. На розрізах псевдоакустичних імпедансів, особливо в кольоровому зображенні, прослідковуються всі без винятку відбиття, які помітні на звичайному розрізі, причому додатково виникає можливість аналізу слабких відбиттів і одночасного аналізу обох полярностей. На відміну від звичайного розрізу, що показує відбиваючі границі і коефіцієнти відбиття в них, розріз ПАК характеризує пласти, що обмежуються цими границями, і сейсмоакустичні властивості цих пластів. Через це у формуванні кожної “фази” розрізу ПАК фактично приймають участь два відбиття - від покрівлі і від підшви пласта, що збільшує надійність та об’єктивність розрізу (рис.3.2). Елементи диференціювання, що присутні в алгоритмі ПАК, можуть виявляти слабкі елементи хвильового поля, які знаходяться «в тіні» попереднього сильного відбиття. На розрізах миттєвих параметрів, які виділяють лише окремі характеристики хвильового поля, дуже рідко можна помітити якісь істотні елементи, яких не було б видно на кольоровому розрізі ПАК. Нарешті, важливо, що “пластовий”, а не “граничний” характер розрізу ПАК робить його значно ближчим до звичних геологам геологічних розрізів (хоча і не ідентичним до них) і зручнішим для зіставлення з даними ГДС. У програмі ПАК реалізований підхід, де припускається, що під час попередньої обробки сигнал був стиснутий до одиничного дельта-імпульсу. За рахунок цього припущення досягається простота обчислень та відносно висока завадостійкість, але результативний розріз псевдоакустичних жорсткостей автоматично фільтрується імпульсом вхідного розрізу.

В усіх випадках коли це можливо, рекомендується застосовувати декілька методів інверсії, співставляючи та сумісно аналізуючи їх результати, що підвищує надійність та детальність інтерпретації.

Розрізи псевдоакустичних швидкостей, або ефективних коефіцієнтів відбиття становлять цінний матеріал для прогнозування літолого-

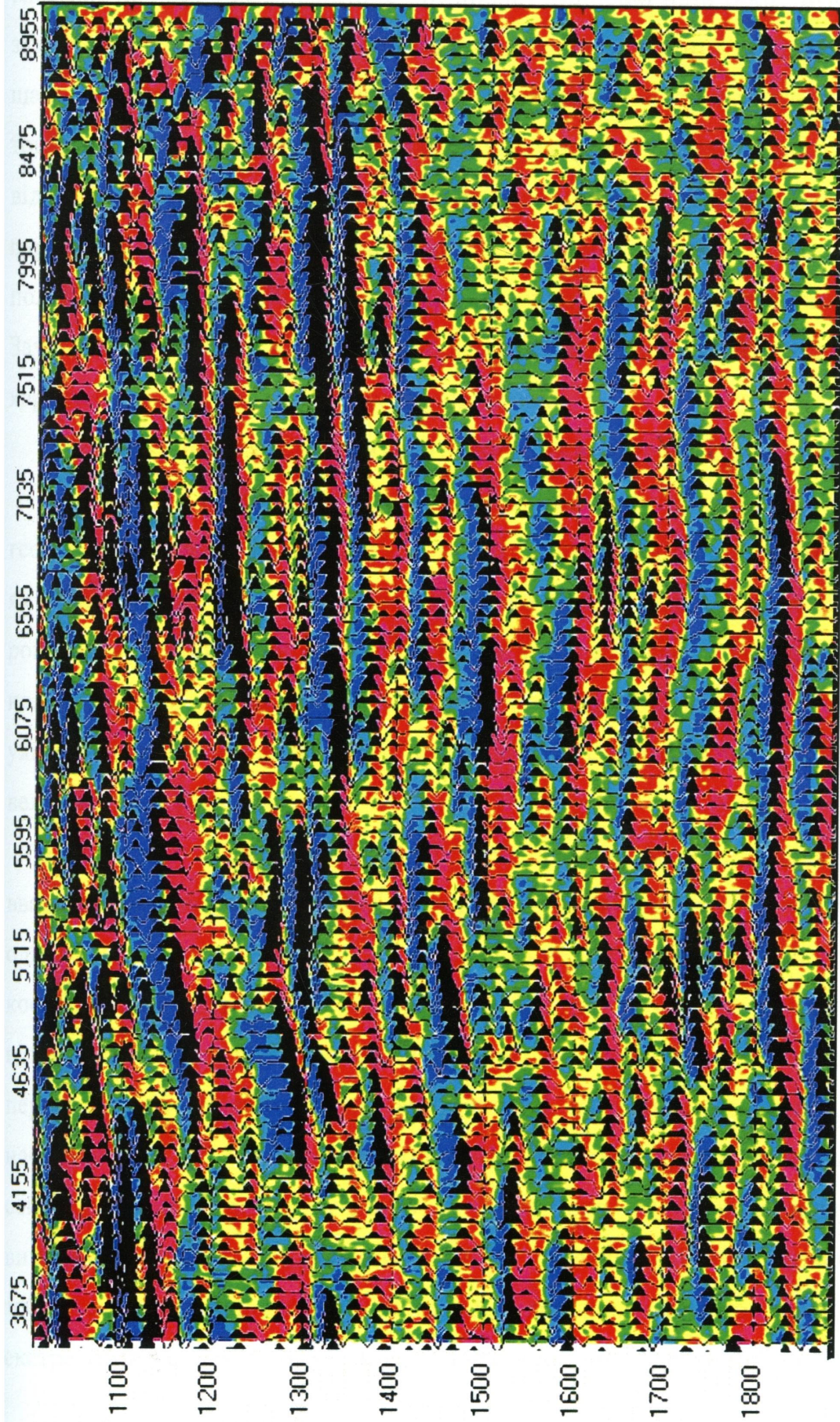


Рис. 3.2. Співставлення стандартного часового розрізу MIGR (чорний колір) та часового розрізу ПАК (кольоровий).

фаціального складу та вивчення циклів осадконакопичення. Враховуючи як власний досвід, так і накопичений досвід попередників робіт в умовах ДДЗ, зазначимо, що відносне збільшення псевдоакустичної швидкості певного шару в теригенному розрізі зазвичай відповідає збільшенню ефективної товщини пісковиків. Найбільш високі значення швидкості ПАК відповідають прошаркам масивних карбонатів. Абсолютна величина цих параметрів залежить не тільки від геологічної будови, а й від методики польових робіт та обробки, зміни поверхневих умов та інших факторів. Зауважимо, що на отриманих профілях ми маємо якісну, а не кількісну, характеристику розрізу та його наповнення.

Оцінка роздільної здатності сейсмічних часових розрізів.

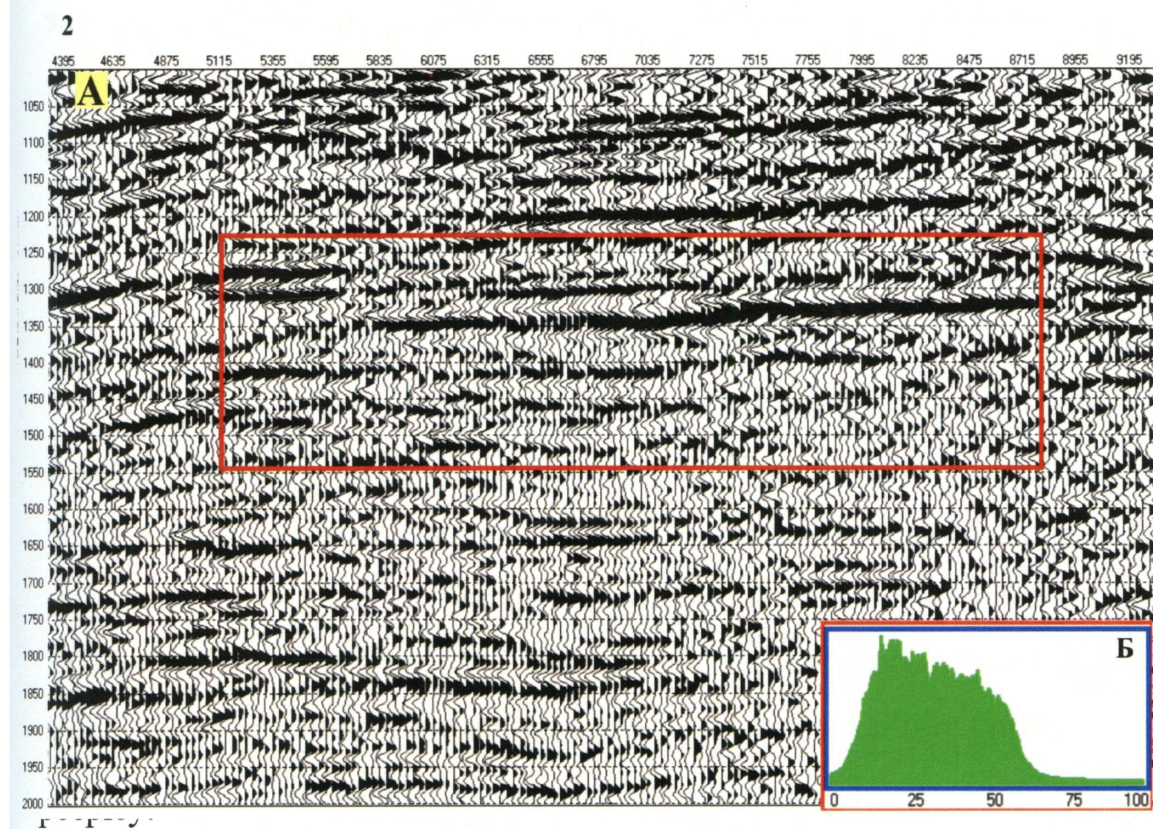
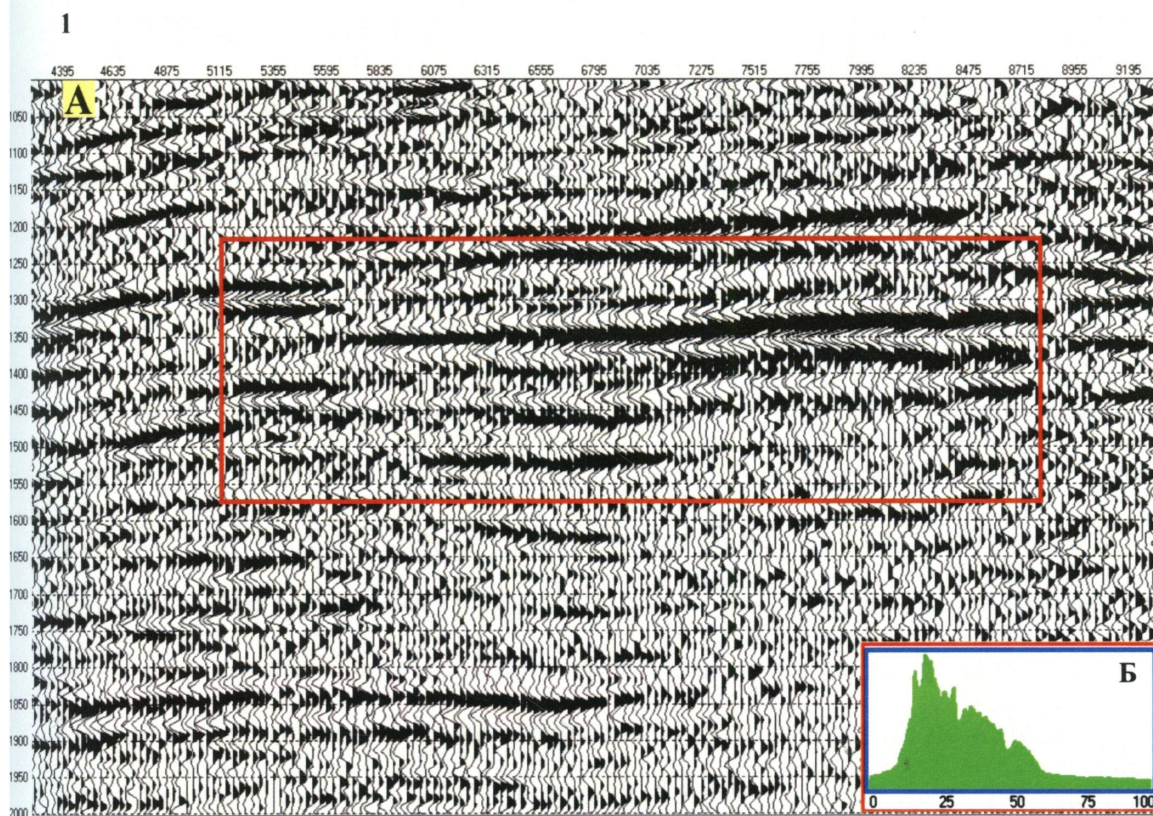
Реальні можливості сейсмозв'язки при поглибленому вивченні геологічної будови визначаються, перш за все, роздільною здатністю метода як по вертикалі, так і по горизонталі. І хоча ці питання вивчаються ще з 50^х років минулого сторіччя, більшість фахівців-геологів, а нерідко і геофізиків, недооцінюють можливості сучасної сейсмозв'язки, обмежуючись уявленнями, що сформувались при вивченні структурною сейсмозв'язкою великих об'єктів.

Однією з перших робіт були дослідження М. Вайдеса, які по праву вважаються класичними [130]. Він вивчав відображення у хвильовому полі одного тонкого пласта з однаковими за абсолютною величиною коефіцієнтами відбиття в покрівлі та підшві. В ідеальному випадку, при відсутності завад, він отримав оцінку роздільної здатності, що дорівнює $1/8$ переважаючої довжини хвилі. На практиці, з урахуванням завад, ця оцінка наближується до $1/4$ довжини хвилі, що для стандартної середньочастотної сейсмозв'язки становить 20-30 м. Крім того, М. Вайдес показав, що у випадку тонкого висококонтрастного пласта видима товщина його зображення у хвильовому полі може виявитись більшою, ніж реальна, бо екстремуми сейсмічного запису внаслідок інтерференції зміщуються з

проекції країв пласта в зони градієнтів, що нерідко спостерігається на практиці.

Така оцінка роздільної здатності цілком задовольняла і навіть перевищувала потреби структурної сейсморозвідки, тому до цього питання повернулись лише на початку 80-х років, коли стала очевидною необхідність детального вивчення тонкошаруватих розрізів і прогнозування властивостей окремих продуктивних пластів. Треба відмітити роботи Kallweit R., Wood L. [131] і Koefoed O. [132], які вивчали більш складні ситуації, розглядали різні види сигналів тощо. У першій з названих робіт обґрунтовано важливе положення, у відповідності до якого видима роздільна здатність визначається не центром амплітудного спектру, що характеризує частотну складову сейсмічного хвильового поля, а правою (верхньою) точкою змістовної смуги частот. Цим пояснюється значна роль деконволюції, яка при вдалому підборі параметрів приводить спектр сейсмічного запису до майже прямокутної, трапецієподібної форми, причому частота цього правого, вирішального кута спектру після належної обробки стандартних польових матеріалів у ДДЗ досягає 60-70 Гц (рис. 3.3). Це положення підтверджується практичними даними, в тому числі роботами КДМЕ ДГП „Укрґеофізика”, його можна вважати загальноприйнятим [133].

В останні роки проблема оцінки роздільної здатності розглядається в світлі інверсії звичайного сейсмічного розрізу в розріз акустичних імпедансів [134]. Однією з простіших реалізацій цієї задачі є псевдоакустичне перетворення (ПАК). Процедура інверсії вимагає якнайбільшого стиснення імпульсу (вейвлету), тому, за умови успішного виконання процедур обробки та інверсії, роздільна здатність отриманого розрізу визначається не стільки можливостями сейсморозвідки, скільки параметрами контрастних шарів геологічного розрізу та відношенням сигнал/завада у сейсмічному розрізі на рівні цільових горизонтів. В принципі, за невисокого рівня завад та для сейсмічно контрастних шарів роздільна здатність інвертованого розрізу може бути навіть вищою за оцінки М. Вайдеса, тобто сягати перших метрів.



1 – часовий розріз після стандартної обробки,

2 – часовий розріз після додаткової спеціалізованої обробки.

А – часовий розріз, Б – робочий амплітудний спектр

На основі досвіду робіт у Сибіру, підкріпленого теоретичними міркуваннями, І. К. Кондратьєв запропонував таку оцінку мінімально допустимої часової потужності пластів, що досліджуються:

$$\tau_{\min} (\text{ms}) = \frac{1000}{4 \times \Delta f},$$

де Δf – робоча полоса частот в герцах, в якій після всієї обробки спектр сигналів перевищує спектр завад [135]. В наведеному І.К. Кондратьєвим прикладі оцінка роздільної здатності (мінімальної потужності пласта) склала 10-12 м. Така потужність забезпечує достатню точність кількісної оцінки розподілу геологічних властивостей цільового пласта. Для пластів меншої потужності прогноз властивостей можливий, але лише на якісному рівні.

Таким чином, за сучасними уявленнями вертикальна роздільна здатність сейсмозв'язки в принципі може задовольнити будь-які потреби нафтогазової геології, але за умов достатньої якості первинних сейсмічних даних і ефективних процедур обробки. Оцінювати виконання цих умов доводиться для кожної конкретної ситуації та геологічної задачі. Основним критерієм є співставлення результативних (кінцевих) сейсмічних матеріалів з даними ГДС, розбивок на продуктивні горизонти тощо.

Корисним є співставлення сейсмічних моделей (синтетичних сейсмограм) з реальними розрізами. Крім прив'язки сейсмічних даних до результатів буріння, це дає змогу оцінити досягнуту для конкретних матеріалів роздільну здатність [136]. На рисунку 3.4 наведено результати моделювання синтетичної сейсмічної траси, розрахованої в системі ИНПРЕС5 за даними свердловини Ульяновська-24, співставлення її з реальною сейсмічною трасою та з хвильовим полем мігрованого розрізу псевдоакустичного імпедансу. Як бачимо, роздільна здатність розрізу ПАК достатня для дослідження кожного окремого продуктивного горизонту.

Питанням горизонтальної роздільної здатності сейсмозв'язки традиційно приділяли менше уваги, бо користувались добре розвинутою в оптичній фізиці теорією, відповідно до якої по горизонталі роздільна

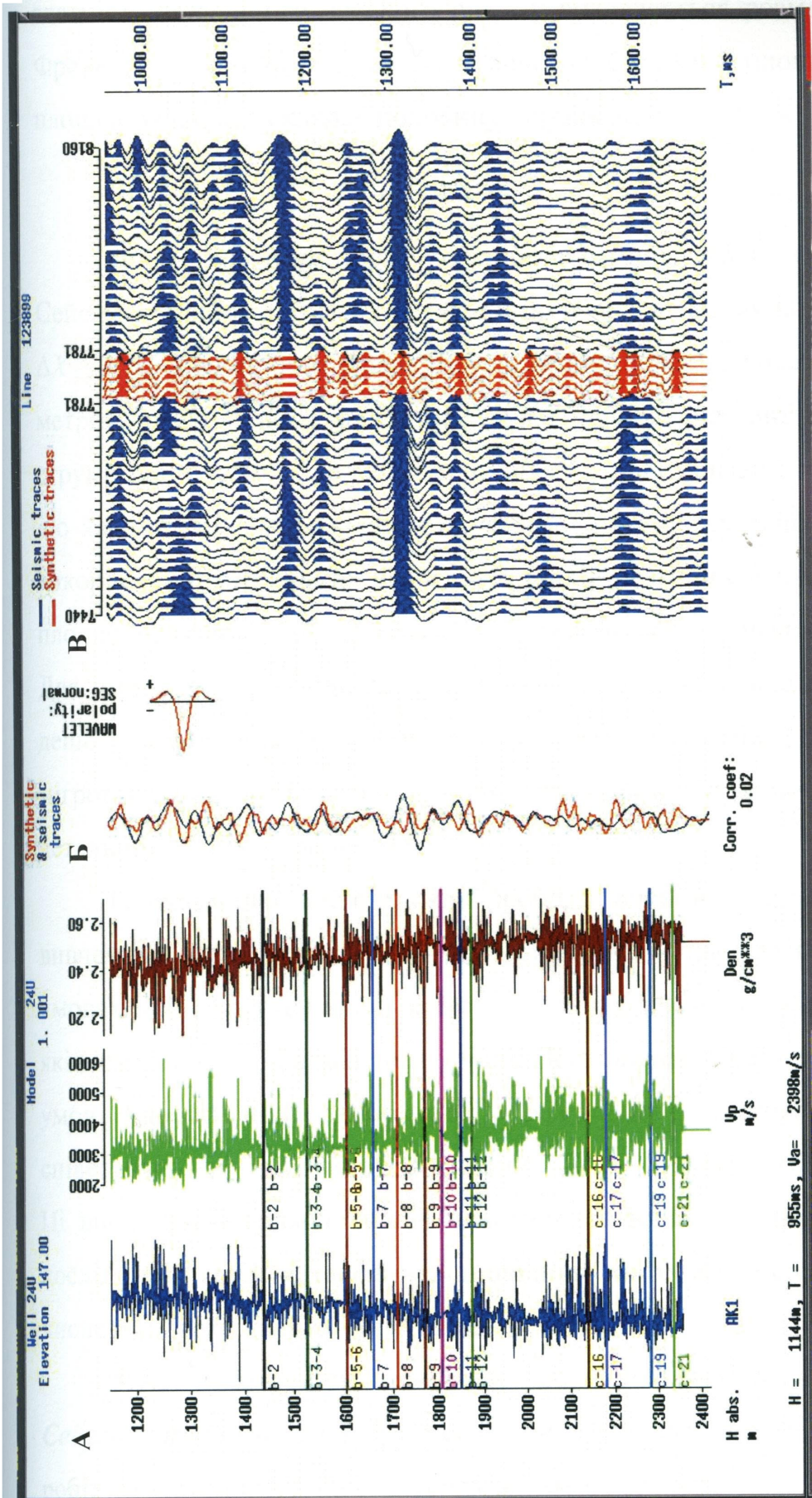


Рис. 3.4. Результати моделювання синтетичної сейсмічної траси по свердловині Ульянівська-24.

А – входні дані по свердловині; Б - співставлення синтетичної (червона) та реальної (синя) сейсмічних трас;
В – співставлення синтетичної траси (червоний колір) з реальним хвильовим полем часового розрізу ПАК
(синій колір)

здатність звичайного часового розрізу визначається розмірами першої зони Френеля. Величина радіусу ефективної відбиваючої площадки визначається площею кола, яке складає половину першої зони Френеля [137], тобто

$$r_{\text{эф}} = \frac{1}{2} \sqrt{\lambda h},$$

де λ - довжина хвилі, h – глибина відбиваючої поверхні.

Сейсмичні відбиття будуть розділені по горизонталі, якщо відстань між ними $\Delta X \geq 2r_{\text{эф}}$. Для типових задач ДДЗ ця величина може досягати багатьох сотен метрів, навіть кілометра. Це не дуже впливає на вирішення традиційних структурних задач, але мало прийнятно для деталізації невеликих об'єктів, що характерні для міжреперних товщ. Ситуація суттєво поліпшується при використанні мігрованих розрізів, при якій розміри ефективних відбиваючих площадок значно зменшуються, наближаючись до довжини хвилі [133, 134]. Для умов ДДЗ при відповідній обробці сейсмичних даних ця величина стає дещо меншою, ніж 100 м, тобто дорівнює відстані між 2-3 трасами часового мігрованого розрізу, що є цілком задовільним практично для всіх задач детальної сейсморозвідки.

Із сказаного вище можна зробити висновок, що задачі детального вивчення міжреперної товщі, тобто окремих продуктивних горизонтів, в умовах ДДЗ можуть вирішуватись сучасною сейсморозвідкою, принаймі на якісному або напівкількісному рівні. Достовірність результатів та виконання умов досягнення необхідної роздільної здатності перевіряються співставленням з існуючими даними ГДС, буріння та геологічною логікою. Ці висновки узгоджуються з практичним досвідом робіт автора та інших дослідників ДДЗ, а також з відповідним світовим досвідом, викладеним в численних публікаціях останніх десятиліть.

3.1.2. Методичні прийоми вивчення геологічної будови ДДЗ. **Сеймостратиграфічний та сеймофаціальний аналіз.** Наступним етапом робіт за методикою ПГР є сеймостратиграфічний аналіз хвильового поля. Він спирається на комплексування сейсморозвідки з геологічними науками

(стратиграфією, літологією, тектонікою, вченням про фації тощо). Завдяки такому комплексному характеру інтерпретації разнородних даних геології, сейсмозвідки та ГДС, можна забезпечити певну глибину та повноту аналізу і досягти високої надійності прогнозу геологічного розрізу [119, 115, 138 ÷ 148 та ін].

Перш за все наведемо визначення поняттям „сейсмічна стратиграфія” та „сейсмофаціальний аналіз”.

За визначенням авторів [145], *сеймостратиграфія* – вивчення стратиграфії і осадових фацій шляхом інтерпретації даних сейсмозвідки.

Сейсмофація (сейсмофаціальна одиниця) – тривимірний простір сейсмічного хвильового поля, що характеризується певними параметрами (конфігурацією відбиваючих границь або вісей синфазності, неперервністю простеження, амплітудними та частотними характеристиками або інтервальними швидкостями), що відрізняються від параметрів сусідніх сейсмофаціальних одиниць, або від сусідніх об’ємів хвильового поля. Кожний параметр несе відповідну інформацію про геологічну будову інтервалу, що вивчається. Так, конфігурація відбиттів тісно пов’язана з основними характеристиками напластування; неперервність – з цілісністю та однорідністю пластів по латералі; амплітуда показує співвідношення щільності та швидкості; частота залежить від товщини пластів то що.

Сейсмічний комплекс (Seismic sequence) – відображення на сейсмічному розрізі осадового комплексу, або послідовності (Sequence) [149, 150]. Остання являє собою послідовність генетично зв’язаних узгоджено залягаючих пластів, обмежених зверху і знизу поверхнями неузгодження, або поверхнями узгодженого залягання пластів, що корелюються з ними. З границями сейсмокомплексів пов’язані найбільш стійкі і динамічно виразні відбиття. Сейсмокомплекси мають різні розміри та ранжуються відповідно їм на регіональні, субрегіональні, зональні і локальні і можуть бути додатково поділені на окремі сейсмічні підкомплекси.

Отже, сеймостратиграфія фіксує свою увагу на аналізі хвильової картини з метою виявлення основних сейсмоформацій і сеймофацій, з'ясування їх внутрішньої структури та особливостей формування. Основні етапи сеймостратиграфічного аналізу складаються з кількох етапів:

- виділення та кореляції сейсмічних комплексів і підкомплексів та визначення їх віку;
- визначення і аналізу сеймофацій;
- аналізу даних ГДС та іншої геологічної інформації;
- співставлення свердловинної та сейсмічної інформації;
- визначення умов осадконакопичення та пов'язаних з ними літофацій в перспективних зонах.

Слід зазначити, що прямої кореляції між визначеним малюнком сейсмічного запису та литологічним складом порід не існує. Однак, аналіз наявних характеристик відбиттів в комплексі з даними ГДС, керна, випробування, або, в разі відсутності свердловин, апріорної геологічної інформації про умови осадконакопичення в районі робіт, дозволяють зробити припущення про умови осадконакопичення та отримати прийнятні оцінки літології [144].

Результати сеймофаціального аналізу можуть бути використані для прогнозу границь геологічних об'єктів, виділення перспективних зон під подальше буріння, оцінки геологічного ризику, систематизації цільових об'єктів по перспективності, узгодження геостатичних моделей резервуарів.

Та на сучасному етапі досліджень сеймостратиграфія має і ряд проблем, що стримують її розвиток. По-перше, двома головними каналами отримання інформації про будову нафтогазоносних басейнів є сейморозвідка МСГТ та буріння. При цьому інформаційну основу даних буріння складає, головним чином, інтерпретація комплексу методів ГДС, результати якої майже ніколи не піддаються сумніву. Запорукою ж коректного виконання сеймостратиграфічного аналізу є те, що і сейморозвідка і буріння повинні розглядатися як два рівноправних методи:

при розбіжностях між свердловинними даними і сейсмічною інформацією не завжди слід віддавати перевагу саме свердловинному варіанту геологічної інтерпретації.

По-друге, сейсмічні дані, що складають основу сеймостратиграфічного аналізу, мають обмеження по роздільній здатності, тобто за даними сучасної сейморозвідки можливе картування покрівлі і підшви тіл товщиною від 15-20 м. Прогноз седиментаційних тіл (пасток ВВ, колекторів, екранів), товщина яких є меншою 15-20 м в більшості випадків здійснюється по сейсмічних даних імовірно, на основі вивчення особливостей седиментації більш великих геологічних тіл, що вміщують нафтогазоперспективні об'єкти.

Для виконання сеймостратиграфічного аналізу необхідне накопичення досвіду робіт в конкретних регіонах з урахуванням специфіки сейсмогеологічних умов і перевірки прогнозу фацій бурінням.

Прикладом виконання сейсмофаціального аналізу можуть бути роботи, виконані дисертантом на Східно-Новоселівській площі в межах північного борту ДДЗ. На рисунку 3.5 показано, що в товщах башкирського, серпуховського та верхньовізейського віку за малюнком сейсмічного запису виділена значна кількість сейсмофацій, які відповідають різним умовам осадконакопичення. Співставимо ці результати з даними ГДС, проінтерпретованими за методикою В.С. Муромцева [50].

На кореляційному профілі по свердловинах Сх.-Новоселівська-19 – Сх.-Новоселівська-18 – Новоселівська-2 (рис. 3.6), які розташовані вздовж профіля 2152, відмічається зміна літофаціального складу порід як уверх по розрізу, так і по латералі. Верхня частина нижньосерпуховського віку в свердловині 19 (горизонти В-5-6 – В-9) представлена переважно глинисто-алевритовою товщею з рідкими малопотужними прошарками пісковиків та вуглистих прошарків. Такі відклади характерні для лагунно-континентальних умов осадконакопичення, тобто заболочених ділянок низинних морських

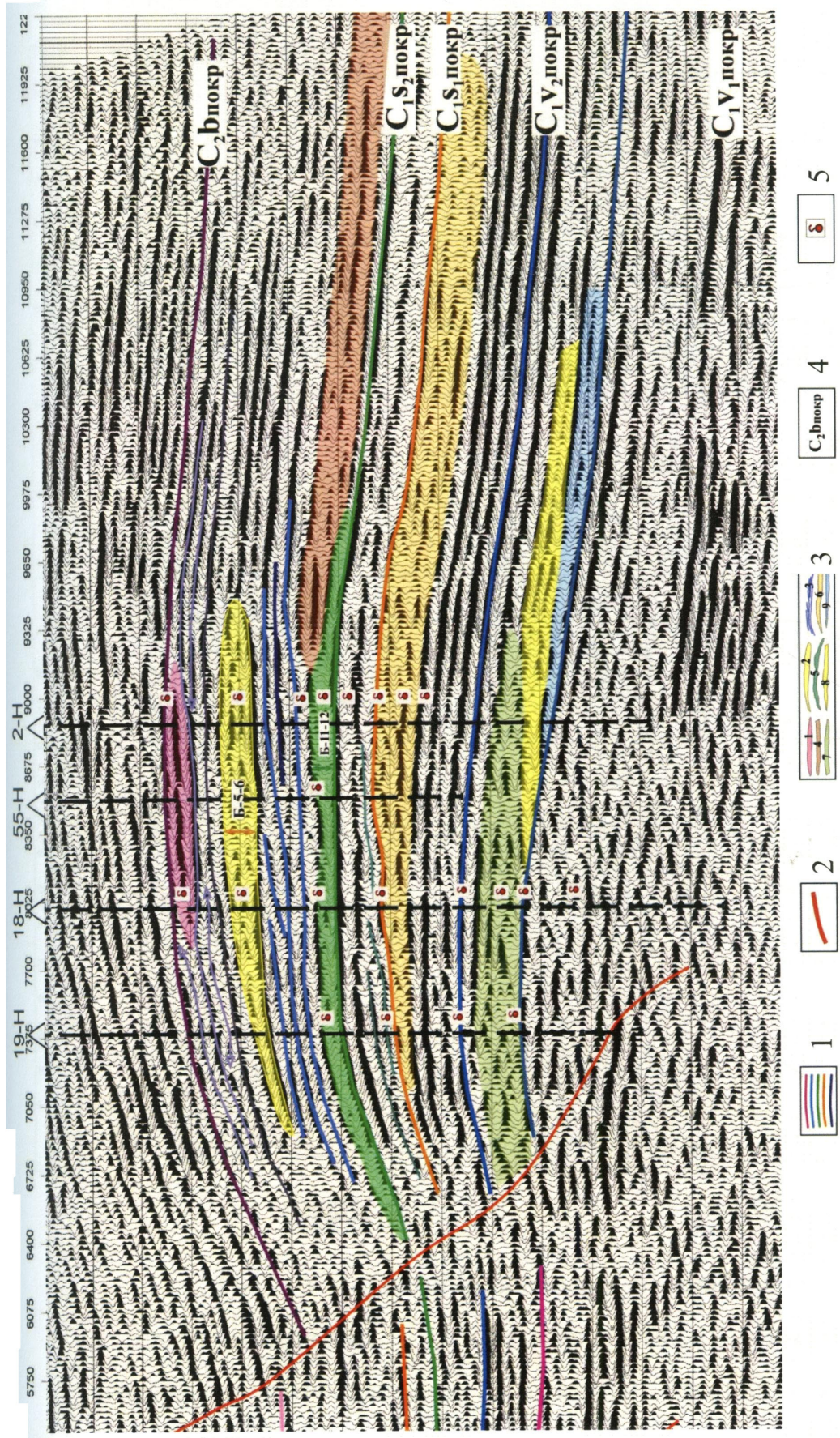


Рис. 3.4. Результати сейсμοфациального аналізу. Східно-Новоселівська площа ДДЗ

- 1 – кореляційні лінії горизонтів відбиття; 2 - тектонічне порушення;
- 3 - сейсμοфациї, виділені за малюнком запису; 4 – стратиграфічна прив’язка горизонтів відбиття;
- 5 – результати випробування свердловин

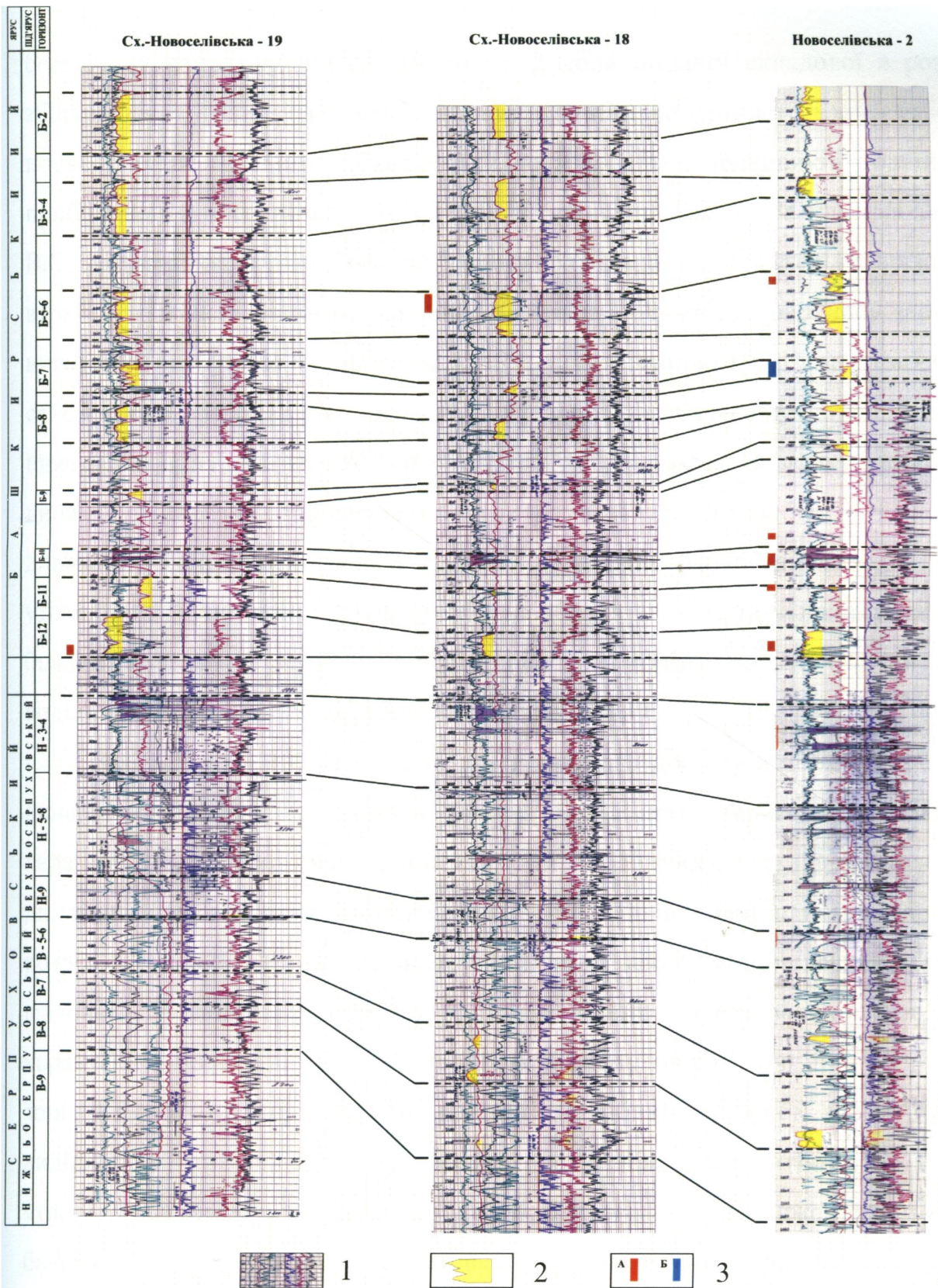


Рис. 3.5. Кореляційний профіль по лінії свердловин

Сх.-Новоселівська-19 – Сх.-Новоселівська-18 – Новоселівська-2

1 – зведена каротажна діаграма, 2 – пісковики цільових горизонтів,

3 – результати випробувань свердловин: А- продуктивні, Б- обводнені

берегів. В напрямку від св. 19 до св. 2 доля піщаної складової в розрізі збільшується, товщу вже можна віднести до піщано-глинисто-алевритової, а в свердловині 2 навіть з'являються окремі пачки пісковиків товщиною приблизно 20 м (горизонт В-7) та ≈ 8 м (горизонт В-5-6). За класифікацією В.С. Муромцева нижній потужний піскови́к характеризується як врізовий, верхній – тонкозернистий баровий. Загальна потужність верхньої частини нижнього серпухова збільшується в цьому ж напрямку. Повернемося до сейсмічного розрізу: в часовому інтервалі, пов'язаному з відкладами нижнього серпухова уверх по розрізу відмічається зміна малюнку запису від динамічно виразних паралельно-шаруватих відбиттів до відбиттів невисокої динамічної виразності, які в районі свердловин Новоселівська 55 та 2 утворюють непротижні лускоподібні відбиття з кутами нахилу значно більшими, ніж в підстиляючій та перекриваючій товщах (на рисунку виділено темно-жовтим кольором нижче покрівлі C_1s_1).

За [119, 115, 122, 151 та ін] та з власного досвіду автора відомо, що динамічно виразні послідовно-шаруваті відбиття теригенного розрізу характерні для переважно глинистих (глибоководних), відкладів, зниження динамічної виразності відбиттів свідчить про збільшення піщаної складової в розрізі, а лускоподібний малюнок сейсмічного запису відповідає дельтовим, врізовим, русловим фаціям чи фаціям бокового нарощування. Саме такі характеристики за даними ГДС має нижній серпухов в північній прибортовій зоні ДДЗ. Можна припустити, що лускоподібний малюнок запису, який виділяється на сейсмічному профілі в районі свердловин 55 та 2, утворюється, врізовим пісковиком горизонту В-7, розповсюдження якого ми бачимо вздовж профіля. На жаль, через незначну товщину пісковика горизонту В-5-6 та деяку обмеженість (на сучасному етапі) роздільної здатності сейсмічних матеріалів, виділити його в окремий, самостійний, об'єкт немає можливості.

Переходячі до товщі верхнього серпухова, на сейсмічному профілі відмічаємо, що вона динамічно виразним відбиттям ніби поділена на дві

підтовщі, причому нижня характеризується зміною малюнку запису від тектонічного порушення (південне крайове порушення) в напрямку до св. 2, верхня – одноманітна, з логічним поступовим нарощуванням потужності в бік западини. На кореляційному профілі товщу верхнього серпухова також можна умовно поділити на дві підтовщі – верхню, глинисто-вапнякову, майже однакову в усіх трьох свердловинах, та нижню, піщано-аргілітову товщу з рідкими прошарками вапняків у св. 19 з переходом у глинисто-алевритову в напрямку до св. 2. Умови осадконакипичення верхнього серпухова залишаються лагунно-континентальними в районі свердловин 19 і 18, але для свердловини 2 вже характерні ознаки прибережно-морських та лагунно-континентальних умов осадконакопичення. На користь цього свідчить збільшення кількості вапнякових прошарків, при цьому вагова частина пісковиків в напрямку св.2 значно зменшується. Як ми бачимо, малюнок сейсмічного запису на часовому розрізі добре узгоджується з характеристиками серпуховських відкладів за даними ГДС.

Башкирські відклади характеризуються наявністю значної кількості пісковиків різного генезису як по розрізу, так і по площі. Тут утворюються і руслові пісковики, і устьєві та прибережно-морські бари, і барові острови. Фаціальна різноманітність за даними свердловин знайшла своє відображення і в сейсмічному хвильовому полі, де виділена значна кількість сейсмофоцій. Розглянемо більш детально цю товщу.

За даними ГДС, проінтерпретованими за методикою В.С. Муромцева, всі пісковики, розкриті свердловиною 19, відносяться до руслових. В напрямку свердловини 2 генезис більшої їх частини змінюється. Так, якщо пісковик горизонту Б-12 в усіх трьох свердловинах русловий, то пісковик горизонту Б-9 в свердловині 18 заміщений щільними породами, а в свердловині 2 представлений пісковиком барового походження. Пісковики горизонтів Б-8 – Б-3-4 в свердловині 18 віднесені до барових, а в свердловині 2 барові та руслові пісковики чередуються уверх по розрізу. Наряду із зміною літофаціального складу відмічається і зміна потужностей горизонтів

башкирської товщі. Повернемося до сейсмічного розрізу. Часовий інтервал, пов'язаний з відкладами башкиру, за малюнком сейсмічного запису може бути поділений на чотири сейсмічних підкомплекси, в кожному з яких виділяються окремі сейсмофаціальні зони. Їх розподіл по розрізу в значній мірі корелюється з літофаціальною мінливістю за даними ГДС. В подошві башкиру динамічно виразним відбиттям відокремлюється одноманітна товща, пов'язана з русловими пісковиками горизонту Б-12 (виділено яскраво-зеленими кольором). Наступне динамічно виразне відбиття утворене вапняками так званої башкирської „плити” (горизонт Б-10). Ще вище по розрізу привертає увагу локальний об'єкт, що пов'язується із баровими пісковиками горизонту Б-5-6 (підмальовано жовтим кольором). Сейсмічний підкомплекс, що виділяється в покрівлі башкирської товщі, також вказує на перерозподіл пісковиків (як їх фаціального складу, так і товщин) по площі.

Отже, проведені дослідження показали, що комплексна літолого-фаціальна інтерпретація, що спирається на типові електрометричні моделі В.С. Муромцева з урахуванням сейсмоморфологічних особливостей розрізу є ключем до визначення умов формування продуктивних товщ, що дає змогу підвищити достовірність фаціальної ідентифікації горизонтів, а звідси і спрогнозувати розподіл колекторських властивостей по площі.

