

## 2.9. Комплексний метод прогнозування нафтогазоперспективних об'єктів в нафтогазових басейнах

Відомо, що коефіцієнт успіху нафтогазового буріння звичайно не перевищує 30%. Підвищити ефективність пошуково-розвідувального буріння можна, здійснивши перехід від високозатратного площинного опошукування до економічного зонального. При цьому пошуки та розвідка ведуться не в межах структурних форм нафтогазового басейну, а в межах певних тектоно-фаціальних зон, де є глибинні передумови утворення ВВ. Адже сприятливі умови для утворення високодебітних родовищ виникають в найбільш мобільних зонах земної кори — так званих шовних рифтогенних (ШРЗ), де до механічних умов “перетирання”, а, значить, і примусової фільтрації ювенільних ВВ через динамічно напружені осадово-магматичні товщі, збагачені органічною речовиною, добавляються умови високої температури та тиску. Ширина таких зон складає від 8 до 12 км, і виділяються вони по історії геологічного розвитку регіону, а пошук в їх межах перспективних на нафту та газ блоків проводиться на базі аналізу широкого комплексу аерокосмічних та геолого-геофізичних робіт. Це дозволяє не тільки отримати уточнену структурну модель перспективної ділянки, але й наповнити її неструктурною інформацією, яка прогнозує фізичний стан порід (ущільнення, розущільнення, епігенетичні зміни, фаціальний склад, тощо) і визначає, в якому місці — антиклінальному склепінні, крилі чи монокліналі треба закласти пошукову свердловину. При цьому пошукове буріння ведеться не на одному або на кількох продуктивних комплексах, а спрямоване на вивчення всього розрізу свердловини, оскільки з глибиною вірогідність відкриття нових покладів підвищується. Площина пасток з глибиною в цілому зменшується, і вони можуть навіть не співпадати в плані, але дебіти вуглеводневої сировини будуть тільки зростати.

Сьогодні традиційні підходи до пошуку родовищ ВВ базуються на комплексному аналізі геолого-геофізичних робіт, який є дуже трудомістким, потребує багато часу та значних асигнувань і, надаючи структурну модель пастки, не дає відповіді щодо її заповнення продукцією. Залучення до нафтогазопошукових робіт матеріалів багатоспектральної аерокосмічної зйомки в комплексі з морфометричними дослідженнями дозволяють виділяти ділянки земної поверхні, де фіксується аномальна концентрація ВВ. Такі малозатратні, випереджуючі сейморозвідку роботи проводяться Науковим центром аерокосмічних досліджень Землі і підсумовані у звіті про НДР за 2014 р., № держреєстрації 0109U008821, Інв. № У-10-35/1 “Модернізований комплекс методів прогнозу нафтогазоперспективних об'єктів Дніпровсько-Донецької западини з використанням даних дистанційного зондування Землі”).

Комплекс методів прогнозування нафтогазоперспективних об'єктів базується на реальній моделі зв'язку певних компонентів ландшафту і особливостей геофізичних полів Землі в межах промислових скупчень ВВ. Результатом досліджень є додаткова інформація для прийняття рішення при плануванні детальних геофізичних робіт та пошукового буріння. Обґрунтовано комплекс аерокосмічних, геоморфологічних та геолого-геофізичних методів вивчення геологічних структур, доступних для промислової розробки родовищ корисних копалин. Базовими є аерокосмічні та геолого-геофізичні дослідження, при яких вирішуються наступні задачі:

- структурне дешифрування матеріалів космічних зйомок;
- структурно-геоморфологічні дослідження на базі космічної радарної топографічної зйомки SRTM та використання ЦМР;
- інтерпретація та переосмислення геолого-геофізичних матеріалів, основними з яких є теплові, гравіметричні та сейморозвідувальні, з метою створення нової схеми геодинамічної будови регіону (регіональний рівень) та виділення глибинного об'єкту можливого покладу ВВ в межах поверхневої суперпозиційної аномалії (локальний рівень);
- розробляється спеціальне комп'ютерне забезпечення для оброблення космічних знімків та геофізичних даних.

