

2.4. Схема оброблення та комплексної інтерпретації дистанційних і геолого-геофізичних даних для вирішення завдань пошуку родовищ корисних копалин із застосуванням аерокосмічних методів

Загальноприйнята методика використання даних ДЗЗ під час вирішення геолого-знімальних, геологорозвідувальних і геологопошукових робіт традиційно передбачає таку структуру (технологічну послідовність):

- збір необхідних архівних і замовлених даних ДЗЗ;
- проблемно орієнтований аналіз і оброблення даних ДЗЗ, результатом яких є створення дистанційної основи тієї чи іншої геологічної карти;
- тематичне дешифрування дистанційної основи;
- інтерпретація схем дешифрування; складання тематичних карт і схем з легендами або умовними позначеннями;
- подання й зберігання вказаних карт і схем.

При цьому чинник впровадження і використання комп'ютерних технологій оброблення та інтерпретації даних різної фізичної природи мав незначний рівень. Однак останнім часом, у зв'язку з активним розвитком геоінформатики при геологічних роботах різного масштабу і цільового призначення, все ширше використовуються її (геоінформатики) досягнення. Це стосується й сучасних аерокосмогеологічних досліджень різноманітного тематичного спрямування. Враховуючи й узагальнюючи відомі комп'ютеризовані методи, методичні підходи і прийоми роботи з комплексом даних ДЗЗ і апріорних результатів геолого-геофізичних робіт, а також основні етапи їх виконання і послідовність відповідних операцій, нами розроблено [46–51] схему перетворення, дешифрування і геологічної інтерпретації даних дистанційного знімання на основі використання геоінформаційних технологій. Нижче, для прикладу, розглядається схема, метою якої є виявлення пасток ВВ, оцінка перспектив їх нафтогазоносності, а також уточнення планової конфігурації водо-нафтового (ВНК) і газо-водного (ГВК) контактів відповідних покладів, що запропоновано в [51] (рис. 2.9).

Пропонована схема реалізується у своєрідній геоінформаційній системі, основними складовими якої є база знань (БЗ), база даних (БД) і програмне забезпечення, що призначене для управління БД і тематичним обробленням даних. Подібних підходів також дотримуються інші фахівці [52, 53]. Загалом схема складається з чотирьох основних етапів:

- I) Постановка завдання;
- II) Формування БЗ і БД;
- III) Оброблення та аналіз даних на основі використання географічної інформаційної системи (ГІС);
- IV) Комплексний аналіз і геологічна інтерпретація інтегрованої в ГІС інформації.

Нижче розглянемо ці етапи детальніше.

Етап I. Постановка завдання. У залежності від етапу і стадії геологорозвідувальних робіт, при яких у комплексі з геолого-геофізичними даними використовуються й матеріали ДЗЗ, з допомогою технології, що розроблена, можуть вирішуватися завдання різного масштабного рівня, наприклад:

- регіональний рівень: тектонічне районування і районування території щодо перспективності на якісь корисні копалини (інші об'єкти пошуку) з виділенням основних розломів, розривів, ділянок/площ, перспективних на виявлення якихось корисних копалин (інших об'єктів пошуку або дослідження); зокрема, корисними копалинами можуть бути вуглеводневі;
- зональний рівень: виділення розломно-блокових полів, нафтогазоносних або рудовмісних локальних структур в їхніх межах, інших цільових об'єктів пошуку або дослідження з визначенням черговості їх подальшого вивчення різними геолого-геофізичними методами і пошуку локальний рівень: детальне дослідження перспективних площ/структур (нафтогазо- або рудоперспективних, сприятливих на пошуки інших різноманітних тематичних об'єктів) для більш раціонального розміщення розвідувальних свердловин і виділення ділянок, у межах яких можливі ускладнення (наприклад, ділянок, що пов'язані з диз'юнктивною тектонікою) при бурінні, інших гірничих роботах.

Відповідно до поставленого завдання (завдань) для реалізації технологічної схеми формуються БЗ і БД.

Етап II. Формування бази знань і бази даних. Цей етап складається з двох логічних підетапів, які гармонійно доповнюють один одного й реалізуються одночасно. Перший з них — це підетап формування бази знань [54]. БЗ являє собою організований набір фактів та правил, що формалізують знання і досвід спеціалістів-експертів про предмет досліджень, методика використання та оброблення даних ДЗЗ, моделі об'єктів досліджень і причинно-наслідкові зв'язки їх утворення і розвитку, які необхідні для вирішення поставлених завдань і знаходження відповідей на проблемні питання, котрі не містяться у БЗ в явному вигляді.

БЗ для цілей розрізнення диз'юнктивних деформацій містить відомості про їхні ранги, генезис, глибини проникнення (затухання), морфокінематичні характеристики, час їх закладення, активізації, ремобілізації, особливості новітньої та сучасної активності, а також про складчасті структури, речовинні комплекси і геофізичні поля, що пов'язані з ними як просторово, так і за походженням.

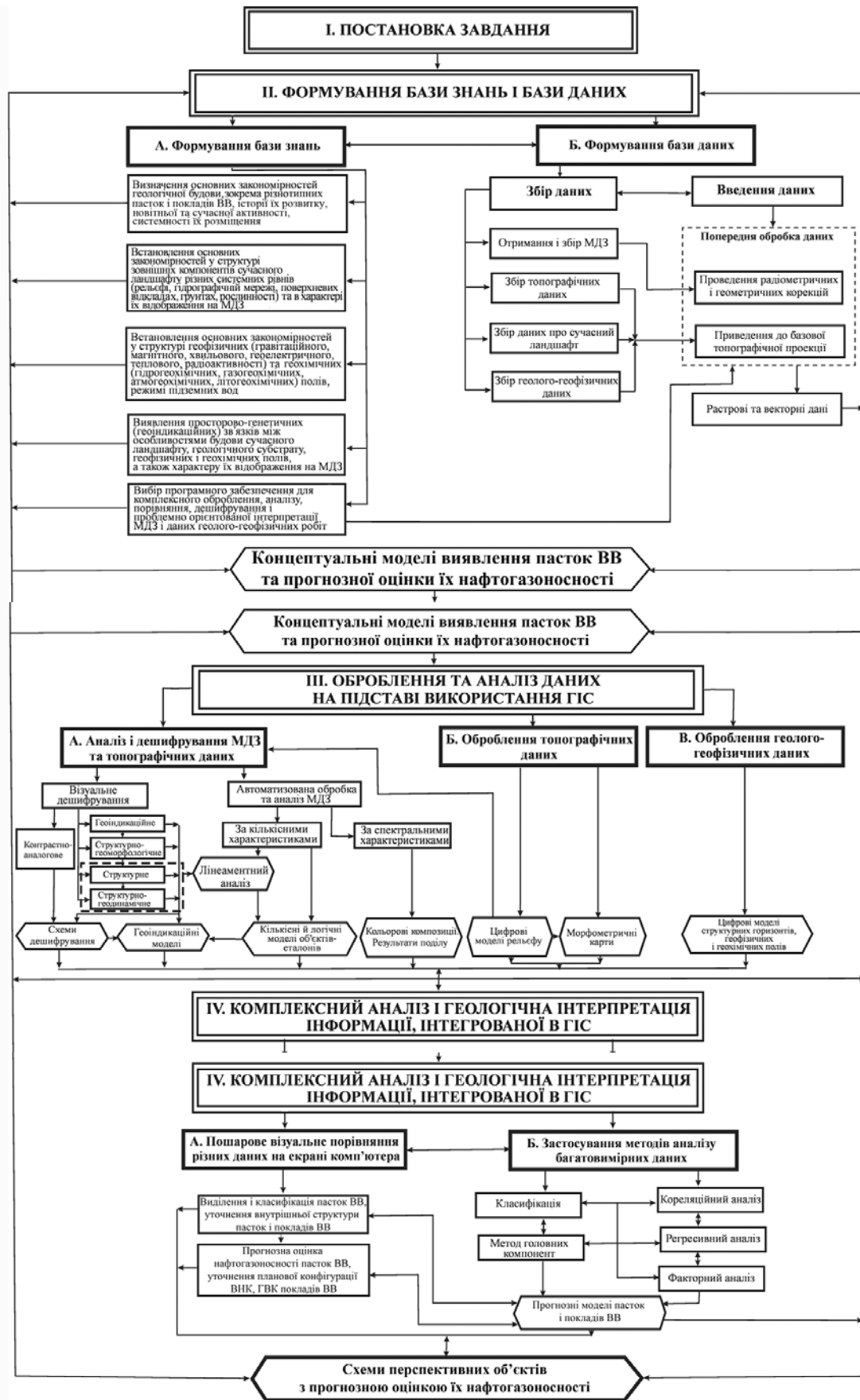


Рис. 2.9. Схема перетворення, дешифрування і геологічної інтерпретації даних ДЗЗ на підставі використання геоінформаційних технологій з метою виявлення пасток ВВ та оцінювання перспектив їх нафтогазоносності

БЗ для робіт, метою яких є прогноз родовищ корисних копалин, включає інформацію про загальні закономірності формування речовинно-структурних форм земної кори, що контролюють розподіл цих родовищ, про характер геологічного розрізу (склад, товщини, тріщинуватість гірських порід, їхні флюїдопровідні та інші фізико-хімічні характеристики), про історію тектонічного розвитку, особливо на новітньому етапі.

БЗ для цілей прогнозування і виявлення пасток і покладів ВВ включає інформацію про їхню стратиграфічну, глибинну, структурну і літологічну приуроченість, тип, можливий генезис, історію геологічного розвитку, закономірності регіонального і зонального розміщення, особливості новітньої та сучасної активності тощо. Останнє важливо з огляду на вивчення морфології структур, що вміщують поклади нафти і газу, за матеріалами дистанційних зйомок, а також у зв'язку з їх вираженістю як у ландшафті, так і на даних ДЗЗ.

Необхідне виконання типізації (класифікації) різнорангових об'єктів пошуку (наприклад розломів, розривних порушень вищого порядку, зон нафтогазонакопичення, пасток ВВ, рудовмісних зон тощо) як за геологічними ознаками, так і за ландшафтною (зокрема геоморфологічною) і дистанційною їхньою вираженістю, ступенем неотектонічної активності. Необхідне також проведення аналізу геоіндикаційних зв'язків земного рельєфу, компонентів ландшафту загалом, рисунку зображення на даних ДЗЗ, з одного боку, та особливостей геологічної будови — з іншого.

Другий підетап у рамках етапу II полягає у форму-

ванні бази даних. БД формується в залежності від змісту завдань прогнозу (пошуку) об'єктів вивчення, а також від ієрархічного рівня цих об'єктів і повинна відповідати БЗ. БД загалом включає аерокосмічні, широкий спектр геолого-геофізичних (зокрема, геохімічні, гідрогеологічні тощо) і ландшафтних (включаючи геоморфологічні й т. п.) даних (див. рис. 2.9). Геолого-геофізичні й ландшафтні дані подаються у вигляді картографічних матеріалів (власне картосхеми і глибинно-часові розрізи; рис. 2.10).

Доцільно складати кілька БД на одну й ту ж територію в різних масштабах. Так, для виділення регіонального розломно-блокового каркасу, прогнозування зон нафтогазонакопичення, рудоконтролюючих зон і побудови відповідних схем і карт (зокрема тематичного районування) необхідні БД у масштабах 1:1 000 000 і 1:500 000, для виявлення диз'юнктивів зонального рангу, прогнозування зон розвитку і конкретних локальних нафтогазо- і рудоперспективних структур — у масштабах 1:200 000, 1:100 000 і більших, для детального вивчення площ і родовищ — у масштабах 1:50 000, 1:25 000 і більших.

Аерокосмічні цифрові дані заносяться у БД у растровому форматі (рис. 2.11), фотозображення і картографічні матеріали перетворюються в електронний формат (рис. 2.12). У подальшому ці матеріали з застосуванням відповідних ГС або спеціалізованих програм прив'язуються до певної системи координат (наприклад, Гауса-Крюгера, 1942 р.; UTM/WGS 84; Oblique Mercator тощо) і геометрично коригуються. Потім картографічні дані оцифровуються (векторизуються).

Концептуальні моделі об'єктів, що прогнозують-

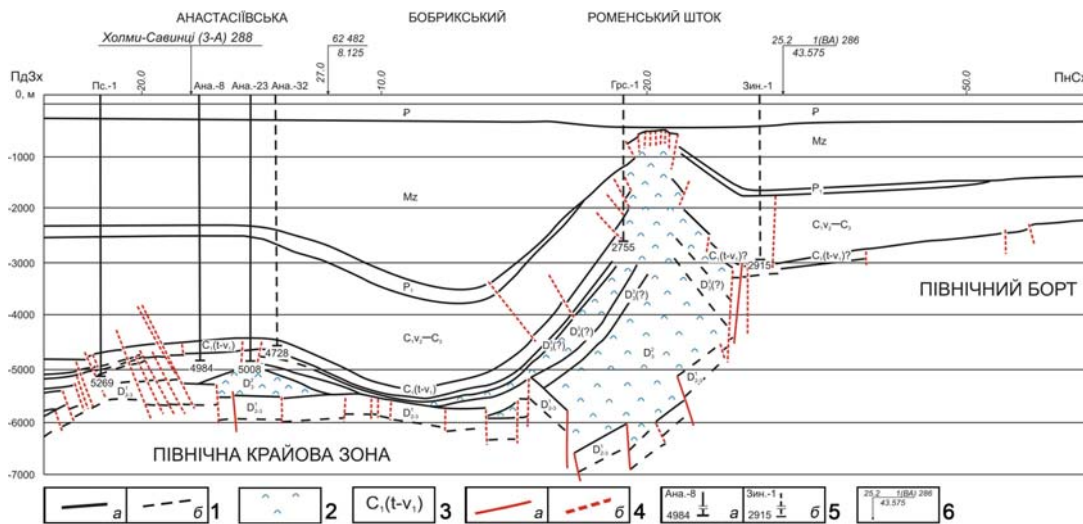


Рис. 2.10. Геологічний розріз регіональних (сейсмо)структурно-формаційних комплексів (СФК) осадового чохла ДЗ за даними інтерпретації фрагмента регіонального профілю методом спільної глибинної точки Березняки (Недригайлів у межах зони сполучення Північного борту і прилеглої частини північної прибортової зони (побудовано з використанням матеріалів буріння глибоких свердловин і праць [56-63]).

1 — межі сейсмо-СФК: а) упевнено виділені, б) неупевнено виділені; 2 — солоносні фації; 3 — позначення сейсмо-СФК; 4 — розривні порушення: а) упевнено виділені, б) неупевнено виділені; 5 — пробурені глибокі свердловини (в усій вказаній назві площі й номери свердловин в їх межах): а) розташовані на профілі (вказана глибина вибою, *м*), б) інтерпольовані на лінію профілю (вказана глибина вибою в сейсмо-СФК, що інтерпольована по його простяганню на лінію профілю, *м*); 6 — пікети перетину профілів: у чисельнику (або зліва вертикально) — пікет профілю, що перетинає, та його назва (або номер); у знаменнику — пікет профілю, що перетинається

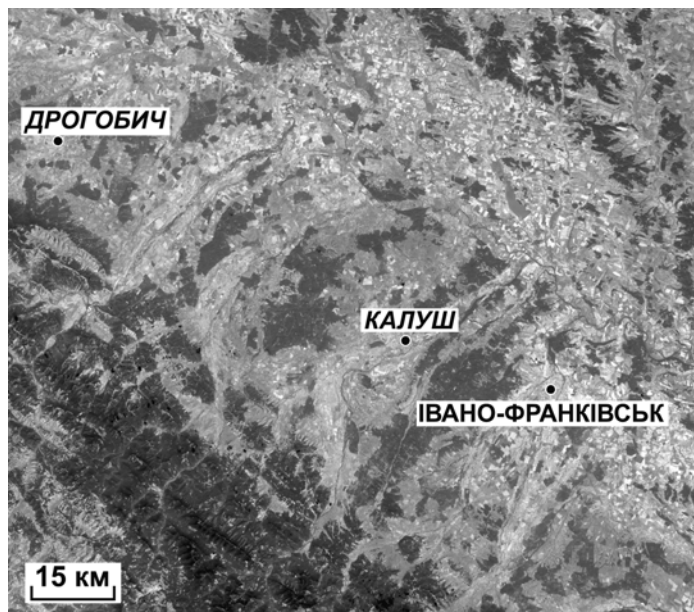


Рис. 2.11. Територія Прикарпаття. Фрагмент обробленого багатоспектрального знімка Landsat ETM+ від 02.05.2000 р. (6-й, тепловий, канал, 10.4–12.5 мкм). Підкреслюються гідрографічна та ерозійна мережі, ділянки зволжених ґрунтів, типи рослинного покриву. Поперечні (північно-східні) до простягання Карпатського регіону річки, їхні долинні комплекси та пов'язані з ними інші компоненти ландшафту відображають відомі зони розломних структур [64 та ін.]. Дугоподібний рисунок природно-територіальних комплексів у північній, північно-східній і східній частинах території (кільцева мезоморфоструктура) індицирує, на нашу думку, геологічний об'єкт земної кори глибокого закладення незрозумілого генезису.