Не останнім показником необхідності виконання сейсмофаціального аналізу є і випадки, коли ніби одні й ті самі пісковики на площі в різних свердловинах мають різні характеристики насичення. Так, на Волошківській площі ДДЗ за даними буріння пісковики товщі XIIa м.ф.г в свердловинах, що розташовані гіпсометрично вище, обводнені, а гіпсометрично нижчі вміщують вуглеводні. При виконанні сейсмофаціального аналізу товщі у часовому інтервалі, пов'язаному з цими відкладами, малюнок сейсмічного запису показав лускоподібне залягання пісковиків (рис. 3.6, [152]), при якому кожна із свердловин розкривала „свою” послідовність пісковиків, відмінну від послідовності в сусідніх свердловинах. Таким чином виявилось, що геологи помилково ідентифікували та ув'язували пісковики продуктивної

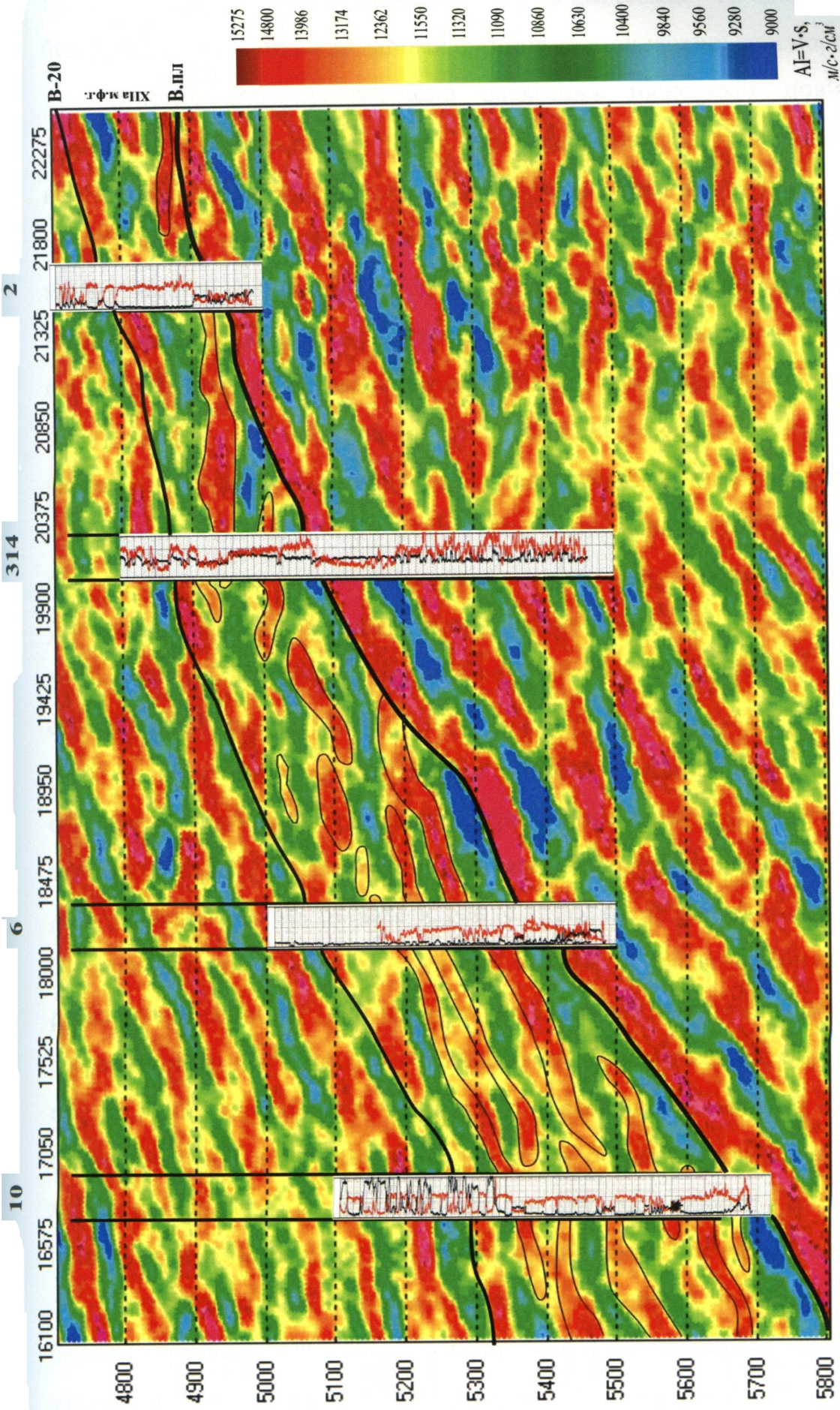


Рис. 3.6. Відображення поведінки пісковиків продуктивних горизонтів XII м.ф.г. на часовому розрізі ПАК.

Волошківська площа ДДЗ

товці ХІІа м.ф.г. в різних свердловинах на цій площі. Та цього не можливо було передбачити лише за даними буріння та стандартної сейсмозвідки.

Відомо, що лускоподібне залягання пісковиків пов'язується з русловими відкладами, або прибережними відкладами бокового нарощування. В таких умовах накопичується значна кількість потенційно продуктивних пісковиків, різних за віком. Зони їх розповсюдження можуть мати дуже примхливі обриси, тому виділення подібних зон відіграє важливу роль як на пошуковому етапі, так і при підрахунку запасів - по результатах однієї, або навіть кількох свердловин на площі робиться висновок, що продуктивний горизонт займає значну площу розповсюдження. Це впливає на вибір місця закладання наступних свердловин чи значення підрахункових показників. Та від'ємні результати подальших робіт вказують на помилковість попередніх висновків про прийняту модель площі, але не уточнюють її, що, в свою чергу, може привести навіть до закриття перспективної площі. Допомогти в такій ситуації може саме сейсмофаціальний аналіз.

За останні десятиріччя основні принципи і положення сейсмостратиграфії та сейсмостратиграфічного аналізу принципів змін не зазнали. Однак, в зв'язку із досягненнями в обробці та інтерпретації, поняття „сейсмофація” відчутно змістилося в область, більш близьку до поняття „літофація”, при цьому з'явилась можливість досягти більш детального розчленування геологічного розрізу. Отже, якщо раніше під „сейсмофацією” розуміли пакет відбиттів, то зараз сейсмічна фація може бути ідентифікована по формі запису одного відбиття і пов'язана не лише з внутрішньою структурою, а і з тонкими особливостями осадконакопичення і варіаціями літології конкретного горизонту, на що вказують роботи [115, 124, 149 та інші] і що демонструється на практичних матеріалах цієї дисертації.

В середині 80-х років в наукові та практичні дослідження осадових басейнів увійшла секвентна стратиграфія (або секвенс-стратиграфія), що заснована на інтерпретації керну свердловин та сейсмічних даних [147, 148,

153, 154, 155 та ін]. Згідно з концепцією секвенс-стратиграфії, седиментаційний процес є функцією трьох змінних: рівня світового океану, швидкості прогинання осадового басейну і постачання теригенного матеріалу з областей зносу. Кількість матеріалу, швидкість його накопичення, глибина басейну, положення берегової лінії і розподіл та зміна фацій - це комбінований ефект регіональної тектоніки та евстазії. Найважчою частиною застосування концепції секвенс-стратиграфії у практиці геологічних досліджень є вилучення впливу локальної тектоніки, відокремлення евстатичного «сигналу» від регіонального «шуму». В умовах ДДЗ, де, на додачу до локальних тектонічних рухів, значну роль відіграє і соляний тектогенез, можливість використання секвенс-стратиграфії викликає великі сумніви.

Таким чином, використання сеймостратиграфічного аналізу є необхідним етапом інтерпретації: це не лише часова ув'язка геолого-геофізичних даних на рівні реперних горизонтів, це і експресаналіз типів розрізів за динамікою відбиттів, і виявлення об'єктів різних типів в міжреперних товщах з визначенням їх генезису за комплексним аналізом ГДС-буріння-сейсмозвідка, і коректна кореляція відбиттів на рівні продуктивних горизонтів. Саме на цьому етапі створюється попередня геологічна модель площі дослідження та спрямовуються подальші інтерпретаційні роботи. Інколи на цьому етапі виникає необхідність корегування наявних розбивок по свердловинах, з чим на власному досвіді стикнулася дисертант. До сеймостратиграфічного аналізу неодноразово повертаються і на наступних етапах робіт, для більш коректного їх виконання.

Палеорекострукції. Як відомо, палеорекострукція (або палеоперетворення) – це наближене відтворення морфології цільових горизонтів на час їх утворення [155]. Ми говоримо „наближене” через те, що в таких роботах не завжди можна врахувати власне тектонічну складову, вплив соляного тектогенезу тощо. Найбільш коректними будуть

палеореко́нструкції, виконані на рівень значних перерв в осадконакопиченні, для території ДДЗ - на рівень границь $C_2b - C_1s_2$, $C_1s_1 - C_1v_2$, $C_1v_2 - C_1v_1$, $C_1v_1 - C_{1t}$, $C_{1t} - D$, які є границями відповідних регіональних сейсмокомплексів.

Виконання палеоперетворень – дуже корисний етап як в методиці ПГР, так і в загальній інтерпретації. По-перше - вони допомагають зрозуміти історію розвитку і значних зон, і окремих територій; по-друге - дозволяють аналізувати тектонічну складову і виявляти малоамплітудні порушення, які з часом могли заліковуватись; по-третє – дозволяють виконувати більш коректну кореляцію відбиваючих горизонтів в міжреперних товщах. Четверте – палеореко́нструкції дозволяють виявляти в розрізі різноамплітудні палеоструктури, які можуть утворювати самостійні перспективні об'єкти (локальні лінзи пісковиків в теригенних відкладах), чи бути базою для утворення інших перспективних об'єктів (органогенних споруд в карбонатних відкладах). Крім того, як вже вказувалось вище, при необхідності палеореко́нструкції використовуються і на етапі обробки сейсмічного матеріалу при крутих кутах залягання порід.

В основу палеогеоморфологічного аналізу покладено концепцію парагенетичного зв'язку розповсюдження колекторів та пасток з типами та формами рельєфу. А зважаючи на те, що для території ДДЗ значна кількість літологічних покладів в теригенних відкладах пов'язана з відкладами дельт, дельтових каналів та русел [21, 22, 28 та ін], відтворення умов накопичення піщаних тіл-колекторів являється основою при прогнозуванні неантиклінальних пасток. Це дозволяє виявляти нові можливості в „старих”, начебто добре вивчених, районах та значно підвищити якість прогнозу.

Приклади результатів палеоперетворень наведені в наступному розділі.

Сейсмоніаметричний аналіз. Сейсмічні параметри (які також називають атрибутами) - це визначені по хвильовому полю значення, що характеризують певні властивості коливань. Вони можуть визначатися у відносно невеликому часовому вікні, наприклад при кореляції конкретного відбиття, в часовому інтервалі що відповідає товщині пласта чи певній

сукупності пластів, або по всій довжині запису, використовуючи певний інтервал, що зміщується по часовій шкалі.

Сейсмопараметричний аналіз націлений на вирішення різних задач, серед яких визначення зон розповсюдження колекторів в продуктивних горизонтах, змін їх літологічного складу по площі (тобто виявлення зон фаціального заміщення); пошуки зон деструкції (зон тріщинуватості); визначення зон покращених колекторських властивостей тощо [156, 157, 158, 159 та ін]. І хоча численними дослідженнями багатьох спеціалістів, та з власного досвіду автора відомо, що жоден з геофізичних параметрів не має прямої відповідності якомусь геологічному фактору чи ознаці, в кожному з них в більшій чи меншій мірі можуть проявлятися їх окремі риси. В той же час цілком імовірно, що найбільш характерні закономірності геологічної будови, речовинного складу, колекторських властивостей та інше можуть проявлятися в якійсь комбінації сейсмічних параметрів (атрибутів), тобто в багатовимірному просторі параметрів. Отже, одна із задач сейсмопараметричного аналізу постає у віднаходженні кореляційних зв'язків між „прямими” параметрами (визначеними у свердловинах) та непрямими (числові параметри, отримані по матеріалах сейсморозвідки – амплітуда, частота, енергія тощо).

Амплітуда. Амплітудні характеристики сейсмічних сигналів пов'язані із змінами швидкостей та щільності горизонтів. Вважається, що аномальне збільшення амплітуди викликано ростом коефіцієнтів відбиття, що може бути пов'язано з наявністю вуглеводнів. Цей ефект використовується в прямопошуковому методі „яскравої плями”. Однак, в реальних умовах він далеко не завжди спрацьовує. Пов'язано це з тим, що ефект „яскравої плями” може виникати за різних умов, наприклад при збільшенні товщини пісковиків чи при зближенні в розрізі двох-трьох пісковиків незначних товщин, чи при появі в теригенному піщано-глинистому розрізі окремих прошарків карбонатів тощо. Зменшення амплітуди пов'язується з наявністю зон розущільнення (тріщинуватості) та тектонічними порушеннями. Цей

параметр використовується як в профільному варіанті (миттєві амплітуди), так і при побудові параметричних карт (карти мінімальних та максимальних амплітуд).

Фази відображають геометричне положення границь в розрізі та дають уявлення про зміни товщин окремих товщ. Вони не залежать від амплітуд і тому на розрізах миттєвих фаз слабкі відбиття набувають більшої виразності. Враховуючи те, що динамічні характеристики відбиттів на розрізах миттєвих фаз відсутні, на думку автора, не слід використовувати ці розрізи на основному етапі інтерпретації. Вони використовуються як допоміжний матеріал для уточнення поведінки горизонтів, більш впевненого їх простеження, виявлення малоамплітудних структур, зон виклинювання та кутових неузгоджень.

Похідна від миттєвої фази в часі називається *миттєвою частотою*. Вона не характеризує середнє значення по якомусь інтервалу, а відповідає визначеним моментам часу. Частота запису, що утворилась в результаті інтерференції відбиттів від тонких прошарків, повинна залежити від їх товщини та літології. Відмічається, що такі явища, як виклинювання границь вуглеводневих контактів, проявляються змінами миттєвих частот. Ще один приклад взаємозв'язку частоти покладів читаємо в книзі [5] „В некоторых районах хорошо зарекомендовало себя выделение по частоте коллекторов, насыщенных конденсатом; таким коллекторам, как правило, соответствуют характерные низкочастотные аномалии, наблюдаемые непосредственно под ними. Корреляция между этими аномалиями взвешенной частоты и залежами конденсата была установлена эмпирически по многочисленным наблюдениям. Механизм затухания высоких частот в таких зонах не выяснен”.

На жаль, і цей параметр, як і амплітуда, не дає однозначної відповіді на питання визначення літології та насиченості пластів. Він може давати однакові аномальні значення при різних геологічних факторах, наприклад, низькочастотні аномалії можуть утворюватись при проходженні хвилі як

крізь насичені колектори, так і крізь „сильні” (щільші, динамічно виразні) горизонти на кшталт нижньовізейської карбонатної „плити” у Дніпровсько-Донецькій западині.

До нетрадиційних віднесемо параметри, які можна обчислювати за допомогою сучасних інтерпретаційних систем. В цілому, це модифікації тих чи інших параметрів, які в кожній системі отримуються по-своєму. Слід сказати, що цих параметрів налічується велика кількість. Але в більшості не відомо, з якими геологічними особливостями вони пов’язані, з чим корелюються, тому геофізиками вони майже не використовуються. Щоб це питання зрушило з місця, треба, щоб підбралась команда з висококваліфікованих, і при цьому дуже допитливих, геологів та геофізиків, адже сьогодні склалась така тенденція – геофізики не демонструють своїх можливостей (інколи через незнання, а інколи, на жаль, і через небажання), а геологи не мають уяви про ці можливості.

В зв’язку з тим, що дослідження автором виконувались за допомогою інтерпретаційної системи ИНПРЕС5, в роботі наведемо приклади нетрадиційних сейсмічних параметрів цієї системи. Серед них слід назвати параметри енергія, визначення кутів нахилу, сейсмофації (відрізняється за змістом від описаного вище сейсмофаціального аналізу), когерентність та інші.

Для більшості цих параметрів спільним є те, що: - розраховуються вони не в цілому по розрізу, а по кожному конкретному цільовому/продуктивному горизонту; - розраховуються по часовому інтервалу Δt , визначеному інтерпретатором для кожної конкретної задачі. Тобто в даному випадку визначається розподіл параметра вздовж горизонту, по площі.

Енергія (Energy frequency ratio) - це розрахунок відносної енергії сейсмічного запису в різних діапазонах частот. Відносне перевищення енергії запису у високочастотній області спектра можна розглядати як непряму ознаку наявності зон тектонічних порушень, зон підвищеного розущільнення та тріщинуватості (рис. 3.7).

Деструкція (Destruction) – використовується для виявлення та трасування розломів та інших вузьких протяжних локальних неоднорідностей, ширина яких менша за домінуючої довжини хвилі. Для виявлення деструкцій оцінюється несхожість фрагментів сусідніх трас, для чого розраховується тривимірний масив даних (куб деструкцій, для 3D) чи двовірний масив даних (розріз деструкцій, для 2D). Розломи або інші локальні неоднорідності виявляються шляхом аналізу горизонтальних зрізів (слайсів) та/або вздовж горизонту (по картах ізохрон).

Кути нахилу – розраховуються лише по картах (ізохрон, потужностей Δt та їх похідних, тощо). По картах кутів нахилу добре виділяються структурно-тектонічні елементи вздовж горизонтів/товщ, що аналізуються (рис. 3.8).

Величезні обсяги інформації, яку потрібно уважно вивчати і використовувати, весь час викликають бажання застосовувати методи автоматичної класифікації. Їх можна поділити на дві групи – прогноз якихось властивостей з навчанням на вибраному еталоні (результатах буріння на родовищі і т.п.) та прогноз без навчання, тобто виділення схожих за якоюсь ознакою елементів (кластеризація), геологічний зміст яких апріорно невідомий.

Серед таких методів останнім часом виділився і знаходить все ширше застосування метод автоматизованої класифікації сейсмічних даних за формою сейсмічної траси на базі комп'ютерних нейронних мереж, що іноді розглядаються як елементи штучного інтелекту, які намагаються копіювати роботу людського мозку. Реалізація цього методу некерованої класифікації найбільш відома у комплексі STRATIMAGIC.

Саме методом некерованої класифікації виконується нетрадиційний *сейсмофаціальний аналіз*, в якому розрахунок сейсмофацій ведеться не по розрізу, а вздовж конкретного цільового горизонту (горизонту відбиття). У програмах типу STRATIMAGIC розділення хвильового поля на однорідні групи виконується на основі аналізу форми заданого відрізка сейсмічної

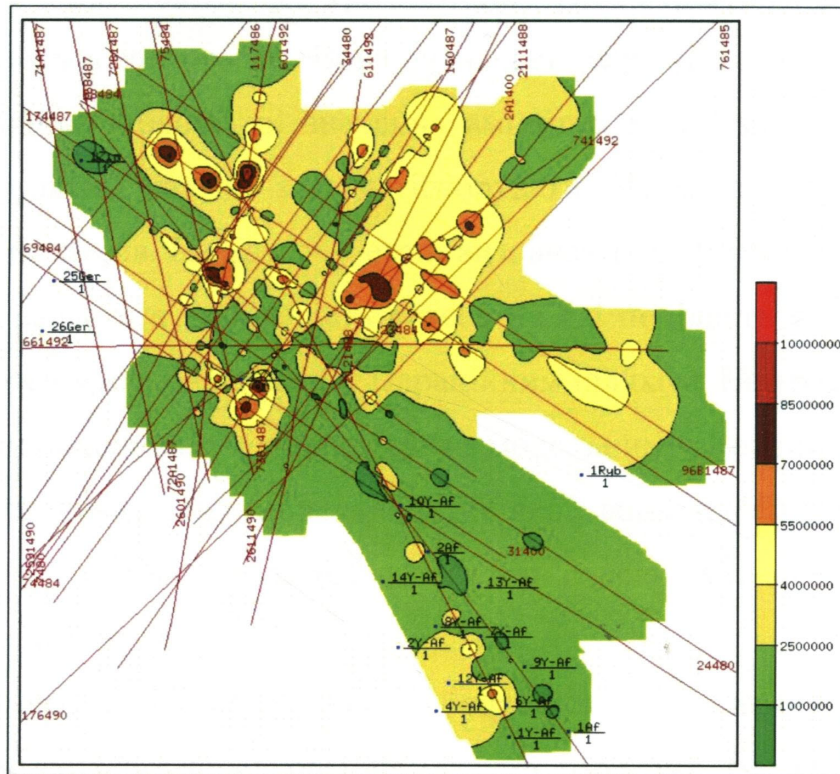


Рис. 3.7. Карта параметра Енергія. Юхтинська площа ДДЗ

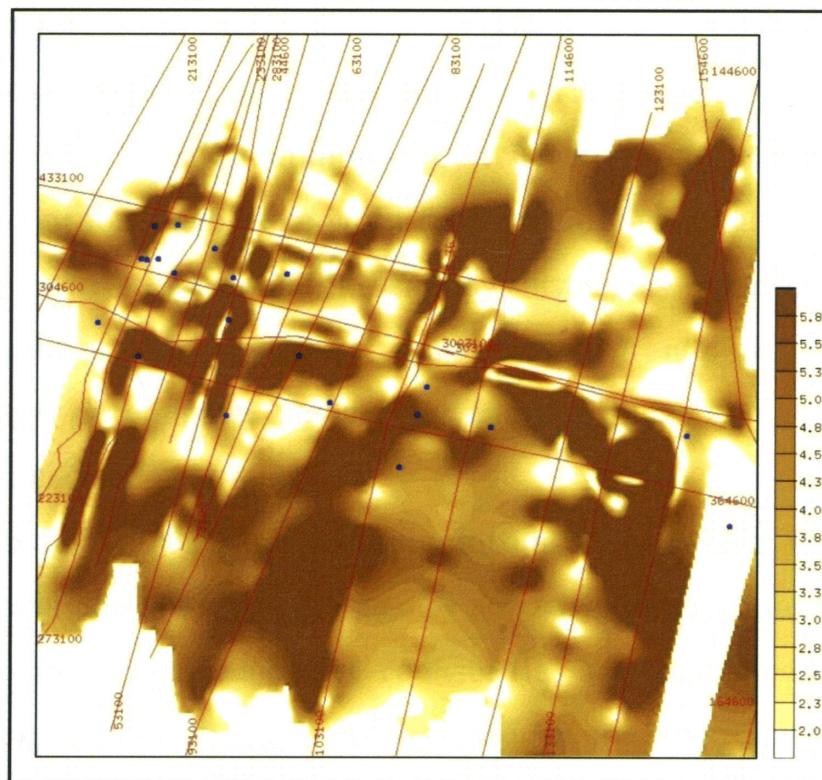


Рис. 3.8. Карта кутів нахилу для горизонту В-16.
Скворцівська площа. Північної борт ДДЗ

траси. Воно проходить у три етапи. На першому реальні траси систематизуються за формою. Вона визначається різницями між величинами сусідніх відліків. Абсолютні значення амплітуд менш значимі, ніж форма траси, їх можна навіть зовсім ігнорувати. Цим зменшується вплив випадкових факторів. На другому етапі визначаються форми модельних трас. Кількість їх задається як кількість класів, на які поділяється хвильове поле. Модельні траси удосконалюються ітераційним шляхом. На третьому етапі всі реальні траси послідовно порівнюються з модельними. Кожній реальній трасі присвоюється номер тієї модельної, до якої вона найближче підходить. Таким чином всі траси розподіляються по класах, кількість яких задана інтерпретатором.

В системі ИНПРЕС5 аналіз і кластеризація виконується по всіх профілях, на яких прокорельований заданий горизонт. Це дає змогу одразу отримати карту фактичного матеріалу, тобто подрібненого розподілу значень класів по профілях, і побудованої на її базі карти з потрібним рівнем осереднення (рис. 3.9).

Програма не передбачає якогось геологічного змісту для класів, які виділяються. Такий зміст приписується їм інтерпретатором при аналізі результатів на основі наявної геолого-геофізичної інформації та досвіду.

Метод досить чутливий до вибору інтервалу аналізу. На сучасних потужних комп'ютерах програма працює досить швидко, що дає змогу інтерпретатору перебирати велику кількість варіантів, вибираючи з них найбільш цікаві (на його думку).

Отже, в основі сеймопараметричного аналізу лежить всебічний аналіз сейсмічного хвильового поля, при цьому до уваги беруться не лише найбільш інтенсивні відбиття від реперних горизонтів, а і маловиразні, непротижні горизонти міжреперної товщі. В процесі роботи аналізуються зміни динаміки відбиттів, амплітуди, частоти, форми імпульсу тощо. На практиці використовується зображення самих різних параметрів, оскільки кожне з них

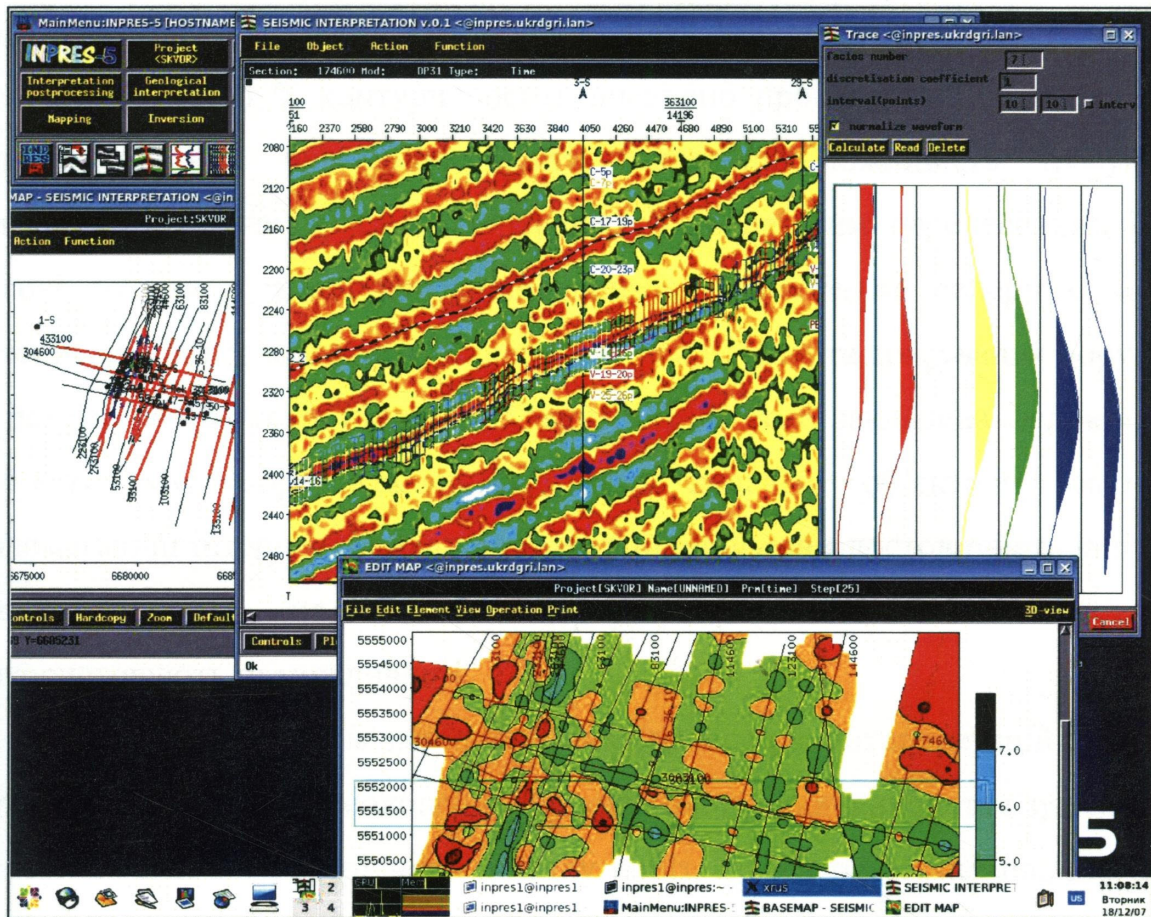


Рис. 3.9. Зображення робочого вікна системи ІНПРЕС5 при сейсмофакіальному аналізі

Інтенсивні відбиття від реперних горизонтів, а і маловиразні, непротяжні горизонти міжреперної товщі. В процесі роботи аналізуються зміни динаміки відбиттів, амплітуди, частоти, форми імпульсу тощо. На практиці використовується зображення самих різних параметрів, оскільки кожне з них дозволяє виділити різні елементи будови, а їх співставлення дає можливість більш повно проаналізувати один і той же елемент, що однаково чи по різному виділяється на різних зображеннях. Та в цьому підрозділі автор зупинилась лише на тих, що виявляють корельованість з тими чи іншими особливостями геологічної будови і сприяють виконанню прогнозу геологічного розрізу.

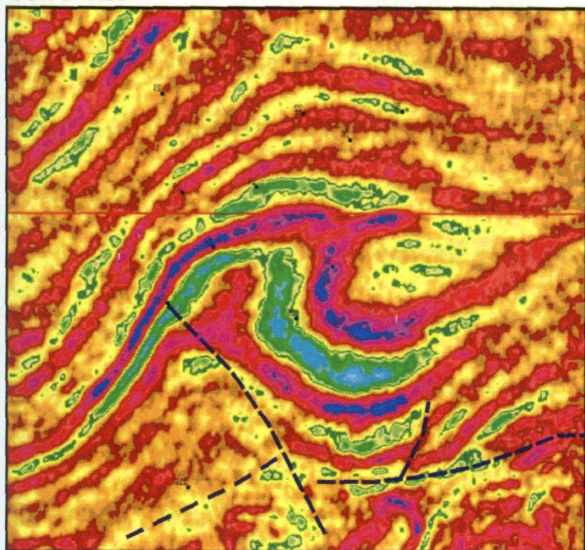
І, на самкінець, пропонується ще один методичний прийом, який, на думку автора, необхідно використовувати власне в процесі інтерпретації

відображується загальний структурний план площі, при наявності соляних тіл (штоків, лінз) їх контури досить впевнено простежуються. В сучасних інтерпретаційних програмах навіть закладена можливість трасування тектонічних порушень саме по слайсах з подальшим перенесенням їх на часові розрізи. І якщо кореляція горизонтів, особливо реперних, майже ніколи нарікань у геологів не викликає, то виділення та трасування порушень в розрізі часто-густо підлягають сумніву, бо тут закладена велика доля суб'єктивізму. Горизонтальні ж зрізи надають об'єктивну картину, допомагаючи інтерпретатору в роботі та підвищуючи достовірність кінцевих результатів. Та на жаль, інтерпретатори поки що недостатньо використовують ці можливості.

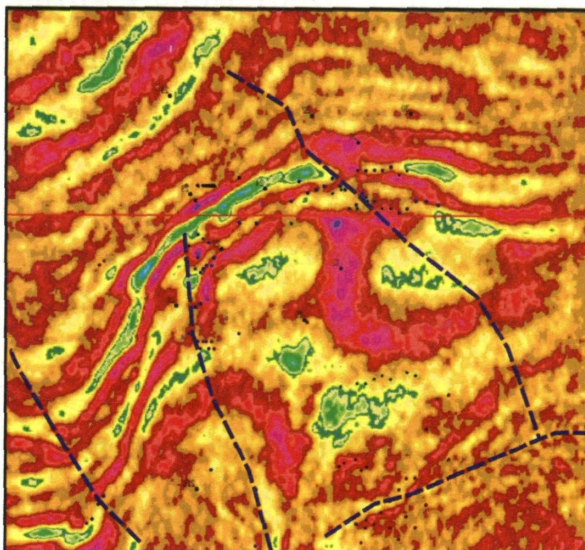
Отже, дисертантом запропонована узагальнена інтерпретаційна модель детального вивчення геологічної будови площ, яка викристалізувалась на основі власного багаторічного досвіду робіт автора на різних площах ДДЗ. Вона складається з кількох послідовних етапів. Зробимо наголос на те, що роботи за запропонованою моделлю є процес ітеративний. Тобто кожен з її елементів, кожний наступний крок, в разі незадовільного чи сумнівного (на думку виконавців) результату, може бути поштовхом для корегування будь якого з попередніх кроків.

Слід сказати, що означена модель не є універсальною для всіх типів розрізів та задач, що вирішуються – використання тих чи інших прийомів інтерпретації залежить від багатьох факторів, тому комплекс методів та їхня вага повинні змінюватися залежно від геологічних задач та умов, які для кожної площі та кожного об'єкту є індивідуальними. Саме цей висновок показав необхідність об'єднання окремих інтерпретаційних прийомів в інтерпретаційні моделі в залежності від типів розрізів та об'єктів в них, що притаманні території ДДЗ.

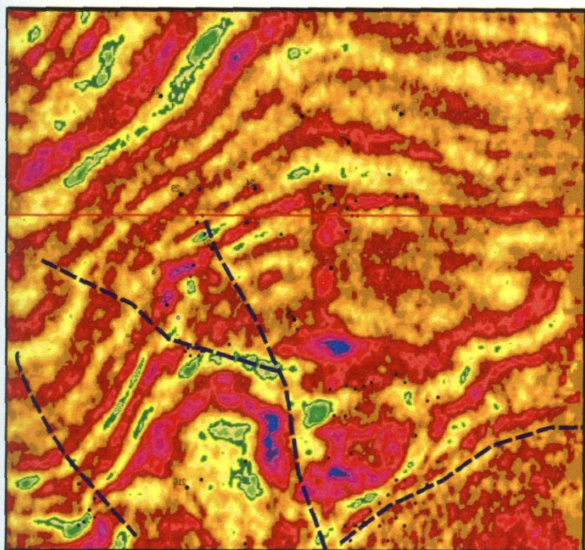
1820 ms



2220 ms



2160 ms



2400 ms

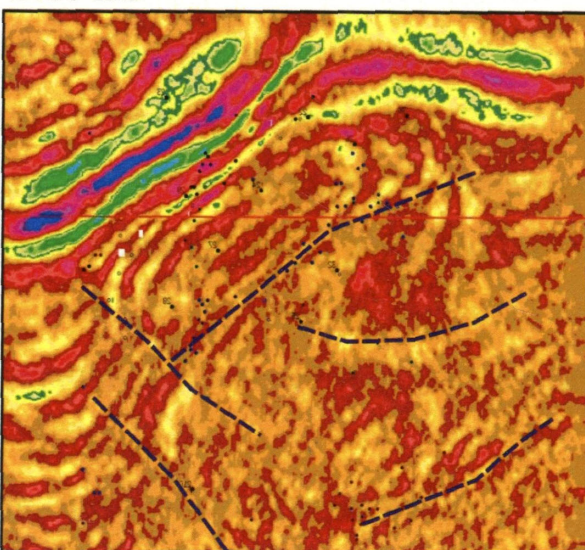


Рис. 3.10. Горизонтальні зрізи часового кубу на різних рівнях.

Личківська площа

3.2. Інтерпретаційні моделі поглибленого вивчення міжреперних товщ осадового чохла та кристалічного фундаменту ДДЗ.

Інтерпретаційні моделі поглибленого вивчення міжреперних товщ осадового чохла сформовані здобувачем на підставі аналізу узагальненого графу робіт з детальнього вивчення геологічного розрізу площ ДДЗ наведеного вище. Для вивчення внутрішньої будови КФ рекомендується

методика, що вперше розроблена дисертантом у співавторстві з к.т.н. Сергієм Г.Б. Необхідність створення моделей обумовлена потребою оптимізації інтерпретаційного процесу та отримання коректних, з геологічної точки зору, результатів.

Отже, під інтерпретаційними моделями розуміємо послідовний комплекс прийомів інтерпретації, що використовуються в залежності від типів розрізів та об'єктів в них.

В цілому, інтерпретаційні моделі складаються з кількох етапів. На початковому етапі обов'язково виконується спеціалізована обробка профілів, далі за геолого-геофізичними даними для кожного типу розрізу осадової товщі визначаються основні типи пошукових об'єктів, їх характерні особливості у сейсмічному хвильовому полі. Наступний етап – власне інтерпретація з використанням описаних прийомів. Завершальний етап – комплексна інтерпретація наявної геологічної та отриманої геофізичної інформації, створення детальної геологічної моделі, надання рекомендацій на подальші ГРР (рис. 3.1).

Перейдемо до конкретних інтерпретаційних моделей в залежності від типів розрізу та об'єктів.

Теригенні відклади. Враховуючи те, що з цими відкладами пов'язана велика кількість типів об'єктів, автор поєднала їх в окремі групи, для яких використовуються схожі прийоми інтерпретації (рис. 3.11). До першої групи віднесемо: а) об'єкти, що характеризуються виклинюванням при трансгресивному та регресивному заляганні порід; б) локальні об'єкти (лінзи, врізи тощо); в) об'єкти, пов'язані з літологічним заміщенням порід продуктивного горизонту по латералі без суттєвих змін потужностей товщі, що їх вміщує. Перші добре виділяються за логічним зменшенням потужностей між підстиляючими та перекриваючими їх відкладами по стандартних мігрованих розрізах та розрізах миттєвих фаз. Екраном для них є лінія виклинювання по повстанню пластів, яка визначається по картах



Рис. 3.11. Інтерпретаційні моделі поглибленого вивчення теригенного розрізу осадового чохла ДДЗ

потужностей, або по лінії припинення простеження горизонту на часових розрізах миттєвих фаз. В обох випадках будуються структурні карти, що висвітлюють глибини залягання цільових горизонтів. Але для випадків трансгресивного залягання необхідна побудова додаткових карт по підшві перекриваючих та покрівлі підстиляючих товщ. Для визначення зон покращених колекторських властивостей горизонтів (або зон літологічного заміщення) будуються погоризонтні карти різних сейсмічних атрибутів. Кінцевий результат – комплексний аналіз отриманих результатів за даними сейморозвідки з даними ГДС та буріння. Таким чином, для вивчення першої групи об'єктів використовуються сеймостратиграфічний аналіз, структурні побудови та сеймопараметричний аналіз, при чому у випадку літологічних

заміщень основну увагу слід приділяти саме картам параметрів, по яких визначаються екрани (зони літологічного заміщення).

Друга група – це локальні об'єкти (врізи, лінзи, пласти з косо шаруватим або лускоподібним заляганням тощо). В цій групі лише для лінзоподібних об'єктів будуються структурні карти підосви та покрівлі обмежувачих товщ, по яких виконуються палеорекоконструкції для визначення зон розповсюдження таких об'єктів, адже в загальному структурному плані, навіть достатньо деталізованому, вони можуть не проявлятися. Для косошаруватих та лускоподібних об'єктів структурні побудови не мають сенсу через те, що, по-перше, окремі прошарки або луски мають незначне розповсюдження, по-друге, інтерпретатор не має впевненості в тому, що на сусідніх або перетинаючих профілях (особливо при 2D сейсмозв'язці) ув'язуються одні й ті самі прошарки чи луски. Карти параметрів для другої групи також не інформативні з тих же міркувань. В сучасних інтерпретаційних системах розроблені окремі блоки для роботи з локальними об'єктами, але для цього потрібно мати сейсмічні матеріали відповідної якості (обов'язково 3D з дуже високою роздільною здатністю), в іншому випадку ми отримуємо спотворену характеристику об'єкту. Одже, для другої групи об'єктів обмежуються візуальним визначенням зон розповсюдження при виконанні сеймостратиграфічного аналізу.

Третя група пов'язана із зміною динаміки відбиттів вздовж продуктивних горизонтів. Для цього типу пропонується виконання структурних побудов та отримання карт розподілу динамічних параметрів та сеймофацій власне для кожного продуктивного горизонту.

Карбонатні відклади. Пошуковими об'єктами для цих відкладів є зони тріщинуватості (розущільнення) та органогенні споруди, які за генезисом, геоморфологією, розміром, внутрішньою будовою, співвідношенням з вм'ящуючими породами і фаціальною приналежністю поділяються на декілька типів [7]. При дослідженні карбонатних відкладів використовуються три інтерпретаційні моделі (рис. 3.12): перша пов'язана з пошуками зон

розущільнення порід; друга – виявлення ОС товщиною від 60-70 м і більше; третя – пошуки зон розвитку ОС незначної товщини, що маскуються потужними карбонатними „плитами”.

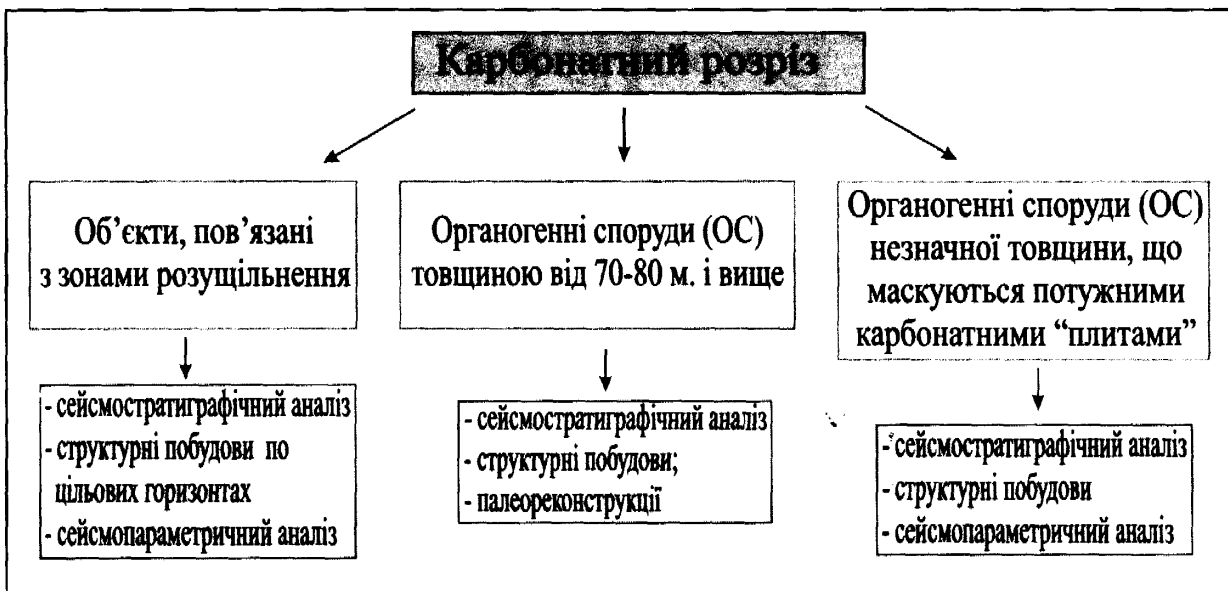


Рис. 3.12. Інтерпретаційні моделі поглибленого вивчення карбонатного розрізу осадового чохла ДДЗ

В першій моделі виконуються традиційні структурно-тектонічні побудови, обов'язково доповнені картами сейсмічних параметрів „Енергія”, „Інтенсивність” тощо, побудованими по цільових горизонтах. Нагадаємо, що інтерпретація в цьому випадку виконується по кольорокодованих профілях для більш впевненої візуалізації зон тектонічних порушень та розущільнення. Прикладом є виявлення таких зон на Скворцівській площі по горизонту В-16 (рис. 3.13, [31]). На часовому розрізі видно, що в районі свердловини 42-S якість простеження відбиття, пов'язаного з горизонтом В-16, погіршується, динаміка відбиття знижується. Це знайшло своє відображення на карті параметра „Інтенсивність”, де зона понижених значень параметра (жовто-коричневі кольори) обмежується зонами із підвищеними значеннями (зелені кольори). Слід відмітити, що свердловина 42 продуктивна по горизонту В-16, в ній, на відміну від сусідніх свердловин, розташованих західніше, розкриті

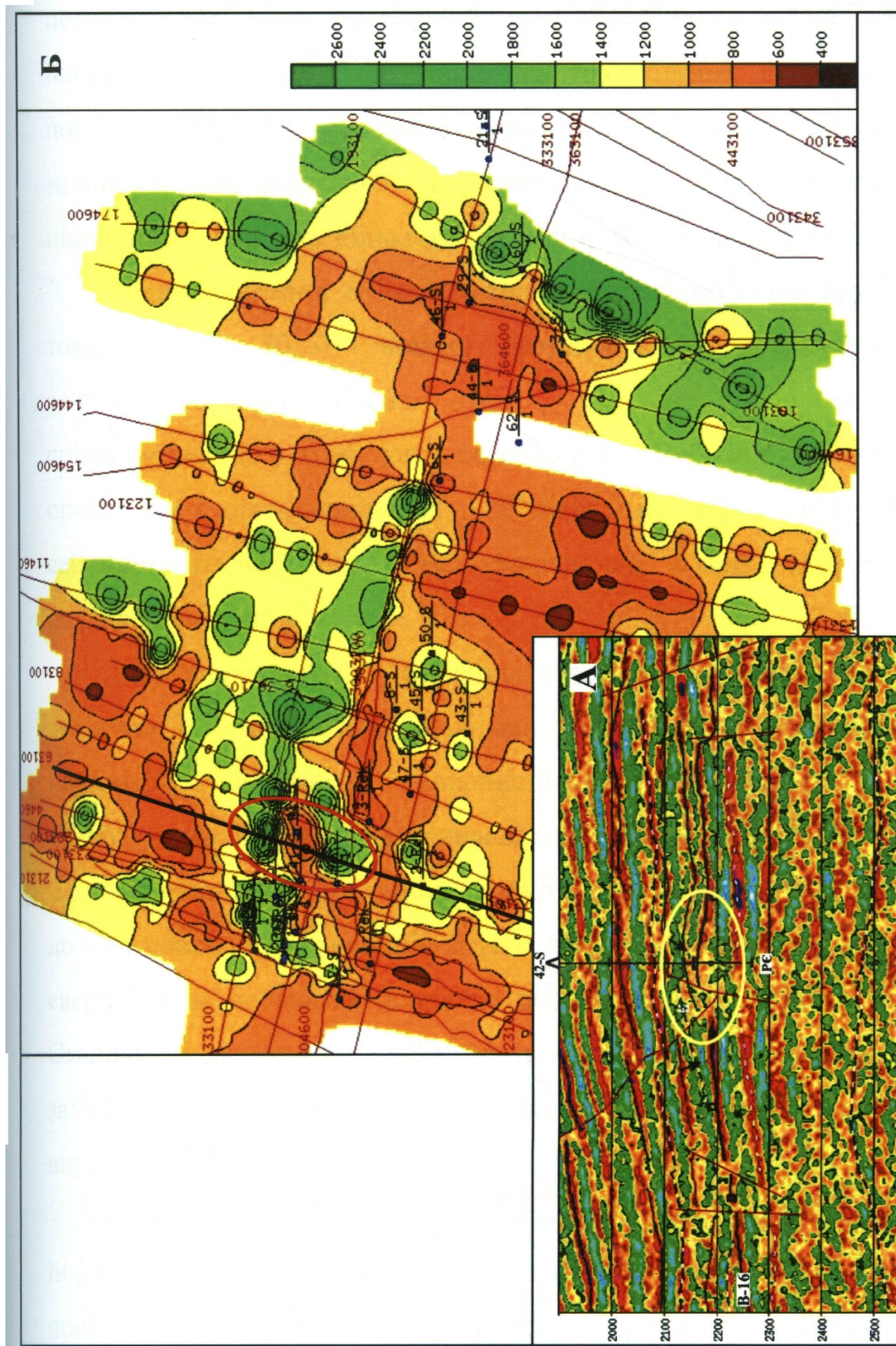


Рис. 3.13. Виділення зон тріщинуватості на часовому розрізі ПАК (А) та карті параметра „Інтенсивність” (Б)

розущільнені карбонати. Таким чином, ми бачимо узгодженість результатів сеймопараметричного аналізу з даними буріння, а звідси – виділення нової перспективної зони, аналогічній зоні в районі св. 42, в північній частині площі. Підкреслимо, що лише по традиційних структурних побудовах подібні результати отримати неможливо – структурна карта відображує моноклінальне залягання горизонту, розбитого на блоки, при цьому в північному напрямку кількість тектонічних порушень зменшується.