Відповідно до глибинної концепції утворення ВВ обґрунтований та вибудований комплекс методів передбачає:

- побудову принципово нової геодинамічної схеми тектоніки регіону та історії його геологічного розвитку на базі циклічних процесів формування земної кори. В історії розвитку першочергова увага приділяється міжблоковим ШРЗ і визначається їх геодинамічна активність. Виділяються ШРЗ за широким комплексом аерокосмічних, морфометричних та геолого-геофізичних методів. ШРЗ і стають регіональним об'єктом пошуку родовищ ВВ.

Врахування шовних зон дає такі дві принципові переваги:

- звужується площа пошуку в межах самої ШРЗ, а це 10–15 км, та 5-ти кілометрової оторочки;
- тільки в цій, визначеній зоні пошуку можна сподіватися на відкриття родовищ ВВ з високими та стабільними дебітами вуглеводневої сировини, причому чим молодша та активніша по віку буде ШРЗ — тим потужніший її вуглеводневий потенціал.

В межах регіонального об'єкту ШРЗ проводяться пошукові та детальні аерокосмогеологічні роботи

за методом суперпозиції (накладання-співставлення) аномальних зон, виділених різними методами. Обґрунтовується положення суперпозиційної аномалії на поверхні, яка може говорити про існування покладу ВВ на глибині.

Виділення глибинного об'єкту можливого покладу ВВ, в межах поверхневої суперпозиційної аномалії, виконується в результаті переобробки сейсмічної інформації по методу Тимошина-Семенової. При цьому виділяється та аналізується неструктурна інформація сейсмічного поля.

В залежності від задач, які вирішуються, комплекс таких досліджень може проводитися:

- на регіональному рівні для виділення ШРЗ в межах осадового басейну та перед детальними геологорозвідувальними роботами, коли йде мова про попередню привабливість та оцінку даної площі або ділянки;
- при плануванні об'єму детальних геологорозвідувальних робіт;
- на стадії проведення детальних пошукових робіт з метою одержання додаткової інформації про перспективність виявлених об'єктів і місцезнаходження пошукових свердловин.

Необхідно виділити чотири основні рівні складності виконання даної роботи

**I.** Визначення перспектив нафтогазоносності ліцензійної ділянки (блоку) відносно загальних перспектив регіону, області, площі.

### **Початкові дані**

Замовник має намір взяти ліцензію на певну ділянку (блок), але перед цим хоче визначитись, наскільки він виявиться перспективним у нафтогазоносному відношенні у порівнянні з іншими блоками нафтогазового басейну.

Виконавець робіт вивчає дане питання, аналізуючи геолого-геофізичну та аерокосмічну інформацію, і через деякий час (від одного до двох місяців) видає заключення по перспективам нафтогазоносності ділянки-блоку без врахування аналізу першого рівня).

Аналіз другого рівня виконується на протязі двох-чотирьох місяців (все залежить від необхідної повноти інформації, яку Замовник надає Виконавцю). Ускладнення роботи і продовження терміну аналізу виникає тоді, коли наданий матеріал неякісний або його не вистачає.

Виконання Замовником рекомендацій Виконавця (при якісному бурінні та випробуванні) дозволить отримати продукцію з хорошими дебітами в двох свердловинах з трьох. Процент успіху на площах, де вже є пробурені свердловини, буде ще вищий.

**III.** Аналіз причин негативних результатів пошуково-розвідувального буріння як в окремих свердловинах так і в межах ліцензійних блоків.

### **Початкові дані**

Замовник хоче визначитись, чому в межах його ліцензійної ділянки пошуково-розвідувальне буріння дає негативний результат — припливів вуглеводневої сировини або взагалі немає, або вона короткочасна і не забезпечує економічного ефекту буріння.