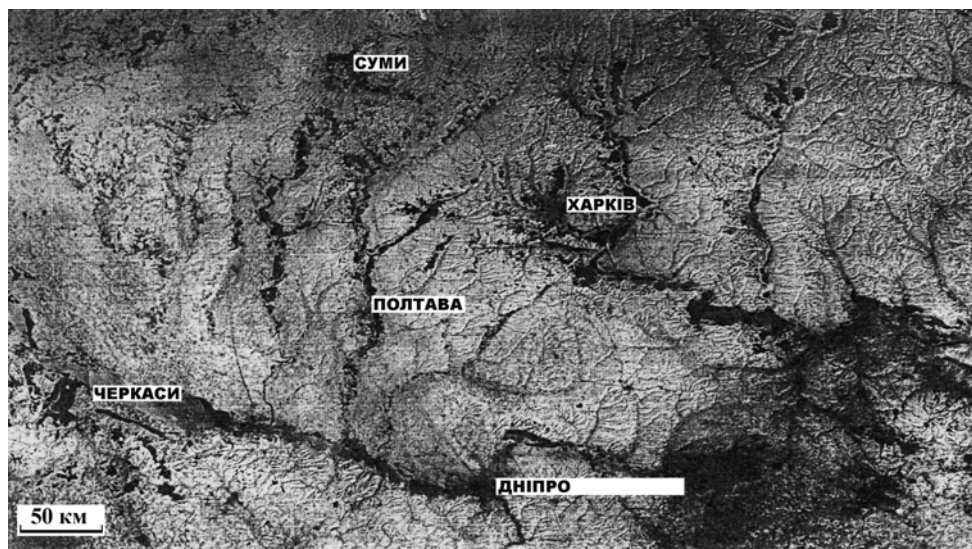


Рис. 2.12. Територія ДДЗ. Фрагмент телевізійного знімку, отриманого з ШСЗ "Метеор-2" (СРСР) у зимовий період року (23.01.1980 р., 10 год. 43 хв.) при незначній товщині снігового покриву. Virізняються гідрографічна та ерозійна мережі від найнижчих до найвищих порядків. Поперечні (субмеридіональні та північно-східні) до простягання регіону річки, їхні долинні комплекси та пов'язані з ними інші компоненти ландшафту відображають зони глибинних розломів (похованих дорифтових глибинних структур [65, 66])

ся (досліджуються), формуються, виходячи з аналізу БЗ і БД (див. рис. 2.9). На їхній основі вибираються методи оброблення даних і відповідне програмне забезпечення, наприклад, ERDAS Imagine, ER Mapper, PCI (EASI/PACE), ENVI/IDL, Geomatica, TNTmips, VIISTA, Change Modeler, eCognition, ArcGIS, MapInfo тощо.

Етап III. Оброблення та аналіз даних на підставі використання ГС. Першою стадією ана-

лізу є візуальне дешифрування даних ДЗЗ у різних зонах спектра електромагнітних хвиль, яке проводиться для визначення найінформативніших діапазонів зйомки, побудови схем основних тектонічних елементів і схем геоморфологічного (або ландшафтного загалом) районування території, що вивчається (див. рис. 2.9). Аналізуються особливості відображення глибинних геологічних структур у рельєфі, інших компонентах ландшафту, а також на даних

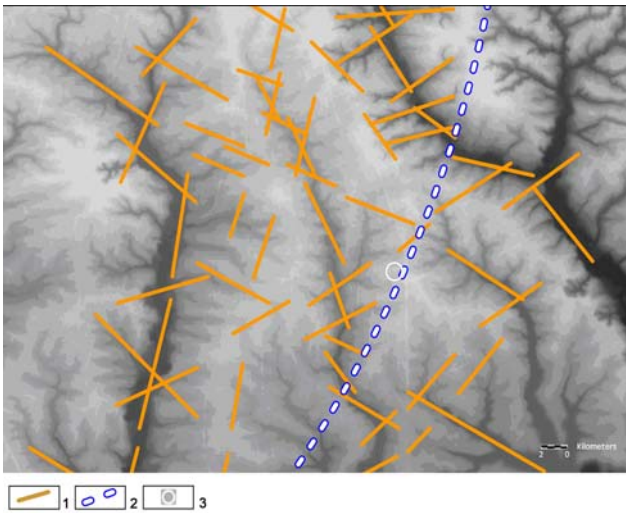


Рис. 2.13. Фрагмент картосхеми результатів регіонального структурного дешифрування перетвореного SRTM-зображення, отриманого з КА Shuttle (США) у лютому 2000 р. 1 — основні лінеаменти, що відображають розломно-блоковий каркас кристалічного фундаменту та осадового чохла; 2 — контур мезоморфоструктури, віддешифрованої на космічних зображеннях високого рівня генералізації, яка ймовірно відображає пов'язану з підкоровим магматизмом структуру; 3 — місцеположення свердловини 400-Біляївська

ДЗЗ (див. рис. 2.11–2.13), виділяються розривні порушення і розділені ними блоки земної кори з різними ландшафтними характеристиками і різними типами вираженості прогнозних або досліджуваних об'єктів, визначаються методи подальшого цифрового оброблення матеріалів.

Вже на етапі створення БЗ і БД та візуального аналізу даних починається виділення геоіндикаторів об'єктів пошуку (прогнозу). До таких об'єктів належать диз'юнктивні дислокації, тектонічні блоки з різним ступенем нафтогазо- або рудоносності, перспективні на пошуки вуглеводневих або рудних копалин локальні структури, окремі розриви тощо. Виділення індикаційних ознак здебільшого виконується візуально (див. рис. 2.12, 2.13), іноді (при належних ландшафтно-геологічних умовах) і в автоматичному режимі як за вихідними дистанційними зображеннями, так і за знімками, що оброблені за спеціальними методиками, які дозволяють підсилити вираженість того або іншого геоіндикатора.

Важливою стадією оброблення багатозональних (гіперспектральних) даних ДЗЗ є аналіз відповідних знімків, який включає метод кольорових композицій, арифметичні операції з різними каналами зображень (див. рис. 2.9). Перший з них (метод кольорових композицій) ґрунтується на синтезі у псевдокольорах просторово суміщених зображень, що отримані в окремих вузьких діапазонах електромагнітного спектра та які передають яскравісні параметри природних об'єктів у цих зонах (рис. 2.14).

Методи, що використовують арифметичні опе-

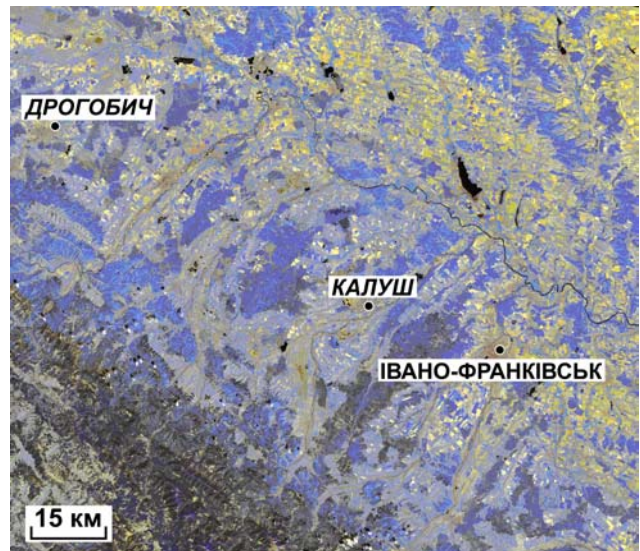


Рис. 2.14. Територія Прикарпаття. Фрагмент синтезованого багатоспектрального знімку Landsat ETM+ від 02.05.2000 р. (канали: 4-й, ближній інфрачервоний [0.75–0.90 мкм], 5-й, середній інфрачервоний (1) [1.55–1.75 мкм] і 7-й, середній інфрачервоний (2) [2.09–2.35 мкм]), псевдокольори. Простежуються різні типи природно-територіальних комплексів, гідрографічна й ерозійна мережі, площі відкритої водної поверхні, ділянки з різним типом рослинного покриву. Інші пояснення див. на рис. 2.11.

рації, стосовно даних ДЗЗ у різних зонах спектра уможливають, як і метод кольорових композицій, виділення тонших відмінностей у відображенні різноманітних природних утворень на результуючих зображеннях, отриманих на основі зображень у цих зонах спектра. Зокрема, на рис. 2.15 представлено фрагмент NDVI-зображення, отриманого за даними багатоспектрального знімку Landsat ETM+ від 21.07.2002 р.

Відомо, що рельєф земної поверхні є одним з найвагоміших геоіндикаторів глибинної структури територій, що вивчаються. Зазвичай абсолютні відмітки рельєфу, а також геологічні (включаючи геохімічні, гідрогеологічні та ін.) та геофізичні дані подаються на картах у формі ізоліній. З метою інтеграції в комплексне цифрове оброблення даних їх необхідно мати (або потрібно перетворити) у форматі матриці значень. Причому це представлення (трансформування) повинно бути з кроком, який дорівнює розміру пікселя. Тобто необхідно отримати цифрову модель рельєфу денної поверхні (рис. 2.16), структурних горизонтів земної кори, цифрові моделі геофізичних, геохімічних полів тощо (див. рис. 2.9). Разом усі ці матеріали повинні формувати гіперкуб даних, що просторово поєднані за допомогою базової ПС.

Однією із стадій оброблення результатів дешифрування, зокрема, структурного, даних ДЗЗ є лінеаментний аналіз [53, 67, 68–74]. Схеми лінеаментного поля, які отримуються у процесі дешифрування, здебільшого відрізняються високою насиченістю у показі лінеаментів різного простягання. Зазвичай кількість лінеаментів є значною, хоча вони й не-

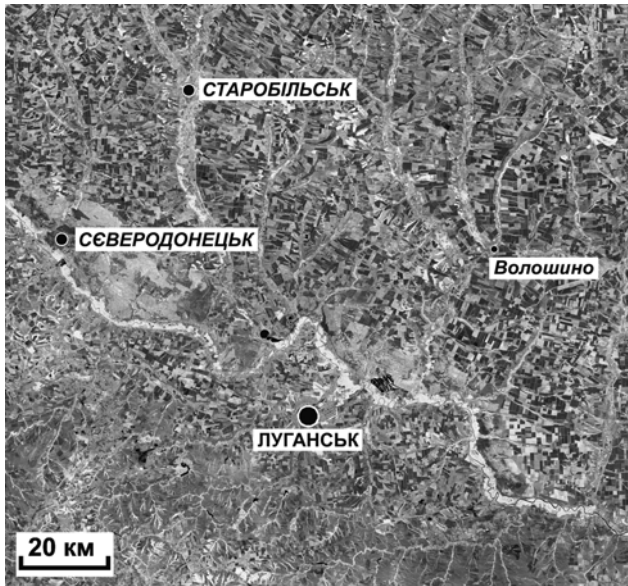


Рис. 2.15. Територія Північного борту південно-східної частини ДДЗ і прилеглих районів. Фрагмент NDVI-зображення за даними багатоспектрального знімку Landsat ETM+ від 21.07.2002 р. Диференціюються різні типи природно-територіальних комплексів і ділянки з різним видом рослинності, проявляються гідрографічна та ерозійна мережі, ділянки зволжених ґрунтів

рівномірно поширюються по території досліджень від площі до площі (див. рис. 2.13). Як наслідок, безпосередня ідентифікація за ними розривних порушень, зон напружено-деформаційного стану, ступеня розкритості порід ускладнена. Для адекватного вирішення цих завдань, а також з метою оцінки ступеня тріщинної проникності гірських утворень здійснюється формалізація результатів дешифрування, отримуються кількісні характеристики розподілу лінементів по площі, розподілу їх за азимутами простягання (рис. 2.17), а в подальшому аналізуються та описуються ці статистичні параметри, що одержані для всього поля лінементів.

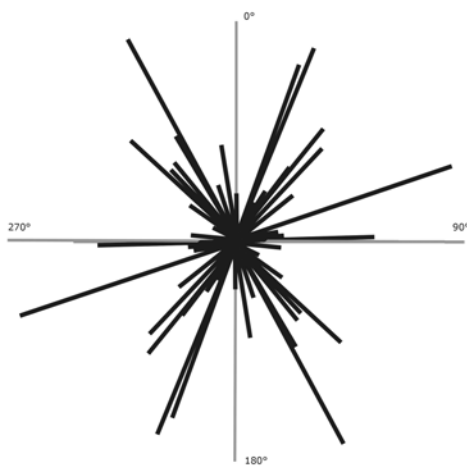


Рис. 2.17. Роза-діаграма розподілу лінементів Північного борту ДДЗ (Охтирська ділянка) за азимутальними напрямками в результаті оброблення матеріалів структурного дешифрування даних ДЗЗ і топокарт з застосуванням спеціалізованої комп'ютерної програми лінементного аналізу. Інтервал усереднення — 2°. Побудовано з використанням даних [76]

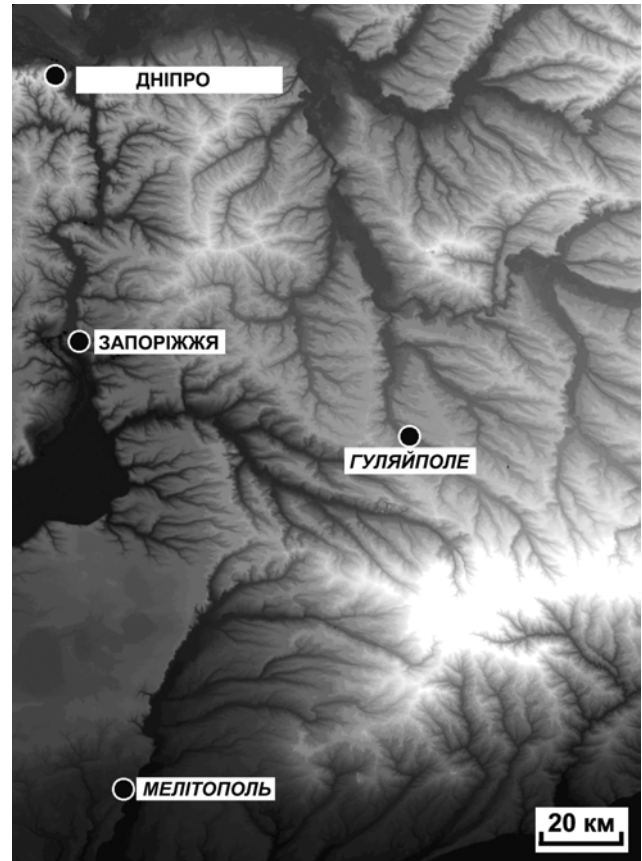


Рис. 2.16. Територія Оріхово-Павлоградської шовної зони і прилеглих районів УЩ. Фрагмент створеної й комп'ютерно перетвореної мозаїки SRTM-зображень, отриманих на підставі даних КА Space Shuttle. Пізнаються гідрографічна та ерозійна мережі, якісно оцінюється відносне перевищення у рельєфі земної поверхні

Етап IV. Комплексний аналіз і геологічна інтерпретація інтегрованої в ГІС інформації.