Для виявлення в карбонатному розрізі об'єктів другої групи – ОС товщиною від 70 м і вище – застосовується сеймостратиграфічний та сеймофаціальний аналіз, тобто візуальне виявлення об'єктів по співвідношенню з оточуючим середовищем. Роботи виконуються за схемою, описаною для локальних об'єктів в теригенній товщі, тобто: сеймостратиграфічний, сеймофаціальний аналіз, структурні побудови, палеорекострукції.

Для виявлення ОС незначної товщини, що маскуються карбонатними „плитами”, тобто більш щільними карбонатними утвореннями, на етапі кореляції обов'язкове використання інвертованих розрізів ПАК. Обґрунтуємо цю умову на прикладі матеріалів Багатойської площі.

Існування органогенних споруд на Багатойській площі і приуроченість до них покладів вуглеводнів зафіксовані бурінням [71, 160, 161], але наявні свердловини не могли повністю оконтурити та охарактеризувати ці тіла. Стандартні структурні карти по покрівлі карбонатної товщі також таких задач не вирішують, адже це лише гіпсометрія, а не відображення внутрішньої будови.

З досвіду попередніх робіт та літературних даних [115, 58, 162, 163 та ін.] відомо, що ознаками карбонатних колекторів у сейсмічному хвильовому полі є деяке (незначне) збільшення потужності карбонатної плити і зменшення акустичної жорсткості (акустичного імпедансу, тобто добутку пластової швидкості та щільності). Ці два фактори мають бути присутні одночасно, що дає підстави для використання комплексного параметра, який

забезпечує більш надійний прогноз. Саме такі ознаки відмічаються і на профілях після спеціальної додаткової обробки, що описана вище.

На рисунку 3.14 показано, що на відміну від стандартних часових розрізів, на кольорокодованих розрізах ПАК, отриманих після цієї обробки, чітко виділяються покрівля і підшва карбонатів турне (вони показані жовтими лініями). В цьому пласті зміною кольору проявляються зони пониження псевдоакустичної жорсткості, які відповідають ділянкам розуцільнення карбонатів. Безпосередньо над карбонатами турне на розрізі ПАК простежується однорідний високошвидкісний пласт, який відповідає карбонатам візе (C_1v_1), що, за даними буріння на цій площі, ущільнені та непродуктивні ([114]).

Комплексний параметр, який відображає видиму потужність і усереднене значення псевдошвидкості ПАК для карбонатів турне був розрахований по сітці вертикальних зрізів куба (профілів). Карта комплексного параметра побудована програмою SURFER без будь якого внесення апріорних геологічних даних (рис. 3.15, [114]). Збільшення значень параметра (жовто-коричневі кольори на карті) відповідає прогнозним зонам розвитку карбонатних колекторів, які розвивалися, швидше за все, по органогенних акумулятивних тілах. Прогнозна зона розвитку органогенних споруд, яка базується на карті комплексного параметра, в цілому узгоджується з даними наявних свердловин.

Для перевірки отриманого результату в системі ИНПРЕС5 з використанням нейронних мереж була побудована карта сейсмофацій вздовж горизонту, що відповідає покрівлі карбонатів C_{1t} (рис. 3.16, [114]). Отримана карта схожа з картою комплексного параметра, отже застосовані інтерпретаційні прийоми виправдані. Геологічні висновки по отриманих результатах наведені в наступній главі.

Таким чином, блок методичних прийомів виявлення ОС в товщі карбонатних „плит” складається з: дообробки профілів та обов'язкового їх інвертування у розрізи псевдо акустичних імпедансів, кореляції покрівлі та

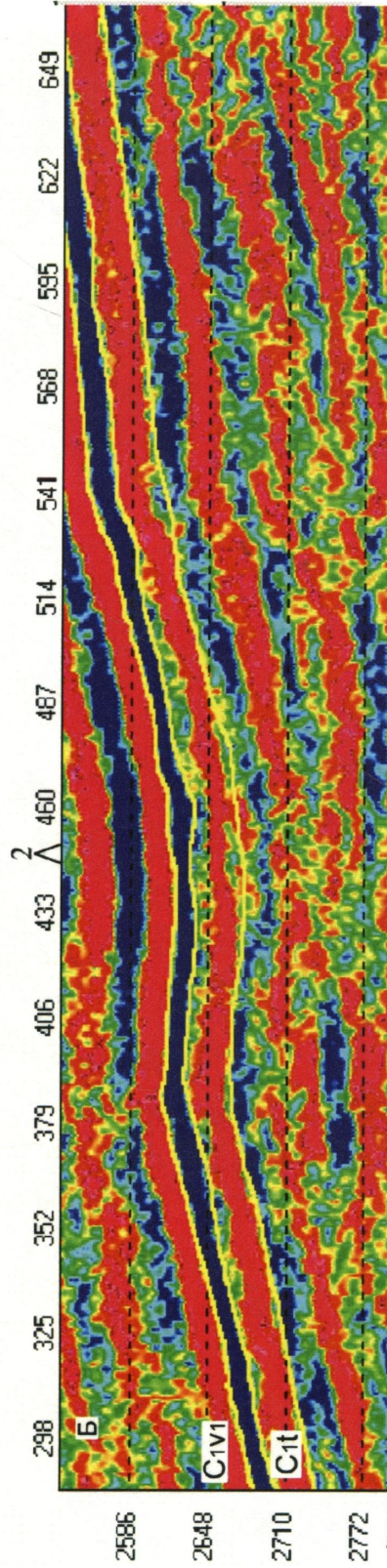
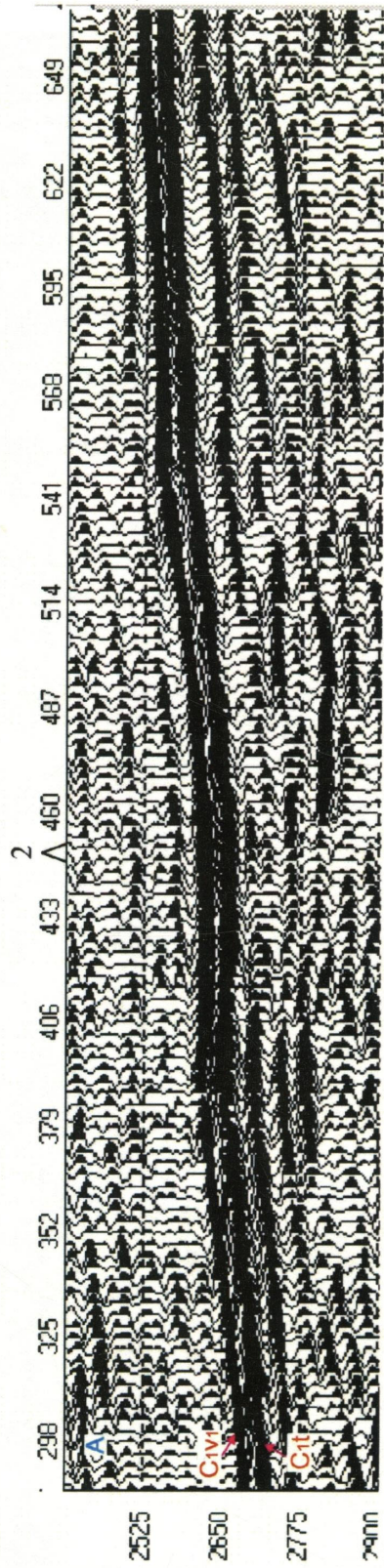


Рис. 3.14. Фрагмент часового розрізу по профілю L200.
Співставлення стандартного часового розрізу (А) та часового розрізу ПАК (Б)

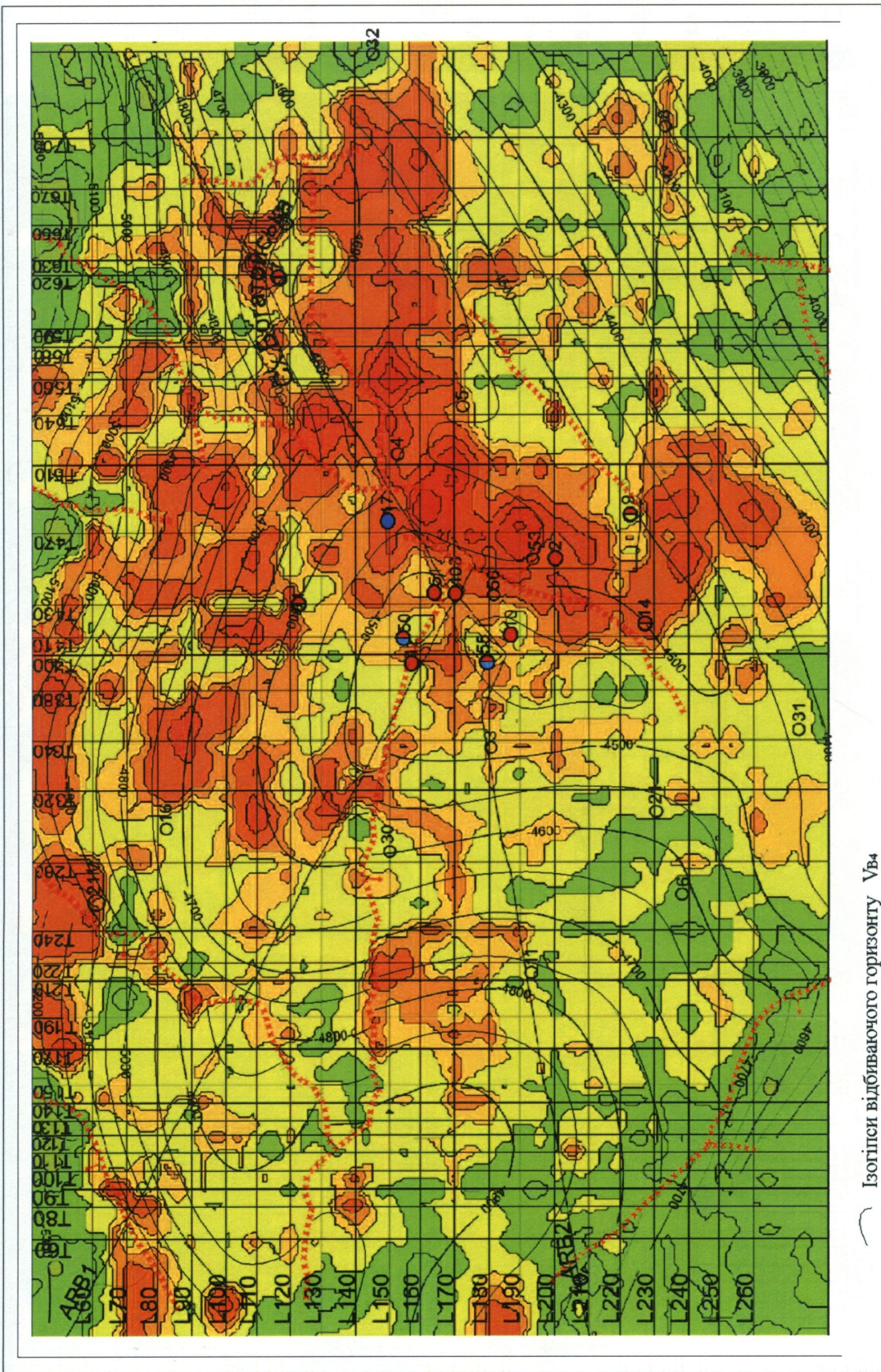


Рис. 3.15. Карта комплексного параметра з прогнозом розповсюдження органігенної споруди в товщі С_{1т}

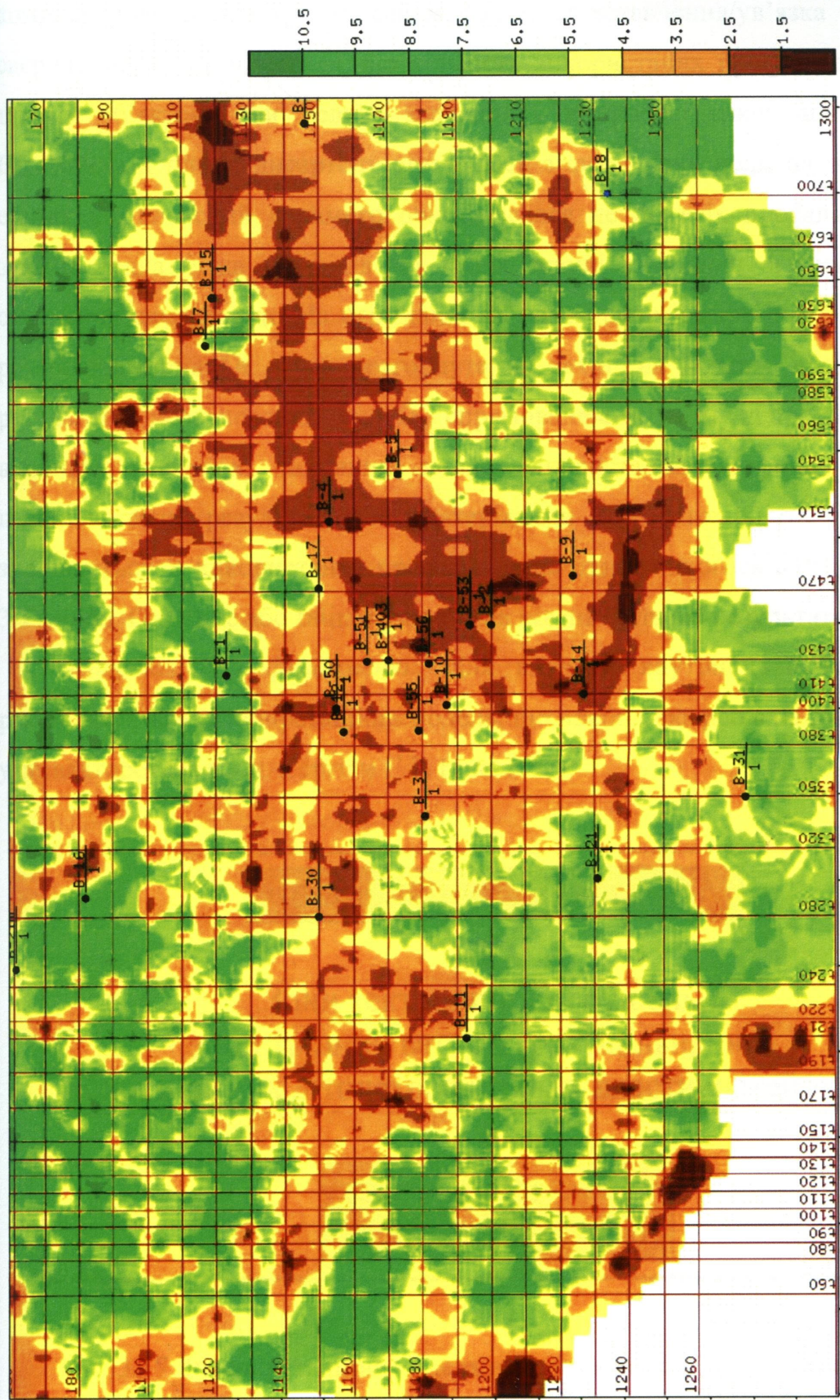


Рис. 3.16. Карта сейсмофайй по покрівлі карбонатних відкладів S_{1t}

підосви карбонатної „плити” (структурні побудови), побудов карт комплексного параметру та сейсмофацій, співставлення/ув’язка з даними свердловин. Слід відмітити, що кількість використаних профілів в роботі з такими об’єктами має велике значення – в процесі виконання робіт на Багатойській площі дисертант стикнулась з ситуацією, коли на попередніх етапах комплексний параметр обчислювався не по всіх профілях, а була задіяна рідка сітка профілів по краях площі та більш згущена в зоні скупчення свердловин. На отриманій за цими даними карті прогнозна зона розповсюдження ОС була розгорнута на захід, на відміну від кінцевого результату, де розповсюдження ОС спрямоване в східному напрямку. З цього випливає висновок, що лише повне використання профілів 3D надає найбільш точні результати. За матеріалами 2D достовірність результатів зменшується, а використання профілів лише одного якогось напрямку (для 3D це або Crossline або Inline) зводять на нівець будь які результати.

Кристалічний фундамент.. Для вивченн внутрішньої будови КФ рекомендується інтерпретаційна модель, що вперше розроблена дисертантом у співавторстві з к.т.н. Сергієм Г.Б. (рис. 3.17).



Рис. 3.17. Інтерпретаційна модель вивчення внутрішньої будови товщі кристалічного фундаменту ДДЗ

Сучасні уявлення про внутрішню будову фундаменту в більшості базуються лише на даних нерівномірної сітки свердловин, що розкривають лише перші сотні, а частіше, перші десятки метрів фундаменту; на інтегральних даних граві- та магніторозвідки, або на аналогіях з сусідніми регіонами, де породи кристалічного фундаменту (КФ) виходять на поверхню. Найбільш інформативний геофізичний метод, сейморозвідка, з цією метою майже не використовується – зазвичай серед сейморозвідників прийнято вважати, що хвильове поле нижче поверхні фундаменту є просто сумішшю залишків кратних хвиль та інших завад. Але товща КФ складається з порід різного віку, типу і складу, отже має різний ступінь розшарування та інших властивостей, що можуть проявитись у неоднорідності сейсмічного хвильового поля [25]. Співставимо деякі результати досліджень КФ, виконаних в різних регіонах. За даними [104] „Формирование потенциальных коллекторов в теле фундамента связано с процессами механической деструкции граничных зон скольжения пластин высокометаморфизованных пород КФ и последующей гидротермальной проработкой... Зоны деструкции КФ являются специфическим типом нетрадиционных коллекторов Волго-Уральской провинции. Как свидетельствуют материалы глубокого бурения и сейсмических исследований, эти зоны развиты по всему разрезу КФ... Особенностью этих зон является их субгоризонтальное залегание, связанное с развитием тангенциальных напряжений в теле фундамента... Проведенные работы по изучению отражающих горизонтов позволяют считать их в качестве так называемых зон разуплотнения или зон деструкции фундамента, которые обладают высокими коллекторскими свойствами вследствие дробления и переработки пород”. В статті [164] читаємо: „На северном борту ДДВ верхняя часть КФ содержит залежи нефти и газа до глубины 336 м., а нефтегазопроявления – до глубины 760 м. ниже кровли КФ. И это, наверное, не граница промышленной газонефтеносности, если иметь в виду размещение флюидоносных зон разуплотнения в КФ других геологических

провинций. Например, гранитный КФ, на который в месторождении Зейт-Бей (Египет, Суэцкий залив) приходится 1/3 его запасов, 60% скважин и их дебитность от 110 до 1440 м³/с нефти, рассечен на разных глубинах дайками аплита, диабазы, лампрофира и микросиенита позднепротерозойского возраста. Он обладает высокой пористостью в одних интервалах глубин и низкой в других благодаря неотектонической трещиноватости и неодинаковой природе минералов эпигенетического цемента, что, в общем, похоже на чередование плотных и неплотных зон в нефтегазоносном КФ Юльевского месторождения". І ,повертаючись до характеристик сейсмічного хвильового поля, процитуємо російських дослідників, які в статті [17] говорять: "О различиях в спектральных, энергетических и других характеристиках для монолитных и коллекторских разностей КФ можно судить по: - дифрагированным сейсмическим волнам от контрастных (плотность кристаллических пород – 2.5-2.7 г/см³, а плотность флюидов, заполняющих каверны и крупные пустоты – 1.0 г/см³) неоднородностей значительного размера; - отражениям от поверхностей разломов и плоских границ изменения физических характеристик, от границ коллекторских и монолитных зон, отличающихся по плотности; - слабые (на порядок и более по сравнению с отражениями в осадочном чехле) и весьма непротяженные отражения, контролируемые остаточной слоистостью преобразованных (гранитизированных) осадочных пород...". Отже, сейсмічне хвильове поле в інтервалі глибин, пов'язаних з розвитком порід КФ, несе в собі інформацію про його внутрішню будову. Задача інтерпретатора – навчитися вилучати цю інформацію.

До цього часу роботи по фундаменту ДДЗ обмежувались структурними побудовами по умовних відбиваючих горизонтах в покрівлі фундаменту/підшві осадочного чохла та по динамічно виразному так званому VII горизонту, що спорадично простежується в товщі фундаменту. Слід сказати, що таких горизонтів декілька – можна виділити і VIII, і IX, і X..., але природа їх до кінця не з'ясована.

При аналізі часових розрізів ділянки північного борту ДДЗ (Кадницько-Наріжнянська зона), інформативність яких збільшилась після виконаної дообробки, дисертант звернула увагу на те, що хвильове поле в інтервалі кристалічного фундаменту неоднорідне - в ньому візуально намічаються ділянки чи блоки з різним малюнком хвильової картини, різним рівнем інтенсивності відбиттів тощо (рис. 3.18). Границі таких блоків іноді переходять у впевнені порушення в осадовій товщі.

Для того, щоб у вивченні будови фундаменту з більшою довірою спиратися на сейсмічне хвильове поле, треба переконатися, що воно не є сумішшю завад, залишків кратних хвиль, недоврахованого впливу верхніх частин розрізу. Очевидно, що розподіл утворених переважно у верхній частині розрізу хвиль-завад, а тим більше техногенних завад, не корелюється з хвильовою картиною нижньої частини розрізу, яка, з найбільшою ймовірністю, може бути пов'язана з внутрішньою будовою фундаменту. Вплив недоврахованих неоднорідностей верхньої частини розрізу має прослідковуватися по вертикалі. Відсутність незмінності по вертикалі планового положення неоднорідностей хвильового поля в інтервалі фундаменту, певна корельованість їх з будовою осадового чохла, зокрема продовження у фундамент з осадової товщі порушень, свідчать про те, що сейсмічне хвильове поле може насправді характеризувати внутрішню будову фундаменту.

Враховуючи те, що структурні побудови по відбиваючих горизонтах в товщі фундаменту суттєвих результатів не дають, для характеристики будови фундаменту був застосований інший прийом - була побудована низка карт параметрів хвильового поля по інтервалах в покрівлі фундаменту та по більш глибоких його частинах (вздовж умовних горизонтів, паралельних відкорельованим горизонтам в низах осадової товщі і зміщених вглиб фундаменту на 500-1500 м). На відміну від аналізу поля в низах осадової товщі, де більш ефективним було вивчення змін товщин інтервалів, для фундаменту інформативними виявилися карти середньої інтенсивності

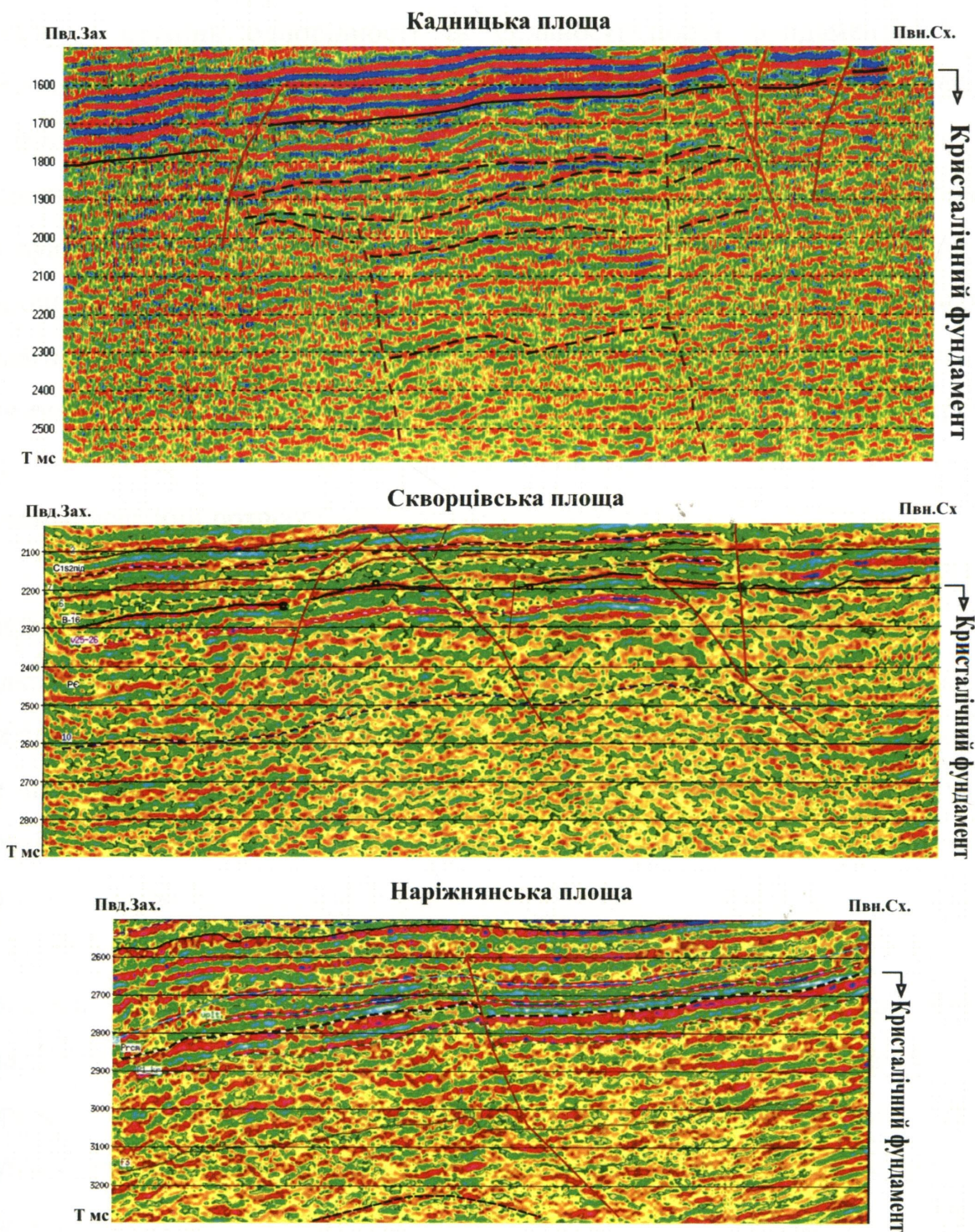


Рис. 3.17. Відображення сейсмічного хвильового поля товщі фундаменту

відбиттів та розподілу сейсмічних фацій. Величина інтенсивності поля визначається амплітудою відбиттів та щільністю їх появи в певному інтервалі глибин (часу). З великою ймовірністю можна вважати, що цей параметр, або

атрибут хвильового поля, характеризує одночасно петрографічний склад та текстуру, ступінь однорідності та щільності порід фундаменту. Карти інтенсивності хвильового поля, отримані для різних горизонтів та інтервалів у фундаменті, схожі між собою, але далеко не ідентичні, тобто не визначаються будовою верхніх частин розрізу або техногенними факторами. Коефіцієнти кореляції між картами, розрахованими в інтервалах різних глибин, не перевищували значень 0.2-0.3. При ретельному співставленні з гравітаційним та геомагнітним полями знаходиться багато схожих елементів, але прямої та чіткої подібності немає. Це підтверджує припущення про те, що неоднорідності поля не можна пов'язувати з залишками ефектів верхньої частини розрізу.

Прогнозні геологічні результати вивчення внутрішньої будови верхньої частини КФ по отриманих картах наведені в наступному розділі, зараз підкреслимо лише, що за характером та атрибутами хвильового поля поки що ми здатні визначити тільки неоднорідність, зональність будови фундаменту, не прогнозуючи, які саме його властивості змінилися. Для цього буде потрібне накопичення статистики та теоретичного геологічного обґрунтування.

Отже, для вивчення будови КФ рекомендуються наступні методичні прийоми: дообробка профілів з метою зниження фону завад, візуальний аналіз хвильового поля з виділенням його особливостей, кореляція умовного горизонту та сейсмоатрибутний аналіз по окремих інтервалах товщі фундаменту, при цьому кількість інтервалів визначається інтерпретатором в залежності від складності будови КФ, співставлення з наявними даними свердловин та іншими несейсмічними методами.

Висновки.

Проведені дослідження дозволили з відомих методико-технологічних засобів та прийомів інтерпретації сейсмічних даних сформувати і адаптувати для території ДДЗ інтерпретаційні моделі поглибленого вивчення міжреперних товщ осадового чохла та фундаменту (в межах її бортів) з

виділенням в них нетрадиційних нафтогазоперспективних об'єктів. Вони уточнювались та доповнювались окремими прийомами, що розроблялись в процесі робіт в співавторстві з групою співробітників. Визначені моделі сприяють оптимізації інтерпретаційного процесу, підвищенню його ефективності та дозволяють отримати більш коректні, з геологічної точки зору, результати. На підставі використання запропонованих інтерпретаційних моделей дисертантом розроблені нові, або уточнені попередні, моделі геологічної будови багатьох площ ДДЗ. Деякі з них наводяться у наступному розділі.

РОЗДІЛ 4
РЕЗУЛЬТАТИ ЗАСТОСУВАННЯ РОЗРОБЛЕНИХ
ІНТЕРПРЕТАЦІЙНИХ МОДЕЛЕЙ ПРИ ДЕТАЛЬНОМУ ВИВЧЕННІ
ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ПЛОЩ ДДЗ

Розроблені інтерпретаційні моделі досліджень, що наведені у третьому розділі дисертаційної роботи, апробовані на значній кількості площ та родовищ ДДЗ. Цими роботами охоплені площі розташовані як в північній і південній прибортових зонах, так і в центральній частині ДДЗ та на Північному борту. Сьогодні їх апробація проходить в східній частині западини.

Розглянемо більш детально отримані результати. Слід відмітити, що роботи за цією методикою виконувались для різних етапів ГРР: на Юхтинській і Кадницькій площах – пошуковий етап; Наріжнянська, Скворцівська, Східно-Новоселівська–Новоселівська, Багатойська - етап дорозвідки родовищ; Ульяновське ГКР – етап підрахунку запасів.

Юхтинської площа розташована в північній прибортовій зоні на північний захід від Південно-Афанасівського родовища. Це малоамплітудна структура, що по горизонту $V_{B_2}^1$ (горизонт відбиття в покрівлі верхньовізейських відкладів) оконтурена ізогіпсою мінус 2700 м. [25, 168].

Зацікавленість нею в нафтогазоносному відношенні викликана близькістю до Афанасівського родовища, де розкриті продуктивні горизонти в серпуховській (С-5, С-6, С-7) та верхньовізейській (В-16 - В-19) товщах. В зв'язку з цим за минулі роки в межах Юхтинської структури виконано ряд додаткових досліджень різними геолого-геофізичними методами. Це деталізаційні сейсморозвідувальні роботи (Краснюк Т.В., 1992, Смолій В.П., 2002, ДГП „Укргеофізика”), тематичні дослідження (Кукуруза В.Д., Кривошеев В.Т., Гончаров Г.Г., 2003; Поліщук М.Б., Гончаров В.Є., 2003, ЧВ УкрДГРІ), прямопошукові магніторозвідувальні роботи (Максимчук В.Ю., 2005), геохімічні роботи (Гальченко В.А., 2002).

За даними сейсмозвідки пропонувалось кілька різних моделей будови ділянки та різних типів пасток. Так, в роботі [25] пропонувалось приділити більше уваги локальному розповсюдженню продуктивних серпуховських пісковиків в напрямку від Юхтинської структури до Південно-Афанасівського родовища, ніж, власне, самій Юхтинській антикліналі. За даними Краснюка Т.В. по горизонту В-17 закартована тектонічно екранована пастка, що обмежена з усіх сторін скидами амплітудою 50-100 м., які в межах локалізації структури утворюють горст [168]. По матеріалах Смоля В.П. на основі тематичного перегляду матеріалів та сейсмофаціального аналізу в верхньосерпуховському мікрокомплексі виділена перспективна сейсмофаціальна зона заповнення ерозійної поверхні, в межах якої закартовані Юхтинська та Західно-Юхтинська літологічно екрановані пастки [170]. За даними Дем'яненко І.І. та Гончарова Г.Г. в межах дослідної площі прогнозувались структурна та структурно-тектонічна пастки [171].

Роботи ЕПНГ (метод електрофізичного прогнозу нафтогазоносності та геохімічна зйомка) виконувались лише по двох профілях (75 484 та 74 1492). В результаті на площі виявлено три аномальні зони, що просторово співпали за обома методами: перша – в межах Афанасівського родовища, друга – співпадає з Юхтинським склепінням і третя зона розташована в бортовій зоні на північний захід від другої зони. Контур аномального магнітного поля ΔT типу „поклад” частково охоплює Юхтинську структуру і розповсюджується також в північно-західному напрямку від неї [172].

В 2003 році була завершена бурінням свердловина 1-Юхтинська, яка закладалась в оптимальних умовах структурно-тектонічної верхньовізейської та літологічно екранованої верхньосерпуховської пасток, причому основний поклад очікувався саме в ПГ С-6 та С-7 за аналогією з Південно-Афанасівським родовищем. Але свердловина не підтвердила наявності зони заповнення ерозійної поверхні, горизонт С-6 виявився водонасиченим, а С-7 – щільним. Також залишилась невирішеною можливість існування

тектонічно екранованої пастки у візейських відкладах - незначний приплив нафти (100-150 л/доб) отримано з верхньої частини горизонту В-16 (інт. 2934-2937 м.), нижня ж його частина, з якою пов'язані поклади на сусідньому Південно-Афанасівському родовищі, складена щільними породами. Колектори інших горизонтів візейського ярусу виявились водонасиченими або представлені щільними породами.

Таким чином, наявні матеріали свідчили про те, що площа складна за геологічними умовами, що характерно для прибортових зон ДДЗ, і не має однозначної оцінки з позиції нафтогазоносності.

На Юхтинській площі була виконана переобробка та переінтерпретація наявного геолого-геофізичного матеріалу згідно інтерпретаційній моделі, викладеній в третьому розділі. В процесі роботи перевірялись всі моделі площі, запропоновані попередніми роботами. Інтерпретація виконувалась із залученням елементів сеймостратиграфії з використанням інтерпретаційної системи ИНПРЕС5. За опорний було взято профіль 75 484, який дав можливість стратиграфічної прив'язки сейсмічного матеріалу до багатьох свердловин Афанасівської та Південно-Афанасівської площ (рис. 4.1, [114]). За сеймостратиграфічним аналізом в розрізі виділено кілька сеймостратиграфічних комплексів та підкомплексів, пов'язаних з розвитком башкирських, серпуховських, візейських та девонських відкладів. Основна увага приділялась вивченню серпуховського та верхньовізейського комплексів, як потенційно перспективних на цій площі.

В процесі робіт було відкорельовано 8 горизонтів в цільовому інтервалі: горизонт відбиття Vb_2 (башкирська „плита”); Sb та Sn (умовні горизонти відбиття в товщі серпухова, що пов'язані з наявністю пісковиків у верхньому серпухові); V_2 (покрівля верхньовізейських відкладів); V_2^3 і V_2^4 (ототожнюються з горизонтами В-15 та В-16 відповідно); умовний горизонт 16-1 (пов'язаний з розповсюдженням додаткового прогностного пісковика в товщі В-15-16); V_2^5 (горизонт В-19).

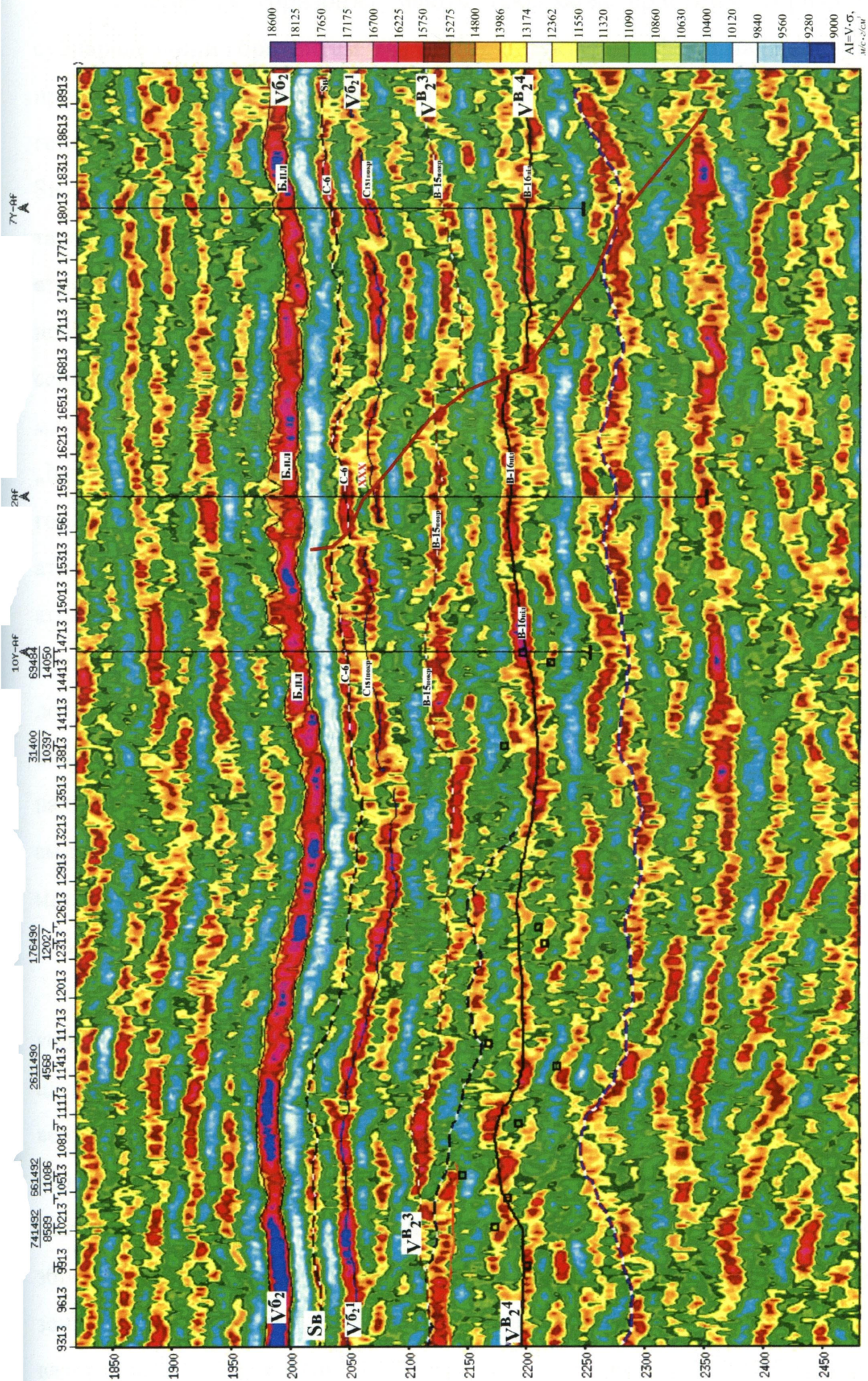


Рис. 4.1. Часовой розріз ПАК по профілю 75 484

Простежені горизонти мають такі характеристики: горизонт S_v – субпаралельний горизонтам V_{b2} та V_{v2} , структурних форм майже не утворює; простеження його спорадичне, пов'язане із заміщенням по латералі, що говорить про локальне розповсюдження його колекторів по площі. Горизонт S_n виділяється в нижній частині товщі верхньосерпуховських відкладів, також має локальне розповсюдження, але вже за рахунок утворення окремих структур різних амплітуд. Враховуючи дані характеристики, для аналізу були побудовані: карта часових товщин між горизонтами S_n та V_{v2} та карти сейсмічних атрибутів по горизонтах S_v та S_n (карти мінімальних та максимальних амплітуд і частот; карти розподілу параметрів „Енергія” та „Інтенсивність”; карти кутів нахилу як для карт гіпсометричної поверхні горизонтів V_{v2} , S_v та S_n (карт ізохрон), так і для більшості карт сейсмічних атрибутів; карти розподілу сейсмофацій). Більшість карт сейсмічних атрибутів (параметрів), що були побудовані для горизонту S_n , виявилась невиразними за рахунок локальності його розповсюдження та наближеності до підстиляючого горизонту - в цьому разі відчувається значний вплив нижнього горизонту на показники параметрів горизонту S_n . Карти кутів нахилу, розподілу параметра „Інтенсивність” та карти максимальних амплітуд на цій площі також виявились малоінформативними через значну мінливість цільових горизонтів по площі та велику кількість тектонічних порушень.

На карті часових товщин між горизонтами S_n та V_{v2} (рис. 4.2) жовто-коричневими тонами показані зони збільшених потужностей між ними. Саме ці зони і пов'язуються з наявністю пісковиків в розрізі нижньої частини верхньосерпуховських відкладів, де вони утворюють поховані палеоструктури. Привертає увагу об'єкт, що виділяється в північно-західній частині площі досліджень. Він характеризується значними розмірами та збільшенням потужностей (від 20 до 40 мс). В цю ж зону попадає і локальна зона зміни параметра „Енергія”, що пов'язується із змінами колекторських властивостей горизонтів. Така ж зона, але значно менших розмірів та

товщини (20-25 мс), виділяється в межах Південно-Афанасівської площі, в її контур попадають свердловини 7, 8 та 13 Південно-Афанасівські, що продуктивні по горизонтах С-6, С-7 та С-6 відповідно. В свердловині 13 горизонт С-6 водоносний, але наявність колектора підтверджується. На жаль, через малі значення Δt між горизонтами на цій ділянці, співставлення цих двох зон за параметром „Енергія”, на думку автора, не досить коректне, тому проводилось досить умовно. Таким чином, на основі наявного матеріалу в нижній частині серпухова виявлений локальний (лінзоподібний) об’єкт, який в палеоплані утворює структуру і, за аналогією з Південно-Афанасівським родовищем, може бути перспективним в нафтогазоносному відношенні.

Для аналізу умовного горизонту Sv були використані карти мінімальних та максимальних амплітуд, розподілу параметра „Енергія” та карта розподілу сейсмофацій. На карті параметра „Енергія” (рис. 4.3) зеленим кольором показані зони відсутності (фаціального заміщення щільними породами), а жовтими та коричневими – зони наявності пісковиків верхньої частини серпуховських відкладів (рис. 4.3). Перспективним є об’єкт в північно-східній частині площі, що більшою своєю частиною виходить на борт (жовтий колір). Такі ж кольори з’являються на Афанасівській площі, де продуктивні свердловини 6, 7, 8 Південно-Афанасівські.

Зрозуміло, що збільшення кількості профілів в межах Південно-Афанасівської та Афанасівської площ, безумовно, змінить розподіл полів сейсмічних параметрів, виявляючи деталі, та тенденція розподілу залишиться. Отже, в верхній частині товщі серпуховських відкладів автором прогнозується розвиток локальних піщаних тіл, що відносяться до пасток літологічного типу. Екранами будуть зони фаціального заміщення. Такі об’єкти також представляють інтерес в нафтогазоносному відношенні.

В розрізі верхньовізейських відкладів, як вже вказувалось вище, відкорельовано 5 горизонтів відбиття. Найбільш цікавою виявилася поведінка товщі, що знаходиться між горизонтами відбиття $V_{B_2}^3$ і $V_{B_2}^4$

(співставляються з горизонтами В-15 та В-16 відповідно) і відповідає товщі, з якої отримано приплив нафти в свердловині Юхтинська-1. При загальній тенденції підйому відкладів у напрямках північного борту і Роменського штоку та більш-менш спокійному гіпсометричному плані цих горизонтів часові товщини пропонують нам іншу картину – виділяються зони як невеликих товщин, так і зони їх поступового нарощування. Мінімальним товщинам відповідають 50-60 мс, максимальним 110-130 мс (рис. 4.4).