Виконавець виконує роботи по першому рівню складності з елементами другого рівня і надає аналітичний звіт Замовнику:

- неперспективна;
- слабоперспективна;
- перспективна,
- високоперспективна.

Якщо ділянка виявляється слабо перспективною або неперспективною, то, за бажанням Замовника, простір аналізу може бути розширений і йому пропонується область басейну, де може бути розміщена перспективна ділянка.

**II.** Обґрунтування місцезнаходження пошуково-розвідувальної свердловини.

### **Початкові дані**

Ліцензія на ділянку взята, проведена робота геофізичними методами, треба визначитись з місцезнаходженням точки під буріння. Можливо й таке, що місцезнаходження свердловини вже рекомендовано, але, враховуючи її велику собівартість, Замовник хоче підстрахуватись і звертається до Виконавця, надаючи йому для аналізу всю наявну геолого-геофізичну інформацію, якою володіє.

Виконавець робить комплексний аналіз, при потребі надані матеріали доопрацьовуються, і якщо їх не вистачає для однозначного висновку, рекомендується отримати нові, в тому числі і певний об'єм аерокосмічних досліджень та сейсмозв'язки. В результаті Виконавець або рекомендує точку під буріння на цій площі або ні (особливо якщо ліцензійна ділянка була взята

**IV.** Визначення доцільності відновлення свердловини.

### **Початкові дані**

Замовникові рекомендують взяти під відновлення ту чи іншу свердловину, яка давала продукцію. Однак він хоче знати доцільність цієї операції. Чи вдасться отримати запланований приплив вуглеводневої сировини?

Відповідно до конкретного замовлення Виконавець робить аналіз по першому рівню (дивись пункт один) і деякі елементи аналізу другого рівня (дивись пункт два).

В результаті проведених комплексних досліджень рекомендується витратити кошти на відновлення свердловини або цього не робити.

Комплексний метод прогнозування нафтогазоперспективних об'єктів в нафтогазових басейнах ми розглянемо як на суходолі, так і на морському

шельфі на основі інтегрування даних багатоспектрального космічного знімання і геолого-геофізичних даних.

Основними постулатами при пошуках нафтогазоносних структур дистанційними методами, були й залишаються твердження про неоген-четвертинний час утворення нафтогазових покладів, провідну роль неотектонічного фактора та геофлюїдодинамічних процесів у формуванні родовищ нафти і газу [160, 161]. Ці процеси і явища мають вплив на формування сучасної земної поверхні, що фіксується дистанційними сенсорами одночасно на значній території в широкому спектрі електромагнітного випромінювання.

Сучасні технології використання матеріалів ДЗЗ у геологорозвідувальному виробництві засновані на тому, що аерокосмічна інформація являє собою складову частину геопросторових даних і обробляється разом з широким спектром картографічних і цифрових геологічних, геофізичних, екологічних, геохімічних, метеорологічних та інших даних.

### **Основні положення інформаційного забезпечення інтеграції даних**

На основі аналізу сучасних підходів до інформаційного інтегрування геолого-геофізичних та дистанційних даних сформовано наступні принципи:

- формулювання поняття геологічної і фізико-геологічної моделей з встановленням зв'язків між ними;
- визначення поняття прямої і оберненої задач інтегральної інтерпретації геофізичних даних;
- визначення вимог до методів розв'язання прямих і обернених задач в межах єдиного підходу, що дозволяє природним шляхом переходити від розв'язання задачі для окремих геофізичних методів до задачі кількісної комплексної інтеграції даних для декількох методів;
- обґрунтування оптимального комплексу геолого-геофізичних матеріалів для вивчення нафтогазоносних структур.