Для встановлення зв'язків між моделями, що отримані на етапі оброблення даних, і глибинними геологічними структурами, а також з метою визначення найінформативніших геоіндикаторів для формування прогнозних моделей здійснюється комплексний аналіз інформації. Він поділяється на два підетапи, що виконуються послідовно.

На першому підетапі на основі концептуальної моделі аналізуються окремі ознаки: вихідні дані ДЗЗ, результати їх оброблення, схеми геоіндикаторів та їхні характеристики.

На другому підетапі аналізуються окремі схеми і моделі, що побудовані за декількома ознаками.

Комплексний аналіз інформації реалізується різними способами (див. рис. 2.9):

- візуальним пошаровим зіставленням різних даних;
- методами аналізу багатовимірних даних.

Перший з цих способів (візуальне пошарове зіставлення даних на екрані комп'ютера) є найшвидшим і найпростішим способом комплексного аналізу. Він може виконуватися з допомогою будь-якої векторної ГІС. Послідовне накладання вектор-

них шарів дозволяє виявити найзагальніші закономірності розміщення розломно-блокових полів, родовищ, покладів і проявів корисних копалин (зокрема й нафти та газу), простежити ступінь вираженості прогнозних або досліджуваних об'єктів у всіх шарах, що аналізуються тощо (рис. 2.18). Виділені нові характеристики об'єктів, які відрізняються від концептуальних або такі, що уточнюють їх, включаються у БД і БЗ. Отож здійснюється своєрідний зворотній зв'язок між структурними компонентами (етапами), які наповнюють технологічний ланцюг (блок-схему), що розглядається (див. рис. 2.9).

Методи аналізу багатовимірних даних (класифікація, головних компонент, кореляційний, регресійний, факторний аналіз тощо [52, 53, 68, 70, 72, 73, 75]) застосовуються з метою оцінювання структури і взаємозалежності даних, що використовують-

ся, їхньої ролі у відображенні різнорангових геологічних об'єктів, а також з метою встановлення ознак для побудови моделей прогнозу або тих, що досліджуються.

Отже, запропонована технологічна схема має модульний характер. Так, у залежності від рівня завдань дослідження пошукових (зокрема диз'юнктивних, нафтогазоперспективних або інших) геологічних об'єктів (глобальний, регіональний, зональний або локальний масштабні рівні), їх складності та повноти, а також від обсягу наявних дистанційних і геолого-геофізичних матеріалів можуть застосовуватися окремі її модулі (складові частини).

Розроблена технологічна схема апробована і практично реалізована при вивченні характеристик розривних порушень земної кори в умовах різної ландшафтно-геологічної будови України [67, 73, 76].

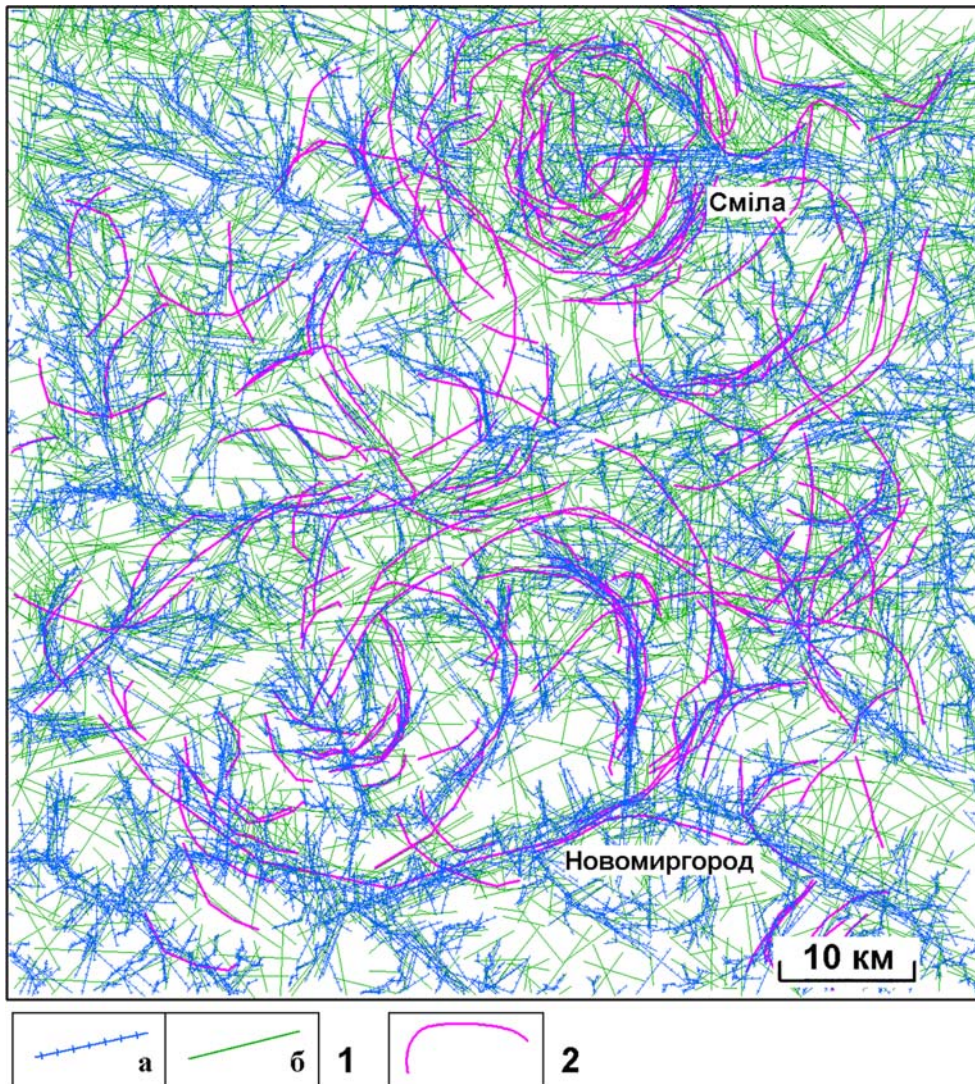


Рис. 2.18. Зведена схема лінементів і кільцевих структур території топографічного аркуша М-36-XXVI (Сміла), УЩ, за даними дешифрування матеріалів ДЗЗ.

1 — лінементи, виділені: а) за геоіндикаторами ерозійної (яружно-балкової) мережі, б) за ґрунтово-геоботанічними геоіндикаторами; 2 — кільцеві, дугоподібні та криволінійні елементи ландшафту

2.5. Інформаційно-аналітичне забезпечення оцінки мінливості товщин відкладів, перспективних на вуглеводні, у межах Дніпровсько-Донецької западини

Розглянемо застосування запропонованої вище технологічної схеми на прикладі території Білоцерківсько-Остап'ївського виступу південного борту ДДЗ, а також Довгалівсько-Лакизинської ділянки Дніпровського грабену западини. Насамперед звернімо увагу на територію **Білоцерківсько-Остап'ївського виступу** південного борту і прилеглої частини південної прибортової зони центрального грабену ДДЗ (рис. 2.19), межа між якими у цьому районі проявляється [77] нечітко (рис. 2.20).

Район, вихідні дані та методи дослідження

Територія Білоцерківсько-Остап'ївського виступу південного борту западини, згідно з уявленнями останніх років [78], являє інтерес щодо пошуків покладів нафти та газу в утвореннях верхньодевонсько-нижньокам'яновугільних літолого-стратиграфічних комплексів з огляду на доведені високі фільтраційно-ємнісні властивості їхніх горизонтів різного літологічного складу (пісковики, вапняки, алевроліти, брекчії тощо). Вони слугували канала-

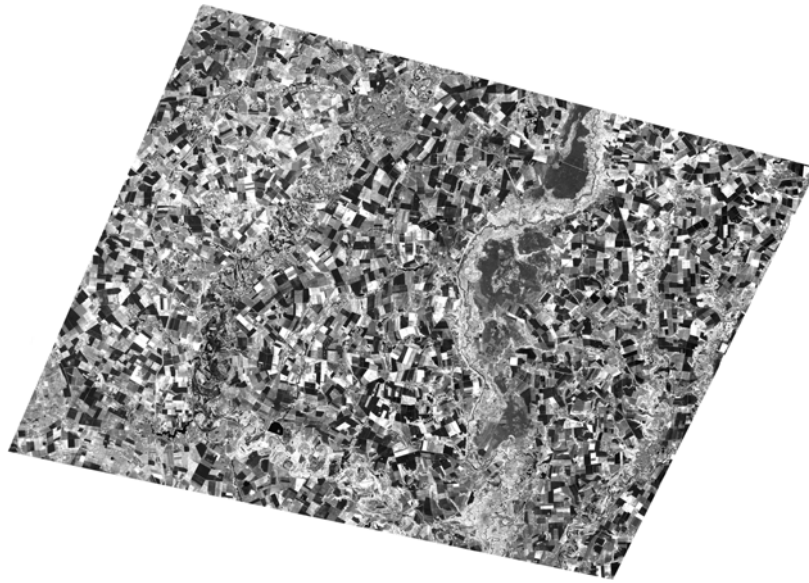


Рис. 2.19. Територія Білоцерківсько-Остап'ївського виступу південного борту і прилеглої частини південної прибортової зони ДДЗ. Фрагмент перетвореного багатоспектрального знімка Landsat ETM+ від 14.05.2002 р. (4-й, ближній інфрачервоний, канал, 0.75-0.90 мкм)

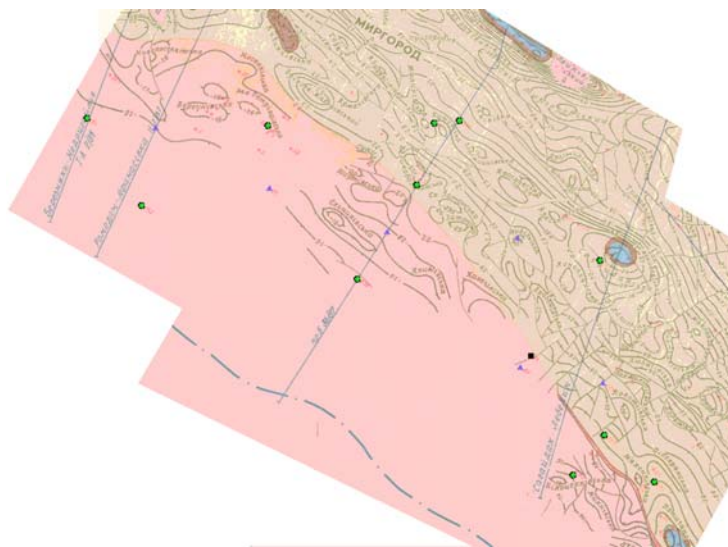


Рис. 2.20. Фрагмент структурно-тектонічної карти ДДЗ масштабу 1:200 000 (район Білоцерківсько-Остап'ївського виступу південного борту і прилеглої частини південної прибортової зони) з винесеними ізогіпсами відбиваючих горизонтів візейського ярусу нижнього карбону та точками досліджень. Зеленими кружками з чорними контурами позначено еталонні точки (свердловини), синіми трикутниками — досліджені площі (точки прогнозу), чорним квадратом — контрольна точка (свердловина). Складено з використанням матеріалів праць [77, 78, 80]

Таблиця 2.1.

Відомості про свердловини, що розкрили відклади підсольового девону (СФК D2-31) (складено з використанням матеріалів буріння глибоких свердловин та праць [78, 80]).

№ з/п	Площа	№ свердловини	Alt, м	Відмітка вибою, м	Стратиграфічний рівень вибою	Відмітка фундаменту, м	Відмітка покрівлі СФК D ₂₃ ¹ , м	Товщина СФК D ₂₃ ¹ , м	Характеристика порід, що залягають вище	
									Стратиграфічний рівень	Склад
1.	Березівська	234	145.0	-2629	РЄ	-2597	-2030	567	D ₃ ²	безсольовий аналог
2.	Білоцерківсько-Остапівська	232	135.5	-2148	РЄ	-2138	-1637	561	D ₃ ²	глинисто-алевролітові відклади
3.	Петрівцівська	10	99.8	-3040	РЄ	-3020	-2894	126	D ₃ ²	чергування шарів солі різної товщини зі щільними породами
4.	Білоцерківсько-Остапівська	231	135.6	-2074	РЄ	-2063	-1669	394	C _{1v2}	горизонт В-18
5.	Великобагачанська	7	140.0	-3637	РЄ	-3460	-2920	540	D ₃ ²	чергування солі з сульфатно-карбонатними породами.
6.	Бутівська	1	138.5	-3295	РЄ	-3231	-2982	249	D ₃ ²	теригенами безсольовий аналог
7.	Миргородська	238	177.1	-3885	РЄ	-3674	-3286	388	D ₃ ²	безсольовий аналог
8.	Сагайдацька	56	148.4	-5083	РЄ	-4932	-4627	305	D ₃ ²	сіль з окремими прошарками щільних порід
9.	Білоцерківсько-Остапівська	230	136.9	-1847	D ₂₃ ¹	-	-1528	319* (325*)	C _{1v2}	горизонт В-17
10.	Білоцерківсько-Остапівська	233	120.5	-2521	РЄ	-2480	-2100	380	D ₃ ²	безсольовий аналог
11.	Підгорянська	239	95.4	-3571	РЄ	-3546	-3109	437	D ₃ ²	сіль з кепроком

* — відкрита товщина СФК D2-31;

* — очікувана товщина СФК D2-31, що прийнята для розрахунку.



Рис. 2.22. Геологічний розріз осадового чохла за даними інтерпретації фрагмента РПМСГТ В. Багачка (Синівка у межах Білоцерківсько-Остапівського виступу південного борту і прилеглої частини південної прибортової зони ДДЗ (побудовано О. Т. Азімовим з використанням матеріалів буріння глибоких свердловин і даних праць [78, 80, 84 та ін.]).

1 — межі сейсмостратиграфічних комплексів; 2 — соленосні фації; 3 — позначення стратиграфічних комплексів; 4 — розривні порушення; 5 — пробурені глибокі свердловини, що розташовані на профілі (в усті вказані назви площ й номери свердловин в їх межах, у вибірній частині вказана глибина вибою, м)

Застосовуючи розроблений Л. Ф. Даргейко алгоритм, нами виконано розрахунок указаних вище необхідних параметрів для просторової інтерполяції значень товщини ейфельсько-верхньофранського СФК у межах території досліджень. При цьому під час розв'язання контрольних прикладів для апроксимації кореляційної функції використовувався метод апроксимації кубічними сплайнами як ай-більш точний. Отримані оцінки значень товщини підсолевого комплексу девону для досліджуваних площ [87–90] представлені у табл. 2.2.

Обговорення результатів дослідження

Звичайно, відповідно до теоретичного обґрунтування методу оптимальної інтерполяції Колмогорова для задовільної оцінки значень кореляційної функції бажано набрати 8–10 пар еталонних точок,

що розташовані приблизно на однаковій відстані одна від одної (щоб зсуви були однаковими). У нашому ж разі число цих пар лише 5–6, що є певним недоліком. Разом з тим вираховані дані товщини підсолевого СФК оцінюються задовільними для регіонального масштабного рівня вивчення території. Зокрема, контрольна точка — свердловина Білоцерківсько-Остапівська-23 у межах бортового схилу відповідного виступу зі значенням товщини досліджуваного комплексу порід 335 м, що розташована у двох кілометрах північно-східніше від вимірної точки № 15 (район свердловини Білоцерківсько-Остапівської-21, де товщина оцінена у 332 м (див. рис. 2.20) позначена чорним квадратом, та див. табл. 2.2) — підтверджує високу точність виконаного розрахунку (відносна похибка становить лише близько 1%). Проте, за матеріалами глибокого бурі-

Таблиця 2.2.