Слід звернути увагу на той факт, що в цій товщі простежується і зміна малюнку сейсмічного запису по латералі. Так, для зони малих товщин в західній та південно-західній частинах площі характерний косошаруватий лускоподібний малюнок запису. В зоні збільшених товщин простежується умовний відбиваючий горизонт 16-1, що залягає узгоджено з горизонтами підшви та покрівлі, але утворює внутрішню структуру з більш крутими кутами нахилу крил, ніж горизонти $V_{B_2}^3$ і $V_{B_2}^4$ (рис. 4.5). Відмітимо, що така його поведінка не має відображення на карті ізохрон сучасного структурного плану (рис. 4.6), а відтворюється лише в палеоплані. Крім того, в склепінній частині внутрішньої структури простежуються додаткові непряжні відбиття, паралельні горизонтам $V_{B_2}^3$ і $V_{B_2}^4$. Це свідчить про наявність тут додаткового пласта пісковика.

На схід та північний схід від зони збільшених потужностей на сейсмічних профілях знов з'являється косошаруватий лускоподібний малюнок запису при зменшенні значень Δt між горизонтами $V_{B_2}^3$ та $V_{B_2}^4$. Свердловина Юхтинська-1, яка пробурена в південно-західній частині площі, розкрила незначні потужності горизонту В-16 і за аналізом хвильового поля попадає саме в зону з косошаруватим малюнком запису. Можна було б зробити висновок про те, що і на сході площі, в зоні малих значень Δt , слід очікувати відклади, аналогічні юхтинським. Але уважне детальне вивчення сейсмічних часових розрізів дозволило запропонувати більш складну, та від того не менш цікаву, геологічну будову цього інтервалу (рис. 4.5, А).

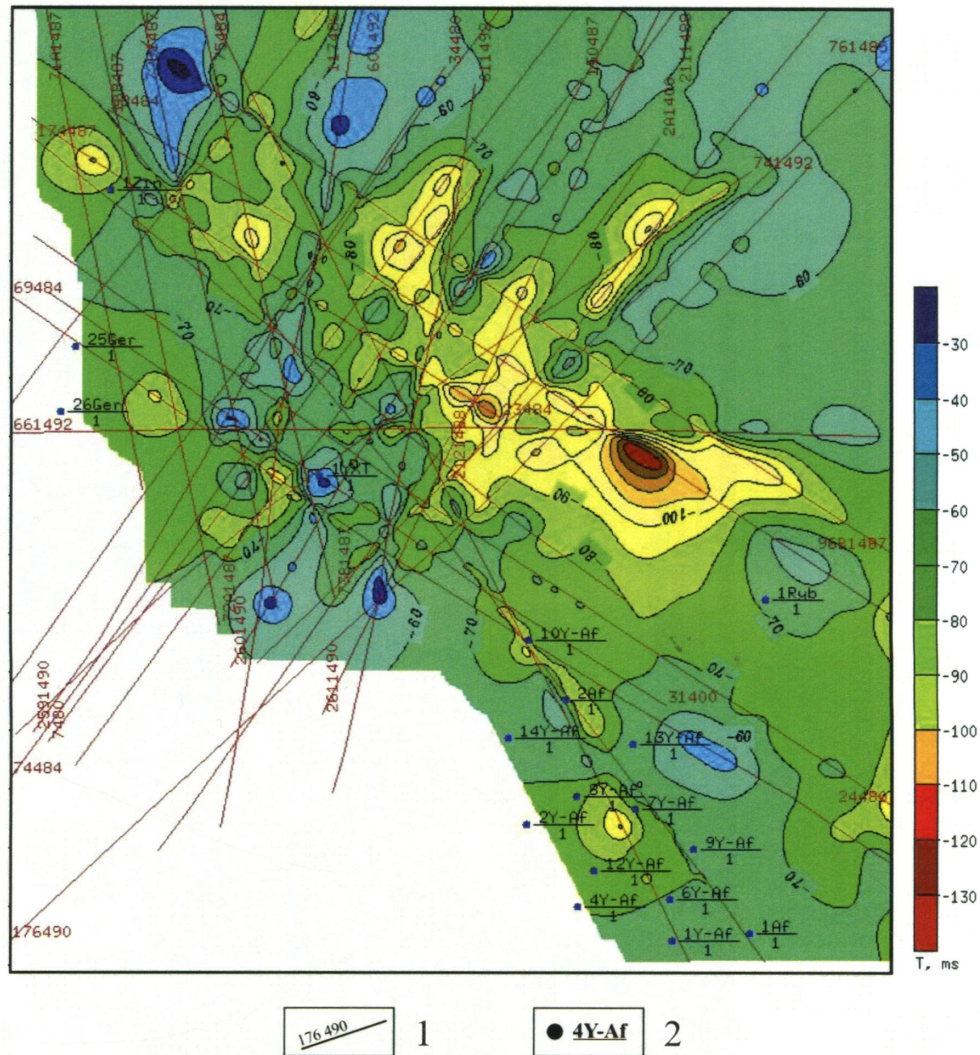


Рис. 4.4. Карта часових товщин між горизонтами V_{b2}^3 і V_{b2}^4

1 – сейсмічні профілі;

2 - свердловини

А саме: виявилось, що в товщі сейсмічного комплексу, пов'язаного з розвитком відкладів горизонтів В-15 – В-16, існує глинистий прошарок, який, в свою чергу, розділяє цю товщу по латералі на два сейсмічних підкомплекси, відокремлюючи косошаруваті відклади юхтинської частини (зона зменшених потужностей заходу) від зони збільшених потужностей та східної зони зменшених потужностей – на заході ці глини знаходяться в підшві товщі В-15 –В-16, на сході вони розташовані в її покрівлі. Тобто,

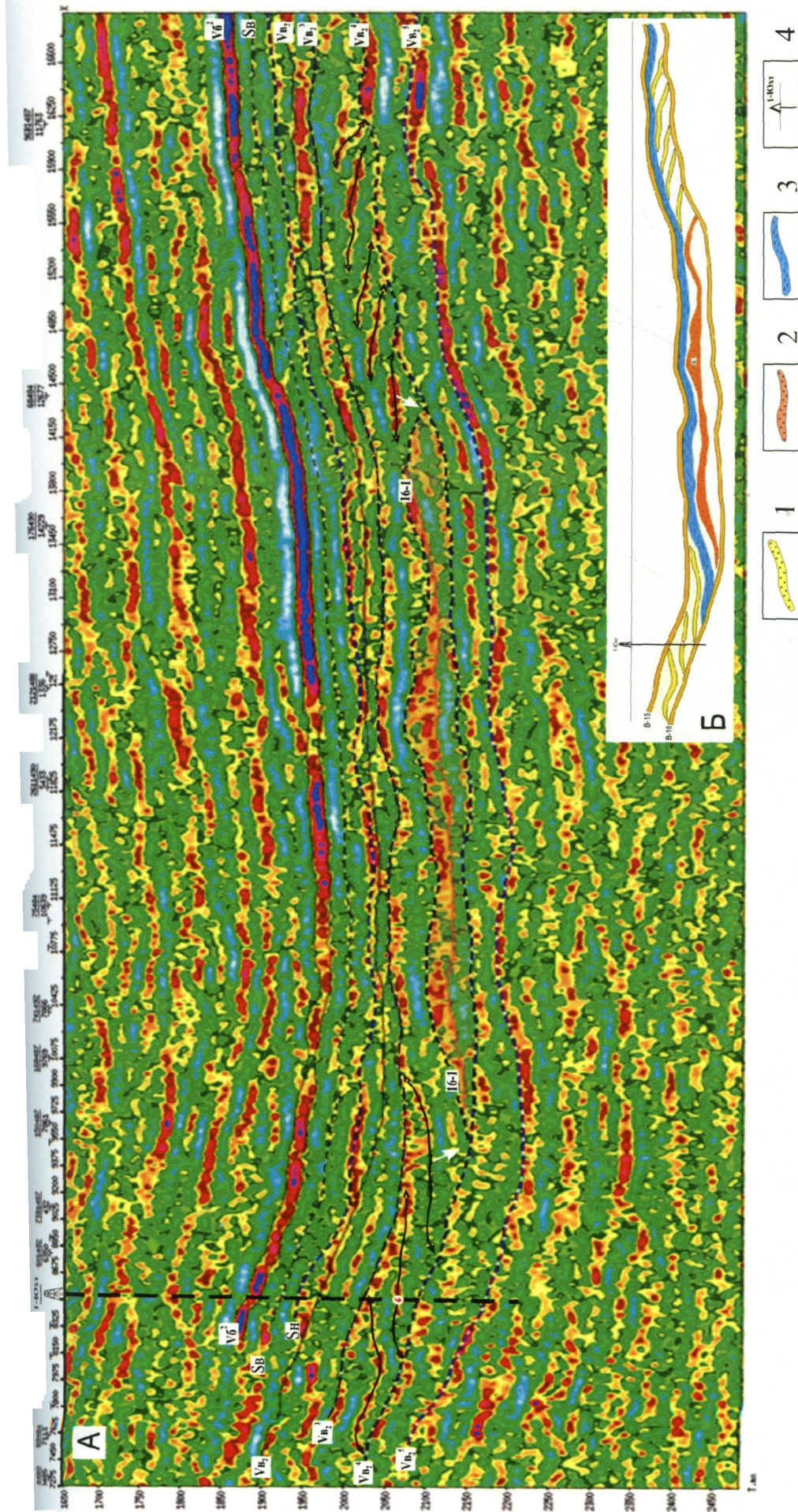


Рис. 4.5. Відображення латеральної зміни малюнку сейсмічного запису у цільовій товщі верхньовізейських відкладів

А – часовий розріз псевдо акустичних імпедансів, Б – схематична модель пастки

1 – пісковики косошаруватого залягання; 2 – пісковики локального акумулятивного типу;

3 – глини; 4 – Сverdlovina I-Юхтинська

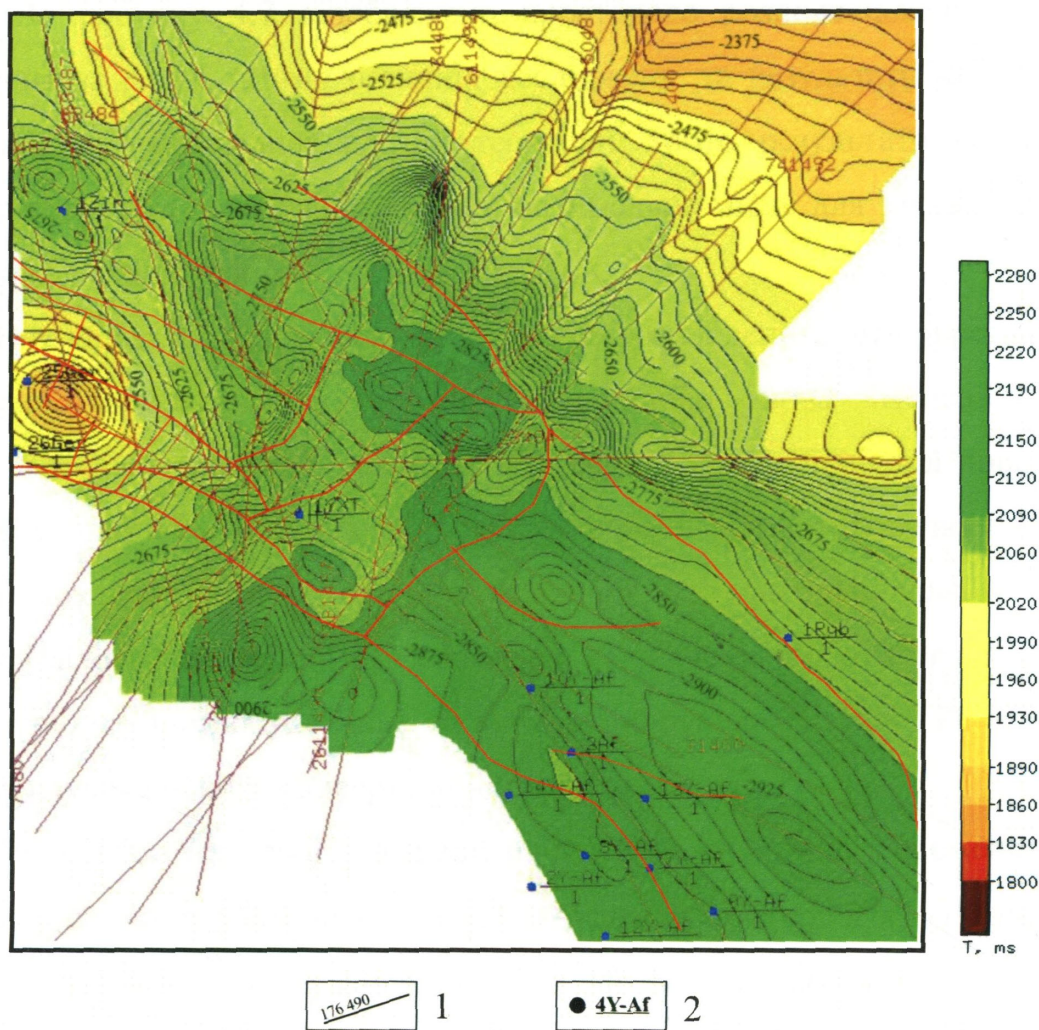


Рис. 4.6. Карта ізохрон по горизонту V_{b2}^4

1 – сейсмічні профілі;

2 - свердловини

відклади юхтинської зони за віком, умовами утворення та типом пасток можуть відрізнятися від сусідньої зони. Якщо пастку в межах свердловини Юхтинська-1 за результатами робіт можна віднести до типу клиноформної, що в даному випадку мають досить малі розміри, то в східній частині площі виявлено інший об'єкт – це неантиклінальна пастка, представлена локальним акумулятивним тілом з розмірами приблизно 16 км^2 , що з усіх боків екранується глинами. Цей об'єкт цікавий ще і тим, що має надійну покришку (рис. 4.5, Б). Тобто, є досить привабливим в нафтогазоносному відношенні не зважаючи на те, що не утворює антикліналі чи структурного носу.

На рисунку 4.7 відображено просторове розповсюдження об'єктів, виявлених за результатами останніх досліджень, та результати несейсмічних методів, що проводились на цій території, тобто результати комплексної інтерпретації, яка дозволяє визначити оптимальне місце для закладання нової пошукової свердловини.

В результаті досліджень, виконаних за розробленими інтерпретаційними моделями, здобувачем створена принципово нова модель будови серпуховських та верхньовізейських відкладів в межах північної прибортової зони. Вперше показано, що вирішальну роль в пасткоутворенні в цій зоні відіграє локальне розповсюдження пісковиків, а не антиклінальні форми, як прогнозувалось попередніми роботами. Означені роботи є прикладом виявлення складно побудованих об'єктів на пошуковому етапі ГРР. В цьому і полягає наукова новизна дисертаційної роботи.

По результатах робіт на даній площі була складена „Рекомендація” та передана до впровадження у „Чернігівнафтогазгеологія” (ЧНГГ), яка використана під час формування плану геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Дніпровсько-Донецькій западині на 2009 р. (дод. А).

Наріжнянська та Скворцівська площі розташовані в центральній частині Північного борту ДДЗ. Близкість їх до Юліївського родовища дала підстави вважати, що їх геологічні будови мають багато спільного, а пастки аналогічні. Вважається, що генезис родовищ пов'язаний із закладанням і розвитком у складчатому фундаменті і перекриваючому осадовому розрізі карбону пологих розривних порушень значної амплітуди типу зворотній скид. Ці неузгоджені скиди виконують роль основних екранів пасток.

Наріжнянська площа розташована в центральній частині Північного борту ДДЗ, безпосередньо біля крайового порушення. На північ вона межує з Юліївським родовищем, геологічна будова якого вважається типовою для родовищ Північного борту.

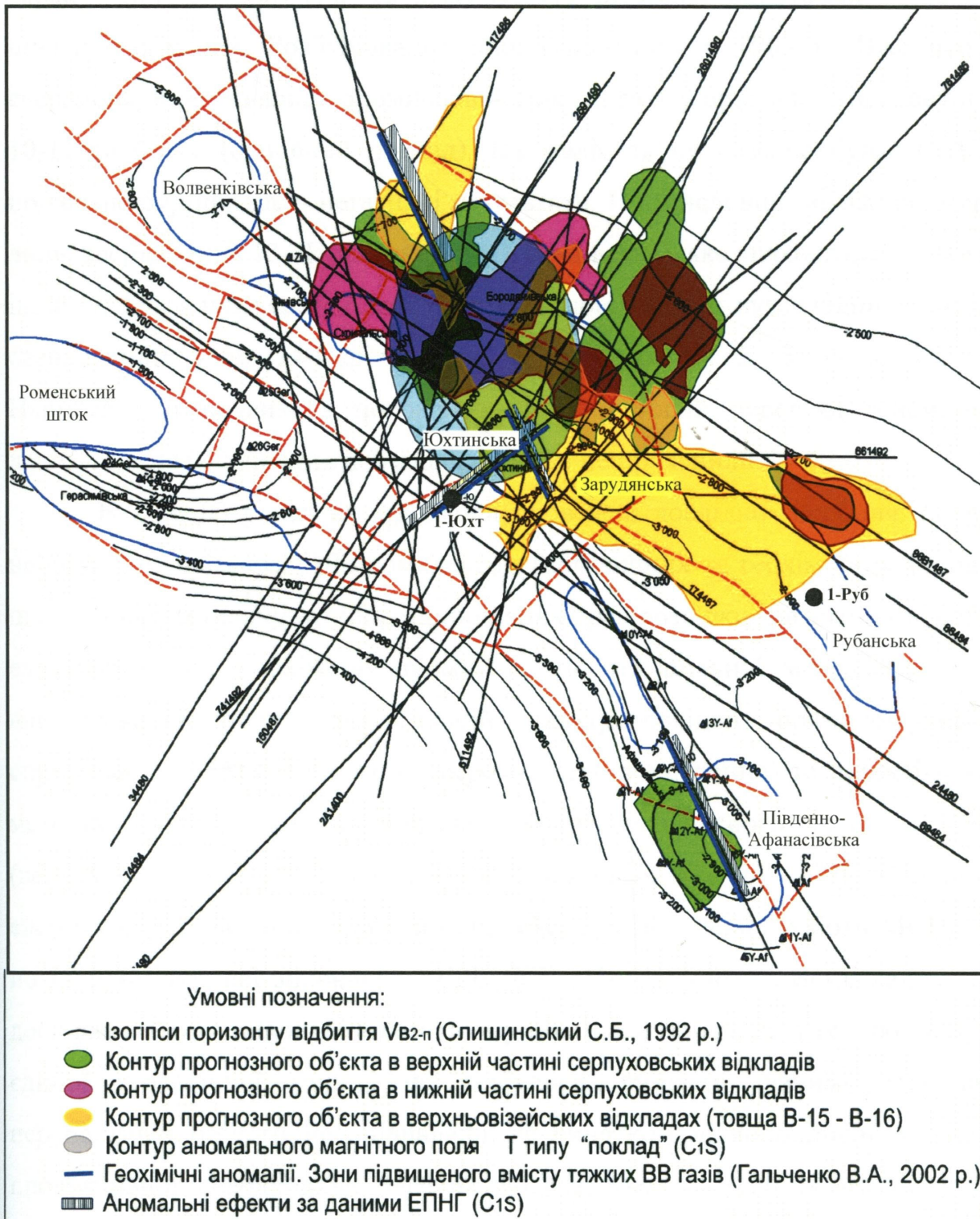


Рис. 4.7. Результати комплексної інтерпретації в межах Юхтинської площі

Сейсморозвідка МСГТ, яка виконувалася тут в 1979-1981 рр., виявила екрануючий незгідний скид та низку малоамплітудних піднять вздовж його південного крила. Розбурювання площі почалося в 1983 р. Вже перша свердловина №1 виявила промисловий поклад газу у відкладах горизонтів Б-10-11 та С-5-7 (основний поклад). На жаль, як це нерідко буває в ДДЗ, подальше буріння дало негативні результати. Промисловий поклад розкрила лише свердловина 13-Наріжнянська (Огульцівська), яка знаходиться власне в іншому, Огульцівському блоці. Непромислові прояви вуглеводнів зустріли свердловини 5 та 14-Наріжнянські, а свердловини 2, 3, 4, 9, 16, 18-Наріжнянські виявилися порожніми. Багаторазовий перегляд сейсмічних даних та деяке уточнення побудов ситуацію не прояснили.

В 2001-03 роках на цій площі проведені дослідно-виробничі роботи найбільш повним для ДДЗ комплексом геофізичних та геохімічних методів, що включав детальну інтерпретацію даних гравірознавдки, магніторозвідки та електророзвідки, геохімічну зйомку по досить щільній мережі профілів, випробування нових модифікацій електророзвідки прямопошукового спрямування ТЕМЗ (точкове електромагнітне зондування) та випробування методів СКІП (метод становлення короткоімпульсного поля) і ВЕРЗ (вертикальне електрорезонансне зондування) [173, 174, 175]. Основним елементом цих досліджень були нові сейсморозвідувальні роботи МСГТ 2D по 17 профілях, які виконані СУГРЕ ДГП „Укргеофізика”. Всі складові цих досліджень були виконані на високому рівні, але об’єднання їх з розробкою єдиної геологічної моделі не відбулося, виділені різними методами перспективні об’єкти не співпадали, за винятком ділянки поблизу єдиної продуктивної свердловини 1-Наріжнянська, яку всі методи приймали за еталон.

У 2005-2007 рр. на цій площі дослідження проводились за запропонованими інтерпретаційними моделями із залученням сейсмостратиграфії і сеймопараметричного аналізу. Враховуючи високу якість попередніх структурних побудов по реперних горизонтах, в цих

роботах дослідження були спрямовані на вивчення міжреперних інтервалів, зокрема на деталізацію будови відкладів верхнього серпухова та верхньої частини кристалічного фундаменту. Роботи проводились в два етапи. На першому була виконана дообробка часових розрізів з метою збільшення їх роздільної здатності, інверсія в розрізи псевдоакустичної жорсткості (імпедансу) та візуальна інтерпретація. На другому етапі використовувались інтерпретаційні моделі для вивчення теригенного розрізу та товщі кристалічного фундаменту. В подальшому викладенні результати цих двох етапів не розділяються.

По 17 профілях у відкладах нижнього карбону та верхньої частини фундаменту прокорельовано понад 10 горизонтів, які досить повно характеризують будову міжреперних інтервалів. Під час інтерпретації розглядалися кілька альтернативних версій як трасування тектонічних порушень, так і кореляції горизонтів в міжреперних товщах. Для вибору більш вірогідних варіантів використовувалася оперативна побудова робочих карт ізохрон, потужностей та параметрів засобами ІНПРЕС5, що дозволило вчасно виправляти помилки (профільні аномалії, великі нев'язки тощо).

На рисунках 4.8- 4.9 наведені характерні часові розрізи. Це фрагменти профілів 2 3102 та 7 3102, на яких на рівні верхів фундаменту виділяється зворотний скид (ПК 5825-6050 – $t = 2.8- 2.9$ мс та ПК 5475-5700 – $t=2.7-2.8$ мс відповідно), але вище він стає не таким виразним. У відкладах верхнього серпухова він виглядає скоріше як флексура, хоча слід його простежується і уверх по розрізу як малоамплітудне порушення з зоною дроблення. Це ставить під сумнів віднесення пасток у продуктивних відкладах серпухова до пасток структурно-тектонічного типу. В той же час деталізація будови міжреперних інтервалів дає підстави запропонувати інший тип пасток для цієї площі. Так, у відкладах верхнього серпухова серед горизонтів, відкорельованих майже по кожній фазі відбиттів, виділяється умовний горизонт s3d, який, відповідає поверхні неузгодження в середині відкладів верхнього серпухова, близької до покрівлі горизонту С-5. Товщина відкладів

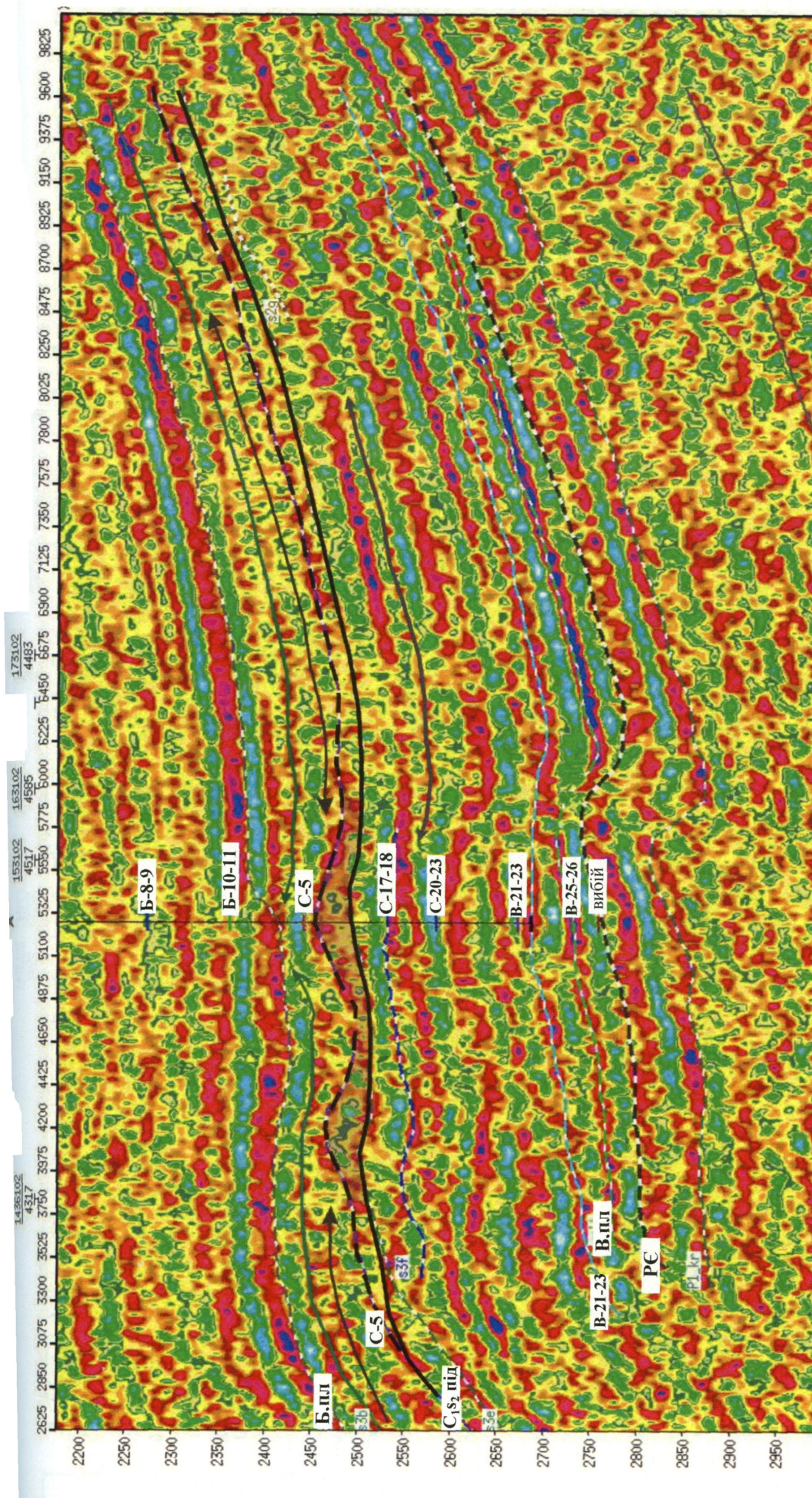


Рис. 4.8. Фрагмент часового розрізу ПАК по профілю 2 3102

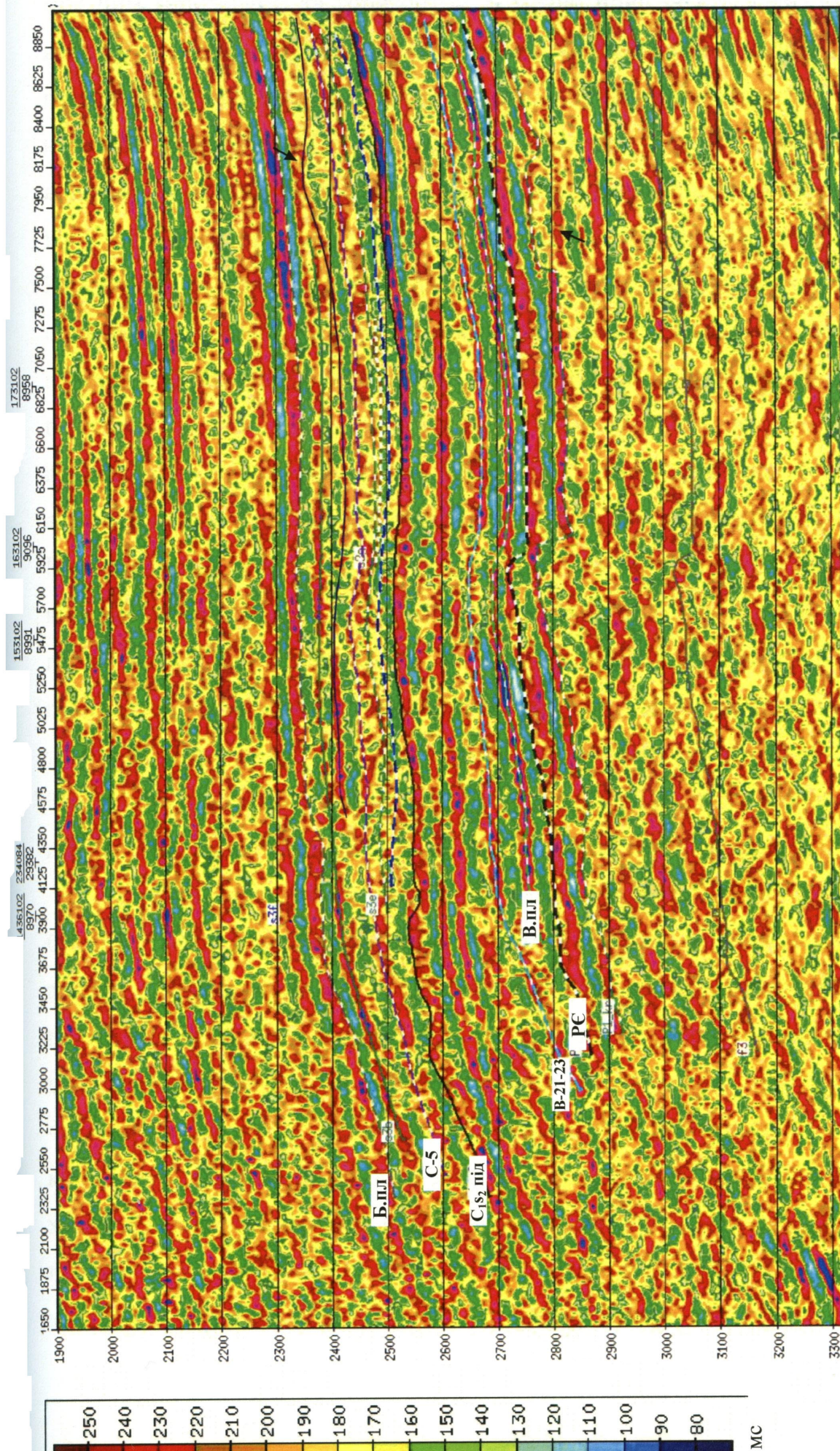


Рис. 4.9. Фрагмент часового розрізу ПАК по профілю 7 3 102

між цим горизонтом та горизонтом S_1S_2 , що прив'язується до границі між верхнім та нижнім серпуховом, добре корелюється з відповідними даними по всіх свердловинах ділянки. На профілі 2 3102 (рис. 4.8) по горизонту $s3d$ саме в районі продуктивної свердловини 1-Наріжнянська (ПК 3800-5825) чітко виділяється невелике локальне підняття, яке утворене акумулятивним тілом. На сусідньому профілі 1 3102 в районі непродуктивної свердловини 2-Наріжнянська подібних об'єктів немає, хоча їх можна виділити далі на південь по профілю. Немає таких локальних об'єктів і біля інших непродуктивних свердловин. Отже, зміною типів очікуваних пасток, тобто переходом від тектонічно-екранованих пасток значної довжини, витягнутих вздовж зворотного скиду, до невеликих, ізометричних безкореневих акумулятивних тіл можна пояснити негативні результати буріння на Наріжнянській і подібних до неї площах. Слід відмітити, що перекриваючі відклади повністю ховають такі акумулятивні тіла, через що вони ніяк не проявляються на структурних картах по віддалених від них опорних горизонтах, хоча чітко виділяються на розрізах. Відносно невеликі розміри таких об'єктів в плані при наявній мережі профілів, орієнтованих на пастки іншого типу, дозволяють говорити тільки про їх виявлення. Для оконтурення цих об'єктів та постановки буріння необхідна сейсморозвідка 3D.

Як вказувалось вище, для кращого розуміння геологічної будови площі були застосовані елементи сеймостратиграфічного та сейсмофаціального аналізу. За результатами яких відклади верхнього серпухова поділені поверхнею незгідності на два під комплекси; далі виділяються, як комплекси, відклади нижнього серпухова, верхнього та нижнього візе та верхньої частини фундаменту. Крім того, виявилася потреба розділу кожного з комплексів по площі на дві частини, які розрізняються за ступенем і характером дислокованості, що добре видно на сейсмічних розрізах. Зони на південь від незгідного скиду значно більш дислоковані, особливо по комплексах верхнього серпухова та фундаменту. На північ від скиду

відклади значно спокійніші. Цікаво, що тут з'являються чіткі додаткові фази відбиттів у верхній частині фундаменту.

З цього можна зробити припущення, що південна, більш дислокована частина, є перехідною зоною між западиною та бортом, яка проходить вздовж усього борту. Подібні зони, яким відповідали ще й уступи поверхні фундаменту, виділялись дисертантом на південному борту ДДЗ, в районі Ульяновського та Новоселівського родовищ (див. нижче). Практичне значення виділення таких зон полягає, зокрема, в тому, що різним зонам можуть бути притаманні різні типи пасток. В південній, перехідній зоні це можуть бути невеликі в плані безкореневі акумулятивні тіла. Вони можуть тяжити до великих розломів, але можуть бути пов'язані і з короткочасовими рухами окремих невеликих блоків фундаменту. Не виключений також наслідок тектоно-кесонних ефектів (за О.Ю. Лукіним [176]). Прикладом таких об'єктів може бути згадане вище тіло біля свердловини 1-Наріжнянська. Подібні ж об'єкти, не розкриті бурінням, виділяються на профілях 1 3802, 2 3802, 7 3802 та інших, на структурних картах по опорних горизонтах вони не проявляються.

За результатами виконаного аналізу у північній, моноклинальній зоні виділяються пастки, які утворені виклинуванням або фаціальним заміщенням горизонтів в міжреперних товщах. Через відсутність в цій зоні свердловин підтвердити наявність таких пасток не вдалося, але ймовірність їх існування підтверджується близькістю прогнозованої зони їх розвитку до протяжної субширотної зони, в якій згруповані аномалії різних методів. Невелике порушення, яке виділене тут СУГРЕ [177], може контролювати цю зону, не будучи екраном. Далі на північ ця зона переходить в зону тектонічно-екранованих пасток Юліївського родовища, яке знаходиться за межами ділянки досліджень.

Розглянемо детальніше деякі з карт, отриманих на цій площі в результаті робіт за методикою ПГР з використанням системи ИНПРЕС5. Серед отриманих карт інформативними виявились ті, що характеризують

будову відкладів верхнього серпухова, до яких приурочена основна продуктивна товща родовища. Горизонтом s3d, який простежено в міжреперній товщі, відклади верхнього серпухова розділяються на дві товщі – верхню та нижню, що характеризуються змінними по площі товщинами. Це показано вище на прикладі профілю 2 3802 (рис. 4.8). На карті часових товщин нижньої частини верхнього серпухова (ПГ С-5, С-7), обмеженої горизонтом s3d та прогноною границею між відкладами верхнього і нижнього серпухова, що характеризується появою характерних інтенсивних відбиттів, впевнено виділяються кілька зон, яких зовсім не видно ані на структурних картах по опорних горизонтах, ані на розрахованих по них картах товщин (рис. 4.10). Перш за все треба звернути увагу на субмеридіональну зону в районі профілів 3 3802 та 4 3802. Вона ділить всю ділянку на дві частини з різною товщиною та орієнтацією відкладів. Ця зона відповідає значному структуроутворюючому розлому, який, за даними гравірознавства та магніторозвідки, розділяє Сковородниківську зону розломів та Огульцівську синформу [178]. Західна частина карти, що розглядається, ділиться на дві зони за товщиною відкладів – у південній половині вона значно більша, ніж у північній. Підшва товщі майже моноклінальна, що не дає підстав для такої різної будови. На північному краю південного „острова” знаходиться локальне тіло, розкрите свердловиною 1-Наріжнянська. Можна виділити ще кілька подібних об’єктів збільшеної потужності. Можливо, вони генетично пов’язані з цим „островом”, особливо ті, що знаходились у його палеобереговій зоні.

В східній половині ділянки, що відповідає Огульцівській синформі, також виділяється на південному сході подібний „острів” значно збільшеної потужності. До його північного краю також тяжіє виділене на профілі 7 3802 акумулятивне тіло. Більша частина східної половини площі виглядає досить спокійно.

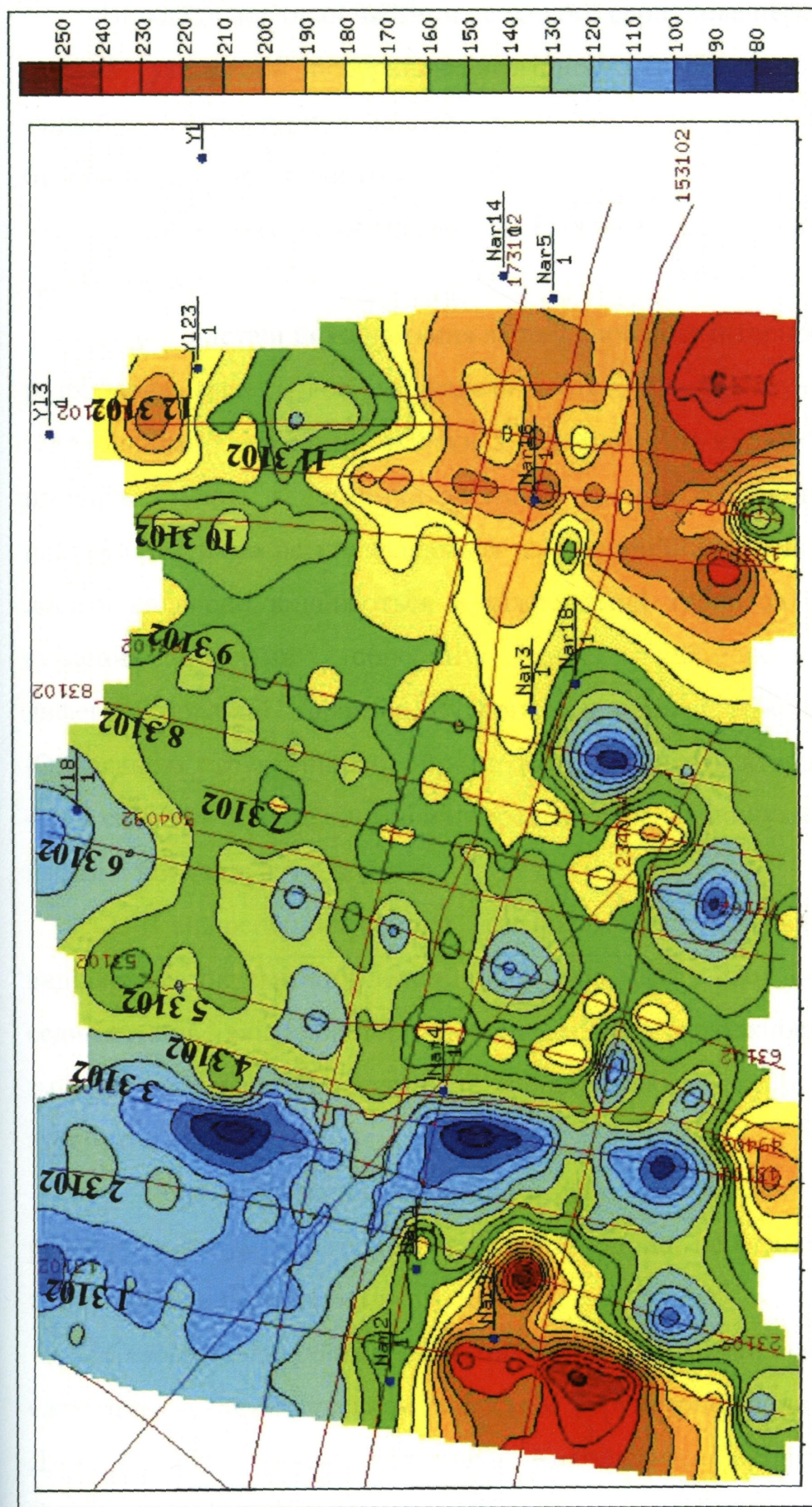


Рис. 4.10. Карта часових товщин між відбиваючими горизонтами s3d (в покритві ПГ С-5) та S₁S₂

(в підшві верхнього серпухова)

- 1 – свердловини глибокого буріння
- 2 – сейсмічні профілі

Відклади верхньої частини верхнього серпухова перекрили і вирівняли рельєф, утворений поверхнею незгідності (горизонт s3d), через що на звичайних структурних картах особливості та зональність внутрішньої будови ніяк не проявляються.

По результатах досліджень на Наріжнрянській ділянці можна зробити такі висновки:

1. На підставі використання запропонованих інтерпретаційних моделей розроблена нова геологічна модель пасток, що пов'язуються не стільки з тектонічними екранами, скільки з окремими акумулятивними тілами, які, ймовірно, мають генетичний зв'язок з зонами тектонічних порушень. Ці пастки практично не проявляються на традиційних структурних картах, але досить впевнено виділяються в міжреперній товщі за умов застосування сучасних засобів обробки даних сейсморозвідки. Складний, диференційований характер будови монокліналі між Наріжнрянською та Юліївською структурними зонами, який виявляється всіма методами (рис. 4.11) свідчить про те, що вона перспективна на пошуки неантиклінальних пасток і покладів вуглеводнів.

2. В міжреперних товщах при належній якості даних сейсморозвідки виділяються окремі комплекси (товщі), які мають свої, індивідуальні умови седиментації, які характеризуються змінами потужності на розрізах та змінами властивостей по латералі, що відображується розподілом сейсмічних атрибутів.

3. Нова інформація, отримана в результаті виконаних робіт, дозволяє розширити розуміння геологічної будови площі, переглянути її перспективи та спрямувати подальший розвиток ГРР.