Метою інтеграції геолого-геофізичних даних є досягнення однозначності геологічного тлумачення нафтогазоносних об'єктів. При цьому під інтеграцією даних розуміється оброблення комплексу різних ознак, при якій вирішуються завдання геокартування й районування досліджуваної площі на кілька класів. Інтеграція геолого-геофізичних даних полягає в побудові погодженої комплексної фізико-геологічної моделі, тобто моделі з оцінками петрофізичних властивостей, форми й геометрії досліджуваних об'єктів або геосередовища.

При формуванні комплексу інтеграції геолого-геофізичних даних виділяють наступні його види:

- типовий комплекс, створюваний для досить узагальнених і в той же час найтипівіших геологічних і геоморфологічних умов проведення робіт. Типовий комплекс може містити надлишкове

число геофізичних методів, оскільки в нього включають усі методи, тією чи іншою мірою сприятливі розв'язку поставленого завдання;

- раціональний комплекс, що представляє геологічно й економічно обґрунтовану комбінацію геофізичних методів і супровідних їхніх геологічних і геохімічних видів досліджень із метою ефективного розв'язання поставленого завдання [162]. Особливістю раціонального комплексу є його прив'язка до певних, а не до типових, геологічних, геоморфологічних і геолого-економічних умов конкретного об'єкта. При цьому необхідна хоча б приблизна оцінка інформативності й економічних витрат для всіх методів. Раціональний комплекс створюється на основі типового комплексу інтеграції геолого-геофізичних даних при наявності достатнього обсягу апріорної інформації, що дозволяє оцінити інформативність окремих методів і їх різних комбінацій;
- комплекс створюється на основі використання того або іншого критерію. У якості такого критерію Е. А. Козловим [163] запропонована мінімізація функції втрат, що включає істотні апріорні відомості про об'єкт дослідження: апріорні ймовірності наявності й відсутності об'єкта, геологічну інформативність окремих методів і їх комбінацій, витрати на перевірку неправильних аномалій, що виявляються одним методом і комбінаціями методів. Вибір оптимального комплексу може бути реалізований лише в добре вивчених регіонах і при наявності достатнього статистичного матеріалу.

### **Загальні принципи інтеграції даних, отриманих різними методами**

Через різноманіття факторів, від яких залежить вибір інтегрованого комплексу, це завдання не має аналітичного розв'язку. При виборі комплексу інтеграції геолого-геофізичних даних, насамперед, використовуються досить загальні принципи, до яких відносяться:

- принцип аналогії, що базується на досвіді досліджень, проведених у подібних геологічних умовах і який дотепер є основним при комплексуванні методів;
- принцип послідовних наближень, обумовлений стадійністю геологорозвідувального процесу й зростаючою детальністю досліджень об'єкта за правилом "від загального до частки". Цей принцип найповніше проявляється при геофізичних зйомках у масштабах, що послідовно укрупнюються, при одночасному скороченні досліджуваних площ. Завдяки дії такого принципу безупинно відбувається вдосконалення геологічної моделі об'єкта досліджень, а отже, і самого комплексу. Принцип послідовних наближень аналогічний принципу зворотного зв'язку, коли, почавши з побудови апріорної геологічної моделі і

пройшовши етапи вибору комплексу й одержання на основі його застосування нових геолого-геофізичних результатів, знову повертаються до побудови більш досконалої геологічної моделі, тим самим уточнюючи вибір методу для подальших досліджень;

- принцип оптимальності (доцільності) вимагає досягнення найбільш повного розв'язку геологічного завдання при мінімально можливих витратах засобів і часу. Одним із шляхів реалізації цього принципу є мінімізація функції втрат, що поєднує в собі показники геологічної інформативності й економічної ефективності окремих методів і їх різних комбінацій.

### Методичне забезпечення пошуку покладів корисних копалин на суходолі

Як відзначено вище, сучасні технології використання матеріалів ДЗЗ у геолого-пошукових дослідженнях базуються на тому, що аерокосмічна інформація є складовою частиною ГС і обробляється разом з іншими геопросторовими даними. Інтегрування дистанційних та геолого-геофізичних просторових даних дає змогу автоматизувати процес оцінювання площі, що досліджується, та встановити ступінь її подібності до еталонної ділянки (родовища) [164–167]. Класифікація дистанційних даних з урахуванням геолого-геофізичної складової дає можливість без створення спеціальних бібліотек для геологічних об'єктів визначити ступінь подібності прогнозних ділянок і типових еталонів на певний регіон та виокремлювати ділянки різного рангу перспективності.