Місцеположення і прогнозовані товщини підсолевого СФК девону ($D_{2,3}^1$) досліджених площ (точки)

№ з/п	Розташування досліджених площ	№№ свердловин на структурах	Площа	Координати*		Оцінена товщина ФК $D_{2,3}^1$, м
				Х, м	У, м	
12.	На РПМСГТ Ромодан–Афанасівка	–	бортовий схил	1942294	525473,74	427
13.	Свердловина Петриківська-14	14	Петриківська	31995,76	519219,17	273
14.	На РПМСГТ В. Багачка–Лебедин приблизно посередині між свєв Білоцерківсько-Остапівською-231 і Великобагачанською-7	–	бортовий схил	44851,33	514907,34	436
15.	Білоцерківсько-Остапівський виступ	21	бортовий схил	59790,04	500739,11	332
16.	Північно-західна перикліналь Колонітвської структури	429	Колонітвська	68784,66	499215,27	353
17.	Слетіння Подільської структури	–	Подільська	59025,27	514527,81	374

* — координати умовні.

ння відомо [80], що лише розкрита товщина комплексу D_{2-3}^1 у свердловині Білоцерківсько-Остапівській-21 складає 549 м (вибій свердловини на глибині – 2949 м у підсольових утвореннях девону, покривля яких має позначку – 2400 м). Отож відносна похибка становить щонайменш 40%, що загалом характерно для істотних перепадів поля на невеликих відстанях. Це, вочевидь, притаманно для досліджуваного параметра товщини на деяких площах території робіт загалом (здебільшого в районах локальних підняттях, піднесених блоків тощо).

Отже, надалі для більш коректного аналізу проведених вирахувань товщини підсольового СФК у точках інтересу необхідно оцінити їх у цих точках за даними РП МСГТ Ромодан-Афанасіївка, В. Багачка-Лебедин, а також за архівними матеріалами буріння глибокої свердловини Петрівцівська-14 та свердловини № 429 у межах північно-західної перикліналі Колонтаївської структури (у разі, якщо ці свердловини пройшли увесь або ж принаймні значний розріз порід ейфельсько-пізньофранського віку).

У подальшому, використовуючи можливості пакету програм ArcGIS 9.2 стосовно просторових інтерполяцій, побудовано картосхему вирахування значень поля товщин підсольового СФК (D_{2-3}^1) в ізолініях. Зазначена інтерполяція наявних значень товщини по району досліджень (з урахуванням як еталонних, так і точок прогнозу за методом Колмогорова) виконана за методом звичайного кригінгу (*Ordinary Kriging*). У результаті вперше для району Білоцерківсько-Остапівського виступу південного борту і прилеглої частини південної прибортової зони центрального грабену ДДЗ побудовано відповідну ізолінійну картосхему прогнозованого площового розподілу зазначених товщин (рис. 2.23), а також тривимірне зображення розподілу поля цього параметра (рис. 2.24).

З отриманої картосхеми видно загалом нерівномірний по площі розподіл товщини ейфельсько-

верхньофранського комплексу. Звертають на себе увагу зонально-локальні мінімуми значень на Петрівцівській (точка 3), Бугівській (точка 6) і Сагайдацькій (точка 8) площах. Натомість Березівська (точка 1), Великобагачанська (точка 5) і Підгорянська (точка 11) площі, а також район свердловини Білоцерківсько-Остапівська-232 (точка 2) характеризуються збільшеною товщиною СФК D_{2-3}^1 . Градієнтні зони на картосхемі, очевидно, відображають поховані зони диз'юнктивних структур. Побудови у південно-західній частині району робіт, на нашу думку, є мало імовірними з огляду на відсутність конкретних еталонних точок.

Висновки і перспективи подальших досліджень Білоцерківсько-Остапівської ділянки

Отже, застосовуючи метод оптимальної просторової інтерполяції Колмогорова, на прикладі підбраного й аргументованого Білоцерківсько-Остапівського полігону ДДЗ, по території якого зібрано ряд дистанційних (див. рис. 2.19) геолого-геофізичних даних (матеріали глибокого буріння свердловин та їх випробувань, сейсмозвідки МСГТ тощо [78, 80, 84]; див. рис. 2.20–2.22 та табл. 2.1). У результаті виконано розрахунок товщини нафтогазоперспективного підсольового ейфельсько-верхньофранського (воронізького) СФК (D_{2-3}^1) на площах інтересу (див. табл. 2.2). Попередньо оцінено інформативність розрахованих даних як задовільну для стадії регіонального дослідження території.

Залучаючи можливості ArcGIS 9.2, виконано просторову ізолінійну інтерполяцію значень підсольового СФК за методом звичайного кригінгу. Вперше для району робіт побудовано відповідну картосхему площового розподілу вказаного параметра (див. рис. 2.23).

Наведені прогнози товщини підсольового комплексу девону в подальшому, як додатковий інформативний матеріал, можуть використовуватися при

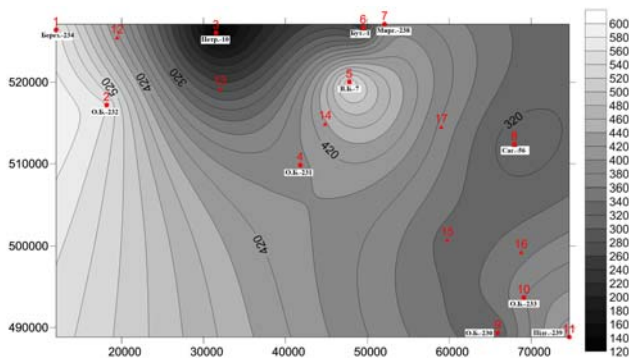


Рис. 2.23. Район Білоцерківсько-Остапівського виступу південного борту і прилеглої частини південної прибортової зони центрального грабену ДДЗ. Площовий розподіл товщини підсольового СФК девону (D_{2-3}^1 , м) за даними буріння глибоких свердловин і просторових інтерполяцій за методами Колмогорова та звичайного кригінгу (координати умовні, м). Кругами позначено еталонні точки (свердловини, див. табл. 2.1), трикутниками — досліджені площі (точки прогнозу, див. табл. 2.2)

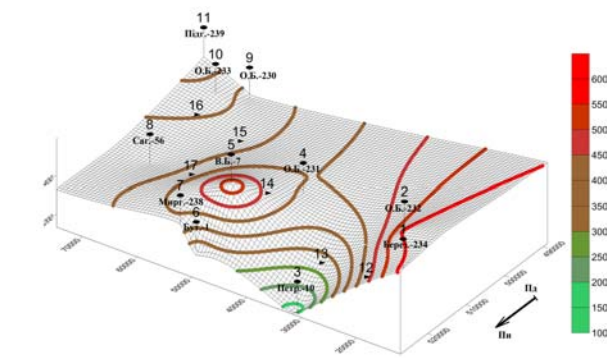


Рис. 2.24. Район Білоцерківсько-Остапівського виступу південного борту і прилеглої частини південної прибортової зони центрального грабену ДДЗ. Тривимірне зображення розподілу поля товщини підсольового СФК девону (D_{2-3}^1 , м) за даними буріння глибоких свердловин і просторових інтерполяцій за методами Колмогорова та звичайного кригінгу (координати умовні, м). Кругами позначено еталонні точки (свердловини, див. табл. 2.1), трикутниками — досліджені площі (точки прогнозу, див. табл. 2.2)

плануванні обсягів польових площових сейсморозвідувальних досліджень МСГТ, а також у процесі вибору місць закладання параметричних свердловин глибокого буріння. Останні, на наш погляд, повинні пройти розріз як карбованих утворень, так і всі СФК девону й увійти у породи кристалічного фундаменту.

На перспективу варто було б дослідити (виміряти) значення товщини ейфельсько-пізньофранського комплексу в межах вже відібраних площ (точках прогнозу) шляхом здійснення просторової інтерполяції за методом звичайного кригінгу, застосовуючи, наприклад, можливості ArcGIS 9.2. А потім порівняти їх з аналогічними, вирахованими за методом Колмогорова параметрами і завірковими геолого-геофізичними даними (очевидно, останні потребують поповнення з архівних джерел). Таким чином можна буде встановити, який з зазначених методів є більш точним для умов території робіт.

Необхідно також верифікувати можливості зазначених методів просторової інтерполяції даних у межах іншого полігону (полігонів) досліджень на території ДДЗ. Вони повинні бути ретельно обґрунтовані, забезпечені базовим комплексом матеріалів геолого-геофізичних і дистанційних досліджень.

Нижче на прикладі **Довгалівсько-Лакизинської ділянки** (рис. 2.25) детальніше проаналізуємо результати встановлення значень і вивчення закономірностей площової мінливості різноманітних структурно-літологічних параметрів осадових утворень продуктивного горизонту (ПГ) В-21 у породах пізньовізейського віку раннього карбону (C_1v_2) з використанням методів підвищення просторового розрізнення геолого-геофізичних даних (методів просторової інтерполяції даних), а саме — методу кригінгу. Це такі параметри, як відмітка підосви зазначеного ПГ, загальна його товщина, а також тов-

щина піщаних пластів у його розрізі (позначимо їх як параметри 1, 2 і 3). Регуляризація цих параметрів по всій ділянці, що розглядається, у подальшому потрібна для виявлення кореляційних зв'язків між геологічними, геофізичними і вимірними за даними ДЗЗ ландшафтними параметрами, які формуватимуть відповідну матрицю їх значень.

Характеристика району дослідження

Довгалівсько-Лакизинська ділянка стосовно тектонічного районування [95] приналежна до центральної зони Дніпровського грабену ДДЗ. По території ділянки зібрано ряд апріорних геолого-геофізичних даних (матеріали буріння глибоких свердловин та їх випробувань, сейсморозвідки МСГТ, матеріали з тектоніки, палеорекострукцій, дані з особливостей нафтогазоносності тощо; див. рис. 2.25, 2.30) [77,91–95]. Особливо слід підкреслити, що за даними буріння свердловин і каротажу в них підібрано значення відмітки підосви ПГ В-21, а також самостійно обчислено загальну його товщину. На підставі опрацювання матеріалів досліджень [96] отримано товщину піщаних пластів у межах ПГ В-21 (табл. 2.3).

У структурному сенсі ділянка приурочена до розлогого північно-східного, майже моноклінального схилу Срібнянської депресії западини. Вона характеризується порівняно однорідною геологічною будовою (рис. 2.26). У межах ділянки розміщене Волошківське газоконденсатне родовище, що перебуває у розробці [96] (див. рис. 2.26, 2.30). Під час випробування у 1983 р. параметричної свердловини 314, яка забурена на площі в 1981 р., з верхньовізейських відкладів (інтервал 4910–4952 м, ПГ В-21) отримано промисловий приплив газу дебітом 332 тис. m^3 та конденсату — 164 т на добу [92]. У 1983 р. родовище прийняте на Державний баланс. Одночасно з цим проводилися пошуки нових родовищ на південь (Карпилівська площа) і захід (Зимницька та Горківська) від виявленого. Ці пошукові об'єкти спочатку вважалися окремими тектонічними блоками монокліналі.

З п'яти свердловин Зимницького блока тільки в одній (св. 3) отримано промисловий приплив газоконденсату, що стало підставою для включення його в 1991 р. до Державного балансу. Як з'ясувалося згодом, це була лише північно-західна частина покладу горизонту В-21 Волошківської площі. На півдні свердловинами 4, 6, 9 і 10 відкрито ще одне скупчення газу в горизонті В-22. Його також прийняли за окреме Карпилівське родовище і включили в 1992 році до Державного балансу. Подальше вивчення цієї ділянки Срібнянської депресії показало, що це південна частина Волошківського родовища, але на 01.01.1994 р. у Державному балансі зареєстровано три окремих родовища: Волошківське, Зимницьке та Карпилівське [93].

Загалом пробурено одну параметричну, 18 пошукових і розвідувальних та 4 експлуатаційних сверд-

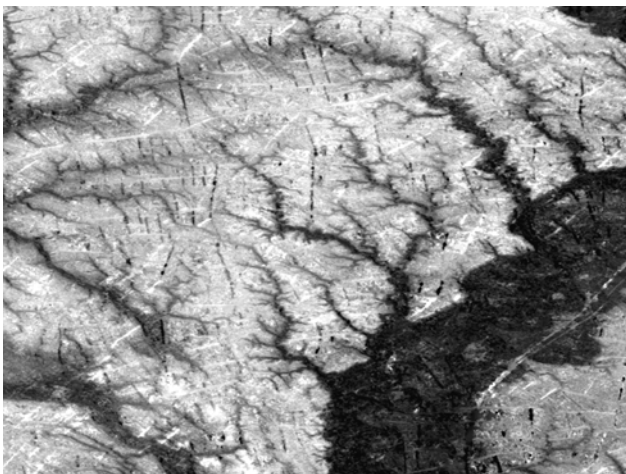


Рис. 2.25. Територія Довгалівсько-Лакизинської ділянки Дніпровського грабену ДДЗ. Фрагмент перетвореного сканерного космічного знімка ASTER GDEM

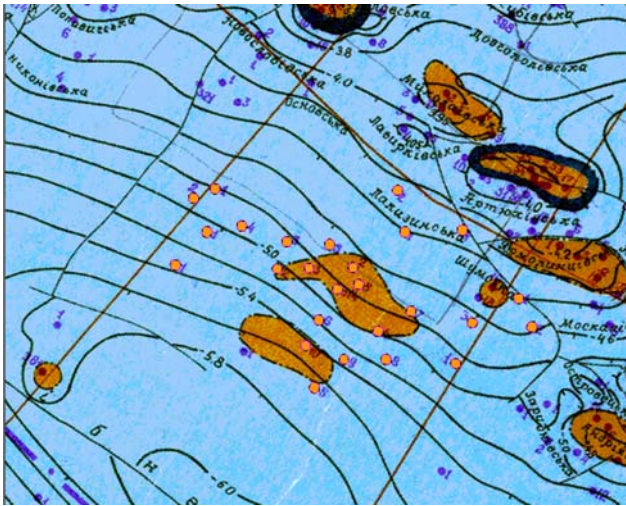


Рис. 2.26. Район Довгалівсько-Лакізінської ділянки. Картохема розташування свердловин глибокого буріння, які в дослідженні взяті за еталонні (або опорні — кружки оранжевого кольору) на фоні фрагмента структурно-тектонічної карти ДДЗ масштабу 1:200 000 з винесеними ізогіпсами відбиваючих горизонтів візейського ярусу нижнього карбону. Складено з використанням матеріалів [77]

ловини, які розкрили розріз карбонатно-теригенних порід від четвертинних до нижньокам'яновугільних.

Родовище розташоване в межах монокліналі, яка занурюється в південно-західному напрямку під кутом 8–10°. Вона порушена згідним скидом амплітудою 40–50 м. Газоконденсатні скупчення горизонтів В-21 і В-22 пов'язані з пластами піщаних порід-колекторів, які по здиманню заміщуються непроникними глинистими відкладами. Крім того, поклад горизонту В-21 з південного сходу екранований порушенням.