Скворцівське родовище розташоване в західній частині субширотної Скворцівсько-Безлюдівсько-Граківської структурної зони Північного борту ДДЗ. В його межах виділяють Киянівську, Західно-Скворцівську та Скворцівську структури та прогнозну Недільну структуру. Це досить складно

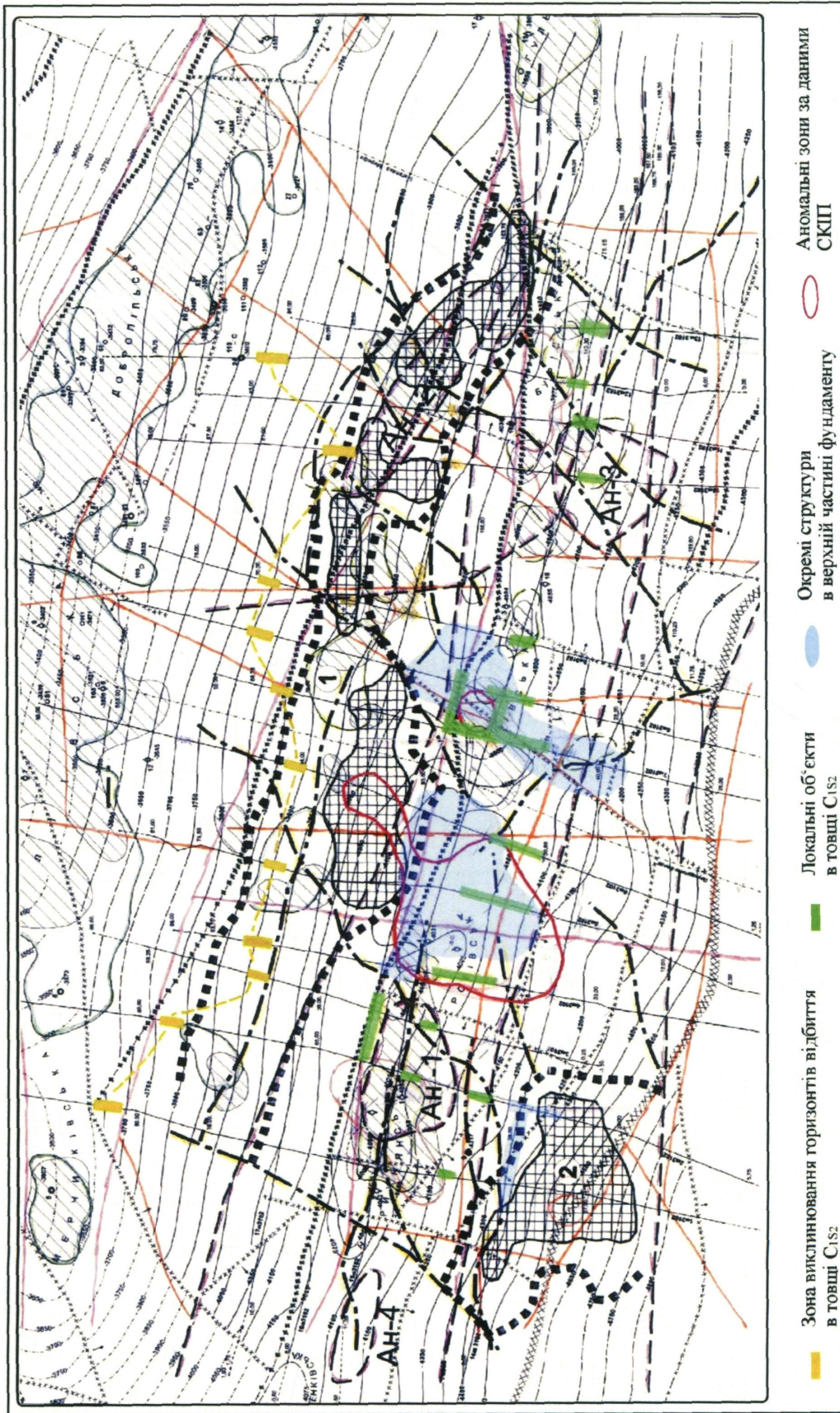


Рис. 4.11. Схема комплексуювання результатів різних методів. Наріжянська площа

побудоване, багатопластове родовище. За класифікацією О.Д. Білика, поклади в ньому, зокрема в Киянівському блоці, масивно-пластові, субсклепінні, тектонічно обмежені, а тип пастки визначається як субсклепінний, тектонічно екранований [42].

Геологічна будова Скворцівської площі досить детально описана в багатьох роботах [24, 179, 180]. Відмітимо лише, що продуктивний інтервал представлений відкладами візейського (В-14, В-15, В-16, В-18-19, В-20-26), серпуховського (С-4, С-5), башкирського (Б-10, Б-12) віку та базальним горизонтом. Основним продуктивним горизонтом, в якому нараховується три чверті всіх запасів, є В-16 [179].

Близкість Скворцівського і Юліївського родовищ дала підстави вважати, що їх геологічні будови мають багато спільного, а пастки аналогічні. Вважається, що генезис Скворцівського родовища пов'язаний із закладанням і розвитком у складчатому фундаменті і перекриваючому осадовому розрізі карбону високоамплітудного (100-130 м) пологого розривного порушення типу зворотнього скиду. На північ від нього спостерігається менш амплітудний другий скид. Ці неузгоджені скиди виконують роль основних екранів пасток. В утворенні пасток беруть участь численні малоамплітудні порушення та напівскладки. Хоча більшість свердловин продуктивна, вони свідчать про складну і ще не остаточно прояснену будову Скворцівської площі, геологічна модель якої продовжує уточнюватися по мірі появи нових даних буріння та сейсморозвідки.

Дослідження Скворцівської площі сейсморозвідкою МСГТ почалися в 1982 р. і майже не переривалися до 1995 р. З 1990 р. почалося досить інтенсивне буріння, до кінця 2007 р. пробурено 30 свердловин. Хоча прийнята на початку робіт узагальнена модель будови родовища виглядала не дуже складною, на практиці її доводилося корегувати після буріння майже кожної оціночно-експлуатаційної свердловини [180].

Сейсморозвідувальні роботи СУГРЕ 2000-2003 рр. на Скворцівській площі були в усьому, від розташування профілів та методики польових робіт

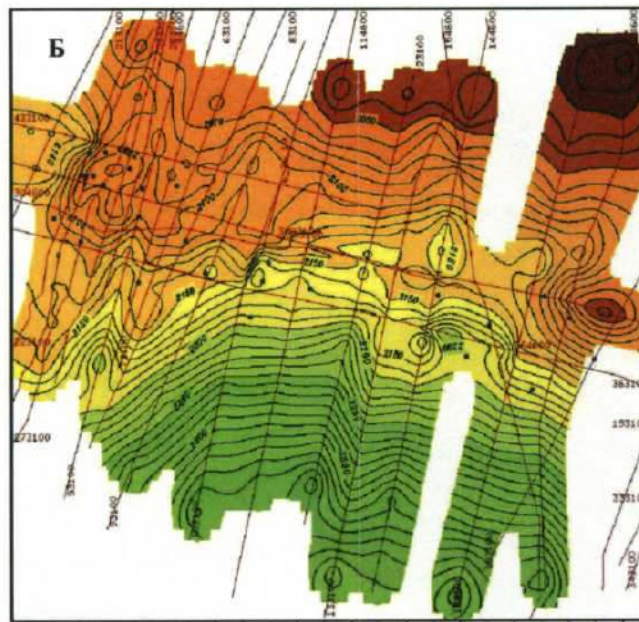
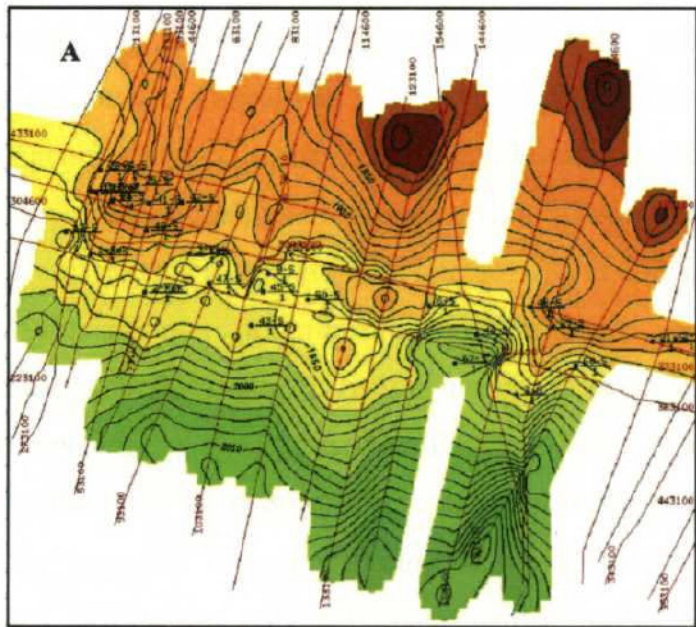
до інтерпретації, підпорядковані апріорній моделі, згідно з якою очікувались виключно тектонічно екрановані пастки Юліївського типу. Ця апріорна ідея була реалізована і відображена в результативних матеріалах, хоча для узгодження її з даними буріння довелось запропонувати досить складну систему малоамплітудних порушень, які не завжди виглядали достатньо обґрунтованими.

Дослідження на цій площі проводились одночасно з роботами на Наріжнянській площі. Використовувались інтерпретаційні моделі для вивчення теригенного і карбонатного розрізів та товщі кристалічного фундаменту. Був вибраний саме такий підхід, щоб подивитися, чи можливі альтернативні геологічні моделі Скворцівського родовища, оскільки при цій методиці сейсмічна інформація використовується значно повніше, ніж в традиційній структурній сейсмозвідці. Отримана в результаті робіт геологічна модель узгоджується з даними буріння, випробування, сейсмозвідки та інших методів. Вона враховує пасткоутворюючу роль не лише незгідних скидів, а і палеогеоморфології, літологофаціальних змін, малоамплітудних структур і порушень різних типів. Детально описувати результати геологічної інтерпретації складнобудованого родовища навряд чи доцільно, тому наведемо найбільш цікаві і показові приклади.

В цільовому інтервалі від низів башкирських відкладів до поверхні докембрійського фундаменту були прокорельовані і використані для аналізу хвильового поля від 7 до 10 (в залежності від варіанту моделі) сейсмічних горизонтів у міжреперних товщах. Вони з досить високим наближенням відповідають геологічним продуктивним горизонтам, зокрема горизонтам В-26, В-16, С-17-19, С-5-7, Б-3-4. Крім того, паралельним переносом границі з підшви осадової товщі вглиб фундаменту на 500-1000 м отримані умовні горизонти, по яких оцінювались особливості його внутрішньої будови, виключаючи будь-які структурні особливості (про дослідження в товщі фундаменту буде сказано нижче).

Структурні плани всіх прокорельованих горизонтів між собою подібні. Узагальнені коефіцієнти попарної кореляції карт ізохрон, побудованих по кожному горизонту, знаходяться в межах 0,8-0,9. В той же час ці структурні плани дещо відрізняються від побудов СУГРЕ, в яких простягання ізогіпс на структурних картах [179] приблизно паралельне основному незгідному скиду, моноклінальний схил південної частини площі розбитий на блоки системою поперечних розломів. В нашій інтерпретації така поведінка ізоліній притаманна лише верхнім горизонтам (рис. 4.12, А). Аналіз карт ізохрон горизонтів вниз по розрізу відмічає тенденцію поступового розвернення ізоліній в зоні між Киянівським та Західно-Скворцівським блоками в південно-західному напрямку з утворенням дугоподібної структури та відособленням ділянки Киянівського блоку. Вже по горизонтах C_{1s_2} , В-16 та В-25-26 структурні плани виявляються дуже схожими з відповідною картою трансформованого гравітаційного поля з роботи [178] (рис. 4.12, Д). Поглибленню сейсмічних горизонтів відповідають негативні гравітаційні аномалії. Як відомо, на Північному борті рельєф поверхні фундаменту, як і інших геологічних границь, не є визначальним для гравітаційного поля. Спостережена подібність може бути пояснена тим, що ступінь прогинання або підйому окремих частин (блоків) фундаменту визначався його внутрішньою будовою, яка грає основну роль в розподілі гравітаційних аномалій.

Спираючись на це, розроблялась геологічна модель осадової товщі, не обмежуючись апріорно заданою ідеєю підпорядкування її основній парі зворотних скидів субширотного простягання. Виявилось, що така модель, певною мірою альтернативна прийнятій до сьогодні, логічно узгоджується з даними сейсміки та буріння і намічає шляхи розширення родовища. Розглянемо деякі результати інтерпретації по найбільш цікавих розрізах та картах.



Перше, що привертає увагу при аналізі сейсмічних профілів, це складна тектоніка. Тектонічні порушення різного типу (прямі та зворотні скиди), різних кутів нахилу та різної амплітуди (від 80-100 мс до безамплітудних) виділяються в межах Киянівського блоку (західна частина площі). Вони досить впевнено простежуються на кольорокодованих профілях як зони погіршення простеження відбиваючих горизонтів та зниження інтенсивності відбиттів. Відмітимо, що система тектонічних порушень, що виділяються за результатами ПГР, їх поведінка, відрізняється від загальноприйнятої на сьогодні, де основними вважаються зворотні скиди і геологічна модель будови площі підпорядкована саме їм. Наявність зворотних скидів не заперечується, але відмічається, що не всі вони трасуються наскрізно по розрізу. Крім того амплітуда їх зменшується від верхніх горизонтів до нижніх. Це пояснюється появою в нижній частині розрізу прямих скидів, які або розривають, або опіряють зворотні (рис. 4.13 та 4.14 відповідно). Такі зміни в трасуванні порушень зменшують значимість зворотніх скидів для пасткоутворення та змінюють і самі типи пасток. На схід від Киянівського блоку ситуація змінюється. Тут кількість порушень в розрізі зменшується і пріоритетними вже стають зворотні скиди.

Друге. Західна частина площі, Киянівська структура, відрізняється від центральної та східної частин не лише кількістю та типами порушень. Змінюється і відображення відбиваючих горизонтів в сейсмічному хвильовому полі, їх розподіл по розрізу. Так, з заходу на схід та північний схід горизонти набувають більшої динамічної виразності, окремі горизонти в товщі серпуховських відкладів заміщуються щільними породами (глинизаються). Замість них утворюються інші горизонти, що свідчить про обмежене розповсюдження пісковиків по площі. В товщі серпухова (інтервал С-5-7 – С-17-19) простежується горизонт, який утворює незначну за розмірами безкореневу антикліналь, крім того, для нього характерне поступове зміщення вгору по розрізу (в межах свого інтервалу) в субширотному напрямку.

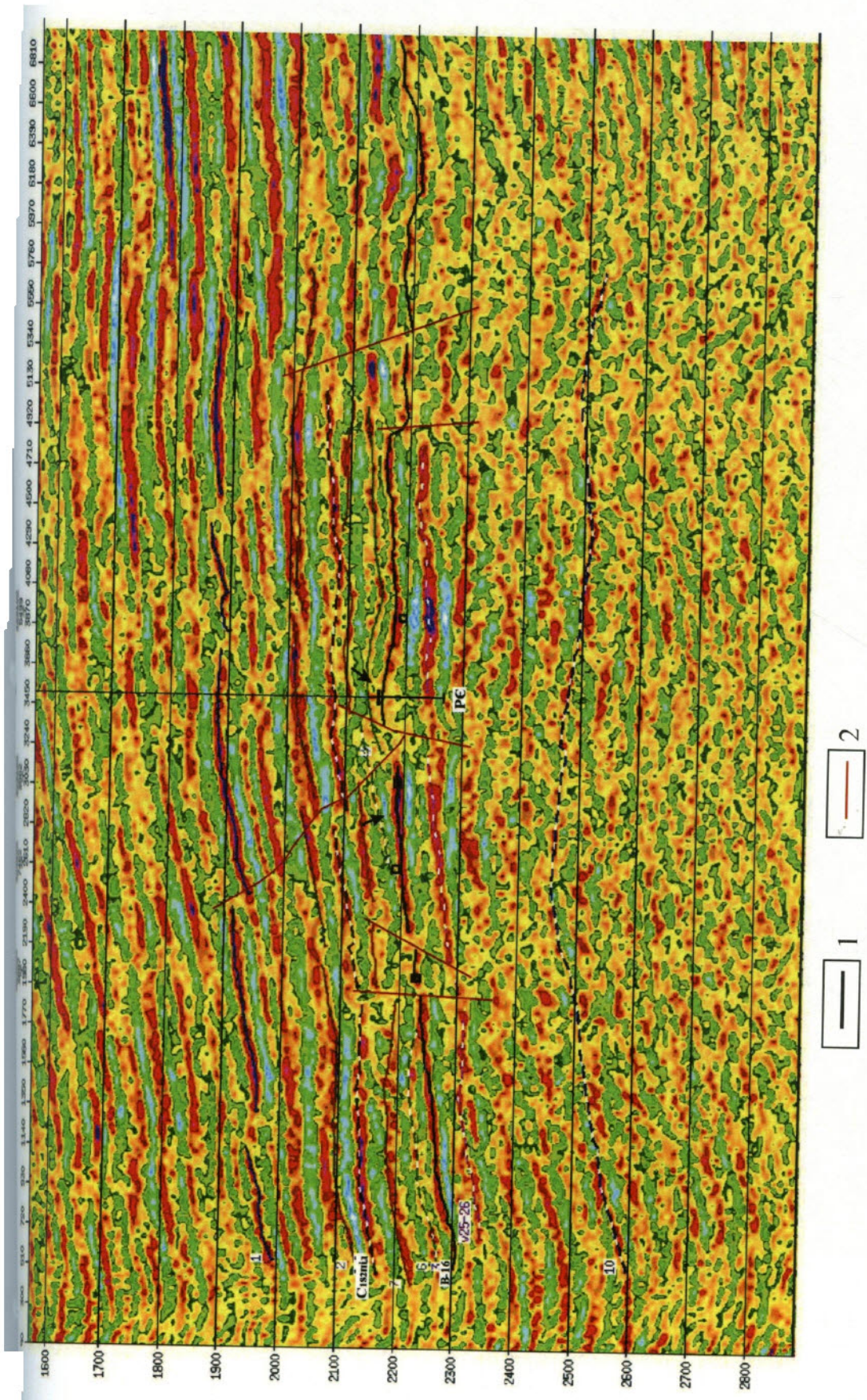


Рис. 4.13. Відображення поведінки тектонічних порушень на часовому розрізі по профілю 6 3100
 1 – кореляційні лінії сейсмічних горизонтів;
 2 – тектонічні порушення

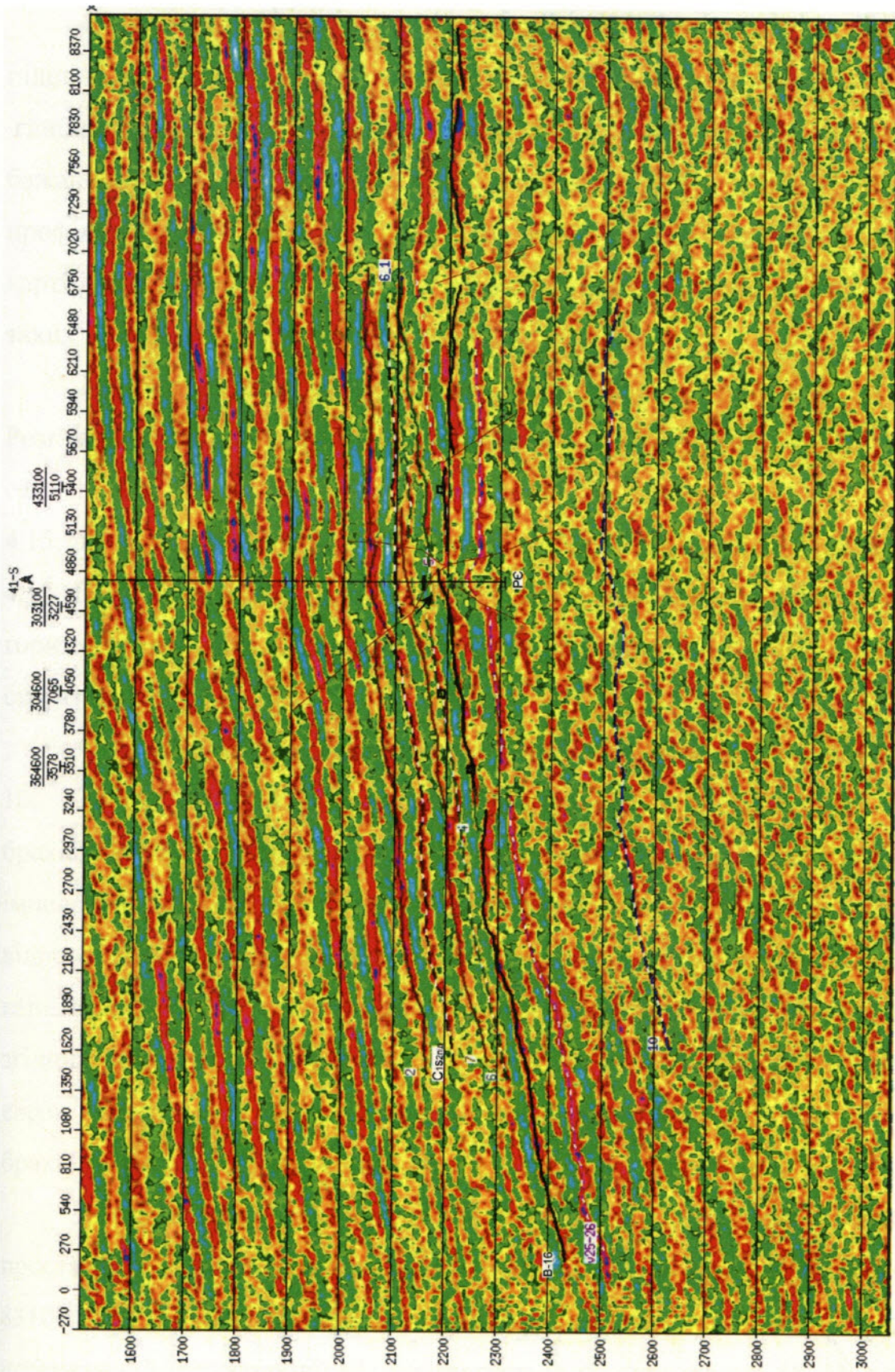


Рис. 4.14. Відображення поведінки тектонічних порушень на часовому розрізі по профілю 5 3100

В окремих випадках виникали питання при кореляції горизонту в підосві осадової товщі – з'являється бажання прокорелювати його нижче по глибині, локально збільшивши таким чином товщину осадової товщі. Таке бажання, наприклад, виникало при роботі на профілі 6 3100 в зоні перетину з профілем 43 3100. В подальшому саме в цьому місті виділилась аномалія на карті інтенсивності по горизонту в верхній частині фундаменту. Можливо в таких місцях слід прогнозувати наявність грабенів.

Перейдемо від загального аналізу до конкретних результатів.

Розглянемо детальну, майже незгладжену карту ізохрон по міжреперному сейсмічному горизонту, наближеному до продуктивного горизонту В-16 (рис. 4.15, А), та карту інтенсивності в інтервалі 20 мс вздовж цього горизонту (рис. 4.15, Б), які побудовані в системі ІНПРЕС5. На карті ізохрон по умовному горизонту В-16 виділяється північно-західна частина, яка включає Киянівську структуру.

Основна частина продуктивних свердловин Киянівської структури (св. 10, 23, 24, 25, 26-Скворцівської) знаходиться в межах чітко виділеної брахіантикліналі невеликої амплітуди. На розрізах псевдоакустичних імпедансів, що проходять через цю структуру (рис. 4.13, 4.14), видно, що їй відповідають досить інтенсивні (тобто високошвидкісні, за рахунок наявності вапняків) ділянки з невеликою кривизною, обмежені порушеннями типу згідних та незгідних скидів. Отже, пастки тут склепінного типу, тектонічний екран незгідного скиду помітної ролі не грає, тим більше, що ця брахіантикліналь орієнтована вхрест до основного скиду.

Дуже схожа, але менша за розмірами, структура субширотного простягання знаходиться північніше профілю 433100 між профілями 63100 та 83100. Ще менша структура виявляється між свердловинами 41 та 42, а незамкнений структурний ніс простягується на схід від св. 48. Ці структурні елементи характеризують рельєф власне горизонту В-16, наступні горизонти вище по розрізу цей рельєф не успадковують, а вирівнюють, утворюючи свої

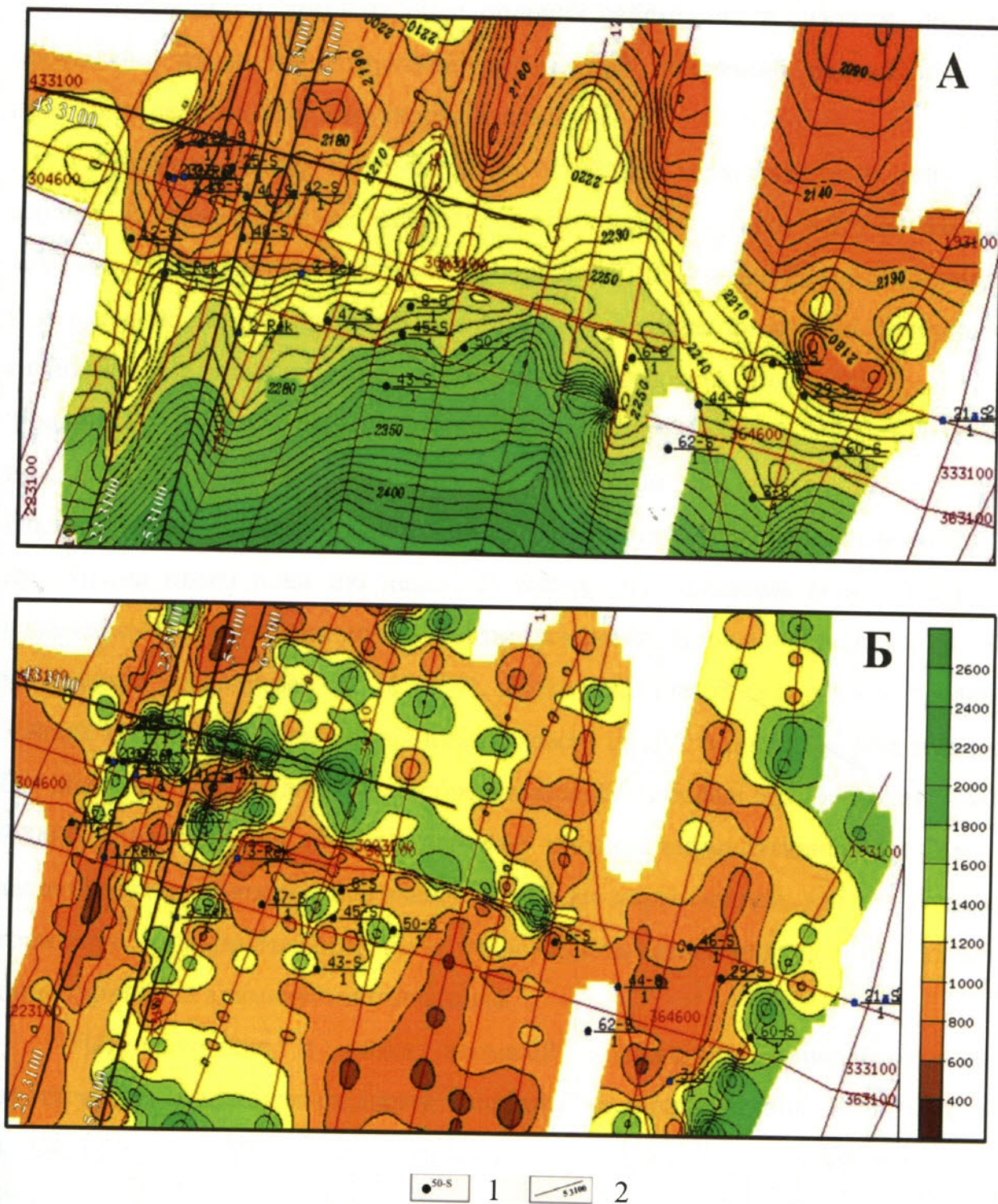


Рис. 4.15. Співставлення карти ізохрон по горизонту відбиття В-16 (А)
з картою параметра „Інтенсивність” (Б)

1 – свердловини глибокого буріння

2 – сейсмічні профілі

локальні структури, тому на рівні опорних сейсмічних горизонтів, по яких побудовані традиційні структурні карти, цей похований рельєф ніяк не проявляється, хоча саме він утворює пастки.

Розглянемо тепер карту інтенсивностей, яка характеризує не рельєф, а літолого-фаціальний склад відкладів цього горизонту (рис. 4.15, Б). На ній виділяється протяжна субширотна зона високої інтенсивності, тобто ймовірно високошвидкісних відкладів. Швидше за все, це зона збільшеної потужності карбонатних відкладів. Вона починається на Киянівській структурі і продовжується на схід приблизно по лінії профілю 433100. Більшість продуктивних свердловин Киянівської структури попадає в цю зону. Не виключено, що збільшення потужності карбонатів сприяє утворенню пасток, але доказів цього поки що немає. В той же час цікавими можна вважати невеликі субширотні зони пониженої інтенсивності. Одна з них включає св. 42, на межах її знаходяться св. 26 та 41. Друга зона іде на схід вздовж профіля 304600. Цим зонам ймовірно відповідає зовсім інший тип пасток, ніж той, що був описаний вище. Одна з них добре виражена на профілі 63100 (пікети 3200-3700) і може бути пов'язана з розвитком піщаних акумулятивних тіл. Саме з такою пасткою ймовірно пов'язан у св. 42. На карті ізохрон, тобто в рельєфі горизонту, цим прогнозним тілам відповідають малоамплітудні (до 25 мс) структурні носи з замкненим склепінням.

Перспективною є низка аномалій пониженої інтенсивності, яка протягується у північно-східному напрямку на півночі площі. Можливо, це ділянки розвитку пісковиків у горизонті, в якому переважають вапняки [180]. Роль екрану може виконувати малоамплітудний прогин, який виділяється на карті ізохрон.

Подібний аналіз виконаний і для інших продуктивних горизонтів, хоча карти по них менш виразні. Важливо відмітити, що перспективні прогнозні ділянки різних горизонтів далеко не завжди співпадають у плані, тому побудови карт і аналіз їх треба виконувати для кожного горизонту окремо.

Очевидно, ця вимога поширюється на всі площі, на яких встановлений або прогнозується масивно-пластовий тип родовища.

Окремо треба виділити ситуацію з горизонтом В-14, для якого прогнозується косошарувата будова (рис. 4.16). Така будова була виділена завдяки методиці ПГР на південному схилі Срібненського прогину [181] та на інших площах ДДЗ у відкладах В-22 та В-21 (рис. 3.6). Можливо на Північному борту подібні умови седиментації були саме за часів утворення горизонту В-14. Гідродинамічного зв'язку між окремими “лусками” може не бути. В такому випадку кожна “луска” може утворювати окрему пастку. Зобразити таку ситуацію у формі карт складно, основна інформація має міститися в розрізах.

По результатах досліджень на Скворцівській площі можна зробити такі висновки:

1. Запропоновано альтернативний варіант структурних побудов по реперних горизонтах, який краще співпадає з гравітаційним полем, ніж попереді побудови.

2. Детальна інтерпретація міжреперної товщі за запропонованим в попередній главі графом та залученням даних інших методів дозволила спрогнозувати існування на площі кількох типів пасток. Так, для ПГ В-16 це склепінні тектонічно екрановані (з екрануванням малоамплітудними порушеннями, власне Киянівський блок), акумулятивні тіла (св. 42), тектонічно екрановані пастки (св. 50 та інші). Пастки різних типів відображується різними аномаліями інтенсивності хвильового поля. В ПГ В-14 виявились кліноформні утворення, які утворюють гідродинамічно не зв'язані між собою пастки.

3. За результатами виконаних робіт виявлені нові об'єкти в північному напрямку, що дозволяє розширити межі перспективності площі та оптимізувати напрямки подальшої розвідки родовища.

Результати робіт викладені у [114] та доповідались на виробничих нарадах.

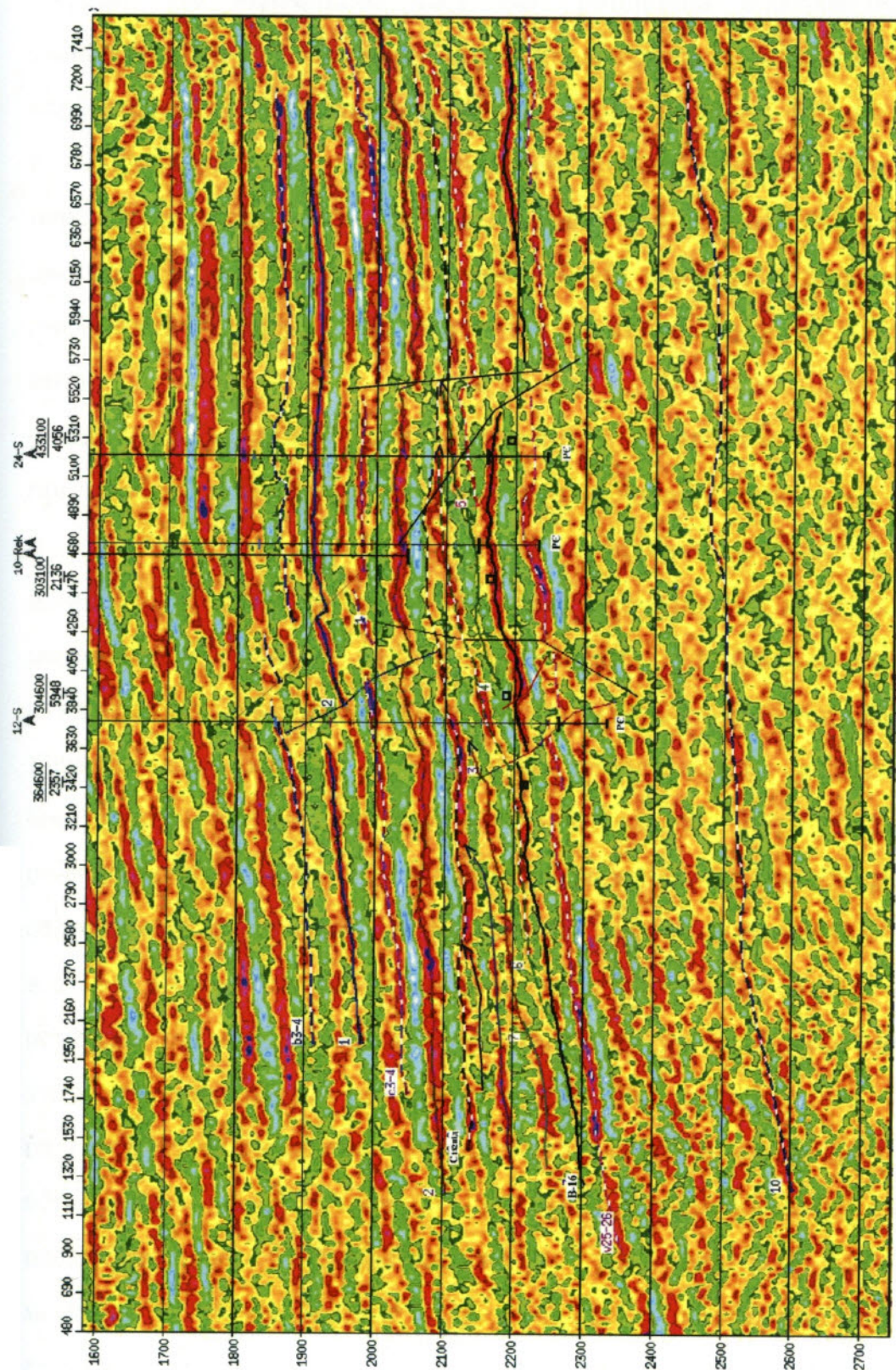


Рис. 4.16. Часовий розріз ПАК по профілю 23 3100. Відображення ліскоподібної будови товщі Cl_{s_2} (під.) – B-16

Багатовіська площа. З родовищами вуглеводнів у карбонатних колекторах пов'язуються надії на суттєве збільшення запасів нафти і газу в Україні. До недавнього часу такі родовища відкривалися переважно випадково, бо не існувало надійної методики детального прогнозування карбонатних колекторів в геологічних умовах України. Відомо, що колектори в карбонатних відкладах нижньовізейсько-турнейського віку ДДЗ утворені переважно вторинними процесами. Найбільш сприятливим матеріалом для цього, як вказувалось вище, є органогенні карбонати, зокрема органогенні рифоподібні споруди. В плані такі споруди можуть мати характерну атолоподібну форму. Їм властиві також інші ознаки карбонатних споруд – різний характер відкладів на зовнішній та внутрішній сторонах, характерне прилягання та облягання перекриваючих відкладів тощо.

За даними [160, 161], турнейські карбонатні відклади Багатовіської площі представляють собою відклади внутрішнього мілководного шельфу материкового моря. Біогенні вапняки, найбільш розповсюджені, розділяються на велику кількість підтипів в залежності від складу біоценозу, збереженості уламків, структурних особливостей. «Характерная черта биогенных известняков турнейского возраста – отсутствие каркасных рифопостроителей, и поэтому вряд ли можно ожидать обнаружение в этих отложениях классических рифовых построек. Но интенсивная динамика вод все же может способствовать концентрации как самих органических остатков, так и их обломков в определенных участках морского дна. Обычно это места повышенных градиентов уклона дна палеобассейна. Формирование палеоструктуры в районе скважин 3-1-5-2 создало необходимые условия для образования аккумулятивных тел. Они располагались по периферии палеоподнятия и выражались в рельефе дна положительными морфоструктурами. Высота их не превышала первых метров (в отличие от десятков и даже сотен метров типичных рифов, сложенных, например, колониальными кораллами). Зоны повышенного наклона дна на Богатовіській площі фіксувались на севері (севернее лінії скважин 11-1-7) и на юге

(район скважин 6-14-9-8) структури. В них и располагались аккумулятивные карбонатные постройки турнейского возраста, отразившиеся увеличением мощностей турнейских отложений». Отже, наявність органогенних споруд в межах Багатойської площі обумовлена історією геологічного розвитку цієї зони.

Методичні прийоми виявлення подібних об'єктів викладені в попередньому розділі, тому в цьому розділі зупинимось на аналізі отриманих карт параметрів (рис. 3.15, 3.16) з геологічної точки зору.

· Впевненість в тому, що побудовані карти можуть характеризувати наявність органогенних споруд, підтверджується рядом міркувань. А саме:

1. Криволінійна форма основного тіла характерна для атолоподібних рифів. Будова відкладів з зовнішньої та внутрішньої сторони помітно відрізняються, як це і повинно бути для подібних споруд. З зовнішнього боку основну споруду супроводжує дуга менш інтенсивних значень параметра, яка може відповідати зоні шлейфу. В таких зонах зазвичай зустрічаються поклади, що має місце на Багатойському родовищі (св. 403, 12 та ін.). Далі у напрямку басейну знаходяться окремі максимуми, з якими можна пов'язувати поодинокі рифоподібні споруди. Це добре видно на тривимірному зображенні при розгляді його під різними кутами (рис. 4.17). Відмітимо, що основне тіло дугоподібної споруди на карті перерізається лінійними мінімумами параметра, які можуть відповідати типовим для таких утворень припливно-відливним каналам. Ці канали можуть розбивати карбонатний резервуар на окремі блоки, що необхідно враховувати при розвідці та розробці родовища.

2. З прогнозною будовою рифоподібної споруди добре співпадають результати літолого-фаціального аналізу турнейських карбонатів, проведеного Я.Г. Лазаруком, якщо розглядати їх по окремих свердловинах. За цими дослідженнями відзначалася диференціація карбонатних відкладів. Район свердловин 14-2-9 відокремлювався від свердловин 17-4-7 зоною

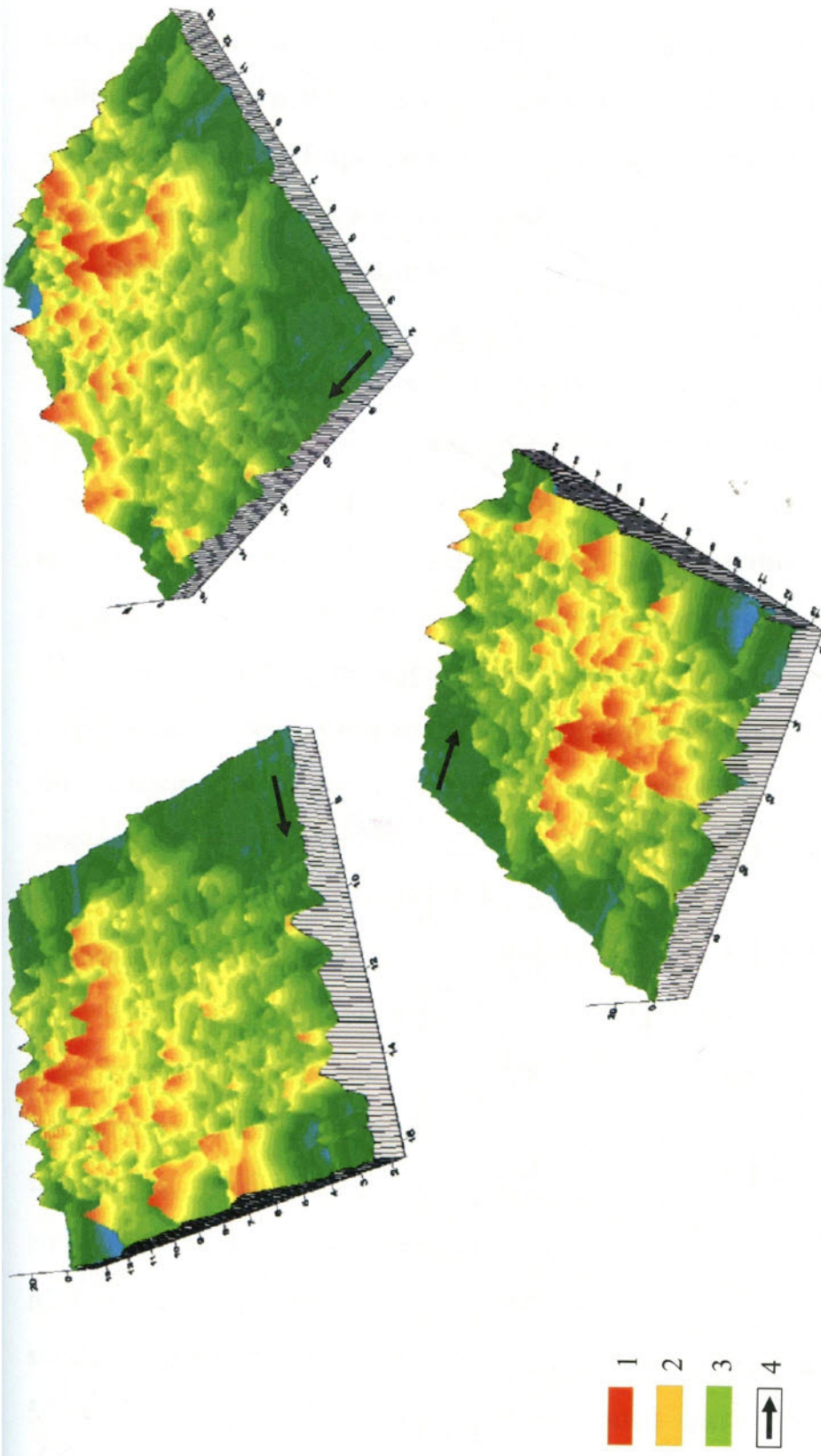


Рис. 4.17. Об'ємне зображення товщі карбонатних відкладів C_{1t} в полі комбінованого сейсмічного параметра

- 1 – зони розвитку прогнозних органогенних споруд;
- 2 – шлейфова зона, пов'язана із схилом рифового масиву;
- 3 – перехідна зона;
- 4 – напрямок Пвл.Сх-Пвн.Зх

свердловин 403-5. Обидва ці райони відділяються зоною свердловин 3-10-12 від свердловини 11, яка знаходиться біля краю карбонатної споруди. В св. 2 констатувався найдовший період утворення акумулятивних споруд та їхня найбільша потужність. Все це добре узгоджується з виконаним за даними сейсмозвідки 3D прогнозом розвитку органогенних споруд. Зрозуміло, що за даними лише окремих свердловин оконтурити такі споруди і виділити в них окремі блоки неможливо.

Аналізуючи отримані результати, можна сказати, що всі свердловини з продукцією в карбонатних колекторах тяжіють до основного атолоподібного тіла та зони шлейфу біля нього. В той же час не виявилось простого і єдиного для всієї площі досліджень зв'язку між величиною закартованого комплексного параметра і наявністю карбонатних колекторів. Найбільш ймовірною причиною цього є надмірне осереднення та узагальнення уяви про геологічну будову карбонатів по площі та по вертикалі. Це примушує шукати такі зв'язки окремо по зонах різної геологічної будови. В якості таких зон можна розглянути основну атолоподібну споруду з найвищими значеннями параметра, шлейф на її північно-західному боці, зовнішній і внутрішній басейни. В структурному плані та за загальною потужністю карбонатів ці зони чітко не проявляються.

Найбільш перспективною виглядає на цей час зона шлейфу (приблизно від перетину профілів L190-T380 до перетину L120-T590). Ця зона характеризується помірно підвищеними значеннями комплексного параметра, дрібномозаїчною будовою і, головне, розташуванням вздовж зовнішнього (північно-західного) боку основної атолоподібної споруди. Майже всі свердловини в цій зоні (св. 403, 10, 12, 50, 55) розкрили гарні карбонатні колектори. Значна частина цієї зони бурінням не розкрита (від св. 50 до св. 7). В цій зоні сприятливими виглядають ділянки відносно підвищених значень комплексного параметра.

Більш складна і неоднозначна ситуація в зоні основного атолоподібного тіла. Воно характеризується високими значеннями комплексного параметра

(коричневий колір) та дугоподібною формою в плані. В цій зоні є продуктивна св. 2 з найбільшою потужністю органогенних карбонатів (за Я.Г. Лазаруком [71]) і поруч з нею непродуктивні св. 53 та 4. Свердловина 56 була пробурена пізніше, в карбонатах турне колектор присутній, Але на цей час він обводнився і при випробуванні був отриманий газ з водою, а потім – вода пластова. Отже, ця зона потребує подальшого поглибленого дослідження з сумісним аналізом даних ГДС та сейсмозв'язки. При цьому необхідно значно ущільнити мережу профілів, що обробляються, для врахування очікуваної по даних наявних розрізів різкої та значної мінливості карбонатів. Треба також перейти від оцінок, узагальнених по всій товщі карбонатів турне, до врахування їх багатшаруватої будови за аналогією з Селюховським родовищем (Г.Б. Сергій, В.В. Сабецький [163]). Такий диференційований аналіз має дати підстави для надійного прогнозування карбонатних колекторів і в цій зоні.