На першому етапі були проведені роботи по введенню всіх існуючих даних на територію дослідження в середовище ArcGIS:

Свердловини (продуктивні, непродуктивні).

Схема розломів.

Структурна карта по відбивному горизонті покрівлі фундаменту ДДЗ,

Структурно-геологічна карта доверхньосерпуківських відкладів ( $C_1s$ ) ДДЗ.

Структурні карти по продуктивних горизонтах  $V_{B21}, V_{B20}$ .

Схема лінеаментів.

Карта залишкових аномалій  $\Delta g$  М-6 1:500 000.

Контур родовища за даними сейсморозвідки та буріння.

Схема новітньої розломно-блокової будови.

Схема геохімічних аномалій.

Схема оптичних аномалій за даними аерокосмічних досліджень.

Схема маршрутів для фотометрування дистанційних даних.

Схема маршрутів з точками відбору проб ґрунту та рослинності.

Створені карти товщин нафтогазоносних горизонтів ДДЗ.

При структурно-геоморфологічних дослідженнях використовувалася апріорна структурна та геоморфологічна інформація в ArcGIS. Для реалізації структурно-геоморфологічних досліджень запропоновано модель проведення структурно-геоморфологічного ГС-аналізу [168–171]. Крім морфометричних показників, для створення вихідного куба геопросторових даних був проведений пошук додаткових ознак (зон геодинамічного впливу активних розривних порушень, за якими можна з високою точністю локалізувати родовища ВВ. Для цього виконувався лінеаментний аналіз для виявлення розривних порушень і зон їх геодинамічного впливу за даними ДЗЗ. Для аналізу лінійних елементів використовувалися два різних підходи: статистичний аналіз і побудова лінеаментів. У статистичному аналізі оцінювалося розташування лінійних елементів кожного напрямку на досліджуваній площі.

Щільність лінеаментів інтерпретуються як канали міграції ВВ та зони розуцільнення, що просторово збігаються з пастками ВВ, за якими відбувається перенос енергії та речовини з нижніх горизонтів земної кори в осадовий чохол. Розрахунки полів щільності лінійних елементів різного напрямку проводилися в ArcGIS у напівавтоматичному режимі для подальшої геолого-геофізичної інтерпретації. Крім цього, в залежності від простягання були виявлені як позитивні, так і негативні ознаки, одні з яких сприяють формуванню умов для міграції та локалізації ВВ в осадовому чохолі, а інші — навпаки екранують процес перетікання ВВ.

На другому етапі проведена просторова регуляризація геолого-геофізичних даних та космічних зображень, остаточне створення вихідного куба геопросторових даних та реалізація процедури інтеграції геопросторової інформації на території Хухрянського нафтогазоконденсатного родовища.

### Методичне забезпечення пошуку покладів корисних копалин на морському шельфі

Питання комплексування даних, системного підходу до вивчення геологічних явищ і процесів є необхідними при створенні моделі геологічної будови та вивченні історії геологічного розвитку певного регіону [153, 154].

Методика комплексування дистанційних та геофізичних методів при прогнозі нафтогазоносності шельфових зон відпрацьовувалася у межах північно-західного шельфу Чорного моря [153] і складалася з трьох етапів, перший з яких — використання різних варіантів дистанційних методів — включає результати комплексування даних різночасової зйомки і зйомки у різних спектральних діапазонах; другий — дослідження детальними геофізичними методами, третій — комплексна інтерпретація. Дані дистанційного зондування отримувались незалежно один від одного у кожному спектральному діапазоні, в подальшому зіставлялися з даними гео-

фізичних досліджень або оброблялися засобами геоінформаційних систем.