Дослідно-промислова експлуатація покладу горизонту В-21 розпочалася на Волошківській ділянці в 1981 р., а згодом вона охопила і Зимницьку його частину, з якої на 01.01.1994 р. видобуто 23 млн м³ газу і 6 тис. т конденсату. Початковий пластовий тиск у скупченні горизонту В-21 становив 54,7 МПа. Характер залежності між динамікою його зниження та накопиченим видобутком газу підтверджує запаси газу, визначені об'ємним методом. Невисокий щорічний рівень його відбору (7,4% початкових запасів) не дозволяє однозначно встановити режим розробки покладу. Враховуючи складну геологічну будову резервуарів та досвід розробки родовищ північно-західної частини регіону передбачається, що і в подальшому він буде газовим. Поклад горизонту В-22 не розроблявся. На 01.01.1991 р. з родовища відібрано 376,1 млн м³ газу та 171 тис. т конденсату [92].

Подальші перспективи нафтогазоносності Довгалівсько-Лакізінської ділянки вбачаються нами з огляду на міркування, що викладені у публікації [95]. Так згідно з побудованими її авторами структурни-

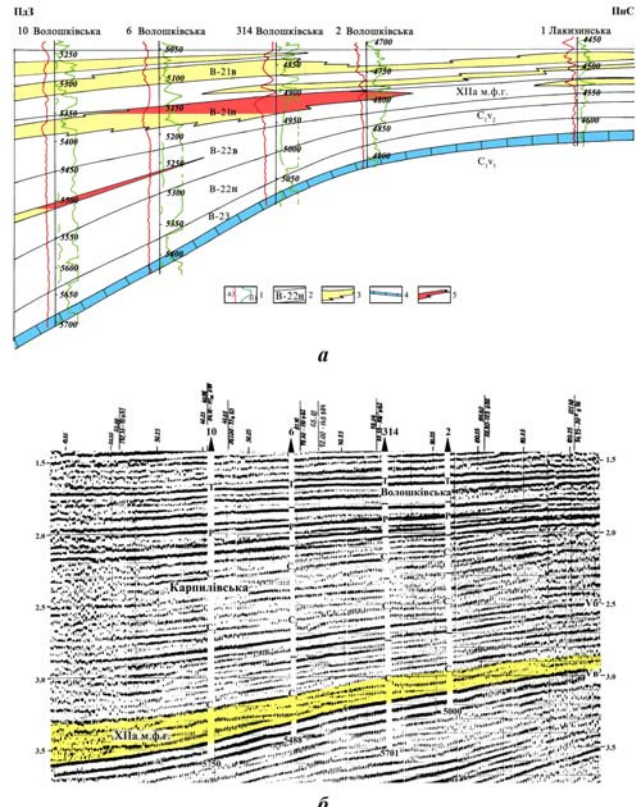


Рис. 2.27. Палеогеографічний розріз відкладів XIIа мікрофауністичного горизонту (м.ф.г.) Волошківського газоконденсатного родовища (а) з фрагментом часового розрізу МСТГ 15 9 80 (б) [98]

1 — каротажні криві: а — спонтанної поляризації, б — позірною опорю; 2 — продуктивні горизонти; 3 — пісковики; 4 — вапняки; 5 — поклади ВВ

ми картами покривель верхньовізейської карбонатної “плити”, ПГ В-22, В-21 у межах Довгалівсько-Лакізінської ділянки у цих відкладах безперспективні подальші пошуки антиклінальних або тектонічно екранованих пасток ВВ. У той же час прогнозується наявність перспективних неантиклінальних пасток ВВ у ПГ В-23, В-22, В-21, численних біогермів у верхньовізейській карбонатній “плиті”.

На підставі даних сейсмофаціального аналізу, проведеного в межах Волошківської і частково Зимницької ділянок, доводиться [95], що промислові припливи газу і конденсату ПГ В-21 пов'язані з акумулятивними зонами дельтового походження. Максимальні припливи ВВ (св. 314) досягнуті при розкритті депоцентру дельтових відкладів ПГ В-21в. При цьому піски гирлових барів, русел, уздовжберегових валів надійно прикриті морськими глинами з високими покришковими властивостями, що забезпечує наявність високоперспективних пасток і заповнення їх ВВ. Як свідчать результати буріння і проведених сейсмостратиграфічних досліджень на Волошківській і Зимницькій ділянках, перспективними є піщано-алевролітові відклади ПГ В-21 у середній і південно-східній частинах площі досліджень. Згідно з проведеним сейсмофаціальним аналізом по ПГ В-21 у межах Волошківської й Зимниць-

Таблиця 2.3.

Характеристика структурно-літологічних параметрів осадових утворень продуктивного горизонту В-21 (C_1v_2) за даними буріння глибоких свердловин і каротажу (складено з використанням матеріалів праць [97, 100])

№ з/п	№ точки	Площа	№ свердловини	Координати, м*		Відмітка підпошви, м	Товщина, м	Товщина піщаних пластів у межах ПГ В-21, м
				X	Y			
1.	1	Волошківська	2	11624.78	616348.14	4840	52	4
2.	2	Волошківська	3	9262.28	616335.02	5070	134	97
3.	3	Волошківська	4	13000.41	612938.92	5126	118	52
4.	4	Волошківська	5	11903.30	615429.00	4813	51	20
5.	5	Волошківська	6	09790.56	613552.52	5285	131	38
6.	6	Волошківська	7	14725.56	614028.3	4884	64	1
7.	7	Волошківська	8	13373.69	611429.55	5272	180	11
8.	8	Волошківська	9	11138.22	611434.24	5403	138	36
9.	9	Волошківська	10	9094.94	612171.11	5522	166	54
10.	10	Волошківська	314	10781.50	615199.70	4970	61	43
11.	11	Карпівська	5	9560.88	609930.02	5610	163	70
12.	12	Горківська	1	3812.13	618264.39	5205	130	немає даних
13.	13	Горьківська	2	7562.59	616298.92	5213	151	50**
14.	14	Зимницька	1	4245.25	620577.67	4905	95	немає даних
15.	15	Зимницька	2	3103.38	620078.92	5025	97	немає даних
16.	16	Зимницька	3	8077.75	617742.67	5010	98	20
17.	17	Зимницька	4	5675.88	618579.39	5070	122	13
18.	18	Зимницька	5	10368.06	617595.02	4864	74	8
19.	19	Олексинська	1	2135.41	616499.08	5365	90	немає даних
20.	20	Гудимська	1	17101.19	611229.39	4986	96	23
21.	26	Шумська	1	20467.75	614704.24	5476	186	55
22.	27	Шумська	2	21176.50	613175.17	5481	208	58
23.	28	Шумська	3	17980.56	613401.58	5340	260	74
24.	29	Шумська	4	17468.69	618372.67	5360	220	52
25.	30	Лакизинська	1	14397.44	618264.39	5424	183	56
26.	31	Лакизинська	2	14003.69	620495.64	4539	20*	20

* координати умовні;

** товща представлена лише продуктивним горизонтом В-21н (горизонт В-21в у розрізі не виділяється);

*** за даними графічної інтерполяції П. Корженева [100]

кої ділянок встановлено, що у св. Волошківських — 1, 2, 3, 4, 30Д, 314 і Зимницькій-3 промислові припливи ВВ пов'язані з піщано-алевролітовими акумулятивними тілами дельтового походження.

На схемі перспективних дельтових акумулятивних зон у межах Волошківської і частково Зимницької ділянок ПГ В-21, побудованій за даними сейсмофациального аналізу [95], виділяється Зимницько-Волошківська акумулятивна зона південно-східного простягання, в межах якої пробурені св. Зимницька-3, Волошківські-3, -314, -32, -1, -4, -30Д, які розкрили газоконденсатний поклад ВВ у ПГ В-21. На проміжку св. Зимницька-3—св. Волошківська-32 від Зимницько-Волошківської зони у східному напрямку відокремлюються дві гілки, що в свою чергу розгалужуються у східному і північно-східному напрямках. У межах розгалуженої північної гілки у св. Волошківська-2 отримано промислові припливи ВВ, а у св. Волошківська-5, яка розташована на північній границі південного розгалуження зони, одержано непромислові припливи. Св. 314 розміщена в депоцентрі в місці південного розгалуження Зимницько-Волошківської зони і розкрила пісковик гирлового бару, з якого отримано найбільший приплив ВВ у межах Волошківського родовища. Св. 4 і 30Д розкрили поклад у ПГ

В-21, найімовірніше, не у власне зоні, а трохи на північ у фації пляжевих пісків, які є продуктом часткового розмиву акумулятивної зони у процесі її формування. В інших свердловинах у межах Волошківської й Зимницької ділянок, що розташовані за межами акумулятивних зон, відсутні припливи ВВ.

На підставі викладеного у межах Довгалівсько-Лакизинської площі по ПГ В-21 у майбутньому варто закартувати перспективні акумулятивні зони з виділенням в їх межах депоцентрів, як це частково зроблено по ПГ В-21 у межах Волошківського і Зимницького родовищ ВВ [95].

Результати

Отже, незважаючи на викладені вище уявлення про досить складні моделі пасток ВВ у межах Волошківсько-Зимницької площі, все ж візьмомо до уваги порівняно однорідну для зонального масштабного рівня досліджень геологічну будову нижньокам'яно-вугільної товщі на території Довгалівсько-Лакизинської ділянки центрального грабену ДДЗ. Ділянку прийmemo за своерідний полігон й використаємо кригінг-метод детермінованої інтерполяції [97] для побудови структурної карти підпошви ПГ В-21, для визначення закономірностей площової мінливості загальної

його товщини, а також товщини піщаних пластів у його розрізі по території, що вивчається.

Таким чином, застосовуючи можливості ArcGIS 9.2, яке здатне виконувати просторові інтерполяції різноманітних даних за методами кригінгу з вирисунанням відповідних ізолінійних картосхем, нами за методом звичайного кригінгу реалізовано розрахунок і прийоми відповідного картографічного представлення матеріалів з досліджуваних параметрів ПГ В-21 (відмітка його підшови, загальна тов-

щина, а також товщина піщаних пластів у його розрізі) у межах підбраної й аргументованої Довгалівсько-Лакизинської ділянки ДДЗ. Для зазначеної території побудовано 98, 99) структурну картосхему підшови ПГ В-21 (рис. 2.28), а також картосхеми прогнозованого площового розподілу загальної товщини цього горизонту (рис. 2.29) і товщини піщаних пластів, що входять до його складу (рис. 2.30). Крім цього, створено тривимірні зображення розподілу вказаних параметрів (рис. 2.31–2.33).

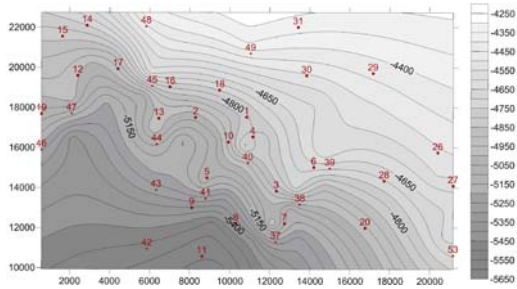


Рис. 2.28. Довгалівсько-Лакизинська ділянка ДДЗ. Структурна картосхема підшови ПГ В-21 (C, V_2 , глибини у м) за даними буріння глибоких свердловин [93] і просторової інтерполяції за методом звичайного кригінгу (координати умовні, м) [98, 99]. Кругами позначено еталонні точки (свердловини, див. табл. 2.3), трикутниками — площі, що становлять пошуковий інтерес

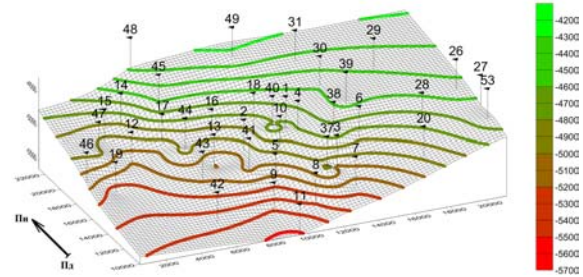


Рис. 2.31. Довгалівсько-Лакизинська ділянка ДДЗ. Тривимірне зображення структурної поверхні підшови ПГ В-21, м, за даними буріння глибоких свердловин [93] і просторової інтерполяції за методом звичайного кригінгу (координати умовні, м) [98, 99]

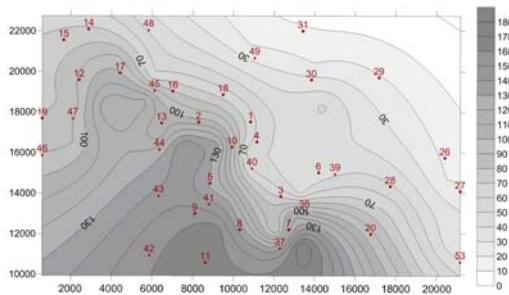


Рис. 2.29. Довгалівсько-Лакизинська ділянка ДДЗ. Картосхема прогнозного площового розподілу загальної товщини ПГ В-21, м, за даними буріння глибоких свердловин [93] і просторової інтерполяції за методом звичайного кригінгу (координати умовні, м). Кругами позначено еталонні точки (свердловини, див. табл. 2.3), трикутниками — площі, що викликають пошуковий інтерес

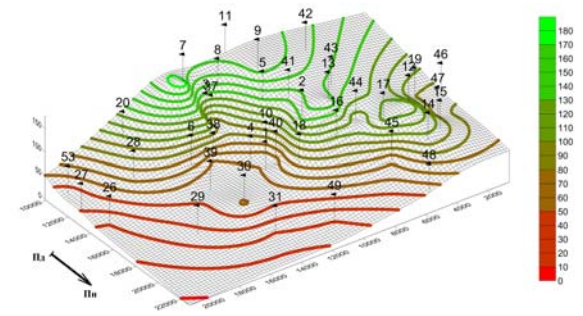


Рис. 2.32. Довгалівсько-Лакизинська ділянка ДДЗ. Тривимірне зображення площового розподілу загальної товщини ПГ В-21, м, за даними буріння глибоких свердловин і просторової інтерполяції за методом звичайного кригінгу (координати умовні, м). Складено з використанням матеріалів праці [93]

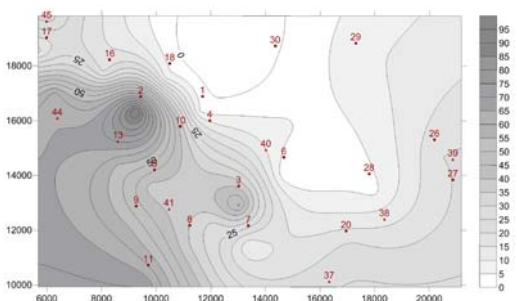


Рис. 2.30. Довгалівсько-Лакизинська ділянка ДДЗ. Картосхема прогнозного площового розподілу товщини піщаних пластів у межах ПГ В-21, м, за даними буріння глибоких свердловин [96] і просторової інтерполяції за методом звичайного кригінгу (координати умовні, м). Кругами позначено еталонні точки (свердловини, див. табл. 2.3), трикутниками — площі, що викликають пошуковий інтерес

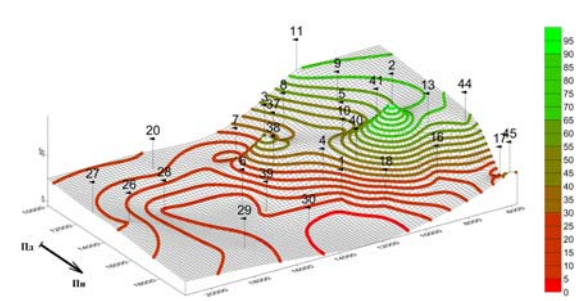


Рис. 2.33. Довгалівсько-Лакизинська ділянка ДДЗ. Тривимірне зображення площового розподілу товщини піщаних пластів у розрізі ПГ В-21 (м) за даними буріння глибоких свердловин [96] і просторової інтерполяції за методом звичайного кригінгу (координати умовні, м)

Рекомендації на подальші дослідження

Отримані картографо-схематичні моделі прогнозу площової мінливості товщини ПГ В-21 і товщини піщаних пластів у його межах, поряд із виконаними структурними побудовами підосви горизонту, в подальшому, як додатковий інформативний матеріал, можуть використовуватися при плануванні обсягів польових площових сейсморозвідувальних досліджень МСГТ, а також у процесі вибору місць закладання пошуково-розвідувальних свердловин глибокого буріння. Ос-

танні, на наш погляд, повинні пройти розріз усіх утворень ХІІа м.ф.г. (у складі ПГ-21, -22 і -23, за уявленнями автора праці [94]) й увійти у породи ХІІІ м.ф.г. (ПГ-24–25).