Решту дослідженої території займають зони внутрішнього і зовнішнього басейнів. В них переважають низькі значення комплексного параметра (зелений та жовтий колір), які відповідають ущільненим карбонатам. Всі свердловини в цих зонах підтверджують таку інтерпретацію – вони знаходяться на ділянках понижених значень параметра і продукції в карбонатах не зустріли. В той же час в зовнішній зоні є кілька досить великих ділянок високих значень параметра, які ймовірно відповідають розущільненим карбонатам. Це узгоджується з думкою Я.Г. Лазарука про те, що св. 11 знаходиться поблизу від органогенної споруди. На жаль, жодна з цих потенційно перспективних ділянок бурінням не розкрита.

Таким чином, перехід від осереднених і узагальнених по всій площі залежностей до аналізу окремих геологічних зон дозволяє зробити висновок про обґрунтованість прогнозування розвитку карбонатних колекторів методикою, що застосовувалася.

Отже, вивчення не тільки рельєфу та загальної товщини, а і внутрішньої будови карбонатних відкладів запропонованою методикою дає

можливість звужувати межі пошуків карбонатних колекторів в цих мінливих і складнобудованих утвореннях. Зрозуміло, що не варто повністю ототожнювати поведінку комплексного геофізичного параметра і будову органогенних споруд, але є всі підстави вважати, що зв'язок між ними досить тісний і реальний [182]. Тим більше не можна сприймати цей геофізичний параметр як пряме кількісне відображення газонасиченості. Це тільки один з факторів, які визначають наявність родовища, інші фактори ще треба знаходити та вивчати, але можна стверджувати, що врахування прогнозної будови органогенних споруд є необхідною умовою відкриття родовищ у карбонатних відкладах.

Результати робіт опубліковані у [183, 184] та викладені у [114].

Виноградівсько – Ульянівська зона. Відкриття покладів вуглеводнів на площах, що відносилися до малоперспективного Південного борту ДДЗ (св. Ульянівська – 14, 18), зробило актуальною проблему вивчення зони переходу від прибортової зони до борту і зміщення на південь межі перспективних територій. Просте переміщення траси крайового розлома після буріння чергової продуктивної свердловини цю проблему не вирішує, очевидно, що зона переходу має значно складнішу будову, ніж це уявлялося раніше.

Основні результати досліджень, що описуються, отримані за запропонованою в роботі методикою, яка в даному випадку включала: - дообробку наявного сейсмічного матеріалу; - сейсмостратиграфічний і сейсмофаціальний аналіз (погоризонтна кореляція часового розрізу; виділення сейсмофацій за малюнком сейсмічного запису) в комплексі з даними ГДС та буріння; - палеорекоonstrukції; - сеймопараметричний аналізі по окремих продуктивних горизонтах .

Проведені дослідження дозволили виділити південніше сучасного крайового розлому, тобто в прийнятих межах борту, досить широку перехідну зону. Перспективи виявлення в ній пасток вуглеводнів, зокрема пасток неантиклінального типу, не менші, ніж в прибортовій частині.

Палеорекоконструкції сейсмічних розрізів (рис. 4.18) свідчать про те, що в нижньому та середньому карбоні ця перехідна зона не відділялася від сучасної прибортової частини, умови осадконакопичення та утворення неантиклінальних пасток в них були однакові, а розмежування і утворення Магдалинівського прогину, який в сучасному плані розташований в межах південного борту, відбулося значно пізніше.

Наведемо деякі результати досліджень, які обґрунтовують і підтверджують ці висновки.

I. Встановлено, що в межах Новоселівської ділянки башкирські та серпуховські продуктивні горизонти (піщана складова) мають не плащеподібне, а локальне (зональне) розповсюдження. Такий висновок було зроблено за результатами аналізу малюнку запису та динамічних властивостей відбиттів із залученням сейсмостратиграфічного аналізу (рис. 3.4, 3.5). На основі виконаного аналізу зроблено припущення, що Новоселівська та Сх.-Новоселівська ділянки на протязі всього башкирського та верхньосерпуховського часу знаходились у прибережно-морській (шельфовій) зоні, для якої характерні хвильово-прибійна, руслова (дельтова) діяльність та діяльність морських течій з утворенням відповідних типів відкладів. Для таких зон характерна значна різноманітність малюнку сейсмічного запису як по розрізу, так і по площі (рис. 3.4). На захід, в напрямку Виноградівської площі, та на північ, в напрямку Личківської, відбувалось поглиблення рельєфу, більш стабільні умови осадконакопичення і, як результат, - більш регулярний запис у сейсмічному хвильовому полі.

Цими ж роботами в товщі башкирських відкладів виявлено безкореневу антиклінальну структуру (горизонти Б-11-12, локальне збільшення потужності товщі, рис. 3.4, 4.19). В плані вона утворює витягнутий вздовж борту вал, який в межах Новоселівської площі ускладнений двома склепіннями, а на Сх.-Новоселівській це вже єдина структура (рис. 4.20). Максимальна амплітуда виділеної структури становить 20-30 мс. (~ 30-40 м.) в межах Сх.-Новоселівської площі, на захід вона зменшується. Цікавим є те,

що її розповсюдження не обмежується сучасним положенням крайового порушення, вона виходить на борт (в сучасному його сприйнятті). При співставленні меж виділеного об'єкту з даними буріння по горизонтах Б-11-12 виявилось, що свердловини, які попадають у його межі, мають хороші колектори, більшість свердловин продуктивні.

II. На основі виконаного сейсмостратиграфічного аналізу було зроблено припущення, що товщі башкира та серпухова продуктивні, скоріш за все, в межах Сх.-Новоселівської та Новоселівської структур, а в межах Виноградівської - продуктивний інтервал стратиграфічно знижується і може бути пов'язаний з відкладами верхнього візе і нижче, що пов'язано з

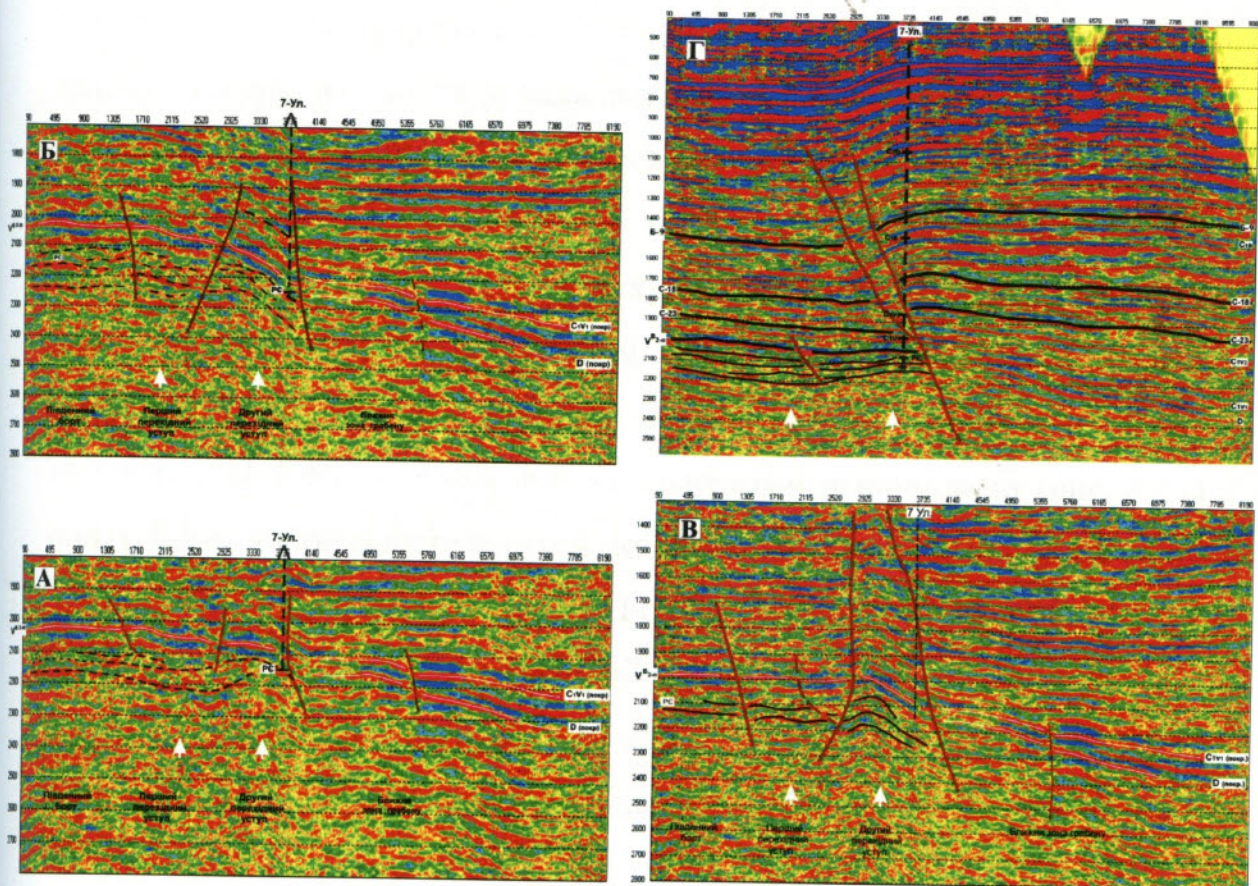


Рис. 4.18. Результати палеорекострукцій. Ульяновська площа.

А- палеорекострукція на рівень горизонту в підшві відкладів C_{1s}

Б- палеорекострукція на рівень горизонту в верхах C_{1s1}

В- палеорекострукція на рівень горизонту в середині C_{2b}

Г- сучасний стан

відповідними умовами осадконакопичення цих зон – продуктивні пісковики новоселівської зони в межах Виноградівської структури не відкладались. Саме це припущення було в подальшому підтверджено бурінням свердловини 1 Сх.-Виноградівська, де виявився продуктивним горизонт В-15.

III. На південь від Сх.-Новоселівської структури виявлена палеоструктура (рис. 4.19, 4.20), що характеризується довготривалим існуванням як антикліналь (за результатами палеоперетворень на різні часи) та збільшенням потужностей в низах верхнього візе.

IV. В порівнянні з попередньою ділянкою, в межах Зах.-Ульянівської площі майже не виділяються сейсмофаціальні зони з різним малюнком запису. З першого погляду складається враження, що тут більш однорідні умови осадконакопичення башкирських та серпуховських відкладів (рис. 4.18, Г). Але при детальній обробці та інтерпретації сейсмічних матеріалів в комплексі з даними ГДС виявляється, що кожний продуктивний горизонт має свої властивості та характеристики: вони можуть складатися з одного чи декількох пісковиків з різними потужностями та розмірами в плані, пісковики місцями заміщуються ущільненими різновидами (рис. 4.21). Так, пласт Б-5-6 добре простежується по всіх свердловинах даного родовища та по сусідніх Пролетарському та Голубівському і має в покрівельній і підошовній частинах чіткі реперні товщі. Але за даними ГДС в межах єдиного, як вважалося, покладу контакт газ-вода фіксувався на різних абсолютних глибинах: у свердловинах №№ 3, 11 на абсолютній відмітці - 1559.1 м, а в сусідніх №№ 50, 24, 8, 51 та ін. – на -1545.6 м (рис. 3.21, б), що неможливо було пояснити ні викривленням стовбурів, ні помилками виконавців. Це, скоріше за все, пов'язано з різкою зміною літології по латералі, що обумовлено особливостями осадконакопичення відкладів поблизу зони південного крайового порушення ДДЗ, активність якого призвела до різкої зміни процесів седиментогенезу і обумовила поєднання

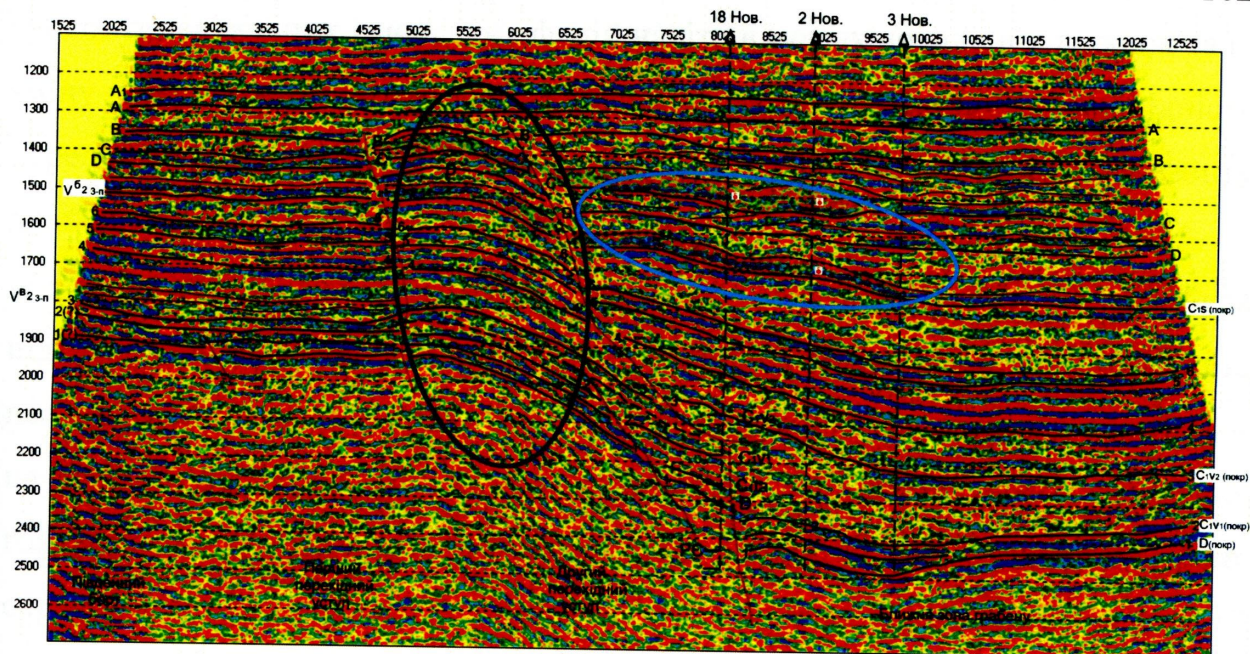


Рис. 4.19. Виділення прогнозних об'єктів за результатами палеореконокструкцій. Новоселівська площа. Палеореконокструкція на рівень підшови відкладів тріасу.

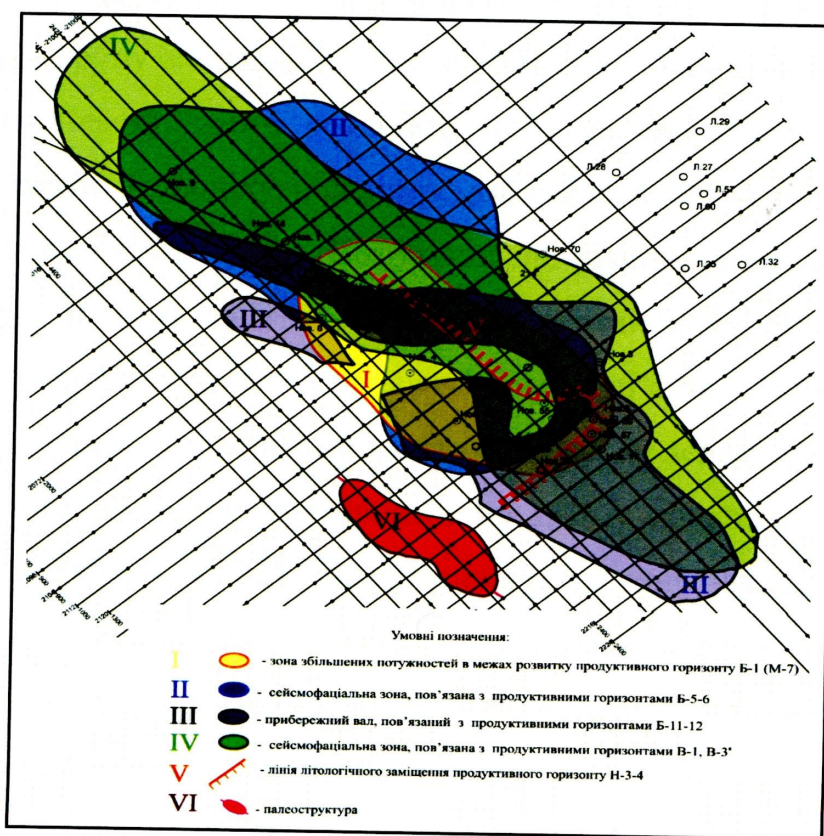


Рис. 4.20. Розповсюдження локальних об'єктів в межах Новоселівсько - Сх. Новоселівської ділянки.

субконтинентальних і морських фацій навіть в межах локальних ділянок та їх зміну на короткій відстані. Така ситуація викликала необхідність передбачити вірогідність існування в межах добре корельованого горизонту двох окремих покладів.

Наявність бар'єру між піщаними тілами пласта Б-5-6 була підтверджена сейсмічними профілями з підвищеною роздільною здатністю та псевдоакустичними перетвореннями, отриманими після додаткової обробки, – на сейсмічних профілях чітко виділились зони фаціального заміщення горизонту Б-5-6 щільними породами, які, скоріш за все, і відіграють роль екранів між окремими продуктивними пісковиками цього горизонту (пр. 12 3899, район свердловин 3-50 Ульяновські, синьо-зелені кольори, рис. 4.21, а). Співставлення кореляційного профіля, побудованого за даними свердловин (за А.В. Вольченковою, 2005) , та сейсмічного часового розрізу цього ж напрямку привернуло увагу на розчленування цільового горизонту на два окремі пласти як на сейсмічному, так і на геологічному розрізах (рис. 4.21, б). Це спонукало групу сейсмозвідки зробити ще більш глибоку деталізацію будови цього пласта, тобто розділити його на два окремі горизонти та побудувати карти розподілу колекторських властивостей (карти параметра ПАК) по кожному. В результаті отримані дві різні за виглядом карти (рис. 4.22). На карті, що пов'язується з верхньою частиною пласта (горизонт Б-5, рис. 4.22, а) чітко виділяються два окремі об'єкти (бузкові кольори), розділені між собою щільними породами (жовті та зелені кольори). Майже всі свердловини, що є продуктивними по цьому горизонту, попадають в перший чи другий об'єкти. Карта по нижній частині пласта (горизонт Б-6, рис. 4. 22, б) відрізняється від попередньої розташуванням та розмірами виділених об'єктів та поведінкою зон фаціального заміщення. Отримані результати свідчать про те, що даними роботами охарактеризовано кожний з продуктивних горизонтів цього інтервалу, не дивлячись на близьке їх розташування в розрізі.

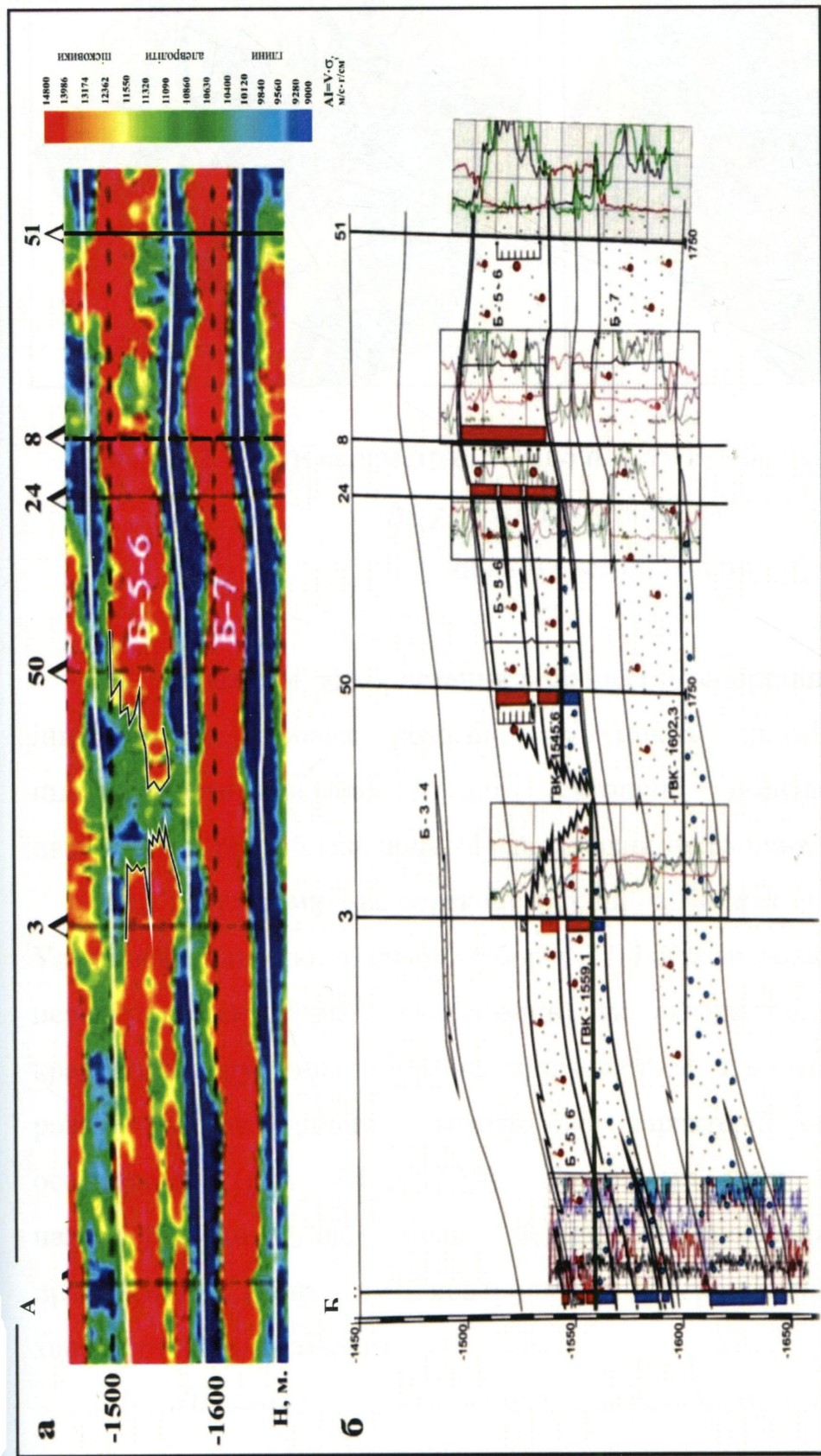


Рис. 4.21. Співставлення поведінки горизонтів Б-5-6 та Б-7 на часовому розрізі ПАК (А) та кореляційному розрізі за даними ГДС (Б). Ульяновська площа

- 1 – інтервали випробування; 2 – результати випробування; 3 – газonosний, 4 – газonosний ущільнений, 5 – водonosний; 6 – літологічне заміщення

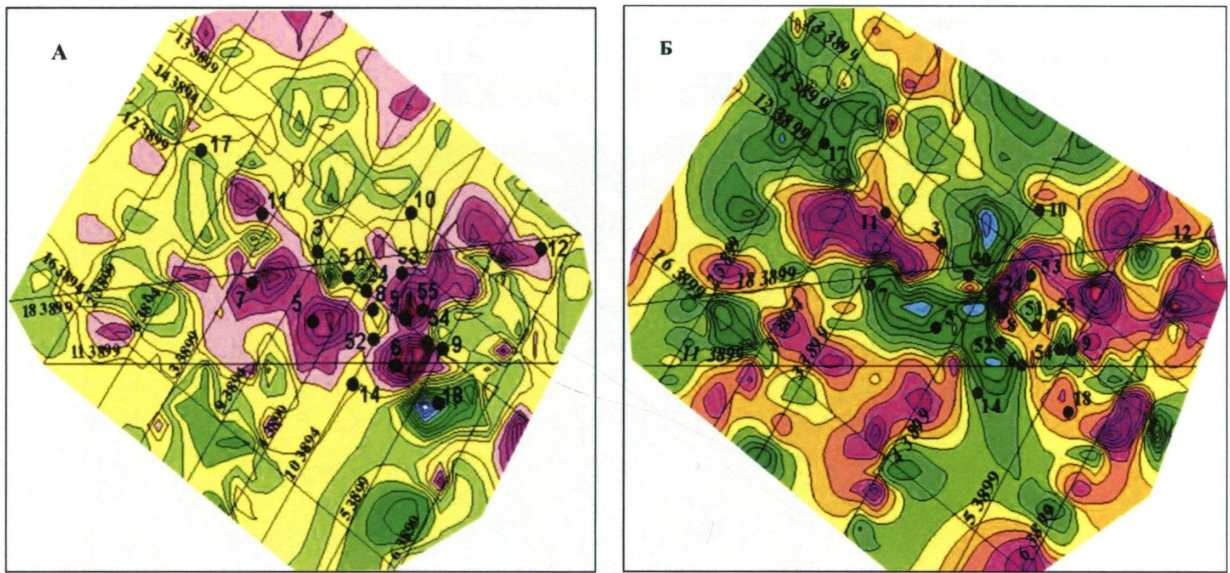


Рис. 4.22. Карти параметра ПАК по пласту Б-5-6. Ульяновська площа.

А- у верхній частині пласт

Б- у нижній частині пласта

V. За рахунок використання в процесі інтерпретації кольорокодованих інвертованих часових розрізів, які мають здатність виділяти, або підкреслювати, малоамплітудні тектонічні порушення (рис. 4.23), дисертантом розроблена нова, більш складна тектонічна модель площі.

За результатами палеорекоконструкцій в межах Новоселівсько- Зах.- Ульяновської ділянки південного борту ДДЗ спрогнозовано існування кількох перехідних тектонічних зон (уступів), які складають досить широку зону крайового порушення. Ці зони відрізняються повнотою стратиграфічного розрізу осадової товщі і мають свої характерні структурно-тектонічні особливості (рис 4.18, 4.19). Границями цих зон є різновікові палеопорушення, що були межами розповсюдження відповідних продуктивних горизонтів і контролюють своєрідні типи пасток. Наведемо характеристики виділених зон.

1- *Південний борт*, умови якого характеризуються найбільш скороченим стратиграфічним діапазоном відкладів. По всіх

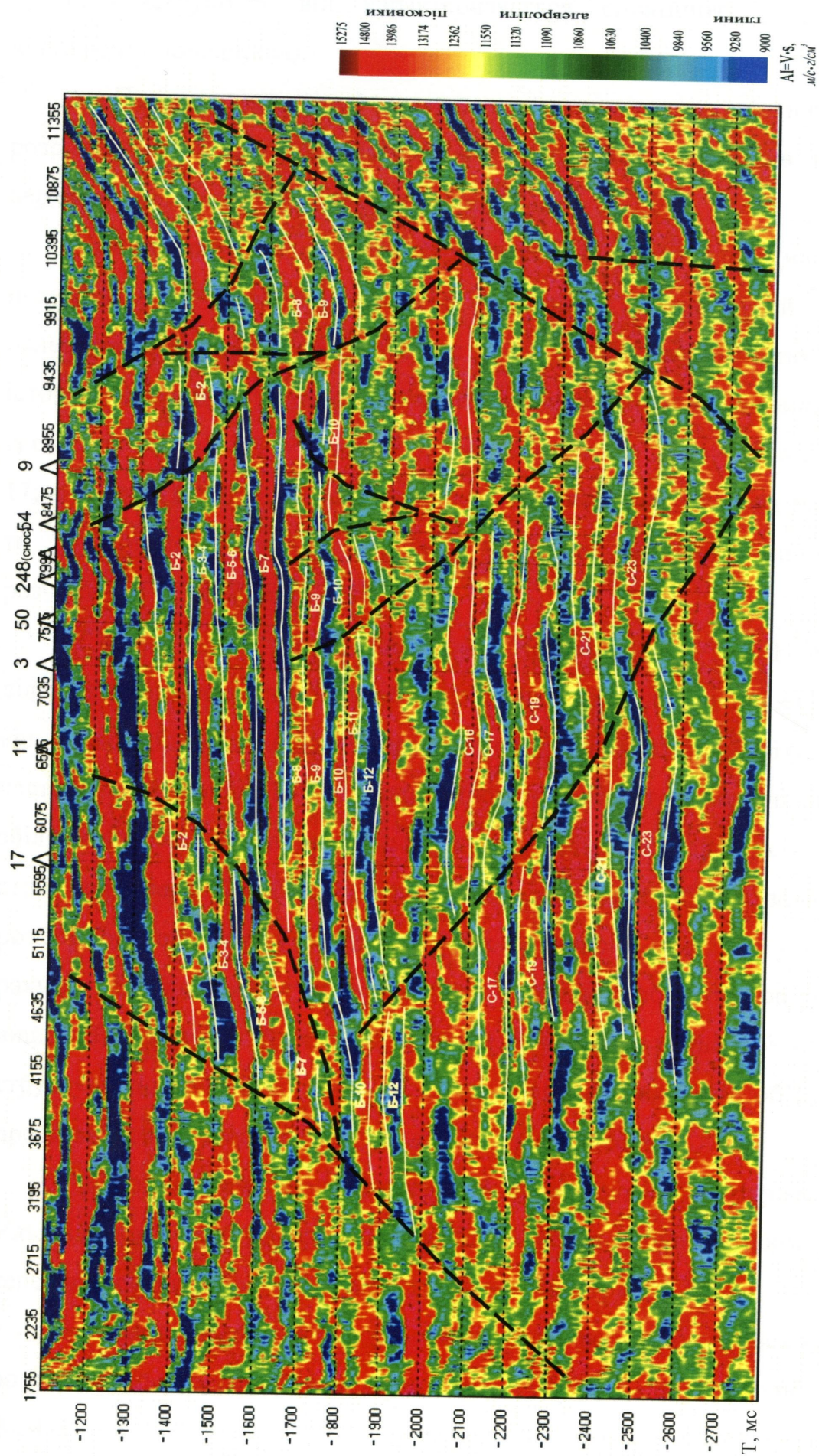


Рис. 4.23. Трасування тектонічних порушень. Ульяновська площа.

палеорекоконструкціях він характеризується спокійною у тектонічному відношенні поведінкою.

2- *Перший перехідний уступ*, що характеризується нарощуванням розрізу за рахунок нижньовізейсько- турнейських відкладів та відкладів верхнього візе у північній його частині.

3- *Другий перехідний уступ*, характеризується подальшим нарощуванням потужностей верхньовізейських відкладів. Саме цей блок за палеорекоконструкціями відрізняється найбільшою мобільністю на протязі історії геологічного розвитку регіону. До цього блоку можна віднести блоки із свердловинами 5, 7 Ульяновські, в яких отримана продукція з горизонту С-17, а горизонти, що залягають нижче, є колекторами з різним наповненням; та 18 Новоселівська, де девонські відклади вміщують водонасичені з розчиненим газом пласти-колектори.

Цікавим є і те, що на південь від Новоселівсько - Сх.-Новоселівської ділянки по палеорекоконструкціях на початок осадконакопичення S_2m північне крило цього блоку стає досить крутим по більшій частині розрізу, а у верхній частині, від підшви Б-12 і вище, утворюються антиклінальні структури із збільшенням амплітуд вверх по розрізу. Крім того, при всіх подальших структурно-тектонічних перебудовах в межах цього блоку залишилась не розформованою структура у відкладах верхнього візе, яка утворилась за рахунок збільшення потужностей у цих відкладах (об'єкти, про які йшла річ вище). В цьому ж блоці знаходиться і частина виявленої безкореневої структури по відкладах Б-11-12. В усіх випадках виявлені об'єкти можуть представляти інтерес в нафтогазоносному відношенні.

В подальшому, при утворенні Новоселівської, Сх.-Новоселівської та Ульяновської структур, другий перехідний уступ набув сучасного вигляду і тепер відноситься до Магдалинівського прогину (рис. 4.24).

4- *Ближня зона грабену*. Вона в цілому характеризується наявністю в розрізі нижньовізейських відкладів (XIII, XIV м.ф.г.- продуктивні горизонти В-24-25, В-26-27) та теригенного надсольового та соленосного девону.

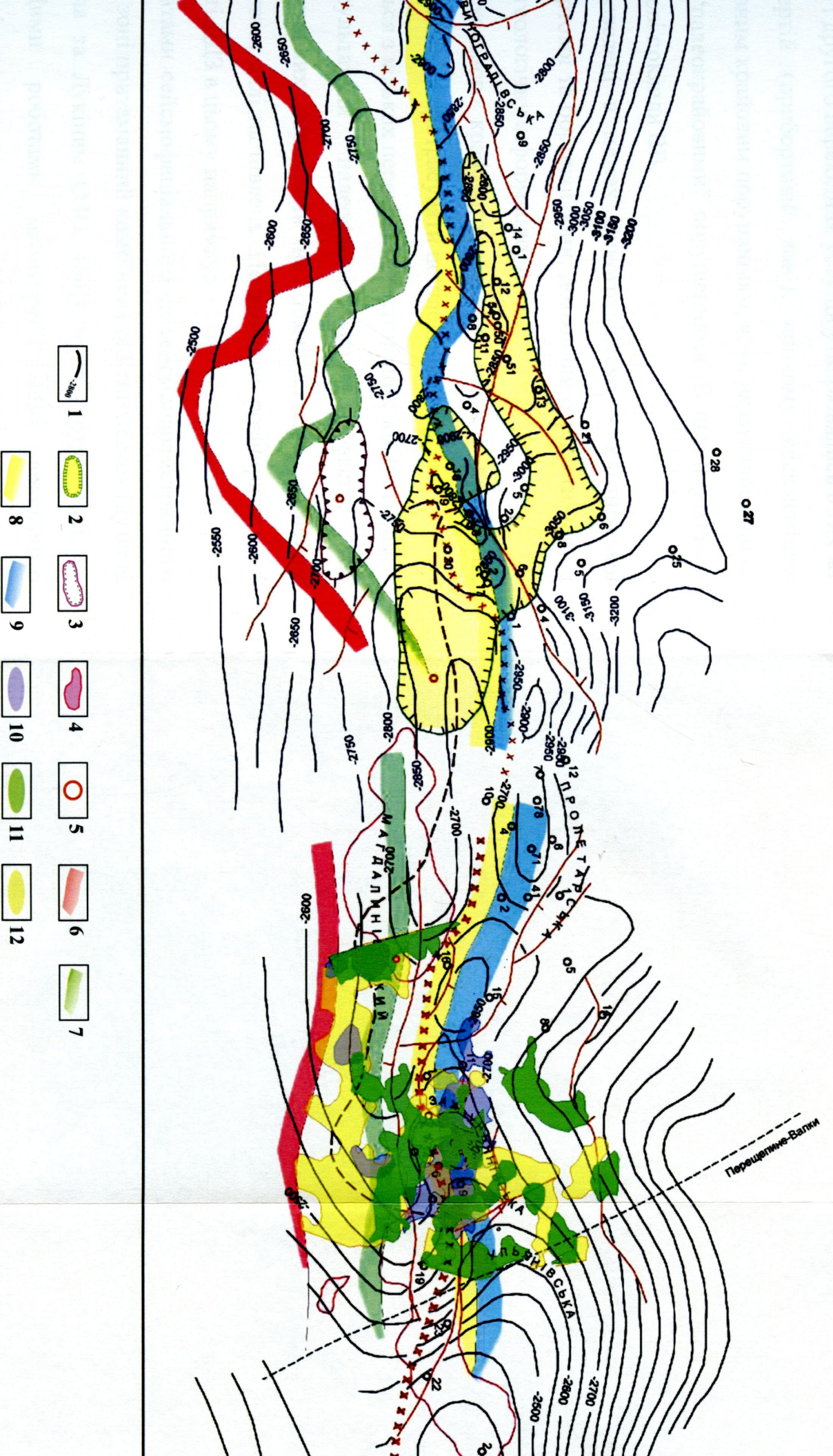


Рис. 4.24. Розповсюдження перспективних об'єктів в південній прибортовій та бортовій зонах.

добиття V_{2-II}^B (в підшві C_{1V_2}); 2- локальний об'єкт по горизонту B-12 (за результатом сейсмофакіального аналізу та палеореконостру

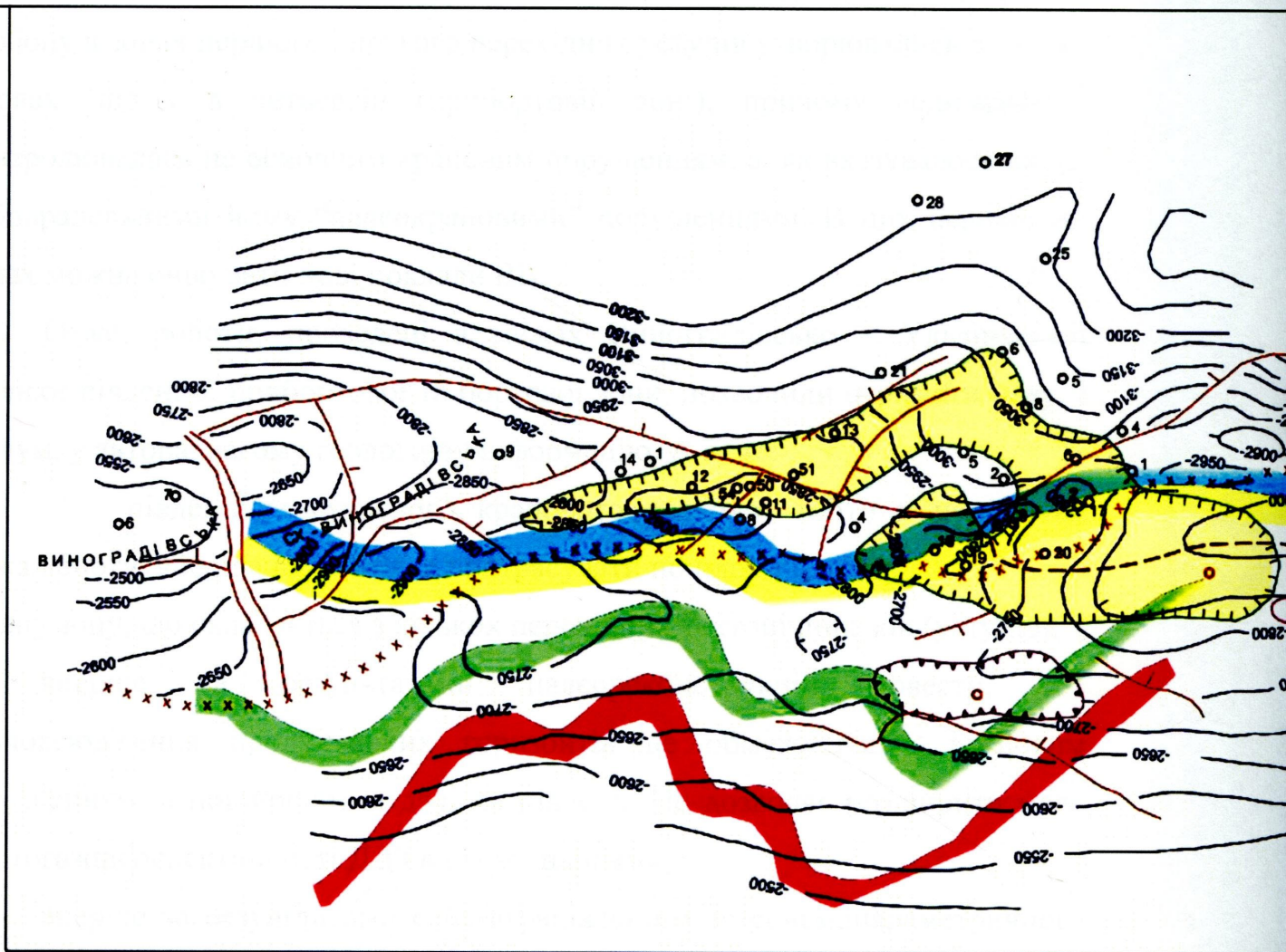
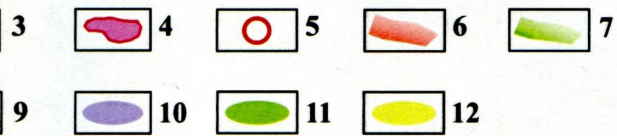
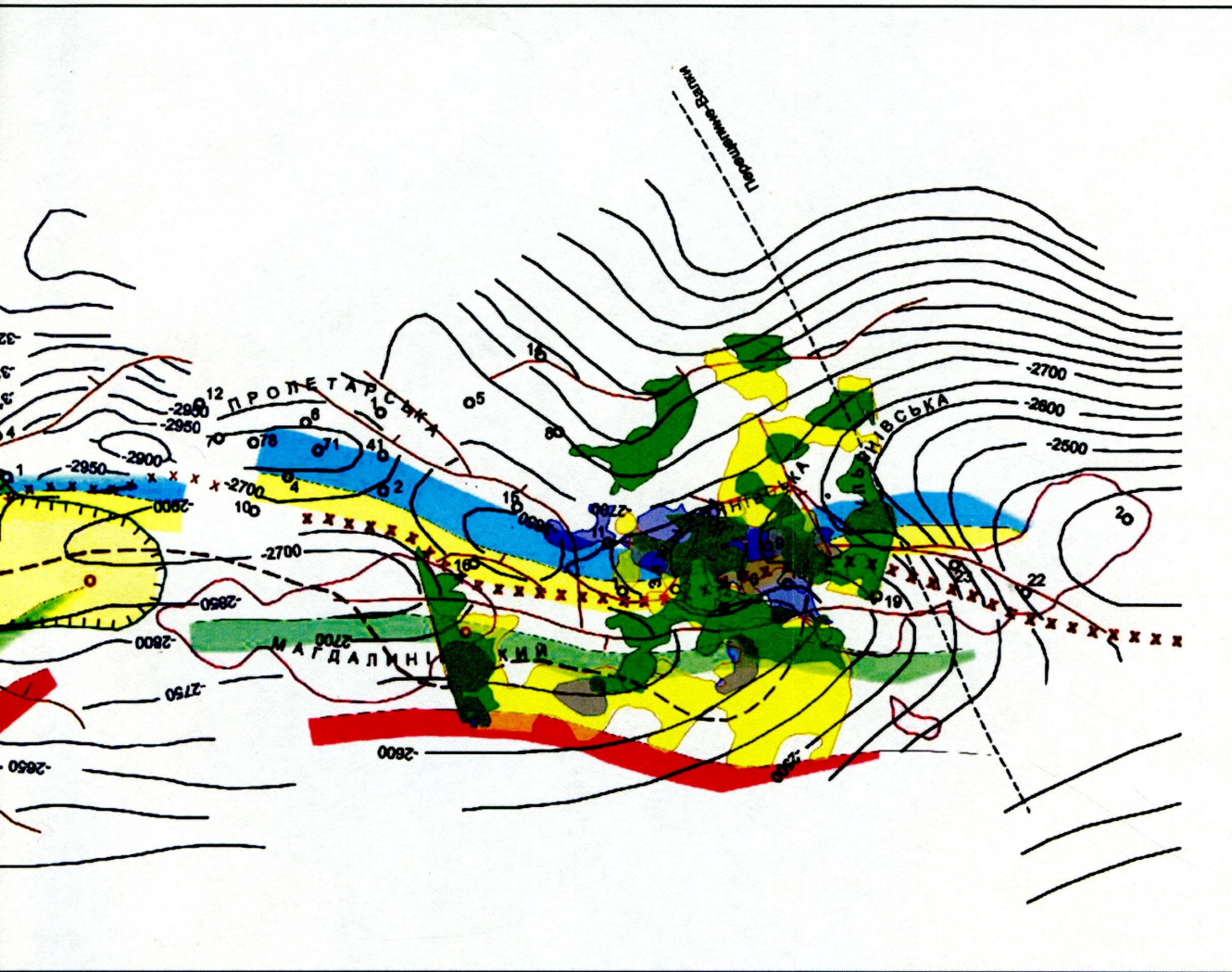


Рис. 4.24. Розповсюдження перспективних об'єктів в пів

1- ізогіпси по горизонту відбиття $V^{B_{2-п}}$ (в підшві C_1V_2); 2- локальний об'єкт по горизонту Б-
 3- палеоструктура по відкладах $C_{1s}-C_1V_2$ (за результатами палеорекострукцій); 4- перспект
 5- свердловини, що рекомендуються. Тектонічні елементи, виділені за даними палеорекострук
 9- Близня зона грабену. Зони покращених колекторських властивостей по продуктивних го
 11- горизонт С-18; 12- горизонт С-23.



об'єктів в південній прибортовій та бортовій зонах.

горизонту Б-12 (за результатом сейсмофаціального аналізу та палеорекострукцій);

4- перспективні зони за даними електророзвідки СКІП [за С.П. Левашовим, 2004];

палеорекострукцій: 6- Південний борт; 7- I перехідний уступ; 8- II перехідний уступ;

дуктивних горизонтах, виділені за даними сеймопараметричного аналізу: 10- горизонт Б-7;

За даними палеорекоконструкцій відклади нижнього та середнього карбону в зонах першого і другого перехідних уступів утворювались в тих же умовах, що і в четвертій (прибортовій зоні), причому седиментація контролювалась не основним крайовим порушенням, а, як вказувалось вище, субпаралельними йому “палеокрайовими” порушеннями. В цих перехідних зонах можна очікувати нові поклади ВВ.