При складанні тектонічної карти нафтогазоносних областей південного заходу СРСР автори [154] визнали доцільним скомпонувати багатоплановий ряд топографічних і геолого-геофізичних карт і схем для отримання відповіді про глибинність віддешифрованих на космічних знімках зон лінеаментів так, щоб висхідна послідовність карт відповідала б глибинності методів. Такий комплексний підхід дозволив представити геологічну модель зон лінеаментів в трьох вимірах — у просторі (довжина, ширина), в часі і на глибину проникнення і потім вже здійснити класифікацію зон, намітити їх ранг, встановити морфологію та ієрархію.

У подальшому, в розвиток цієї ідеї, зроблено спробу застосування нового підходу до виявлення геологічних об'єктів — площинних структурних утворень з певними геологічними (а також дистанційними) характеристиками — на матеріалах дистанційного зондування у різних спектральних діапазонах (EOS/MODIS — просторова розрізненість 1 км; 36 спектральних каналів у діапазоні довжин хвиль від 0.405 до 14.085 мкм) з одночасним використанням геолого-геофізичних даних та інтеграції даних [166].

Отримані результати дозволять площинно в регіональному масштабі визначити ділянки, характеристики яких найбільше подібні до характеристик еталонних ділянок — родовищ.

Для створення інтегральної просторової геологічної моделі за основу були взяті структурні карти поверхні фундаменту, горизонтів відбиття у відкладах осадового чохла та дані про батиметрію:

Карта залишкових аномалій  $\Delta g$  та родовищ корисних копалин України та Південно-Західної частини СНГ;

Структурна карта відбивного горизонту IV підшва нижньокрейдових відкладів;

Структурна карта відбивного горизонту III<sup>m</sup> (P<sub>1</sub>) підшва палеогену;

Структурна карта відбивного горизонту II<sup>a</sup> (P<sub>1</sub><sup>3</sup>) підшва відкладів майкопу;

Батиметрична карта;

Теплові аномалії.

Процес інтеграції значно ускладнюють такі фактори, як відмінності просторової розрізненості та масштабів даних, наявність помилок, пропусків та невизначеностей у даних, неузгодженість часу отримання, одночасне використання векторних та растрових форматів. Тому важливими етапами проведення інтеграції є регуляризація наземних і аерокосмічних даних, приведення даних до єдиної вимірної платформи (масштабування і нормалізація) [172].

Подальші дослідження були спрямовані на проведення інтеграції отриманого гіперкубу даних та побудову графічного образу розподілення інтегрального індикатора дистанційних та геолого-гео-

фізичних даних, який можна трактувати як комплексну оцінку нафтогазоперспективності досліджуваної площі.

### **Інтеграція геолого-геофізичних та аерокосмічних даних, з метою ефективного вирішення завдань дистанційного пошуку покладів корисних копалин на суходолі**

Нами зроблено спробу застосування нового підходу до виявлення геологічних об'єктів — площинних структурних утворень з певними геологічними (а також дистанційними) характеристиками — на матеріалах дистанційного зондування у різних спектральних діапазонах з одночасним використанням геолого-геофізичних даних.

При інтегруванні геолого-геофізичних і геоморфологічних ознак з дистанційними даними залучаються:

- матеріали багатоспектральної космічної зйомки;
- топографічні карти масштабу 1:100 000–1:10 000;
- цифровий рельєф території дослідження;
- розподіл температури поверхні;
- структурні карти по відбивним горизонтам масштабів 1:10 000–1:50 000;
- геолого-промислові дані про продуктивність свердловин;
- геологічні розрізи;
- стратиграфічні колонки;
- дані наземних та дистанційних фотометричних та спектральних вимірювань;
- дані геохімічних досліджень та ін.;
- інформація про геоecологічні ситуації в районах досліджень.