Разом з тим потрібно усвідомлювати, що за такої досить складної моделі пасток ВВ у межах Волошківсько-Зимницької площі, як це описано у публікації [95], для їх картування і видачі конкретних рекомендацій щодо глибокого буріння необхідна велика щільність профілів МСГТ, об'ємна міграція, що реалізується 3D-методикою.

2.6. Метод оцінювання вуглеводневого потенціалу локальних структур на основі комплексування матеріалів космічної зйомки і магнітометричних даних

Роботи з виявлення покладів ВВ повинні базуватися на економічно обґрунтованих комплексних геолого-геофізичних дослідженнях, які включають інтеграцію і спільну інтерпретацію великих об'ємів різномірних числових даних: вимірів геофізичних полів, отриманих в різних спектральних діапазонах електромагнітних хвиль матеріалів ДЗЗ, параметричних характеристик геологічного середовища тощо [100–102].

Побудова моделі

Як елемент комплексного підходу до оброблення та інтерпретації даних різної фізичної природи виконаємо аналітичний розрахунок кількісного пошукового сигналу (аномалії магнітного поля — ΔTa або Z), який пов'язаний з нафтогазовим покладом. Припустимо, що останній являє собою пласт малої товщини (Δb), яка менше за його горизонтальні розміри ($2b$) (рис. 2.34):

$$\Delta b < 2b, \quad (2.54)$$

що цілком відповідає переважній більшості умов відомих родовищ ВВ різних морфогенетичних типів багатьох нафтогазоносних областей. Таким чином, для аналітичного вирахування можливого пошукового сигналу (аномалії ΔTa або Z) апроксимацію форми передбачуваного нафтогазового покладу здійснимо двовимірною прямокутною призмою, а гірських порід за контуром покладу — напівшарами.

Отже, функціональний вираз вертикальної складової магнітного поля (Z) над пластом обмеженого розповсюдження на глибину буде являти собою різницю виразів Z над двома пластами нескінченно великого розповсюдження на глибину. Один із цих пластів має верхню кромку, яка збігається з заданою (покрівля покладу ВВ), а в іншого вона відповідає нижній кромці заданого пласта (підосва покладу ВВ).

Якщо товщина пласта Δb дуже мала порівняно з глибиною його залягання (b) і горизонтальними параметрами $2b$, то отримуємо пласт, який залягає горизонтально (див. рис. 2.34). Припустимо, що й мож-

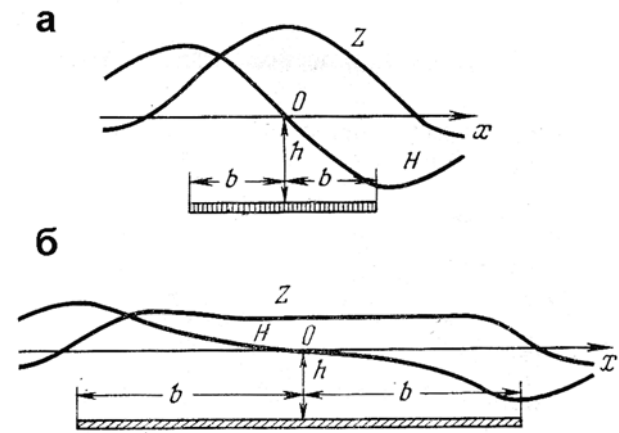


Рис. 2.34. Криві Z і H над горизонтальним пластом (а — горизонтальна потужність пласта менше або порівнянна з глибиною його залягання; б — горизонтальна потужність пласта значно перевищує глибину його залягання) [103]; X — лінія (вісь), яка перпендикулярна до простягання пласта і вздовж якої вираховують значення магнітного поля ($x=0$ у точці, яка відповідає проекції середини верхньої кромки пласта на вісь X); b — $1/2$ горизонтальних розмірів пласта; b — глибина до верхньої кромки пласта

ливий нафтогазовий поклад також залягає горизонтально. Таким чином, щоб написати аналітичний вираз напруженості магнітного поля по лінії (осі) X , яка перпендикулярна до простягання пласта (Декартова система координат), достатньо взяти похідну по b зі зворотнім знаком від виразу, що відповідає напруженості поля пласта великої товщини, і помножити на Δb . Останнє є значенням товщини пласта обмеженого розповсюдження на глибину.

Відповідно до [104], у загальному вигляді напруженість поля похилого пласта великої товщини виражається формулою:

$$Z = 2J \left[\left(\arctg \frac{x+b}{b} - \arctg \frac{x-b}{b} \right) \text{Cos} \nu - \left[-\frac{1}{2} \text{Sin} \nu \ln \frac{b^2 + (x+b)^2}{b^2 + (x-b)^2} \right] \right] \text{Sin} \alpha, \quad (2.55)$$

$$\text{при цьому } \nu = \alpha - \varphi, \quad (2.56)$$

де J — намагніченість пласта, b — $1/2$ горизонтальних розмірів пласта, b — глибина до верхньої кромки пласта, x — відстань по осі X до точки виміру величини Z (при умові, що початок координат збігається з проекцією середини верхньої кромки пласта на вісь X), α — кут падіння похилого пласта, φ — кут між віссю X і проекцією вектора J на площину XOZ (кути α і φ відраховуються від додатного напрямку осі X) ([104], рис. 62).

Отже, Z горизонтального пласта ($\alpha = 90^\circ$) малої товщини матиме вираз:

$$Z=2J2b \frac{(b^2+b^2-x^2) \cos v - 2bx \sin v}{[b^2+(x+b)^2][b^2+(x-b)^2]} \Delta b, \quad (2.57)$$

$$\text{або } Z=2M \frac{(b^2+b^2-x^2) \cos v - 2bx \sin v}{[b^2+(x+b)^2][b^2+(x-b)^2]}, \quad (2.58)$$

де добуток $J2b\Delta b$ дорівнює магнітному моменту перетину пласта:

$$J2b\Delta b=M. \quad (2.59)$$

Якщо прийняти, що $v = 0^\circ$ (тобто пошуковий пласт намагнічений вертикально, $\varphi = 90^\circ$), тоді отримаємо:

$$Z=2M \frac{b^2+b^2-x^2}{[b^2+(x+b)^2][b^2+(x-b)^2]}. \quad (2.60)$$

Аналогічний аналітичний вираз Z для профілю, який проходить ухрест простягання горизонтального пласта, знаходимо також у праці [103].

Проаналізуємо поведінку кривої Z на наявність екстремумів. Так у випадку, коли горизонтальні розміри пласта невеликі або наближені до глибини його залягання ($2b \approx b$), крива Z має максимум (або мінімум — залежно від значень магнітної сприйнятливості к гірських порід пласта) у точці $x = 0$ (див. рис. 2.34, а). Якщо ж горизонтальні параметри пласта великі порівняно з глибиною його залягання ($2b > b$), точка $x = 0$ відповідає мінімуму (або максимуму) значень Z . У цьому випадку максимумами (або мінімумами) кривої Z утворюються поблизу країв пласта в точках з координатами (див. рис. 2.34, б):

$$x=\pm\sqrt{b^2+b^2-2b\sqrt{b^2+b^2}}. \quad (2.61)$$

Через нуль ($Z = 0$) крива Z переходить у точках:

$$x=\pm\sqrt{b^2+b^2}. \quad (2.62)$$

При вертикальній (або наближеній до неї) намагніченості пласта, коли останній має істотні лінійні розміри верхньої грані порівняно з глибиною до неї і значною віддаленістю нижньої грані від верхньої, що характерно для прямокутного паралелепіпеда, поле Z може бути виражене [104, 105] через різни-

цю кутів видимості верхньої та нижньої його поверхонь (у розрізі по осі X):

$$Z=2J\theta. \quad (2.63)$$

де θ — тілесний кут видимості об'єкта з точки спостереження,

$$\text{або } Z=2\pi\sigma\theta, \quad (2.64)$$

де σ — поверхнева щільність магнетизму пласта:

$$\sigma=J \cos \varphi, \quad (2.65)$$

а оскільки $\varphi = 90^\circ$, то $\sigma = J$. (2.66)

Аналітичні вирази напруженості магнітного поля над пластом з обмеженим розповсюдженням на глибину при $v \neq 0^\circ$ настільки складні, що авторам праці [104] не вдалося знайти формули для вираховання великої кількості невідомих.

Підбір параметрів для аналітичного розрахунку аномалій геомагнітного поля від нафтогазових покладів

Для кількісної оцінки аномалій магнітного поля від покладів ВВ здійснимо підбір різноманітних параметрів (відповідно до принципів, викладених у [100–102]) стосовно умов Керченської структури, яка розташована в межах Прикерченської ділянки шельфової зони Чорного моря. Ця територія останнім часом привертає до себе підвищену увагу з нафтогазопошукової точки зору, особливо з урахуванням відкриття в її межах у 2005 році промислового покладу вуглеводневої сировини на піднятті Суботіна [106].

Стосовно тектонічного районування Керченська структура приурочена до Індоло-Кубанського крайового прогину і лежить в межах Тамансько-Керченського нафтогазоносного району [107]. За аналогією з Придорожнім газовим родовищем (Керченський півострів), яке просторово також належить до вказаних регіональних об'єктів і розташоване найближче до Керченського підняття, припустимо, що можливий поклад ВВ на останньому приурочений до нижньої частини відкладів майкопської серії палеогену. На перспективність цих утворень вказують також інші дослідники [108].

Так, з свердловини 1-В(Д), яка була забурена на Придорожній структурі в 1990 році, у 1992 році отримано приплив горючого газу з відкладів нижнього майкопу (пачка М-5, інт. 4 955–4 967 м). Дебіт газу через діафрагму діаметром 6 мм становив 26,8 тис. м³/добу при буферному тиску 5,0 і затрубному — 8,7 МПа. Товщина продуктивної пачки М-5 становить 25–30 м. Вона складена чергуванням різнозернистих пісковиків та аргілітів. Ефективна товщина пачки — 10–15 м.

Отже, у своїх розрахунках Δb пласта візьмемо рівною 30 м, оскільки за даними [108] ефективна нафтонасичена товщина пачки в районі Керченської площі теж передбачається у 30 м.

Для встановлення інших геометричних параметрів будови можливого покладу ВВ на Керченському піднятті проаналізуємо структурну карту по горизонту відбиття Па (P_3^1 , нижня частина відкладів майкопської серії) за даними сейсморозвідувальних робіт методом відбитих хвиль спільної глибинної точки (автори — Г. Г. Маркова і В. В. Напраснова [109, 110]). Згідно з цією картою, підняття являє собою брахiantиклінальну структуру, яка простягається з південного заходу на північний схід. У південно-західній і центральній частинах структури виявлене локальне склепіння розміром 1.5×6.0 км, яке оконтурюється замкненою ізогіпсою — 1900 м, у той час як у центральній його частині розміром 0.7×3.0 км глибини простеження горизонту відбиття Па становлять 1450–1600 м. Отже, у розрахунках горизонтальні розміри $2b$ пласта прирівнюємо до 3000 м, а глибину до верхньої його кромки — до 1.5 км. Таким чином, маємо випадок, коли горизонтальні розміри пласта невеликі й наближені до глибини його залягання ($b \approx b$).

Вказане локальне склепіння викликає певну зацікавленість щодо пошуків покладів нафти і газу у зв'язку з тим, що просторово з ним збігається аномалія з передбачувано зниженими значеннями температур поверхневих вод, які, окрім іншого, характерні й для покладів ВВ. Аномалія виділена [100, 111, 112] за даними ДЗЗ, зокрема, космічного знімка Landsat TM від 05.05.1992 р. Склепіння у плані повністю лежить в контурі теплової аномалії за дистанційними даними. Ця аномалія хоча й має неправильну форму, проте загалом зорієнтована в напрямку простягання Керченського підняття з південного заходу на північний схід (рис. 2.35).

У формі аномалії спостерігаються деякі флуктуації, які або дещо субширотно витягують її, або невеликим відгалуженням продовжують у північно-північно-східному напрямку за межі контуру Керченської структури. Можливо, вказані флуктуації індицирують активізовані на сучасному етапі тектогенезу малоамплітудні зони тектонічних порушень, які не виділяються за даними сейсморозвідки. У такому разі аномалія розташована у вузлі перетину зон субширотної і північно-східної простягання. Про це свідчить загальна форма контуру аномалії, яку морфологічно можна віднести до типу нахиленого у східному напрямку “хреста”. Наявність неоднорідних субвертикальних зон передбачається також за результатами дешифрування матеріалів ДЗЗ іншими дослідниками [113, 114], які виявили в районі підняття низку лінеаментів діагональної та ортогональної систем.

У межах Керченської структури спостерігається також площове (на 80% за контурами) збігання теп-



Рис. 2.35. Просторове у плані зіставлення виділеної на знімку Landsat TM (05.05.1992 р., 6-й, тепловий, канал, 10.4–12.5 мкм) теплової аномалії (темно-сірий колір) з контуром локального склепіння Керченської структури (світло-сірий колір, горизонт відбиття Па — нижня частина відкладів майкопської серії)

лової аномалії за дистанційними даними з перспективою для пошуків покладів ВВ ділянкою за результатами інтерпретації матеріалів атмогеохімічних досліджень [113–115].

Величину намагніченості J зони прогнозного нафтогазового покладу в межах Керченського підняття приймемо, відповідно до [120], рівною $4\pi \cdot 10^{-6}$ од. СІ. Це узгоджується з даними значень магнітної сприйнятливості (κ) гірських порід продуктивної на ВВ товщі за матеріалами праць [116–122] (табл. 2.4) для земного намагнічуючого поля $H \approx 40\text{--}56$ А/м. Указані параметри пов'язані між собою співвідношенням [108]:

$$J = \kappa H. \quad (2.67)$$

Результати розрахунків

Кількісні розрахунки аномального ефекту в магнітному полі (для рівня моря) від ідеалізованого покладу ВВ у межах Керченської структу-

Таблиця 2.4.

Магнітні властивості порід деяких родовищ південно-східної частини ДДЗ [123]

Родовище	Вік	Порода	Магнітна сприйнятливність (κ) · 10 ⁻⁵ од. СІ			
			у контурі нафтогазоносності	кількість зразків	позаконтуром нафтогазоносності	кількість зразків
Коробочкинське	C _{1V}	аргіліт	17,9	43	29,9	24
		пісковик	20,3	17	13,4	12
		вапняк	13,5	16	18,2	14
Ртищівське	C _{1V}	аргіліт	14,6	6	41,4	59
		пісковик	16,9	4	12,1	28
		вапняк	10,0	3	10,4	24
Леб'язинське	C ₁ ³	аргіліт	26,0	4	32,7	18
		аргіліт	13,0	20	27,4	14
	C _{1V}	алевроліт	10,0	8	13,1	6
		пісковик	10,0	15	10,0	6
		вапняк	16,6	14	22,5	16

ри були виконані з застосуванням відповідної комп'ютерної програми. Зокрема, встановлено (табл. 2.5, рис. 2.36), що над центром моделі спостерігається мінімум інтенсивністю до -5 нТл (точка № 24, $x = 0$ м, позначена трикутником), поблизу країв пласта (точки №№ 9 і 39, $x = -1500$ і 1500 метрів відповідно, позначені кружками) значення Z становлять -2 нТл, а на віддалі приблизно 620 м від країв покладу (точки №№ 2 і 46, $x \approx -121,32$ і 2121,32 метрів відповідно) крива Z перетинає позначку 0 нТл.