Отже, роботи, проведені в межах Виноградівсько – Ульянівської ділянки південної прибортової та бортової зони, дозволили отримати нову, і на думку автора, вагому геологічну інформацію. А саме:

- південніше сучасного крайового розлому, тобто в прийнятих межах борту, вперше виділити та протрасувати по площі широку шовну зону, що складається з кількох перехідних тектонічних зон (уступів);
- вперше за результатами палеорекоконструкцій довести, що розповсюдження продуктивних горизонтів не обмежується крайовим порушенням, а поширюється далі на південь. Це дозволяє розширити межі нафтогазоперспективності ДДЗ в цьому напрямку;
- вперше за результатами сейсмофаціального та сейсмопараметричного аналізу доведено, що цій зоні притаманний комбінований тип пасток (вузлові піщані акумулятивні тіла за Лукіним О.Ю. [64]), а не структурний, як вважалось раніше. Цими роботами оконтурені межі локального розповсюдження колекторів продуктивних горизонтів (рис. 4.20, 4.24);
- виявлені нові перспективні об’єкти, запропоновано напрямки подальших робіт.

Результати виконаного аналізу опубліковані у [114, 163, 185] та були використані в звіті по підрахунку запасів Зах.- Ульянівського родовища у ДК “Укргазвидобування”.

Кристалічний фундамент. Як вказувалось вище, методика вивчення внутрішньої будови товщі кристалічного фундаменту розроблена дисертантом в співавторстві з Сергієм Г.Б. у 2005-2006 рр. і найбільш повно, в порівнянні з опублікованими нами матеріалами, викладена в попередньому

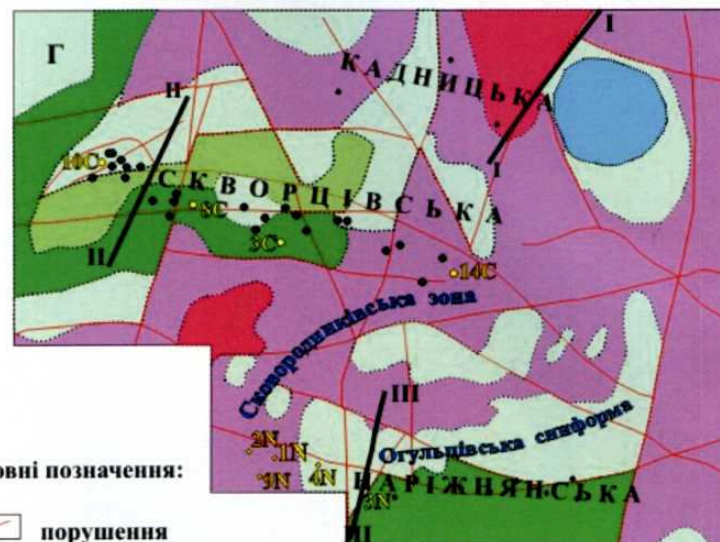
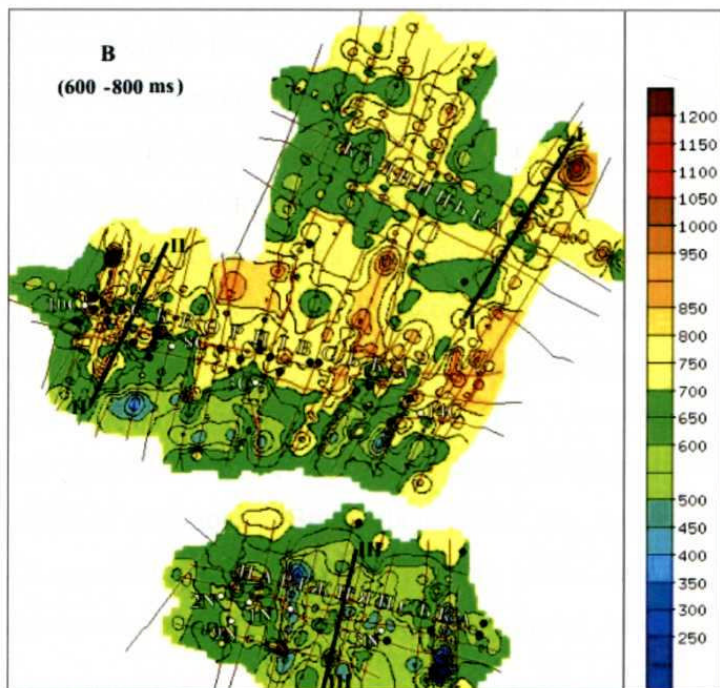
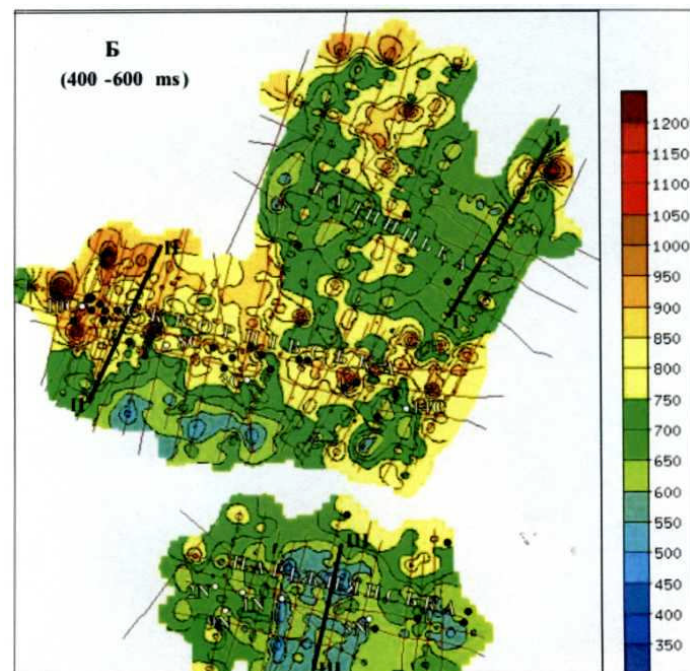
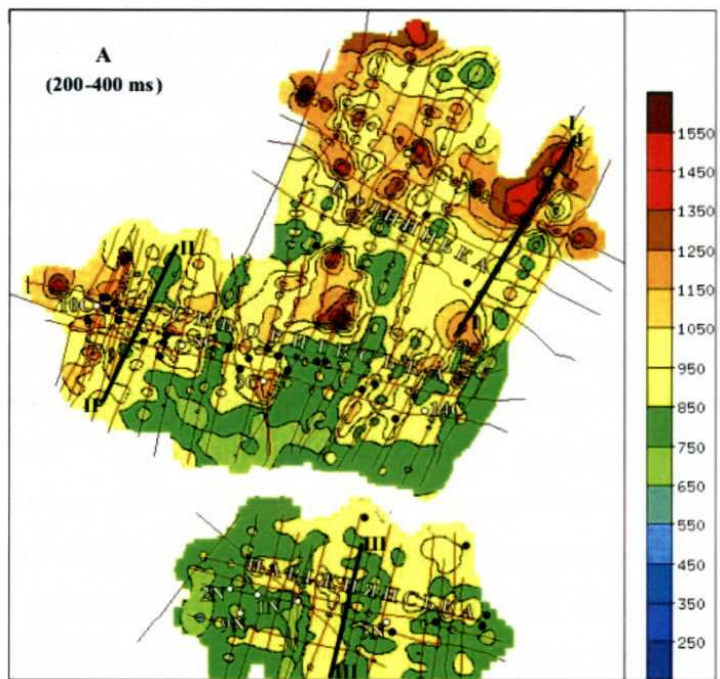
розділі. Тому в цьому розділі наведемо лише результативну частину виконаних досліджень.

На Кадницькій, Скворцівській та Наріжнянській площах сейсмозв'язка 2D була виконана в різні роки за дещо різними методиками, що, як виявилось в подальшому, не відобразилось на кінцевих результатах наших досліджень. При аналізі часових розрізів після додаткової обробки було відмічено, що на всіх площах хвильове поле в інтервалі кристалічного фундаменту не однакове і має свої характеристики. Так, якщо на Скворцівській та Кадницькій площах виділяються зони наявності та відсутності додаткових відбиттів майже від самої поверхні фундаменту то на Наріжнянській площі перші 400-500 мс. нижче покрівлі фундаменту вміщують додаткові відбиття, що створюють уяву про його шаруватість (рис. 3.17). Ці горизонти простежуються по всій площі, інколи в них виділяються квазіантикліналі та зони погіршення простеженості, що можуть бути пов'язані, за аналогією з осадовим чохлам, з зонами тектонічних порушень, або розуцільнення. На Скворцівській площі квазіантикліналі утворюються зонами хаотичних відбиттів та підкреслюються поведінкою оточуючих додаткових відбиттів. Кількість цих квазіантикліналей, їх розміри та кути нахилу крил більша, ніж на Наріжнянській площі, місцями відмічається злиття кількох окремих „антикліналей” в єдину нижче по розрізу. Крім того, якщо на Наріжнянській та Скворцівській площах відбиття в фундаменті характеризуються простим, субпаралельним заляганням, то на Кадницькій площі вони утворюють малюнок, характерний для осадової товщі, але відмінний від нього, - з'являються „квазівиклинювання” з локальною зміною потужностей. Можливо, що видимі антикліналі (квазіантикліналі) - це окремі припідняті блоки в товщі фундаменту, а їх крила – дзеркала ковзання внутрішніх порушень, або межі розповсюдження порід з різним літолого-петрографічним складом. Ці явища можуть бути притаманні зонам контакту зеленокам'яних та гранітоїдних порід, які для даного регіону вважаються найбільш сприятливими для утворення колекторів у породах фундаменту.

На отриманих картах сейсмічних параметрів проявились елементи, які очікувались геологами, але ніяк не виявлялись у спокійній, моноклінальній поверхні фундаменту при структурних побудовах. Так, проявились аномалії, які пов'язуються з передбачуваними синформи північно-західного простягання. Крім того, чітко проявились ортогональні до них елементи, які за простяганням подібні до структур, що переважають в будові сусідніх площ, на яких докембрійський фундамент наближається до поверхні

На всіх трьох картах середніх абсолютних амплітуд (рис. 4.25 А, Б, В) за зміною кольорів чітко виділяються великі однорідні зони із численними локальними ускладненнями. Для різних інтервалів виділені зони значною мірою співпадають, тобто проявляється витриманість блоків фундаменту з глибиною. В той же час співпадіння виділених зон (блоків) не абсолютне, їх межі з глибиною дещо зміщуються, чого б не було, якби хвильове поле в інтервалі фундаменту визначалось не його будовою, а єдиними для всіх інтервалів особливостями поверхневих умов. Цікаво, що центральна зона жовтого кольору на Скворцівській ділянці має ознаки зміщення з глибиною в напрямі борту, що співпадає з нахилом скидувача Скворцівського зворотного скиду, виявленого у відкладах осадового чохла. Він витримано проходить вздовж південно-західної межі цієї зони (вздовж скиду розташована більшість свердловин).

Основні зони, що виділились на отриманих картах, в принципі схожі з подібними елементами складу фундаменту, відображеними на карті, побудованій за даними рідкої мережі свердловин та потенціальних методів (рис. 4.25, Г). В деталях контури таких зон та елементів співпадають не повністю, що цілком природно, бо карти сейсмічних параметрів побудовані по значно більш повній та рівномірній сітці вихідних даних, ніж геологічні карти. Значно краще, ніж контури, узгоджуються дані сейсмічного параметра і свердловин. Так, велика зона жовтого кольору в центрі карт в принципі відповідає Скворцівській синформі фундаменту, виповненій переважно



Умовні позначення:

- порушення
- AR₃. Амфіболіти, граніто-гнейси
- Неоархейські зеленокам'ні структури (синформи)
- Релікти змінених зеленокам'яних порід
- AR₃. Плагіограніти
- PR₂. Граніти
- Габро, габро-діоріти

Рис. 4.25. Співставлення карт параметра «Інтенсивність» для різних рівнів товщі фундамента (А-В) з геологічною картою (Г; [178])

зеленокам'яними породами, про що свідчать, зокрема, дані свердловин 8С та 10С, по яких виконані аналізи багатьох зразків керну. В свердловинах 3С та 14С переважають плагіограніти. Цим породам на наших картах по інтервалах 200-400 мс та 400-600 мс (рис. 4.25, Б, В) відповідають зелені кольори. В таку ж зелену зону попадають і свердловини 1Н, 2Н та 9Н, в яких теж розкриті плагіограніти. Свердловини 4Н та 3Н зустріли діорити, на картах сейсмічних параметрів вони тяжіють до окремого блоку, що виділяється на всіх трьох рівнях, хоча і не однаково. Чітка межа між св. 2Н та 4Н (рис. 4.25, Б) відповідає розділу між Сквородниківською зоною розломів та Огульцівською синформою, які виділяються за геолого-геофізичними даними, але не відображаються на структурних картах по осадовому чохлау. Крім того, поділ зони, що відповідає Скворцівській синформі, на окремі частини локальними смугами зеленого кольору, ув'язується з поділом Скворцівської площі на блоки в осадовому чохлі – Киянівський, Зах.-Скворцівський, власне Скворцівський тощо.

Не менш цікавою виявилась карта сейсмофацій на Наріжнянській площі. Вона відноситься до інтервалу на межі осадової товщі та кристалічного фундаменту (рис. 4.26). На ній, на відміну від карт інтенсивності, переважає субширотне простягання, хоча простежуються і слабкі субмеридіональні елементи – межа Сквородниківського та Огульцівського блоків, аномальна зона поблизу свердловин 3 та 18. Найбільш цікавою є поява витриманої криволінійної аномальної смуги на північ від профілю 17 3102. Можливо, це відображення малоамплітудного порушення, яке досить невпевнено проявляється при структурних побудовах. Воно цікаво тим, що до певної міри контролює розподіл геохімічних, електромагнітних та інших аномалій на монокліналі між Наріжнянсько- Огульцівською структурною зоною та Юліївським родовищем.

Проведені дослідження виявили зв'язок внутрішньої будови (а не тільки рельєфу поверхні КФ) з будовою осадового чохла, його блоковістю та

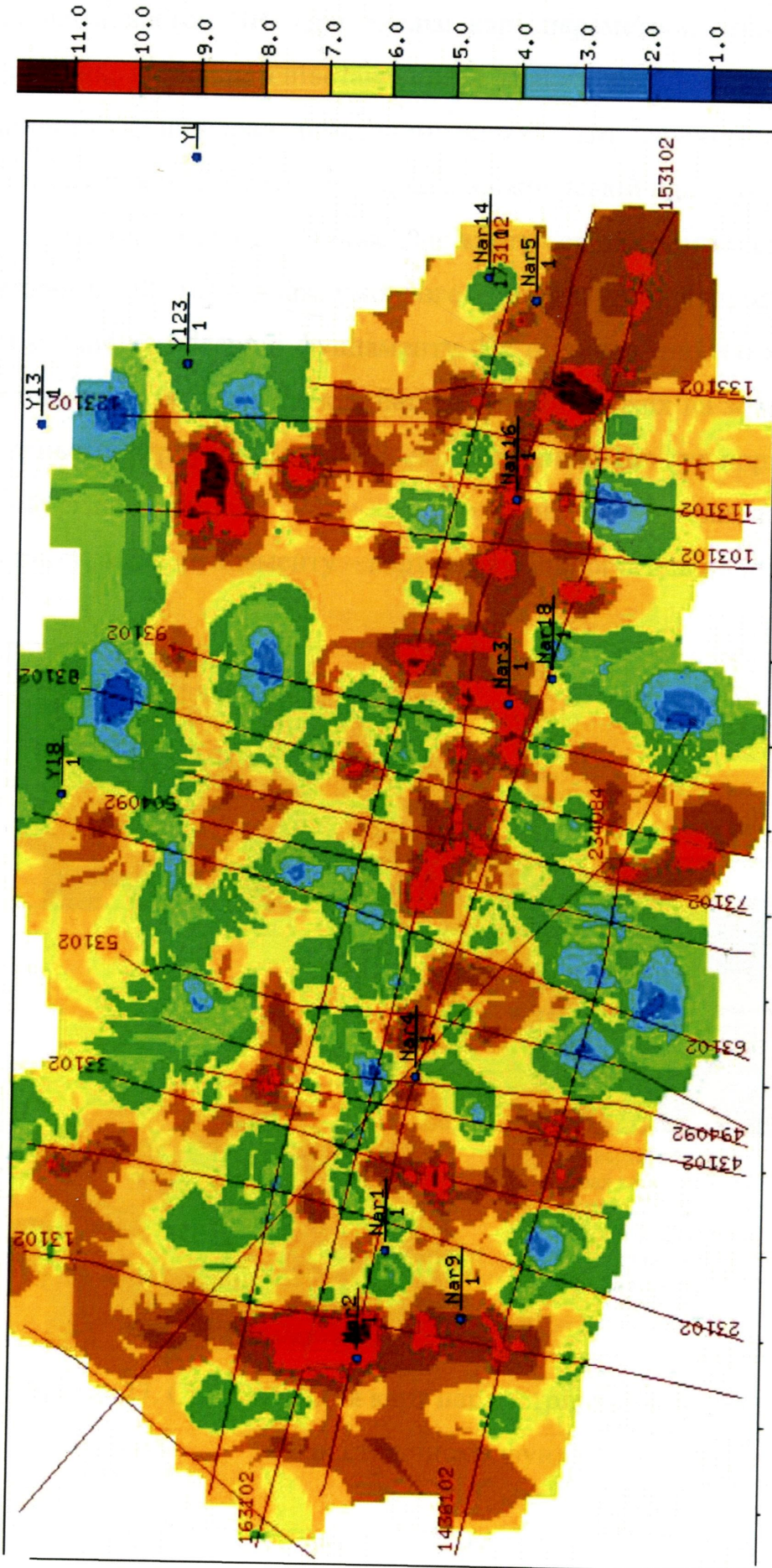


Рис. 4.26. Схема розподілу сейсмofaцій по горизонту відбиття в покрівлі фундаменту. Наріжнянська площа.

розподілом пасток ВВ. При аналізі карт параметрів, отриманих в процесі досліджень, візуальне співставлення в деяких випадках показало їх високу подібність. Наприклад, розглянемо кілька карт параметрів по горизонту в осадовому чохлаі та у фундаменті на Наріжнянській площі (рис. 4.27).

На рисунку 4.27, В наведено карту середньої інтенсивності відбиттів в інтервалі 100 мс вздовж умовного горизонту, який проведений на 1000-1200 м глибше поверхні фундаменту. На ній впевнено, по кількох профілях простежується система блоків, багато в чому схожих на зони, які виділялися у верхньому серпухові (рис.4.27, А). Відмітимо, що тут порівнюються карти зовсім різної природи. Для серпухова це карта товщин продуктивного горизонту, а для фундаменту – карта осередненої інтенсивності хвильового

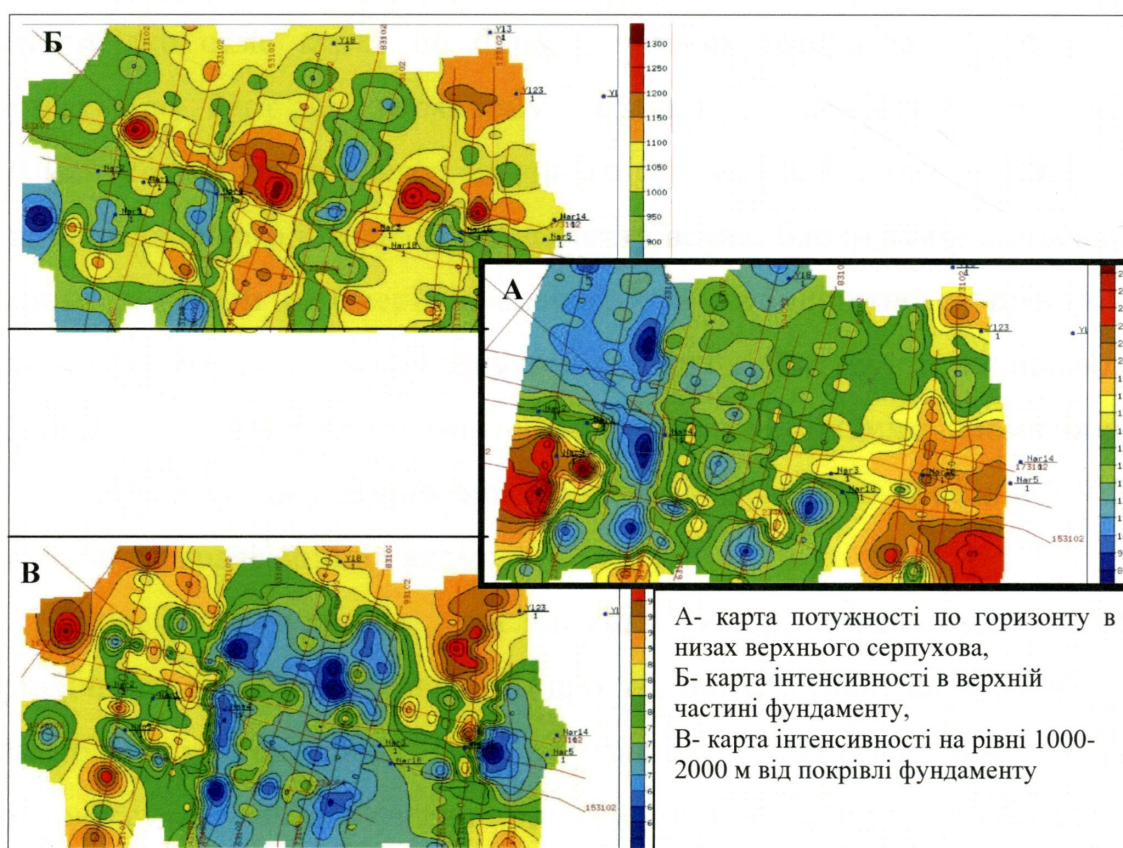


Рис. 4.27. Співставлення карт параметрів по горизонту осадової товщі та кристалічному фундаменту

поля. Дуже чітко вимальовується контакт Сковородниківської зони та Огульцівської синформи вздовж профіля 4 3102 (зона переходу від жовтої до зелено-синьої зони в західній частині площі). Великий блок пониженої інтенсивності відбиттів в центрі ділянки відповідає більш однорідному, суцільному фундаменту. Приблизно посередені його проходить субширотно смуга більшої інтенсивності відбиттів, ймовірно пов'язана з тектонічним порушенням. Сковородниківська зона (за даними сейсморозвідки) більш диференційована. В ній звертає увагу система діагональних смуг, можливо це опіряючі розломи.

Наступна карта (рис.4.27, Б) характеризує поведінку такого ж сейсмічного параметра вздовж горизонту в покрівлі кристалічного фундаменту. Ця карта суттєво відрізняється від попередньої. Цікаво відмітити, що саме карти по більш глибоких інтервалах мають більшу подібність до карт по верхньому серпухову, ніж карти по поверхні фундаменту та відкладах візе і нижнього серпухова. На карті інтенсивності для приповерхневого інтервалу фундаменту великі блоки замінюються більш вузькими смугами субмеридіонального та субширотно простягання. Можна відмітити субширотно зону інтенсивних відбиттів вздовж профілів 16 3102 та 17 3102, яка приблизно співпадає з геохімічними аномаліями, та субмеридіональну зону пониженої інтенсивності вздовж профілів 7-9 3102, яка відповідає гравітаційній аномалії.

Наведені результати досліджень внутрішньої будови товщі кристалічного фундаменту свідчать про те, що отримані карти сейсмічних параметрів характеризують саме внутрішню будову фундаменту, а не випадкову суміш завад. Розгляд карт сейсмічних атрибутів по фундаменту свідчить про його складну, неоднорідну будову, а також про те, що ця будова відображується в сейсмічному хвильовому полі. Тобто, в умовах північного борту ДДЗ за матеріалами стандартної сейсміки 2D після відповідної додаткової обробки можна отримати досить надійну інформацію про внутрішню будову докембрійського кристалічного фундаменту, що дає змогу

створити більш детальну геологічну модель перших кілометрів товщі КФ, ніж ті, що існують.

Крім того, результати виконаних досліджень на Наріжнянській площі показали, що зворотний скид, який за попередніми роботами нерозривно трасувався по всій площі, має обмежене розповсюдження – починаючи з центральної частини площі в західному напрямку воно розбивається субмеридіональними порушеннями різного віку закладання (рис. 3.26, коричневі та червоні кольори).

Висновки.

У четвертому розділі наведені результати детального вивчення геологічної будови окремих площ ДДЗ по різних відкладах – теригенних, карбонатних та товщі кристалічного фундаменту. На практичних матеріалах показано, що використання розроблених інтерпретаційних моделей забезпечує можливість поглибленого вивчення геологічної будови осадового чохла та виявлення неантиклінальних пасток ВВ в міжреперних товщах, які не вивчаються традиційною структурною сейсмозвідкою. Це дозволяє отримати значний приріст геологічної інформації, оптимізувати буріння та підвищити його успішність, що, в свою чергу, сприяє підвищенню економічної ефективності проведення ГРР на різних його етапах.

Інтерпретаційна модель вивчення товщі кристалічного фундаменту дозволяє отримати інформацію про блокову будову цих відкладів, визначати межі розповсюдження блоків як по площі, так і на глибину до 1-2 км від поверхні КФ. Отримані результати сприяють оптимізації параметричного та пошукового буріння при вивченні товщі КФ.

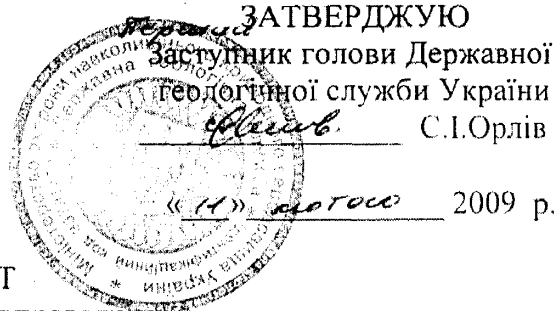
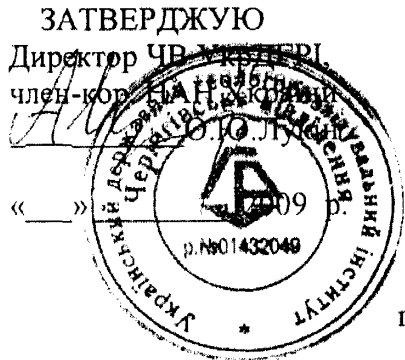
ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі науково та практично обґрунтовано вирішення задачі підвищення ефективності геофізичного забезпечення нафтогазопошукового процесу на підставі розроблених інтерпретаційних моделей поглибленого вивчення внутрішньої будови осадових товщ і утворень кристалічного фундаменту за даними сейсмозв'язки та ГДС.

В процесі робіт отримано наступні результати:

1. Проаналізовано геолого-геофізичні матеріали та вивчено умови седиментації теригенних та карбонатних нафтогазоперспективних відкладів.
2. За результатами проведеного аналізу сейсмічного хвильового поля визначено характеристики малюнку запису відбиттів, притаманні різним типам геологічного розрізу та визначено відображення у хвильовому полі різних типів пасток у цільових теригенних та карбонатних відкладах.
3. Розроблено інтерпретаційні моделі комплексної інтерпретації даних сейсмозв'язки та ГДС для детального вивчення складнобудованого геологічного розрізу території ДДЗ.
4. Проведено адаптацію розроблених інтерпретаційних моделей для детального вивчення різних літолого-стратиграфічних комплексів ДДЗ, включаючи породи кристалічного фундаменту.
5. Розроблені інтерпретаційні моделі використано для уточнення і деталізації існуючих моделей геологічної будови нафтогазоперспективних площ ДДЗ (Скворцівська, Наріжнянська, Юхтинська, Новоселівська, Ульяновська, Багатойська), у межах яких виявлено нові об'єкти неструктурного типу, та для дослідження утворень кристалічного фундаменту.

Додаток А



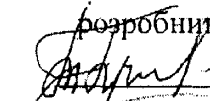

« 14 » лютого 2009 р.

АКТ
 про завершення впровадження


Ми, що нижче підписались, заступник директора Чернігівського відділення з наукової роботи Пригаріна Т.М. та відповідальний виконавець договору 335/3, пров.наук.співробітник Гончаров В.С. - представники Чернігівського відділення УкрДГРІ, що здало для впровадження рекомендацію "Наукове обґрунтування плану геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Дніпровсько-Донецькій западині на 2009 рік" (карта впровадження від 11.02.2009 р.) і начальник Управління з питань геології нафти і газу, рудних і нерудних корисних копалин Державної геологічної служби України А.А.Дзідзінський - представник впроваджуючої організації, склали цей акт про те, що матеріали указаної рекомендації використані і впроваджені Державною геологічною службою України при розробці плану геологорозвідувальних робіт і приросту запасів у Дніпровсько-Донецькій западині на 2009 рік (для НАК "Надра України" та ДГП "Укргеофізика").

Представники організації

розробника:

 Т.М.Пригаріна
 В.С.Гончаров

Представник впроваджуючої
 організації:

 А.А.Дзідзінський

ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОМЕНДАЦІЇ

1. Назва рекомендації:

„Наукове обґрунтування плану геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Дніпровсько-Донецькій западині на 2009 рік”.

2. Назва теми та її індекс:

335/3 „Наукове обґрунтування геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Дніпровсько-Донецькій западині на 2009 рік” з використанням матеріалів поточних досліджень 2008 р по темах: 335/3 (Гончаров В.С.), 319/1 (Макагон В.В.), 339 (Дем'яненко І.І.), 334 (Стрижак В.П.), 329 (Бабко І.М.) та попередніх рекомендацій, виданих за результатами виконання попередніх договорів 324, 322, 617/3, 317/1, 269, 417/6, 617/6, 617/3-2п.

3. Назва організації-розробника:

Чернігівське відділення УкрДГРІ.

4. Автори рекомендації:

Гончаров В.С., Поліщук М.Б., Пупов А.В., Каленська Г.М., Савельєва Л.Р., Пупова М.А.

В Науковому обґрунтуванні плану ГРР на 2009 рік використані окремі рекомендації, які підготували: Лукін О.Ю., Пригаруна Т.М., Дем'яненко І.І., Кривошеев В.Т., Кривошея В.О., Лазарук Я.Г., Лебідь В.П., Пашова Н.Т., Бабко І.М., Єрьомін В.І., Рослий І.С., Стрижак В.П., Гончаров Г.Г., Вандер О.В., Сергій Г.Б., Стародубцева О.В., Трухан Д.І., Зюзькевич М.П., Кривонос М.А., Солодкий В.М., Філюшкін К.К., Цьоха О.Г., Войцицький З.Я. та ін.

5. Зміст рекомендації:

викладено напрями і обсяги бурових, геофізичних і тематичних робіт на 2009 рік та на перспективу та визначено можливий приріст запасів ВВ у 2009 році.

6. Значимість рекомендації:

реалізація у масштабі регіону (ДДЗ) і суттєвий вплив на розвиток геологорозвідувальної галузі України.

7. Вид рекомендації:

III група – напрями і обсяги геологорозвідувальних робіт та приріст запасів ВВ.

8. Перевага рекомендації в порівнянні з досягнутим рівнем:

обґрунтування ефективних напрямів і раціональних обсягів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у ДДЗ на 2009 рік на основі комплексного аналізу розробок різних установ державної геологічної служби і виробничих організацій.

9. Дані про реєстрацію по патентуванню:

патентуванню не підлягає.

10. Дані про публікацію по рекомендації, що пропонується до впровадження:

матеріали не публікувались.

11. Можливі області і масштаби впровадження рекомендації:

при проведенні геологорозвідувальних робіт на нафту і газ НАК „Надра України” та ДГП „Укргеофізика”.

12. Місце впровадження:

Державна геологічна служба України, НАК „Надра України” та ДГП „Укргеофізика”.

13. Передбачувана організація робіт:

включення рекомендації в план геологорозвідувальних робіт на 2009 і подальші роки.

14. Розрахунок очікуваної економічної ефективності від впровадження рекомендації:

приріст запасів вуглеводнів у 2009 р кількістю 0,35 млн.т. нафти та 0,25 млрд.м³ газу, проведення бурових, геофізичних і тематичних робіт з метою максимально можливого забезпечення України власними енергетичними ресурсами.

Автори звіту:

Гончаров В.Є.
Поліщук М.Б.
Пупов А.В.
Каленська Г.М.
Савельєва Л.Р.

Співавтори звіту (виконавці окремих рекомендацій):

Гончаров В.Є., дог. 335/3; 617/6
Поліщук М.Б., дог. 335/3; 617/3-2п
Лукін О.Ю., дог. 317/1
Пригаріна Т.М., дог. 335 (в т.ч. карта щільності нерозвіданих ресурсів ВВ)
Дем'яненко І.І., дог. 322; 617/3; 417/3; 339
Кривошеєв В.Д., дог. 319/1
Кривошея В.О., дог. 324
Лазарук Я.Г., дог. 839; 319/2
Лебідь В.П., дог. 269; 317/1
Гончаров Г.Г., дог. 333
Вандер О.В., дог. 333
Сергій Г.Б., дог. 333
Пашова Н.Т., дог. 324
Єрьомін В.І., дог. 324
Рослий І.С., дог. 334
Стрижак В.П., дог. 334
Бабко І.М., дог. 417/6; 617/6; 329
Трухан Д.І., дог. 333
та інші.

ВИТЯГ З ПРОТОКОЛУ № 12

засідання секції вченої ради Чернігівського відділення УкрДГРІ

25.12.2008 р.

м. Чернігів

Всього присутніх 32 особи

ПОРЯДОК ДЕННИЙ

Розгляд „Наукового обґрунтування плану геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Дніпровсько-Донецькій западині на 2009 рік”.

СЛУХАЛИ:

1. Доповідь відповідального виконавця розробки, керівника договору 335/3, пров. наук. співробітника Гончарова В.Є. про „Наукове обґрунтування плану геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Дніпровсько-Донецькій западині на 2009 рік” (на об’єктах Державної геологічної служби України, НАК „Надра України” та ДГП „Укргеофізика”):

а) назва теми та її індекс: 335/3 „Наукове обґрунтування плану геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Дніпровсько-Донецькій западині на 2009 рік” з використанням матеріалів поточних досліджень 2008 р по темах: 335/3 (Гончаров В.Є.), 319/1 (Макагон В.В.), 339 Дем’яненко І.І.), 334 (Стрижак В.П.), 329 (Бабко І.М.) та попередніх рекомендацій, виданих за результатами виконання попередніх договорів 324, 322, 617/3, 317/1, 269, 417/6, 617/6, 617/3-2п;

б) авторами рекомендації, поданої у вигляді наукового обґрунтування плану ГРР на 2009 р: Гончаров В.Є., Поліщук М.Б., Пупов А.В., Каленська Г.М., Савельєва Л.Р., Пупова М.А.

В Науковому обґрунтуванні плану ГРР на 2009 рік використані окремі рекомендації, які підготували: Лукін О.Ю., Пригаруна Т.М., Дем’яненко І.І., Кривошеев В.Т., Кривошея В.О., Лазарук Я.Г., Лебідь В.П., Пашова Н.Т., Бабко І.М., Єрьомін В.І., Рослий І.С., Стрижак В.П., Гончаров Г.Г., Вандер О.В., Сергій Г.Б., Стародубцева О.В., Трухан Д.І., Зюзькевич М.П., Кривонос М.А., Солодкий В.М., Філюшкін К.К., Цьоха О.Г., Войцицький З.Я. та ін.;

в) назва і коротка суть рекомендації: „Наукове обґрунтування плану геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Дніпровсько-Донецькій западині на 2009 рік”. Викладено напрями і обсяги бурових, геофізичних і тематичних робіт на 2009 рік та на перспективу, визначено можливий приріст запасів ВВ у 2009 році;

г) значимість рекомендації: реалізація у масштабі регіону (ДДЗ) і суттєвий вплив на розвиток геологорозвідувальної галузі України;

д) вид рекомендації: III група – напрями і обсяги геологорозвідувальних робіт та приріст запасів ВВ.

УХВАЛИЛИ:

а) “Наукове обґрунтування плану геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Дніпровсько-Донецькій западині на 2009 рік” прийняти та рекомендувати до впровадження;

б) вона підлягає включенню до проекту впровадження;

в) визнати за доцільне:

місце впровадження – Державна геологічна служба України, НАК “Надра України”, ДГП “Укргеофізика”;

обсяг впровадження – одна рекомендація, що включає бурові, геофізичні і тематичні роботи;

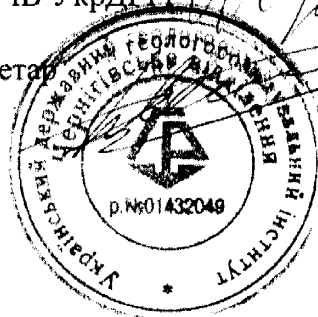
строки впровадження – 2009р.;

г) очікувана економічна і геологічна ефективність від впровадження:

приріст запасів вуглеводнів у 2009 р. кількістю 0,35 млн.т. нафти та 0,25 млрд м³ газу, розпорядження бурових, геофізичних і тематичних робіт з метою максимально можливого забезпечення України власними енергетичними ресурсами.

Голова СВР ЧВ УкрДГРІ  О.Ю. Лукін

Вчений секретар  В.В.Макогон



Організація-розробник:
Чернігівське відділення
УкрДГРІ

Організація, що прийняла
рекомендацію до впровадження:
Державна геологічна служба
України

КАРТА ВПРОВАДЖЕННЯ

1. Назва рекомендації:

„Наукове обґрунтування плану геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Дніпровсько-Донецькій западині на 2009 рік”.

2. Індекс теми, по якій видана рекомендація:

335/3 „Наукове обґрунтування геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Дніпровсько-Донецькій западині на 2009 рік” з використанням матеріалів поточних досліджень 2008 р по темах: 335/3 (Гончаров В.Є.), 319/1 (Макагон В.В.), 339 (Дем’яненко І.І.), 334 (Стрижак В.П.), 329 (Бабко І.М.) та попередніх рекомендацій, виданих за результатами виконання попередніх договорів 324, 322, 617/3, 317/1, 269, 417/6, 617/6, 617/3-2п.

3. Автори рекомендації:

Гончаров В.Є., Поліщук М.Б., Пупов А.В., Каленська Г.М., Савельєва Л.Р., Пупова М.А.

В Науковому обґрунтуванні плану ГРР на 2009 рік використані окремі рекомендації, які підготували: Лукін О.Ю., Пригаруна Т.М., Дем’яненко І.І., Кривошеев В.Т., Кривошея В.О., Назарук Я.Г., Лебідь В.П., Пашова Н.Т., Бабко І.М., Єрьомін В.І., Рослий І.С., Стрижак В.П., Гончаров Г.Г., Вандер О.В., Сергій Г.Б., Стародубцева О.В., Трухан Д.І., Зюзькевич М.П., Кривонос М.А., Солодкий В.М., Філюшкін К.К., Цьоха О.Г., Войцицький З.Я. та ін.

4. Значимість рекомендації:

реалізація у масштабі регіону (ДДЗ) і суттєвий вплив на розвиток геологорозвідувальної галузі України.

5. Вид рекомендації:

III група – напрями і обсяги геологорозвідувальних робіт та приріст запасів ВВ.

6. Перевага рекомендації в порівнянні з досягнутим рівнем:

обґрунтування ефективних напрямів і раціональних обсягів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у ДДЗ на 2009 рік на основі комплексного аналізу розробок різних установ Державної геологічної служби і виробничих організацій.

7. Очікувані результати впровадження:

Організація-розробник:
Чернігівське відділення
УкрДГРІ

Організація, що прийняла
рекомендацію до впровадження:
Державна геологічна служба
України

КАРТА ВПРОВАДЖЕННЯ

1. Назва рекомендації:

„Наукове обґрунтування плану геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Дніпровсько-Донецькій западині на 2009 рік”.

2. Індекс теми, по якій видана рекомендація:

335/3 „Наукове обґрунтування геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Дніпровсько-Донецькій западині на 2009 рік” з використанням матеріалів поточних досліджень 2008 р по темах: 335/3 (Гончаров В.Є.), 319/1 (Макагон В.В.), 339 (Дем’яненко І.І.), 334 (Стрижак В.П.), 329 (Бабко І.М.) та попередніх рекомендацій, виданих за результатами виконання попередніх договорів 324, 322, 617/3, 317/1, 269, 417/6, 617/6, 617/3-2п.

3. Автори рекомендації:

Гончаров В.Є., Поліщук М.Б., Пупов А.В., Каленська Г.М., Савельєва Л.Р., Пупова М.А.

В Науковому обґрунтуванні плану ГРР на 2009 рік використані окремі рекомендації, які підготували: Лукін О.Ю., Пригаруна Т.М., Дем’яненко І.І., Кривошеєв В.Т., Кривошея В.О., Назарук Я.Г., Лебідь В.П., Пашова Н.Т., Бабко І.М., Єрьомін В.І., Рослий І.С., Стрижак В.П., Гончаров Г.Г., Вандер О.В., Сергій Г.Б., Стародубцева О.В., Трухан Д.І., Зюзькевич М.П., Кривонос М.А., Солодкий В.М., Філюшкін К.К., Цюха О.Г., Войцицький З.Я. та ін.

4. Значимість рекомендації:

реалізація у масштабі регіону (ДДЗ) і суттєвий вплив на розвиток геологорозвідувальної служби України.

5. Вид рекомендації:

III група – напрями і обсяги геологорозвідувальних робіт та приріст запасів ВВ.

6. Перевага рекомендації в порівнянні з досягнутим рівнем:

обґрунтування ефективних напрямів і раціональних обсягів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у ДДЗ на 2009 рік на основі комплексного аналізу розробок різних установ державної геологічної служби і виробничих організацій.

7. Очікувані результати впровадження:

приріст запасів вуглеводнів у 2009р. кількістю 0,35 млн.т. нафти та 0,25 млрд м³ газу проведення бурових, геофізичних і тематичних робіт з метою максимально можливого забезпечення країни власними енергетичними ресурсами.

8. Документи, на підставі яких рекомендація включена до плану впровадження: протокол семінару відділів Чернігівського Відділення УкрДГРІ від 25.12.2008 р.

9. Назва організації, де доцільно впровадити рекомендацію: Державна геологічна служба України, НАК “Надра України”, ДГП “Укргеофізика”.

10. Обсяг впровадження: одна рекомендація, що включає бурові, геофізичні і тематичні роботи.

11. Термін впровадження: 2009р.

12. Заходи по впровадженню рекомендації:

а) організації-розробника: надання виробничим організаціям необхідної документації, участь у складанні проектів геологорозвідувальних робіт;

б) організації, впроваджуючої рекомендацію - розгляд запропонованих розробок та планування ГРР.

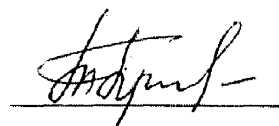
13. Фактичні результати і економічні показники, одержані від впровадження рекомендації: включення в план ГРР на 2009 рік.

14. Документи про завершення впровадження:

Акт про завершення впровадження.

Відповідальні за впровадження:

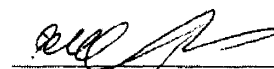
з боку розробника – Пригаріна Т.М.,
заступник директора ЧВ УкрДГРІ з науки,
к.г.- м.н.



Гончаров В.Є.- керівник договору 335/3,
пров.наук. співробітник, к.геол.н.



з боку організації, що прийняла рекомендацію до впровадження – Дзідзінський А.А.,
Начальник Управління з питань геології нафти
газу, рудних і нерудних корисних копалин
ГС України



СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Лукин А. Прямые поиски нефти и газа: причины неудач и пути повышения эффективности / А. Лукин // Геолог Украины. – 2004.- №3. - С.18-43
2. Прямой поиск углеводородов геофизическими методами / [Мендельбаум М.М., Пузырев Н.Н., Рыхлинский Н.И., Сурков В.С., Трофимчук А.А.]. - М.: «Наука», 1988. – 155 с.
3. Решение литологических задач сейсмическими методами разведки / [Галаган Е.А., Епинатьева А.М., Патрикеев В.Н., Стариченко Н.Д.]. - М.: «Недра», - 1979. – 193 с.
4. Ампилов Ю.П. Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы / Ампилов Ю.П. - М.: «Геоинформмарк», – 2004. - 286 с.
5. Птецов С.Н. Анализ волновых полей для прогнозирования геологического разреза / Птецов С.Н. - М.: «Недра», 1989. – 135 с.
6. Червинская М.В. Глубинная структура Днепровско-Донецкого авлакогена по геофизическим данным / М.В. Червинская, В.Б.Сологуб . - К.: Наукова думка, 1980. – 178 с.
7. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины – К.: Наукова думка, 1988. - 148 с. - (Стратиграфия).
8. Киркинская В.Н. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа / Киркинская В.Н., Е.М. Смехов. – Ленинград. «Недра», 1981. – 255 с.
9. Гавриш В.К. Тектоническое районирование Днепровско-Донецкой впадины и смежных регионов / Гавриш В.К. – К.: Наукова думка, 1988. – 73 с. – (Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. С. 87-88).
10. Гавриш В.К. Проблема тектонического районирования ДДВ и прогнозирование ее нефтегазоносности / В.К. Гавриш // Геологічний журнал. – 1986. - № 6. – С. 97-104.