Якщо оброблення аерокосмічних зображень не викликає особливих труднощів, то залучення даних принципово іншої фізичної природи потребує спеціальних моделей.

По-перше, аерокосмічні зображення, як правило, одержуються в цифровій растровій формі, а геолого-геофізичні дані — у формі наборів просторових відліків на нерегулярній решітці, причому майже завжди більш низької просторової розрізненості. Тому першим етапом інтеграції має бути просторова регуляризація наявних геолого-геофізичних даних до растру аерокосмічного зображення. Сучасні геоінформаційні системи мають для цього цілий арсенал способів — від найпростішої сплайн-інтерполяції до геолого-геофізичного моделювання [173].

По-друге, відомі моделі інтеграції залишають відкритим питання про порядок сумісної обробки кількісних полів різної фізичної природи. Очевидно, що перед обробкою різноманітні дані мають приводитися до певної єдиної кількісно-виміральної форми, наприклад шляхом різного роду масштабування, нормування та фільтрування. Наприклад, в математичній статистиці прийнято центрувати та нормувати вхідні фізичні дані таким чином, щоб їх дисперсія складала одиницю. В загальному випадку слід перед обробкою обрати певний

єдиний діапазон припустимих змін даних  $[f_{\min} \dots f_{\max}]$  та визначити відповідні перетворення  $F_j$  зазвичай лінійні:

$$F_j: [x_{\max j} \dots x_{\min j}] \rightarrow [f_{\min} \dots f_{\max}], \quad \forall j=1 \dots m, \quad (2.68)$$

де  $x_{\max j}, x_{\min j}$  — максимальне та мінімальне значення  $j$ -го геолого-геофізичного показника,  $f_{\min}, f_{\max}$  — верхня та нижня границі єдиного діапазону,  $m$  — загальна кількість використаних геолого-геофізичних полів. Додаткову інформацію про раціональне масштабування даних можуть надати позитивні та негативні приклади пошукових об'єктів. Наприклад, інколи можливо підібрати таку систему масштабованих перетворень  $F_j, j=1 \dots m$ , яка забезпечить максимальну відмінність набору різномірних даних від позитивних і негативних прикладів в заданій інформаційній метриці [174].

По-третє, дуже важливим етапом інтеграції є вибір адекватної метрики сумісної обробки даних. Зараз при сумісній обробці дистанційних та геолого-геофізичних даних використовують різноманітні статистичні методи (Махалобіса, Бхатчарія, Чернова) [174], інформаційні (взаємна ентропія, Фішерівська інформація) [175] та евристичні (нелінійні індекси, топологічні оцінки) [176]. При нафтогазопошукових дослідженнях з використанням дистанційних даних добре себе зарекомендувала інформаційна дивергенція Кульбака-Лейблера [177]  $D$ :

$$D = \sum_{j=1}^m p_j \log_2 \frac{p_j}{q_j}, \quad (2.69)$$

де  $p_j, q_j$  — розподіли щільності ймовірностей  $j$ -го з оброблюваних полів даних для поточного вимірювання та цільового зразка відповідно.

Після того, як визначено процедури просторової регуляризації  $R_j, j=1 \dots m$  і масштабовані перетворення (2.68) та обрано інформаційну метрику (2.69), стає можливим провести сумісне оброблення дистанційних та геолого-геофізичних даних для їх інтеграції. Загальний порядок інтеграції  $m$  просторових полів даних пояснюється схемою, наведеною на рис. 2.45.

Для виконання просторової регуляризації  $R_j$  та масштабованих перетворень  $F_j$  потрібні параметри вхідних  $\Delta x_j$  та цільового растру, а також значення вхідних діапазонів кожного набору даних  $[x_{\max j} \dots x_{\min j}]$  та єдиного вихідного діапазону  $[f_{\min} \dots f_{\max}]$  даних. Щільності ймовірності  $p_j$  для обчислення інформаційної дивергенції  $D$  оцінюються за вибірковими гістограмами, причому для об'єктів пошуку бажано мати перелік еталонних ділянок даних  $z(x)$ . Якщо таких ділянок в межах району досліджень немає, оцінювання щільностей ймовірності  $q_j$  має здійснюватися або за виявленими аномаліями наборів даних, або за певними додатковими міркуваннями, зовнішніми відносно системи інтеграції даних.