Висновки і рекомендації

Отже, на Керченському піднятті аномальний ефект в магнітному полі від ідеалізованого нафтогазового покладу сягає -3 нТл у межах його контуру. Ці дані тісно корелюють з результатами розрахунків, що отримані [116, 118, 123] для схематичних магнітних моделей нафтогазоносних структур різних типів, які свідчать про фіксацію здебільшого відносно від'ємних аномалій магнітного поля величиною від долів до перших десятків нанотесл (най-

Таблиця 2.5.

Аналітично розраховані значення вертикальної складової магнітного поля Z вздовж горизонтального профілю, який перпендикулярний до простягання ідеалізованого покладу ВВ на Керченському піднятті

№ точки виміру	Відстань від проекції середини верхньої кромки пласта на лінію профілю. км	Значення Z . нТл	№ точки виміру	Відстань від проекції середини верхньої кромки пласта на лінію профілю. км	Значення Z . нТл
1	-2.2	0176085018	25	0.1	-5015353371
2	-2.12132	496052E-16	26	0.2	-4981474219
3	-2.1	-0051280843	27	0.3	-4924047662
4	-2.0	-031199265	28	0.4	-4841705658
5	-1.9	-0604869456	29	0.5	-4732688502
6	-1.8	-0926918802	30	0.6	-4595016282
7	-1.7	-1273240148	31	0.7	-4426726228
8	-1.6	-1637159418	32	0.8	-4226177807
9	-1.5	-2010619298	33	0.9	-3992415306
10	-1.4	-2384791647	34	1.0	-3725559288
11	-1.3	-2750819159	35	1.1	-3427176202
12	-1.2	-3100555885	36	1.2	-3100555885
13	-1.1	-3427176202	37	1.3	-2750819159
14	-1.0	-3725559288	38	1.4	-2384791647
15	-0.9	-3992415306	39	1.5	-2010619298
16	-0.8	-4226177807	40	1.6	-1637159418
17	-0.7	-4426726228	41	1.7	-1273240148
18	-0.6	-4595016282	42	1.8	-0926918802
19	-0.5	-4732688502	43	1.9	-0604869456
20	-0.4	-4841705658	44	2.0	-031199265
21	-0.3	-4924047662	45	2.1	-0051280843
22	-0.2	-4981474219	46	2.12132	496052E-16
23	-0.1	-5015353371	47	2.2	0176085018
24	0	-5026548246			

частіше — перших одиниць нанотесл). Це є передумовою фіксування пошукових об'єктів детальними наземними та аеромагнітними зйомками за умови точності приладів 0.1 нТл, а також виділення їх з метою подальшої інтерпретації.

Наведені результати з урахуванням матеріалів параметричних досліджень гірських порід, які пройдені свердловинами глибокого буріння на піднятті Субботіна, у подальшому можуть застосовуватися для детального вивчення за даними маг-

нітометрії та ДЗЗ низки структур Прикерченської та суміжних ділянок шельфової зони Чорного моря, інших нафтогазоносних областей і провінцій. В основі цього вивчення може лежати метод візуального районування або його математичного аналогу (апарат розпізнавання образів). Викладені результати можуть також враховуватися під час наступного поглибленого моделювання з використанням побудованої моделі як початкового наближення.

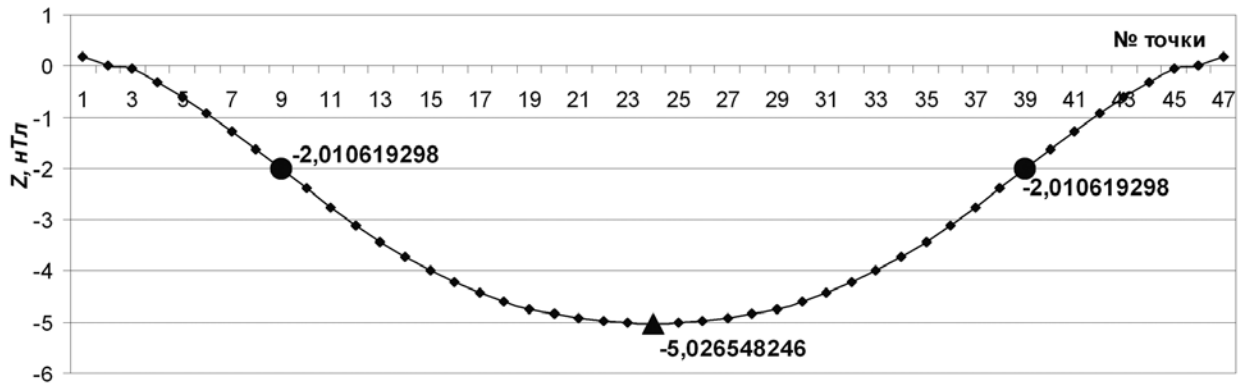


Рис. 2.36. Аналітично розрахована крива вертикальної складової магнітного поля Z уздовж горизонтального профілю, який проходить вхрест простягання ідеалізованого нафтогазового покладу на Керченській структурі. Центр покладу позначений трикутником, його краї — кружками

2.7. Методика прогнозування покладів вуглеводнів за даними лінеаментного аналізу

Прогнозна оцінка перспективності територій на пошуки родовищ завжди базується на використанні різних пошукових ознак, які враховують головні закономірності формування родовищ. Однією з важливих пошукових ознак для родовищ ВВ, як і родовищ різноманітних руд, яку обов'язково слід враховувати в процесі прогнозування покладів ВВ, є їх тісний зв'язок з розломами, що визначають тріщину проникність порід [124, 125].

Однак, відомі методи вивчення тріщинної проникності порід розраховані на роботу в районах з повсюдною відслоненістю порід, у гірничих виробках або по керну свердловин. Крім того, усі методи вивчення тріщинної проникності надзвичайно трудомісткі. Ці два головних фактори, які значно обмежують можливості практичного застосування відомих методів визначення тріщинної проникності.

Для прогнозування покладів ВВ вивчення тріщинної проникності порід необхідно проводити на значних за площею територіях, де корені породи повсюдно перекриті пухкими відкладами. Єдиним методом, який дозволяє в цих умовах виконувати повсюдне картування тріщин є метод структурного дешифрування космічних знімків. Як відомо, на космічних знімках, незважаючи на природні умови районів, дешифрується значна кількість лінійних елементів ландшафту (лінеаментів). Встановлено, що лінеаменти генетично та просторово пов'язані

з різними за розмірами та характером переміщення розривами земної кори — окремими крупними тріщинами, дрібними розломами, смугами підвищеної тріщинуватості, скидами та підкидами, здвигами та надвигами, розсувами та іншими. Крім того, лінеаменти знаходять відображення в полях сучасних вертикальних рухів земної кори, особливо в розподілі дільниць аномальних градієнтів швидкостей сучасних рухів [126].

До нашого часу не існує єдиної загально визнаної методики обробки поля лінеаментів. Нами було розроблено варіант методики кількісного аналізу лінеаментів з метою використання отриманих матеріалів в процесі прогносної оцінки перспективності території на пошуки покладів ВВ. Це потребувало вирішення комплексу різноманітних питань методики робіт, які стосувалися особливостей дешифрування знімків, аналізу закономірностей орієнтації лінеаментів та встановлення систем лінеаментів, кількісного опису поля лінеаментів, аналізу та інтерпретації отриманих матеріалів та інші. Передбачається, що результати лінеаментного аналізу, отримані з застосуванням розробленої методики, можливо буде легко використати у процесі прогнозування покладів ВВ як самостійно, так і у комплексі з даними геофізичних досліджень та інших методів пошуку, які представлені у кількісному вигляді. Крім того, резуль-

тати лінеаментного аналізу дозволять уточнити розломно-блокову будову досліджуваної території.

2.7.1. Методика лінеаментного аналізу

Запропонована методика лінеаментного аналізу складається з наступних етапів, які тісно пов'язані один з одним. На кожному з етапів використовуються, як відомі методи досліджень, так і розроблені нами.

Етапи робіт:

- а) вибір космічних знімків;
- б) структурне дешифрування космічних знімків та побудова карти лінеаментів;
- в) встановлення закономірностей просторової орієнтації та виділення систем лінеаментів;
- г) кількісний опис поля лінеаментів.

а) Вибір космічних знімків

Як відомо, інформативність результатів структурного дешифрування знімків багато в чому залежить від виду та часу зйомки, її розрізненості здатності або масштабу зйомки.

В процесі досліджень можливо використовувати аеро- або космічні, панхроматичні або багатоспектральні знімки. Але краще всього використовувати багатоспектральні космічні знімки, оскільки лінеаменти в різних спектральних діапазонах відображаються по різному.

В процесі досліджень ДДЗ та Тарханкутського півострова Криму нами були використані багатоспектральні космічні знімки з КА Landsat, зроблені в різні роки та в різні сезони року.

Для проведення досліджень краще всього використовувати знімки, які зроблені у ті періоди року, коли контраст забарвлення земної поверхні максимальний. В умовах України та інших районів, що розташовані в аналогічних кліматичних умовах, це весна та рання осінь. Для роботи були використано знімки, зроблені весною і осінню в різні роки, а в якості допоміжних — знімки, що зроблені в інші сезони різних років.

Виходячи з розмірів переважної більшості структур, що вміщують поклади ВВ в ДДЗ та в Криму, для вирішення задач їх прогнозу були використані багатозональні знімки середньої розрізнувальної здатності з супутника Landsat. Без сумніву, зручно працювати зі знімками з розміром пікселя 10 м або й менше. На таких знімках виділяється значна кількість лінеаментів. Однак, коли потрібно дослідити територію в десятки або сотні квадратних кілометрів дешифрування таких знімків потребує багато часу. Крім того, в процесі дешифрування виділяється настільки значна кількість лінеаментів, що виникають проблеми з їх подальшим обробленням.

б) Структурне дешифрування космічних знімків та побудова карти лінеаментів

Структурне дешифрування космічних знімків виконувалося візуально з використанням відомих методів аналогового та індикаційного дешифрування [127–130]. В процесі дешифрування були використані стандартні індикатори лінеаментів, які добре відомі. Попередньо всі матеріали дистанційного зондування, різні карти та схеми пройшли геометричну корекцію.

Для дешифрування були використані синтезовані зображення, отримані шляхом накладання знімків, зроблених в різних спектральних каналах. Вибір комбінації каналів з метою отримання синтезованих знімків залежав від локальних особливостей природних умов досліджуваної території та побажання виконавця робіт. Це дозволило підвищити кількість лінеаментів, що було встановлено.

Особливістю дешифрування було те, що в процесі робіт виділялися усі лінеаменти, незалежно від їх протяжності, відображення в ландшафті, орієнтації та інших чинників. Лінеаменти показувалися так, як їх видно на знімку, сусідні, розташовані поруч лінеаменти не об'єднувалися. Тому за результатами дешифрування була виділена значна кількість лінеаментів незначної протяжності. Виявлених лінеаментів значно більше ніж розломів та тріщин, які встановлюються в цих умовах геофізичними методами та за даними буріння.

На окремих площах, в наслідок локальних особливостей ландшафту, на космічних знімках лінеаменти відображаються незадовільно. Перш за все це відноситься до виділення лінеаментів, пов'язаних з водотоками, які є одними з важливих та надійних індикаторів лінеаментів. В таких випадках результати дешифрування космічних знімків доповнювалися даними дешифрування топографічних карт на яких водотоки завжди впевнено відображаються.

Окрім топографічних карт в процесі дешифрування використовувалась цифрова модель рельєфу (DEM). Перетворення цифрової моделі з використанням метода RANK, що є в програмі ERDAS Imagine, дозволило більш чітко виділяти від'ємні форми рельєфу — долини, яри, байраки, балки та інші, які підкреслюють розриви. В результаті перетворення виділяється значна кількість невеликих за розміром лінеаментів, які доповнюють результати візуального дешифрування.

Однією з важливих задач етапу структурного дешифрування знімків є оцінка достовірності встановлених лінеаментів та вилучення тих з них, які пов'язані з антропогенними утвореннями — межами полів, дорогами, дамбами, лісовими просіками та іншими лінійними утвореннями на поверхні Землі. З цією метою кожний встановлений на знімку лінеамент порівнюється з елементами земної поверхні, що відображені на топографічній карті у цьому місці. Таке співставлення виконувалися безпосеред-

ньо в процесі дешифрування знімків. Для цього на екран комп'ютера паралельно зі знімком виводилася топографічна карта. Але не завжди вдається однозначно вирішити цю задачу. В непоодиноких випадках, лінійні антропогенні форми співпадають з розривами та тріщинами не тільки просторово, але і генетично. Так межі лісів в багатьох випадках співпадають з річками, які в свою чергу пов'язані з розривами, а в окремих районах з розломами можуть співпадати польові дороги.

За результатами дешифрування знімків, топографічних карт та цифрових моделей рельєфу була складена карта лінеаментів, яка слугувала основою для усіх подальших досліджень.

в) Встановлення закономірностей просторової орієнтації та виділення систем лінеаментів

У відповідності з загально прийнятою моделлю формування родовищ корисних копалин з переміщуваних розчинів, важливу роль у цьому процесі відіграють розриви, що визначають тріщину проникності порід. Як відомо, тріщина проникності порід оцінюється кількістю або довжиною тріщин на одиницю площі з урахуванням їх розкритості. Якщо кількість тріщин можливо встановити, використовуючи карти лінеаментів, то розкритість тріщин дистанційними методами встановити неможливо. Але у тріщин близької орієнтації їх розкритість, без сумніву, буде одного порядку, а тому оцінити їх роль у тріщинній проникності порід можливо лише за їх кількістю на одиницю площі. У цьому зв'язку особливе значення має проблема аналізу закономірностей орієнтовки лінеаментів і встановлення систем тріщин. Від об'єктивності проведення такого аналізу залежать усі подальші результати.

Аналізом закономірностей орієнтації тріщин та розривів дослідники різних країн займаються вже більше 150 років, але єдиної думки з цього питання немає.

У переважній більшості авторів методи аналізу закономірностей орієнтації тріщин, розривів та лінеаментів схожі і базуються на візуальному аналізі масових вимірів їх азимутів простягання, які подані у вигляді роз-діаграм або гістограм [135, 136]. Головну увагу в процесі аналізу таких графіків приділяють встановленню модальних значень локальних максимумів, які розглядаються у якості окремих систем. Межі встановлених таким способом систем не аналізуються, але для оцінки тріщиної проникності порід межі систем мають більш важливе значення, ніж їх модальні значення.

За результатами візуального аналізу графіків розподілу азимутів простягання тріщин та розривів різними авторами виділяється від 2–4 до 36–38 систем лінійних структур. Але більшість дослідників виділяють від 6–8 до 12–14 систем структур. Не зва-

жаючи на те, що різні автори у різних районах земного шару встановлюють різну кількість систем розривів, модальні значення виявлених систем впевнено співпадають [131–133].

Значні розбіжності у кількості систем лінійних структур, що були встановлені різними авторами, на наш погляд перед усім обумовлені:

1) відсутністю єдиного формалізованого підходу к побудові аналізованих графіків розподілу азимутів простягання;

2) використанням візуальних методів аналізу побудованих графіків;

3) встановленням систем лінеаментів тільки на підставі аналізу одного графіку розподілу азимутів простягання усіх лінійних структур.

Крім того, цьому сприяло те, що виходячи з даних теоретичних або експериментальних досліджень не встановлено кількості систем тріщин, що може бути в природі, невідомі закони розподілу вимірів у межах окремих систем. Більш того, задача встановлення систем розривів та лінеаментів за даними масових вимірів їх азимутів простягання не може бути вирішена строго математично [134].

Приймаючи до уваги все вище наведене, нами було розроблено більш строгий метод встановлення систем лінеаментів та розривів на основі аналізу масових вимірів їх орієнтовки на серії окремих ділянок.