11. О строении карбона Днепровско-Донецкого авлакогена / А.Е. Лукин, А.И. Резников, В.Т. Кривошеев // Доклады АН СССР. – 1980. - № 1. – Т. 251. – С. 176-179.
12. Полетаев В.И. Расчленение и корреляция разнофациальных толщ нижнего и низов среднего карбона Днепровско-Донецкого авлакогена / [Полетаев В.И., Вакарчук Г.И., Винниченко Л.Т. и др.]. – К.: ИГН НАН УССР, 1991. – 51 с.
13. Мачужак М.И. Новые данные о нижневизейско-турнейском нефтегазоносном комплексе южной прибортовой зоны Днепровско-Донецкой впадины. / М.И. Мачужак // Советская геология. – 1991. - № 4. – С. 19-27.
14. Вакарчук С.Г. Геологія, літологія і фация карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпровсько-Донецької западини в зв'язку з нафтогазоносністю : [монографія] / Вакарчук С.Г. - Чернігів, 2003, - 160 с.
15. Изучение структур кристаллического фундамента северного борта Днепровско-Донецкой впадины (в связи с проблемой его нефтегазоносности) [Текст] : отчет (заключительный) / ГПП «Геопрогноз» ; отв. исполн. Колосовская В.А. - К., 1993. - 128 с. - №ГР У-39-90-26/2. - Инв. № 55339.
16. Геологическое обоснование новых параметрических скважин по проблеме нефтегазоносности фундамента северного борта Днепровско-Донецкой впадины / [Чебаненко И.И., Клочко В.П., Крот В.В., и др.]. - К.: 1991. – 135 с. (Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента Днепровско-Донецкой впадины. С. 25-35).
17. Левянт В.Б. Выделение в фундаменте зон трещиноватых пород методами сейсморазведки 3D / В.Б. Левянт, В.Л. Шустер // Геология нефти и газа. – 2002. - № 2. – С. 21-26.
18. Комплексне вивчення кір вивітрювання з оцінкою їх ролі у формуванні промислових скупчень вуглеводнів у фундаменті та базальних верствах осадового чохла моноклінальних схилів Дніпровсько-Донецького авлакогену [Текст] : звіт про НДР (заключний), Т. 4: 317 /

- УкрДГРІ ; відп. вик. Косаченко В.Д.; вик.: Бурманова С.Н. [та ін.]. - К., 2007. – 172 с. - № ДР У-04-100/6. - Інв. № 36817.
19. Бабко І.М. Нові підходи до вивчення умов седиментації глибокозанурених фаціальних товщ у межах Дніпровсько-Донецької западини / І.М. Бабко, О.Л. Раковська, Л.М. Кириєнко // Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України.: матеріали наук.-практичної конференції. – Івано-Франківськ, 2005. – С. 132-141.
20. Вертюх А.М. Умови осадконакопичення, розповсюдження та кореляція турнейських відкладів, як один з критеріїв пошуків перспективних на нафту і газ об'єктів у прибортових зонах Дніпровсько-Донецької западини / А.М. Вертюх, І.М. Бабко // Там же. – С. 141-149.
21. Арсірій Ю.О. Перспективи газоносності продуктивних горизонтів верхньовізейського комплексу ДДЗ на глибинах понад 5000 м. / [Арсірій Ю.О., Пригаріна Т.М., Холодних А.Б., Філюшкін К.К.] // Там же. – С. 120-125.
22. Іванова Є.З. До проблеми умов формування піщаних відкладів продуктивних горизонтів верхнього візе північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. / Іванова Є.З., Кривошеєв В.Г., Макогон В.В. // Там же. – С. 157-164.
23. Вакарчук Г.И. Перерывы и несогласия в разрезе палеозоя Днепровско-Донецкой впадины / Вакарчук Г.И., Гавриш В.К. // Геол. журнал. - 1991. - № 1. – С.119-129.
24. Деталізація геологічної будови Скворцівської зони структур по кам'яновугільних відкладах [Текст] : звіт (заключний) / СУГРЕ, ДГП “Укргеофізика” ; відп. вик. Тиндюк О.В. – Розсошенці, 2003. - 58 с. - № ДР У-01-190/1. – Інв. № 59165.
25. Отчет о сейсморазведочных работах МОГТ на Восточно-Роменской площади, выполненных сейсморазведочной партией 487 в 1987-1990 гг. [Текст]: (заключительный) / КГРЭ, Объединение «Укргеофізика»; отв.

- исполн. Вандер Е.В.; исполн.: Анищенко Ю.В. [и др.]. – К., – 1990. 127 с. - № ГР 39-87-4/28. – Инв. № 52649.
26. Узагальнення регіональних досліджень МСГТ та прогноз умов осадконакопичення верхньовізейсько-серпухівських відкладів в ДДЗ [Текст]: звіт по темі 113/93 (заключний) / ДГП “Укргеофізика”, ТЦ ОІГМ ; відп. вик. Стовба С.М. – К., 1996. – 398 с. - № ГР У-94-62/2. – Инв. № 56133.
27. Лукин А.Е. О перспективах поисков нефтеносных биогермов в палеозое Днепровско-Донецкой впадины / Лукин А.Е. // Геология и нефтегазоносность западных областей европейской части СССР. – М.: Институт геологии и разработки горючих ископаемых. – 1974. – С. 71-78.
28. Лазарук Я.Г. Теоретичні аспекти та методика пошуків покладів вуглеводнів у неантиклінальних пастках (на прикладі ХІа мікрофауністичного горизонту Дніпровсько-Донецької западини) [монографія] / Лазарук Я.Г. – К.: УкрДГРІ, 2006. – 110 с.
29. Алексин А.Г. Классификация литологических и стратиграфических ловушек нефти и газа / Алексин А.Г., Кузнецов С.В., Елифанов А.А. - ЭИ. ВИЭМС, 1983. – С.1-9. - (Геология; методы поисков и разведки месторождений нефти и газа ; вып. 2.).
30. Арсирій Ю.А. Перспективы нефтегазоносности стратиграфических и литологических зон выклинивания на бортах Днепровско-Донецкой впадины / Арсирій Ю.А. // Вопросы геологии и нефтегазоносности районов Украины. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – С. 5-9.
31. Лукин А.Е. Перспективы поисков неантиклинальных залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине / А.Е. Лукин // Советская геология. – 1976. - № 8. – С. 14-25.
32. Перегляд та переінтерпретація резервного фонду з точки зору геолого-економічної доцільності та надійності підготовки [Текст] : звіт про НДР (заключний) / УкрДГРІ ; відп. вик. Білоцерковець О.І. ; вик.: Старинський В.О. [та ін.]. – К., 1996. - 184 с. - № ДР У-95-59/3. – Инв. № 54281.

33. Витенко В.А. Закономерности строения и формирования тектонически экранированных залежей нефти и газа / Витенко В.А., Кабышев Б.П. – Львов.: ЛГУ, 1971. – 122 с.
34. Шарданов А.Н. Тектонически экранированные залежи нефти и газа Днепровско-Донецкой впадины / Шарданов А.Н., Гончаров Е.К. – М.: Наука, 1981. – 81 с.
35. Лебедь В.П. Особенности строения нетрадиционных ловушек в Днепровско-Донецкой впадине и прогноз их распространения / Лебедь В.П. // Сборник «Методы поисков и прогнозирование нетрадиционных ловушек нефти и газа на территории Украины»), Львов.: УкрНИГРИ, 1991. – С. 23-30.
36. Аникеев В.Н. Прогнозирование неантиклинальных ловушек и залежей углеводородов в визейских отложениях центральной части Днепровско-Донецкой впадины / Аникеев В.Н., Барановская Н.Я., Курилюк Л.В., Лата И.Г. // Там же. – С. 30-39.
37. Поиски залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа / [Алексин А.Г., Хромов В.Т., Мелик-Пашаева Н.В. и др.]. – М.: Недра, 1985. – 200 с.
38. Методика прогнозирования комбинированных нефтегазоносных ловушек (на примере Днепровско-Донецкой впадины) / [Берченко О.И., Вдовенко М.В., Гавриш В.К. и др.]. – К.: Наук. думка, 1986. – С. 17-28.
39. Высочанский И.В. Структуры-ловушки нефти и газа на моноклиналиях / Высочанский И.В., Галабуда Н.И., Фильштинский Л.Е. - Львов, 1989. – 87 с. – (Препринт – 89 - 7. - Т. II).
40. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа./ [Гусейнов А.А., Гейман Б.М. , Шик Н.С., Сурцков Г.В.]. – М.: Недра, 1988. -270 с.
41. Ловушки углеводородов неантиклинального типа: [сб. научн. тр. / ред. А.Г. Алексин]. - М.: ИГиРГИ, 1982. – 153 с.
42. Типізація пасток і покладів вуглеводнів Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області: [Текст] : звіт про НДР (заключний) / УНГА ; відп.

вик. Білик О.Д. ; вик.: Курилюк Л.В. [та ін.]. - Львів, 1999. – 162 с. - № ДР У-98-40/2. – Інв. № 56589.

43. Вакарчук Г.И. Перспективы нефтегазоносности ловушек неантиклинального типа в палеозойских отложениях ДДВ / Вакарчук Г.И., Вакарчук С.Г. – М.: Московский университет. – 2001. – С. 76-79. – (Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа).

44. Бабадоглы В.А. Методы поисков неантиклинальных залежей углеводородов на Украине / Бабадоглы В.А., Вакарчук Г.И., Кельбас Б.И. – М.: Недра, 1982. – 232 с.

45. Лукин А.Е. Нефтегазоносные структуры, связанные с узловыми песчаными телами / Лукин А.Е., Кривошеев В.Т., Ларченков А.Я. // Советская геология. – 1976. - № 10. – С. 39-45.

46. Обстановки осадконакопления и фации / в 2-х т. Т.1: Пер. с англ. / ред. Х. Рединг. – М.: Мир. – 1990. – 352 с.

47. Селли Р.Ч. Обстановки осадконакопления / Пер. с англ. – М.: Недра, 1989. – 294 с.

48. Основы геоморфологии морских берегов / О.К. Леонтьев. – М.: МГУ, 1961. – 417 с.

49. Кельбас Б.І., Лазарук Я.Г. Принципи кореляції та уніфікація продуктивних горизонтів нижнього карбону Дніпровсько-Донецької западини. - К.:УкрДГРІ, 2005. – 82 с.

50. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / Муромцев В.С. - Л., Недра, 1984. – 260 с.

51. Бражникова Н.Е. Микрофаунистические маркирующие горизонты каменноугольных и пермских отложений Днепровско-Донецкой впадины / Бражникова Н.Е., Вакарчук Г.И., Вдовенко М.В. – К.: Наук. думка, 1967. – 224 с.

52. Вакарчук Г.И. Маркирующие реперы каменноугольных отложений северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины / Вакарчук Г.И. // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1976. – Вып. 46. – С. 93-101.
53. Вакарчук Г.И. Новая схема индексации и корреляции продуктивных горизонтов нижнего карбона ДДВ / Вакарчук Г.И., Винниченко Л.Г., Кононенко Л.П. // Геол. журнал. – 1990. - № 6. – С. 109-115.
54. Вакарчук Г.І. Перспективи пошуків покладів нафти і газу в пастках літолого-стратиграфічного типу у відкладах нижнього карбону північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини / Вакарчук Г.І., Вакарчук С.Г., Філюшкін К.К.: [зб. наук. пр.]. – Полтава: УНГА. – 1998. – Т. 1. – С. 139-140.
55. Вакарчук Г.И. Стратиграфические перерывы и несогласия в осадочном разрезе Днепровско-Донецкой впадины / Вакарчук Г.И., Вакарчук С.Г.: [зб. наук. пр.]. – Івано-Франківськ: УНГА. – 2000. – Т. 1. – С. 167-168.
56. Буш Д.А. Стратиграфические ловушки в песчаниках / Буш Д.А. - М.: Мир, 1977. – 187 с.
57. Уилсон Дж. Карбонатные фации в геологической истории / Уилсон Дж. – М.: Недра, 1980. – 462 с.
58. Ильин В.Д. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов / Ильин В.Д., Фортунатова Н.К. – М.: Недра, 1988. – 201 с.
59. Биология коралловых рифов. Морфология, систематика, экология [ред. Б.В. Преображенского, Е.В. Краснова.]. – М.: Наука, 1980. – 253 с. (АН СССР, Дальневосточный научн. центр, Ин-т биол. моря).
60. Кузнецов В.Г. Геология рифов и их нефтегазоносность / Кузнецов В.Г. – М.: Недра, 1978. – 304 с.
61. Сендерс Дж. И. Происхождение и распространение известняков / Сендерс Дж. И., Фридмен Дж. М.; [пер. с англ.]. – М.: 1970. – С. 40-54. – (Карбонатные породы. Т.1. Генезис, распространение, классификация).

62. Гаврилко В.М. Турнейсько-нижньовізейські карбонати південного борту ДДЗ – перспективний комплекс для пошуків покладів вуглеводнів / Гаврилко В.М. – К.: 1995. – С. 87-88. – (Нафта і газ України, Т. 1).
63. Козак Г.П. Карбонатные образования палеозоя как одно из перспективных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ (в северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины) / [Козак Г.П., Бритченко А.Д., Вакарчук Г.И., Филюшкин К.К.] – М.: Наука, 1983. – С. 136-141. – (Методы поисков и разведки погребенных рифов).
64. Лукин А.Е. Литогеохимические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах / Лукин А.Е. – К.: Наукова думка, 1997. – 223 с.
65. Лукин А.Е. Турнейско-нижневизейский рифогенно-карбонатный комплекс Днепровско-Донецкой впадины и общие проблемы формирования раннекаменноугольных нефтегазоносных рифов / Лукин А.Е., Вакарчук С.Г. // Геол. журнал. – 1999. - № 2. – С. 21-33.
66. Вакарчук С.Г. Фациальная зональность и литологические особенности нижневизейских карбонатных отложений северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины / Вакарчук С.Г. [зб. наук. пр.]. – К.: 2000. – Т. 2. - С. 239-249.
67. Бабаев А.Г. Неоднородность строения карбонатных формаций келловей-оксфордского возраста Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области и ее природа / Бабаев А.Г. – М.: ВНИГНИ. – 1978. – С. 38-53.
68. Кузнецов В.Г. Особенности внутреннего строения и пространственные смещения рифовых систем при изменениях уровня моря / Кузнецов В.Г. – М.: Наука, 1983. – С. 84-88. – (Методы поисков и разведки погребенных рифов).
69. Вакарчук С.Г. Геологія, літологія і фації карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпровсько-Донецької западини в зв'язку з нафтогазоносністю / Вакарчук С.Г. – Чернігів.: ЦНТІ, 2003. – 163 с.

70. Feasel C.T., Byrnes A.P. et al / Carbonate reservoir characterization and simulation: From facies to flow units // AAPG Bulletin. 2004. V. 88. № 11. P. 1467-1470.
71. Лазарук Я.Г. Роль фациальных реконструкций в прогнозе коллекторов нефти и газа в карбонатных отложениях / Лазарук Я.Г., Крейденков В.Г. [сб. «Методы поисков и прогнозирования нетрадиционных ловушек нефти и газа на территории Украины»]. - Львов.: УкрНИГРИ, 1991. – С. 63-73.
72. Лукин А.Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины в связи с нефтегазоносностью / Лукин А.Е. – М.: Недра, 1977. – 100 с.
73. Каледа Г.А. Перекристаллизация карбонатных пород палеозоя Русской платформы / Каледа Г.А., Калистова Е.А. – М.: - 1970. - № 6. – С. 50-62. – (Металлогения и полезные ископаемые).
74. Мазур А.Н. Некоторые факторы сохранения первичных и возникновения вторичных высоких емкостных свойств пород нижнего карбона Днепровско-Донецкой впадины / Мазур А.Н., Вовканыч З.А. – М.: Наука, 1985. – С. 89-94. – (Коллекторские свойства пород на больших глубинах).
75. Кан А.Н. Формирование пород-коллекторов визейско-раннемосковского возраста на Жаркамьском своде восточного борта Прикаспийской впадины: автореф. дис. на соискание учн. степ. канд. геол. наук: спец. 25.00.12 «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых» / А.Н. Кан - М., 2006. – 21 с.
76. Арабаджи Е.М. История формирования пустотного пространства в карбонатных отложениях Калиновського месторождения / Арабаджи Е.М., Страхов П.Н // Геология. Геофізика и разработка нефтяных месторождений. – 1995. - № 5. – С. 15-17.
77. Гмид Л.П. Литологические аспекты изучения карбонатных пород-коллекторов / Гмид Л.П. – М.: - 2006. – (Нефтегазовая геология. Теория и практика).

78. Лукин А.Е. О биогермах в нижнепермских отложениях Днепровско-Донецкой впадины / Лукин А.Е., Галицкий И.В. // Докл. АН СССР. – 1974. – Т. 215, № 1. – С. 170-173.
79. Бабб Дж. Н. Выделение карбонатных построек по сейсмическим данным / Дж. Н. Бабб, В.Г. Хетлелид : [пер. з англ. / ред. Ч. Пейтон]. - М.: Мир, 1982. – Часть 1. – С. 306-308. – (Сейсмическая стратиграфия).
80. Лукин А.Е. О средневизейском Сребненском мегаатолле Днепровско-Донецкой впадины / [Лукин А.Е., Чепиль, П.М., Шпак П.Ф., Мачулина С. А.] // Доп. НАН України. – 1994. - № 8. – С. 101-105.
81. Вакарчук Г.І. Перспективи нафтогазоносності вапнякових відкладів нижнього карбону Срібнянської депресії / Вакарчук Г.І., Вакарчук С.Г., Філюшкін К.К. : матеріали 6-ої Міжнародної конференції [„Нафта і газ України-2000”], Івано-Франківськ : 2000. – С. 167.
82. Гальченко С.В. Хортицько-Білічівська перспективна ділянка в межах Срібненського візейського мегаатолу / Гальченко С.В., Чепіль П.М. : зб. наук. пр. конф. [„Нафта і газ України”], Полтава, 1998. – Т. 1. - С. 261-263.
83. Вакарчук С.Г. Геологічна будова Селюхівського нафтового родовища / Вакарчук С.Г. // Зб. наук. пр. – Чернігів. – 1999. – С. 5-7.
84. Вакарчук С.Г. Нижньовізейські карбонатні відклади Хортицько-Селюхівської зони північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини у зв'язку з її нафтогазоносністю / Вакарчук С.Г. : зб. матеріалів наук. конф. [„Актуальні проблеми геології України”], К.: – 1998. – С. 4-5.
85. Шустер В.Л. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов) / Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. – М.: Из-во «Техника», ТУМА ГРУПП, 2003. – 176 с.
86. Ляшкевич З.М. Про давні кори вивітрювання порід кристалічного фундаменту Дніпровсько-Донецької западини / Ляшкевич З.М., Альохіна М.О. // Геологія і геохімія горючих копалин. - 2004. – №2. – С. 108-113.
87. Галабуда Н.И. Нефтяные и газовые скопления в породах кристаллического фундамента Днепровско-Донецкой впадины. / Галабуда

Н.И., Павлюк М.И.: материалы Международной научн. конф. [„Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ”], Казань : 2006. - С. 50-53.

88. Гладун В.В., Довжок Т.Є., Євдошук М.І., Єгурнова М.Г., Дворянин Є.С., Ключко В.П., Чебаненко І.І. Самостійний об’єкт пошуків вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій газонафтоносній області. / [Гладун В.В., Довжок Т.Є., Євдошук М.І. та ін.] // Нафт. і газова пром-сть. - 2000. - №5. – С. 6-10.

89. Дворянин Є.С. Геологічні дослідження Північного борту Дніпровсько-Донецької западини (у зв’язку з нафтогазоносністю) / Дворянин Є.С., Ключко В.П., Довжок Є.М. – К.: 1995. – 65 с.- (Препринт / Укр. нафтогазовий інститут; 95-2).

90. Результаты поисково-разведочных работ на Хухринском полигоне Северного борта Днепровско-Донецкой впадины / [Окрепкий Р.Н., Слышинский Б.И., Довжок Е.М., Пономаренко М.И. и др]. – Киев, 1991. – С. 10-19. – (Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента Днепровско-Донецкой впадины).

91. Чебаненко И.И. Результаты геологоразведочных работ по поискам залежей углеводородов в породах кристаллического фундамента Днепровско-Донецкой впадины и возможные пути их дальнейшего развития / [Чебаненко И.И., Демьянчук В.Г., Крот В.В., Мясников В.И. и др.]. – Киев, 1988. – 57 с. – (Препринт / АН УССР. Ин-т геол. наук; № 88-18).

92. Объекты и объемы поисков нефти и газа в кристаллических породах фундамента на северном борту Днепровско-Донецкой впадины (Материалы Комплексной программы на 1989-1995 гг.) / [Демьянчук В.Г., Крот В.В., Чебаненко И.И., Ключко В.П. и др.]. – Киев, 1989. – 47 с. – (Препринт / АН УССР, Ин-т геол. наук; № 89-12).

93. Лукин А.Е. Контуры учения о нефтегазоносных кристаллических массивах. : материалы Международной научн. конф. [„Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ”], Казань.: 2006. – С. 175-180.

94. Чебаненко И.И. К нефтегазоразведке докембрийского кристаллического комплекса на востоке Украины / [Чебаненко И.И., Краюшкин В.А., Клочко В.П., Евдошук Н.И. и др.] // Геол. журн. – 2002. -№ 1. – С. 15-24.
95. Гавриш В.К. Роль глубинных разломов и аккумуляции нефти и газа / Гавриш В.К. - К.: „Наук. думка”, 1978. – 172 с.
96. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа / Кошляк В.А. – Уфа : ОАО НПФ ГЕОФИЗИКА, 2002. – 249 с.
97. Копистянський Р.С. Проблеми тріщинуватості порід у нафтовій геології / Копистянський Р.С. – К.: Наук. думка , 1968. – 158 с.
98. Гмид Л.П. Трещинные коллекторы / Гмид Л.П., Калачева В.Н. – М.: Недра, 1962. С. 24-67.
99. Смехов Е.М. Трещиноватость горных пород и трещинные коллекторы / Смехов Е.М. – М.: Недра, 1983. - С. 21-85.
100. Высоцкий И.В. Формирование нефтяных, газовых и конденсатногазовых месторождений / Высоцкий И.В, Высоцкий В.И. – М. Недра, 1986. – С. 137-145.
101. Aminzadeh F. Interpretation of Gas Chimney Volumes / Aminzadeh F, Connolly D., de Groor P. // Abstract of 72nd SEG Meeting. -2002.- paper. 338.
102. Гатаулин Р.М. Сейсмические образы «троп» вертикальной миграции флюидов как цилиндрические зоны коллапса (ЦКЗ) / Гатаулин Р.М., Адиев Я.Р. : доклад на Международной конференции [«Геофизика XXI века – прорыв в будущее»]. – М.: 2003.
103. Лукін О.Ю. Про деякі закономірності нафтогазоносності кристалічного фундаменту / [Лукін О.Ю., Донцов В.В., Бурлін Ю.К., Гладун В.В.] // Геол. журн. - 2005. - №3. – С. 7-22.
104. Муслимов Р.Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании и развитии месторождений углеводородного сырья / Муслимов Р.Х. : Материалы Международной научн. конф. [„Углеводородный

потенциал фундамента молодых и древних платформ”], Казань : 2006. - С. 3-9.

105. Ситдикова Л.М. Зоны деструкции кристаллического фундамента как потенциального коллектора углеводородов больших глубин / Ситдикова Л.М., Изотов В.Г. // Георесурсы. - 1999. - №1. – С. 34-37.

106. Вандер Е.В. Прогнозирование по данным сейсморазведки зон разуплотнения как возможных каналов миграции углеводородов / Вандер Е.В. // Геоинформатика. - 2007. - №3. - С. 70-76.

107. Караев Н.А. Сейсмическая гетерогенность земной коры и ее отображение в поле рассеянных волн / [Караев Н.А., Анисимов А.А., Кашкевич В.И., Травинская Т.И.] // Геофизика. – 1988. - № 2. – С. 29-39.

108. Левянт В.Б. Перспективы использования данных сейсморазведки для выделения ловушек углеводородов в кристаллическом фундаменте / [Левянт В.Б., Авербух А.Г., Гогоненков Г.Н., Шустер В.Л.] // Материалы конференции [„Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов”]. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – С. 23- 35.

109. Авербух А.Г. Методы исследования распределения коллекторских (трещиноватых) зон в массивах кристаллических пород по данным сейсморазведки 3D / Авербух А.Г., Левянт В.Б. // Материалы Petrotech. - 2003.- 97 с.

110. Шустер В.Л. Мировой опыт изучения нефтегазоносности кристаллического фундамента / Шустер В.Л., Такаев Ю.Г. – М.: ЗАО „Геоинформмарк”, 1997. – 72 с.

111. Пилипишин Б.В. Перспективи нафтогазоносності кристалічного фундаменту та осадового чохла за результатами інтерпретації регіонального профілю Р-4А / Пилипишин Б.В., Хавензон І.В., Ізотова О.В. : матеріали наук.-практичної конференції [„Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України”]. – Івано-Франківськ : 2005. – С. 99-103.

112. Авербух А.Г. Изучение внутренней структуры и коллекторских свойств кристаллического фундамента сейсморазведкой 3D / [Авербух А.Г., Арапова А.И., Ахметова Э.Р., Гарнов А.В. и др.] // Геофизика. 2007. № 4. - С. 66-73.
113. Розробка методики комплексного прогнозу нафтогазоносності перспективних ділянок бортів ДДЗ на основі геолого-геофізичних та геохімічних методів [Текст] : звіт про НДР (заключний) : 619 / УкрДГРІ ; відп. вик. Полівцев А.В. ; вик.: Сергій Г.Б. [та ін.]. - К., 2005. - 551 с. - № ДР У-03-135/20. – Інв. № 35456.
114. Створення типізованих фізико-геологічних та геохімічних моделей нафтогазоносних об'єктів бортів та прибортових частин ДДЗ з визначенням оптимальних критеріїв і пошуково-методичних комплексів [Текст] : звіт про НДР (заключний) : 655 / УкрДГРІ ; відп. вик. Полівцев А.В.; вик.: Сергій Г.Б. [та ін.]. - К., 2007. - 183 с. - №ДР У-05-66/9. – Інв. № 37245.
115. Сейсмическая стратиграфия / [пер. с англ./ ред. Ч. Пейтон]. – М.: Мир, 1982. – Т. 1. – 457 с.
116. Гогоненков Г.Н. Прогнозирование геологического разреза по сейсмическим данным / Гогоненков Г.Н. // Геология нефти и газа. – 1981. - №1. – С. 27- 41.
117. Гогоненков Г.Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой / Гогоненков Г.Н. -М.: Недра, 1987.-221 с.
118. Трапезникова Н.А. Прогнозирование геологического разреза в условиях нефтегазовых залежей по данным сейсморазведки / Трапезникова Н.А. : [сб. научн. трудов ИГИРГИ]. – М., 1986. – 34 с.
119. Кунин Н.Я., Кучерук Е.В. Сеймостратиграфия в решении проблем поисков и разведки месторождений нефти и газа. М., ВИНТИ, 1985. -Т. 13. – 200 с.
120. Нежданов А.А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных / Нежданов А.А. - Тюмень, 2000. - 131 с.

121. Кондратьев И.К. Оценка точности и разрешающей способности используемых на практике способов решения обратной динамической задачи сейсморазведки / Кондратьев И.К. – М.: ВИЭМС. – 1990. – 62 с.
122. Михальцев А.В. Обработка динамических параметров в сейсморазведке / Михальцев А.В., Мушин И. А., Погожев В.М. – М.: Недра, 1990. – С. 164-177.
123. Дослідно-методичні роботи по вдосконаленню методики комплексування сейсморозвідки та ГДС при пошуках та розвідці пасток нафти та газу [Текст] : звіт про роботи ДМП-103 за 1994-96 рр. (заключний) / КДМЕ, ДГП „Укргеофізика” ; відп. вик. Сергій Г.Б. ; вик.: Сабецький В.В. [та ін.]. - К., 1996. – 65 с. - № ДР У-94-64/4. - Інв. № 56380.
124. Шериф Р. Сейсморазведка / Шериф Р., Гелдарт Л.: в 2-х т. [пер.с англ.] - М.: Мир, 1987. - Т. 2. - С. 230-231.
125. Барков А.Ю. Переобработка данных 3D сейсморазведки для повышения надежности интерпретации и выявления особенностей геологического строения / Барков А.Ю., Штейн Я.И., Яковлев И.В., Гречишникова Т.А. // Технологии сейсморазведки. - 2008. - №2. - С. 38-43.
126. Lavergne M. Inversion of seismograms and pseudo velocity logs / Lavergne M., Willm C. // Geophys. Prosp. - v.25.- 1997. - p. 231-250.
127. Latimer R.B. An interpreter's guide to understanding and working with seismic-derived acoustic impedance data / Latimer R.B., Davidson R. // The Leading Edge. –v.19. – 2000. - №3. - p. 242-256.
128. Гогоненков Г.Н. Восстановление детальной скоростной характеристики среды по сейсмическим данным (псевдоакустический каротаж) / Гогоненков Г.Н., Петерсен Г.Н. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – 123 с.
129. Сергей Г.Б. Сейсмическая инверсия и моделирование при поисках и разведке ловушек неантиклинального типа на больших глубинах в ДДВ / [Сергей Г.Б., Толкунов А.П., Прилепская Т.В., Тагиров Ю.М.] : материалы конф. [«Нафта і газ України-1996»].- Харків.: УНГА.-1996. – 185 с.

130. Widess M.B. How thin is a thin bed? / Widess M.B. // *Geophysics*, - v. 38. - 1973. - №6. - p. 1176-1180.
131. Kallweit R.S. The limits of resolution of zero-phase wavelets / Kallweit R.S., Wood L.C. // *Geophysics*. - v.47. – 1982. - №7. - p. 1035-1045.
132. Koefoed O. Aspects of vertical seismic resolution / Koefoed O. // *Geoph. Prosp.* - v.29, - 1981. - №1- p. 21-30.
133. Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии / Козлов Е.А. - Тверь.: ГЕРС. - 2000. - 480 с.
134. Chopra S.. Thin-bed reflectivity inversion and some applications / Chopra S., Castagna J. Xu Y. // *First Break*. - v.27. - 2009. - №5. - p. 55-62.
135. Овчаренко А.В. Новые геофизические технологии прогнозирования нефтегазоносности / Овчаренко А.В., Сафонов А.С., Кондратьев И.К. – М.: Научный мир. - 2001- 104 с.
136. Lindseth R.O. Synthetic sonic logs – a process for stratigraphic interpretation / Lindseth R.O. // *Geophysics*. - v.44. -1979. - №3 – p. 3-26.
137. Боганик Г.Н. Сейсморазведка: учебник для вузов / Г.Н. Боганик, И.И. Гурвич. Тверь: АИС, 2006. – 744 с.
138. Гогоненков Г.Н. Сеймостратиграфический анализ в нефтегазопроисковых исследованиях / Гогоненков Г.Н., Михайлов Ю.А. // *Нефтегазовая геология. и геофизика : обзор / ВНИИОЭНГ*. – М., 1984. – Вып. 7.
139. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа / [Гусейнов А.А., Гейман Б.М., Шик Н.С., Сурцуков Г.В.]. - М.: Недра, 1988. – 138 с.
140. Хэллэм Э. Интерпретация фаций и стратиграфическая последовательность / Хэллэм Э. // Пер. с англ. под ред. Д.П. Найдина. – М.: Мир, 1983. – 112 с.
141. Селли Р.К. Введение в седиментологию / Селли Р.К. – М.: Мир, 1981. – 78 с.

142. Карагодин Ю. Н. Седиментационная цикличность / Карагодин Ю. Н. М.: Недра, 1980.
143. Couleon T. Unsupervised seismic facies classification: A review and comparison of techniques and implementation / Couleon T., Poupon M., Azbel K. // *The Leading Edge*. – 2003. - № 10. – p. 215-219.
144. Малярова Т.Р. Современные методы сейсмофациального анализа на реальных примерах / Малярова Т.Р., Иванова Н.А. // материалы VIII международной конференции [«Геомодель-2006»].- Геленджик:- 2006. – С. 136-138.
145. Сейсмическая стратиграфия ; [пер. с англ. под ред. Н.Я. Кунина, Г.Н. Гогоненкова]. – М.: Мир, 1982. – (Т. 1, 2).
146. Найдел Н.С. Геофизическое обоснование и методика сеймостратиграфического моделирования и интерпретации / Найдел Н.С., Поджиаглиолми Э. (Сейсмическая стратиграфия) ; под ред. Ч. Пейтона. М.: Мир, 1983. - Т. 2. – С. 645-692.
147. Парасына В.С. Сейсмогеологический анализ отложений верхней перми южных районов Тимано-Печерской НГП / Парасына В.С., Федотов С.Л., Васильев В.В. // *Геология нефти и газа*. – 1992. - №5. – С. 19-24.
148. Ампилов Ю.П. Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы / Ампилов Ю.П. – М.: Геоинформмарк, 2004. – 286 с.
149. Kendall G. St. C. (2007) Sequence Stratigraphy - Introduction / Kendall G. St. C. - (лекция в формате Power Point).
150. Попадюк І.В. Огляд головних положень секвенс-стратиграфії / Попадюк І.В., Іваніна А.В. // *Мін. ресурси України*. – 2001. - №2. – С.-26-28.
151. Прогноз и изучение перспективных комплексов отложений на основе седиментогенетического анализа геолого-геофизических данных / [Клигер И.А., Бусыгин Г.В., Ворфоломеева Н.А. и др.] – М.: 1989. – Вып. 9. – 52 с. – (Разведочная геофизика: Обзорная информация / ВИЭМС).
152. Сергей Г.Б. Комплексирование сейсморазведки и ГИС при изучении неантиклинальных ловушек нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине /

- Сергий Г.Б., Вандер О.В., Поливцев А.В., Войцицкий З.Я. // Каротажник. – Тверь, 2005. - №3-4. - С. 160-165.
153. Гладенков Ю.Б. Биосферная стратиграфия. Проблемы стратиграфии XXI века / Гладенков Ю.Б. // Тр. ГИН РАН. – М.: 2004. - Вып. 551. - 119 с.
154. Габдуллин Р.Р. Историческая геология : учебник / Габдуллин Р.Р. - Кн. 1. М.: МГУ, 2005. - 246 с.
155. Гавриш В.К. Методика палеоструктурно-геологического анализа. – Киев: Наук. думка, 1965. – 139 с.
156. Dan Gr. Vetrici. 3-D seismic attributes / Dan Gr. Vetrici and Robert R. Stewart // CREWES Research Report, 1996. – v. 8, p. 4501-4530.
157. J. Dvorkin [2005]. Cumulative seismic attribute for ϕh determination / J. Dvorkin, R. Uden and L. Hubert. // 67th EAGE Conference & Exhibition. - Madrid, Spain, Z-99.
158. Tapan Mukerji. [2004]. Statistical Rock Physics for Seismic Reservoir Characterization / [Tapan Mukerji, Ezequiel Gonzalez, Gary Mavko and other]. // 5th Conference & Exposition on Petroleum Geophysics. - Hyderabad, India, pp. 567-575.
159. Лахнюк В.М. Параметрические характеристики для изучения свойств геологических разрезов Северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины / Лахнюк В.М., Овсеенко Г.И. // доклады АН УССР, Сер. Б. – 1985. - №12. – С. 9-12.
160. Косаченко В.Д. Палеогеографічні реконструкції та локальний прогноз розвитку пісковика С-20 на Личківській площі / Косаченко В.Д., Бурманова С.Н., Головцина Л.Г., Вандер О.В. // Нафтова і газова промисловість. - 2001. - №5. - С. 8-12.
161. Овсеенко Г.І. Сейсмопараметричний прогноз пасток нафти і газу в карбонатних відкладах візе Личківського родовища (Дніпровсько-Донецька западина) / Овсеенко Г.І., Вандер О.В. // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – № 1-2, 2002. - С. 149-152.

162. Овсєєнко Г.І. Сейсмопараметричне прогнозування пасток вуглеводнів в органогенних спорудах Срібненського прогину / Овсєєнко Г.І., Вандер О.В. // Нафтова і газова промисловість. – 2003. - №6. - С.18-19.
163. Сергій Г.Б. Нові методичні прийоми вивчення будови та перспектив нафтогазоносності зони Південного крайового порушення / Сергій Г.Б., Вандер О.В., Дмитровський М.Й. // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – № 3, 2005. - С. 133-139.
164. Вандер О.В. Відображення у сейсмічному хвильовому полі внутрішньої будови верхньої частини кристалічного фундаменту ДДЗ у зв'язку з його можливою нафтогазоносністю / Вандер О.В. // Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки як об'єкти істотного приросту запасів вуглеводнів в Україні : матеріали Міжнародної наукової конференції, (Харків, 24-26 травн. 2006 р.). – Харків.: УкрНДІгаз, 2006. – 164 с. – С. 114-116.
165. Сергій Г.Б. Деталізація будови міжреперних товщ комплексом сейсморозвідки та ГДС як основа вивчення неструктурних пасток вуглеводнів в ДДЗ / Сергій Г.Б., Вандер О.В. // Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки як об'єкти істотного приросту запасів вуглеводнів в Україні : матеріали Міжнародної наукової конференції, (Харків, 24-26 травн. 2006 р.). – Харків.: УкрНДІгаз, 2006. – 164 с. - С. 145-146.
166. Вандер О.В. Інтерпретаційні моделі поглибленого вивчення міжреперних товщ осадового чохла та кристалічного фундаменту ДДЗ за даними сейсморозвідки та ГДС. / Вандер О.В., Красножон М.Д. // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – № 1-2, 2010. - С. 15-160.
167. Розробка нормативних документів щодо порядку підготовки об'єктів під глибоке буріння та оцінка їх якості для різних регіонів України [Текст] : звіт про НДР (заключний) : 678 / УкрДГРІ ; відп. вик. Білоцерковець О. ; вик.: Бурманова С. [та ін.]. – К., 1998. – 157 с. - № ДР У-97-30/7. - Інв. № 56943.

168. Отчёт о работах МОГТ та Бобрикской площади, выполненных сейсморазведочной партией 4/84 в 1984-1986 гг. [Текст] : отчет (заключительный) / КГРЭ Объединение «Укргеофизика» ; отв. исп. Мирошниченко Г.Д. ; исп.: Карвовская Т.А. [и др.]. - К., 1986. - 108 с. - №ГР 37-84-4/15. Инв. № 49114.

169. Звіт про проведення сейсморозвідувальних робіт на Дмитрівсько-Синівській площі сейсморозвідувальними партіями 4, 9, 14/90 в 1990-1992 рр. [Текст] : звіт (заключний) / КГРЕ, ДГП «Укргеофізика» ; відп. вик. Краснюк Т.В. ; вик.: Слишинський С.Б. [та ін.]. – К., 1992. - 285 с. - №ГР 42-88-7/23. – Инв. № 53848.

170. Звіт про тематичні роботи на Юхтинській, Путивльській та Соснівській площах в північно-західній частині ДДЗ [Текст] : звіт (заключний) / ТЦ, ДГП «Укргеофізика» ; відп. вик. Смолій В.П.; вик.: Торхова Г.А. [та ін.].-К., 2002. - 47 с. - №ГР 43-00-7/3. – Инв. № 58830.

171. Дем'яненко І.І. Пошуки покладів ВВ в пастках серпуховських і візейських відкладів Юхтинської структури / Дем'яненко І.І., Стародубцева О.В., Гончаров Г.Г. // Рекомендація за договорами 894-2 та 617-2. - ЧВ УкрДГРІ. – 2004.

172. Проведення магніторозвідувальних робіт на перспективних площах „Чернігів ДРГП” з метою прямих пошуків нафти і газу [Текст] : попередні висновки за результатами виконання III-го етапу робіт по темі Д-45/10 / КВ інституту геофізики ім. Суботіна ; вик. Максимчук В.Ю. – К., 2005.

173. Комплексні геоелектричні дослідження двох нафтогазоперспективних структур бортів Дніпровсько-Донецької западини [Текст] : звіт (заключний) / ДП «ЦММ ІГН НАНУ» ; вик. Левашов С.П. – К., 2004. - 99 с.

174. Проведення комплексних геохімічних досліджень на Наріжнрянській площі [Текст] : звіт про НДР (заключний) / ІГПЕД ; вик. Дудік О.М. - Донецьк., 2004. – 75 с.

175. Фінчук В.В. Результати електророзвідувальних робіт методом точкових електромагнітних зондувань на Наріжнрянській та Хортицькій площах з

метою прогнозування скупчень вуглеводнів / Фінчук В.В., Михайлюк С.Ф. // Матеріали 8 конференції [“Нафта і газ України-2004”].-Л.: Центр Європи.-2004.- С. 367-368.

176. Лукин А.Е. Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах / Лукин А.Е. - К.: Наукова думка, 1997. - 223 с.

177. Звіт про пошукові сейсмозвільдвальні роботи на Нарижнянській площі [Текст] : звіт (заключний) / СУГРЕ, ДГП “Укргеофізика” ; відп. вик. Тиндюк О.В. – Розсошенці, 2004. - 82 с. № У- 02-444/10. – Інв. № 34927.

178. Результати узагальнення геолого-геофізичних матеріалів по північному борту ДДЗ [Текст] : звіт про НДР (заключний) : 223/01 / “Дніпрогеофізика” ; відп. вик. Шемет В.Г. ; вик.: Омельченко В.В. -Дніпропетровськ, 2004. - 247 с. - № ДР У-01-287(г)/1. - Інв. № 597481.

179. Проект дорозвідки Скворцівського родовища (Киянівська ділянка) / УкрНДІГаз ; відп. вик. Лагутін А.; вик. Бутенко А. – Харків, 2000.- 48 с.

180. Проект дорозвідки Скворцівського родовища (Скворцівська та Західно-Скворцівська ділянки) / УкрНДІГаз ; відп. вик. Лагутін А.; вик. Бутенко А. – Харків, 2003.- 81 с.

181. Дослідно-методичні роботи по вдосконаленню методики комплексування сейсмозвільдки та ГДС при пошуках та розвідці пасток нафти та газу [Текст] : звіт про роботи ДМП-103 за 1994-96 рр. (заключний) / КДМЕ, ДГП „Укргеофізика” ; відп. вик. Сергій Г.Б. ; вик.: Сабецький В.В. [та ін.], - К., 1996. – 65 с. - № ДР У-94-64/4. - Інв. № 3044.

182. Kurt J. Marfurt. 3-D Seismic Attribute Imaging of Carbonate Terranes – Applications to the Fort Worth Basin and Central Basin Platform, Texas, USA. / Kurt J. Marfurt, Chuck Blumentritt, E. Charlotte Sullivan & Isabel Serrano. // 5th Conference & Exposition on Petroleum Geophysics. - Hyderabad, India.-2004. – pp. 361-364.

183. Лукин А. Богатойско-Орельский мегаатолл – крупный ареал нефтегазонакопления на юго-востоке Днепровско-Донецкой впадины /

[Лукин А., Бенько В., Гладун В. и др.] // Геолог Украины. – 2005. - №1. – С. 30-43.

184. Сергій Г.Б. До проблеми вивчення карбонатних колекторів на прикладі Багатовської площі / Сергій Г.Б., Вандер О.В., Дмитровський М.Й. // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – № 2, 2007. - С. 300-306.

185. Вандер О.В. Прогнозування геологічного розрізу за допомогою сейсмозвідки для визначення літологічних критеріїв нафтогазоносності (на прикладі Ульянівського ГКР) / Вандер О.В., Вольченкова А.В., Сергій Г.Б., Тесленко-Пономаренко В.М., Ковлагіна Г.К. // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – № 4, 2007. - С. 199-204.

186. O.V. Vander. How Seismic Data Improve Geological Models of the Crystalline Basement – Case Study for the Dnieper-Donets Basin, Ukraine [Електронний ресурс] / O.V. Vander // 71st EAGE Conference & Exhibition, (Amsterdam, 2009). – Amsterdam, Extended Abstracts & Exhibitors' Catalogue, 2009. - P025. – Систем. вимоги: Pentium ; 32 Mb Ram ; CD-ROM Windows 95/98/2000NT4.0. – Назва з титул. екрану.