Робота з використанням запропонованого нами методу аналізу орієнтації лінеаментів та розривів складається з чотирьох етапів:

I етап — вибір інтервалу групування вимірів орієнтації лінеаментів для побудови графіків розподілу з метою встановлення систем лінеаментів. Як було показано нами [134], від ширини інтервалу групування залежить кількість даних на підставі яких складаються графіки розподілу азимутів простягання. Виділення кожної системи потребує в середньому трьох спостережень — один максимум та два мінімуму, тому кількість встановлюваних на графіку систем буде залежати від ширини інтервалу групування даних, який застосовувався при його побудові. На підставі аналізу публікацій, найбільш обґрунтованим є виділення 8 систем розривів [131–132, 135–137]. Для виділення 8 систем необхідно щоб графік розподілу було побудовано на підставі не менш ніж 24 інтервалів групування азимутів простягання. А для цього ширина інтервалу групування мусить дорівнювати 5° або 6°.

II етап. На цьому етапі виконується розподіл досліджуваної території на окремі ділянки, що не перекриваються між собою. Ділянки розміщуються по можливості рівномірно по усій території і характеризуються відносно однорідною геологічною будовою та схожими ландшафтними умовами.

Розміри ділянок визначалися з урахуванням подальшої статистичної обробки даних. При побудові графіків з 5° або 6° інтервалом групування, врахову-

ючи подальшу статистичну обробку даних, необхідно мати у кожному інтервалі групування не менш ніж 6–10 вимірів азимутів простягання. Виходячи з цього, для побудови графіка розподілу азимутів простягання, з урахуванням їх нерівномірного поширення, необхідно мати на кожній з ділянок не менше 250–350 вимірів.

III етап. На цьому етапі було виконано аналіз закономірностей орієнтації лінеаментів на кожній з локальних ділянок та встановлені системи лінеаментів у їх межах. Для цього, перш за все, визначався сам факт наявності неоднорідності у розподілах азимутів простягання лінеаментів на кожній ділянці. Наявність неоднорідності у розподілах азимутів простягання лінеаментів виявлялася шляхом перевірки відповідності розподілів, що аналізували, випадковому або рівномірному типу розподілу. Це встановлювалося за допомогою статистичного критерію Пірсона або можливо використати будь-який інший непараметричний критерій. Проведені розрахунки засвідчили відмінність усіх аналізованих розподілів лінеаментів від рівномірного розподілу з рівнем значущості краще 0.05, що вказує на неоднорідний характер розподілів азимутів простягання та на наявність систем лінеаментів у межах кожної локальної ділянки.

Наступним кроком було встановлення систем у межах кожної локальної ділянки. Для цього на кожному розподілі встановлювалась достовірність виділення окремих максимумів та мінімумів. Це виконувалося шляхом співставлення максимумів з рівномірним розподілом за допомогою критерію Пірсона. Детально ця процедура оцінки достовірності наявних максимумів та мінімумів описана в роботах [73, 134, 139].

Результатом робіт цього етапу було встановлення систем лінеаментів та оцінка достовірності їх встановлення для кожної ділянки їх виміру на підставі аналізу графіків відповідних розподілів модальних значень максимумів та мінімумів лінеаментів.

IV етап. Використовуючи модальні значення максимумів та мінімумів, встановлених на кожній ділянці на III етапі досліджень, було побудовано графік розподілу цих даних, який характеризує їх розподіл вже у межах всієї досліджуваної території. Аналіз цього графіку дозволив досить впевнено виділяти системи лінеаментів, їх модальні значення та межі, загальні для усій площі робіт.

У більшості випадків графіки локальних максимумів симетричні, подібні за формою до графіку нормального розподілу. У тих випадках, коли графіки локальних максимумів асиметричні або полімодальні, вони розглядаються як сукупність кількох систем лінеаментів одного чи різних порядків. З метою розкладання таких складно побудованих максимумів на складові використовується відомий принцип взаємоортогональності сполучених систем розломів.

З метою оцінки достовірності встановлених систем лінеаментів було проведено їх співставлення з системами тріщин та розломів досліджуваного регіону, встановленими іншими авторами. Крім того, якщо є можливість, згідно з запропонованою методикою, доцільно провести аналіз закономірностей орієнтації лінійних аномалій фізичних полів, що пов'язані з розломами і які встановлюються за даними геофізичних досліджень.

г) Кількісний опис поля лінеаментів

Кількісний опис поля лінеаментів виконувався окремо для лінеаментів кожної з систем. З метою оцінки тріщинної проникності порід були використані два показники — це щільність лінеаментів та вузлів перетину лінеаментів, яка оцінювалася їх кількістю на одиницю площі.

Щільність лінеаментів — це головний показник, який було використано в роботі. Окрім проникності порід він характеризує і особливості будови розломів. Беззаперечною перевагою цього показника є його чіткий геологічний зміст. Відомо, що на знімках середньої та високої розподільчої здатності, які були використані нами, в процесі дешифрування виявляються лінеаменти одного порядку і тому усі вони були використані в процесі подальшої обробки матеріалів. У випадку роботи зі знімками з низькою розподільчою здатністю, на яких відображуються структури регіонального та локального рівнів, показник щільності слід визначати окремо для структур різного масштабного рівня.

Виміри щільності лінеаментів виконувались у межах ковзаючого вікна. Розміри ковзаючого вікна встановлювались виходячи з двох головних чинників — глибини залягання відомих покладів ВВ і кількості лінеаментів, які попадають у межі більшості вікон. Як показали спеціальні дослідження, між протяжністю розломів та глибиною їх проникнення існує функціональна залежність [140–142]. Тому розміри вікон осереднення, які використовувались при складанні карти щільності лінеаментів, визначалися у відповідності з глибиною залягання горизонтів розміщення відомих покладів ВВ.

Ще одним чинником, який необхідно було враховувати при встановленні розмірів ковзаючого вікна, є кількість лінеаментів, що потрапляє у вікно. У вікно невеликого розміру попадає обмежена кількість лінеаментів і значення щільності можуть зазнавати значних коливань, пов'язаних з випадковими помилками або локальними особливостями району. Від цього підвищується відносна погрішність карти та її важко інтерпретувати. Значне збільшення розмірів ковзаючого вікна викликає втрату незначних за розмірами структур або локальних особливостей поля лінеаментів, які можуть відігравати важливу роль у локалізації покладів. Експериментально було встановлено, що у

межах переважної кількості вікон бажано мати не менш 4–6 лінеаментів. Кількість вікон з мінімальною числом лінеаментів (0–2 лінеамента) не має перевищувати 10% від загальної кількості вікон. Інакше карти щільності лінеаментів погано інтерпретуються і недостатньо інформативні для прогнозу покладів ВВ.

З метою подальшого аналізу та співставлення карт щільності лінеаментів різних систем усі вони були побудовані з використанням ковзаючого вікна одного розміру. Вплив первинного розташування ковзаючого вікна на зміну зображення та розташування центрів аномалій не перевищує розміру вікна, а зміни у формі аномалій незначні.

Вибір форми ковзаючого вікна визначався лінійною, не ізометричною формою лінеаментів, а також різкою анізотропією властивостей поля тріщин та лінеаментів по простяганню та вхрест їх простягання. Тому, для опису поля лінеаментів було використано ковзаюче вікно прямокутної форми яке було орієнтовано у відповідності з модальними значеннями азимутів простягання лінеаментів кожної системи.

Виходячи з досвіду робіт, співвідношення між сторонами вікна було обрано рівним 3:1. При цьому просторове розташування центрів вікон різних систем не співпадає між собою.

З метою візуалізації результатів просторового розподілу значень кількісного опису поля лінеаментів кожної системи, їх аналізу та інтерпретації були складені відповідні карти щільності лінеаментів. Карти склалися з використанням системи ізоліній з постійним перетином, крок якого встановлювався емпірично, в залежності від умов досліджуваного району та задач дослідження.

На тріщину проникність порід, крім щільності розломів та тріщин значний вплив мають вузли перетину цих структур. Як відомо, експлуатаційні свердловини, які були пробурені у межах таких структур, працювали значно довше і з них було видобуто значно більше нафти чи газу, ніж з інших свердловин. Тому в процесі аналізу поля лінеаментів було використано такий показник, як щільність вузлів перетину лінеаментів. Для цього спершу на карті лінеаментів визначалися усі вузли перетину лінеаментів. Після цього, за допомогою ковзаючого вікна оцінювалася щільність вузлів перетину на одиницю площі. В процесі робіт використовувалося ковзаюче вікно ізометричної форми. Карта щільності вузлів перетину лінеаментів складалася за допомогою стандартних програм побудови поверхні.

Побудовані за наведеною вище методикою карти щільності лінеаментів усіх систем та вузлів їх перетину не чим принципово не відрізняються від карт фізичних полів Землі і тому для їх оброблення можливо використати увесь апарат, який застосовується в геофізиці.

2.7.2. Методика прогнозування покладів вуглеводнів

Відомо, що прогнозна оцінка перспективності території на пошуки покладів ВВ базується на врахуванні сумісного впливу значної кількості пошукових ознак, які характеризують головні особливості формування родовищ. При чому сумісний вплив різних ознак на об'єкт пошуку не дорівнює ні сумі або добутку впливів окремих ознак. Він має не лінійний, складний характер, який заздалегідь неможливо передбачити. Тому зв'язок між комплексом пошукових ознак та об'єктами пошуку розраховувався нами за спеціальною програмою.

Однією з таких важливих пошукових ознак є тріщина проникність порід, яку можливо визначити за допомогою наведеної вище методики. Для прогносної оцінки перспективності території необхідно оцінити одночасний вплив на формування покладів 9 ознак (щільності лінеаментів 8 систем та щільності вузлів їх перетину). На цій підставі можливо дати прогнозну оцінку перспективності території, але для отримання більш надійних результатів слід врахувати і інші дані. Завдяки тому, що результати лінеаментного аналізу наведені у чисельній формі, вони можуть бути легко використані в процесі прогнозних досліджень поряд з даними геофізичних робіт та іншими матеріалами, що наведені у кількісній формі.

З метою прогносної оцінки перспективності території на пошуки покладів ВВ була використана методика просторово-вірогідного прогнозування, розроблена В. О. Нагорським [143–145], яка дозволяє оцінити інформативність усіх запропонованих ознак, які подані у цифровій формі. Це прогнозування за кількісною аналогією і базується на використанні так званої “функції відношення правдоподібності”, тобто відношення щільності розподілу двох вибірок — одновимірних або багатовимірних. Одна вибірка характеризує розподіл значень пошукових ознак у межах відомих родовищ, друга вибірка — це “образ” усього досліджуваного району. Для цього значення пошукових ознак знімаються у точках, що розташовані випадковим шляхом, або ж у вузлах правильної сітки. Ця друга вибірка вже не є “альтернативним” класом об'єктів, навпаки, друга вибірка тут є деякою “об'єднаною” сукупністю, тому задача прогнозування ставиться вже не як “розпізнання” чи “класифікація простору”, а як задача виділення об'єктів потрібного класу із деякої “суміші”. Дискретне виділення тут вже неможливо. Натомість з'являється можливість диференційованої оцінки за допомогою деякого “коефіцієнту перспективності”, що відповідає коефіцієнту збільшення вірогідності зустріти поклад корисних копалин свердловиною, яка ставиться у точці з відповідним комплексом пошукових ознак в багатовимірному їх просторі. Мінімальна площа, яка отримує прогнозну оцінку перспективності, відповідає розмі-

ру піксела знімку, який використовується для побудови карти прогнозу.

Застосування методика прогнозу не обмежує кількість ознак, що може бути використана для оцінки перспективності району. Обов'язковою умовою для застосування вказаної методики прогнозу є необхідність мати на території робіт раніш встановлені об'єкти прогнозу, аналоги яким слід виявити, і чим більше таких об'єктів відомо, тим більш надійні отримані результати. На усіх етапах проведення досліджень обов'язково виконується контроль змісту отриманих результатів та відкидаються усі неінформативні ознаки або ознаки, використання яких призводить до отримання результатів, які неможливо пояснити.

Особливістю методики є те, що для прогновної оцінки перспективності території використовується інформація тільки о покладах (родовищах) і немає необхідності в наявності безперспективних площ, де поклади відсутні. Виділення таких площ завжди проблематично.

З метою значного прискорення проведення прогнозних досліджень та збільшення кількості пошукових ознак методика просторово-вірогідного прогнозування була удосконалена. Був розроблений інтерактивний програмний продукт з застосуванням великої кількості відомих програм для удосконалення методики [146, 147]. Це дало змогу не тільки значно прискорити проведення досліджень, а і значно збільшити кількість пошукових ознак, що були використані.

Прогнозні дослідження починалися з формування комплексу пошукових (інформативних) ознак шляхом оцінки вірогідності зв'язку ознак, що використовуємо з об'єктами пошуку з застосуванням програми просторово-вірогідного прогнозування. Інформативність ознак встановлювалася шляхом співставлення розподілів значень ознак у межах відомих об'єктів прогнозу з розподілом їх значень, знятих по рівномірній сітці у межах найбільш досліджених територій. У випадку значущих відмінностей цих розподілів, що встановлювалося з використанням критерію Пірсона або інших непараметричних критеріїв, ознака відноситься до пошукових ознак. В іншому випадку ознаки виключалися з подальшого використання. Для пошукових ознак, за допомогою функції відношення правдоподібності визначаються інтервали значень ознак з якими пов'язані об'єкти прогнозу та визначається вірогідність зв'язку об'єктів зі значеннями кожної з ознак. Відхилення значень функції правдоподібності від одиниці вказують на перспективність або безперспективність території, на яких вони розвинуті.

Після цього, шляхом побудови двовимірних функцій відношення правдоподібності виконувалося комплексування усіх інформативних пошукових ознак між собою, що дозволяло отримати прогнозу оцінку перспективності території за комплексом використаних ознак. Отримані значення перспективності території за комплексом ознак використовують для складання карти прогнозу, для побудови якої використовуються стандартні програми побудови поверхні.

На заключному етапі робіт проводився аналіз побудованої карти прогнозу. Перш за все, оцінювалася її достовірність, для чого використовувалася уся наявна інформація по геології та корисним копалинам району досліджень. Без сумніву, найбільш надійну оцінку достовірності результатів прогнозу можливо отримати тільки за результатами буріння на запропонованих площах. Однак, на практиці це відбувається дуже рідко. У тих випадках, коли у межах району досліджень є достатньо багато відомих покладів ВВ, частина з них не враховується при проведенні прогнозних досліджень. У подальшому ці об'єкти використовуються у якості контрольних об'єктів з метою оцінки достовірності результатів прогнозу. З цією ціллю можливо використовувати і відомі поклади ВВ, які розташовані на площах, за межами району досліджень, але в безпосередній близькості до їх границь. В цьому випадку необхідно збільшувати площу досліджень.

Остаточні висновки о перспективності території та рекомендації на постановку подальших досліджень з використанням комплексу геофізичних методів пошуку та буріння свердловин готують виконавці за результатами аналізу карти прогнозу з урахуванням усіх ознак, які з різних причин не були використані в процесі прогнозування, а також враховуючи досвід, знання та інтуїцію дослідників.

Карту прогновної оцінки перспективності території можливо скласти тільки на підставі використання матеріалів дистанційних досліджень, але краще в комплексі з даними геолого-геофізичних робіт, що підвищує достовірність результатів прогнозу.

Уся інформація, яка отримується в процесі лінеamentного аналізу та прогновної оцінки перспективності території зберігається у вигляді ПС-об'єкту для зручності в подальшому використанні.

Оцінювання перспективності території ДДЗ та Тарханкутського півострову Криму на пошуки покладів ВВ було проведено з використанням метода просторово-вірогідного прогнозування. Роботи базувалися на результатах лінеamentного аналізу. Методи досліджень описані у попередньому розділі.