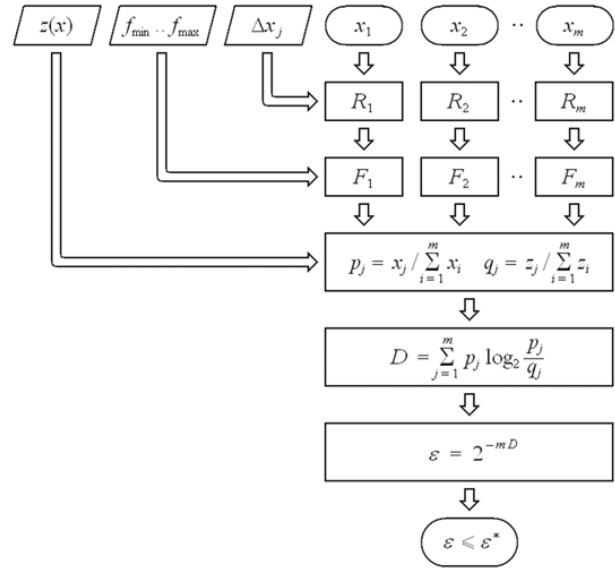


Рис. 2.45. Алгоритм інтеграції просторових дистанційних та геолого-геофізичних даних

Результатом інтеграції дистанційних та геолого-геофізичних просторових полів даних має бути певна кількісна величина, яка однозначно характеризує близькість довільного  $m$ -вимірного просторового сегменту даних до еталонного зразка. Просторовий розподіл цієї величини — це тематична карта, яка забезпечує осмислену інтерпретацію та візуалізацію багатовимірних полів даних різної фізичної природи. Показником близькості поточного та еталонного наборів даних є ймовірність їх переплутування  $\epsilon$ . В обраній інформаційній моделі цю ймовірність можна оцінити як

$$\epsilon = 2^{-mD}. \quad (2.70)$$

За нашими оцінками та даними попередніх досліджень, можна очікувати високу підтвердженість (на рівні 60–80 %) результатів інтеграції дистанційних та геолого-геофізичних даних при дослідженні нафтогазоперспективності окремих територій.

Апробація запропонованої методики інтеграції дистанційних та геолого-геофізичних даних проводилася по-кроково на еталонних ділянках ДДЗ.

**Крок 1.** Збір та аналіз геолого-геофізичних та структурно-геоморфологічних даних на територію дослідження.

Геометрична корекція топографічних карт проводилася методом поліноміального моделювання за допомогою відібраних опорних точок. Було використано систему координат Гауса-Крюгера (еліпсоїд Красовського), у метрах, з осьовим меридіаном  $33^\circ$ , з масштабним коефіцієнтом, рівним 1.

**Крок 2.** Вивчення висотного і блокових полів ландшафту (структурно-геоморфологічні дослідження), як додаткових даних для інтеграції.

У роботі для вивчення висотних полів ландшафту використовувалися дані ASTER GDEM. GDEM

(*Global Digital Elevation Model*) — це глобальна цифрова модель рельєфу.

Для дослідження впливу факторів геологічної будови використовуються кількісні морфологічні характеристики земної поверхні. За основу приймаються дані абсолютних висот рельєфу.

**Крок 3.** Просторова регуляризація даних.

Проведено регуляризацію даних космічних знімків з даними структурних карт по різних горизонтах. Матриця висот відтворюється з точністю, що відповідає просторовій розрізненості космічного знімка (наприклад, 30 м для Landsat/ETM+, 15 м для EOS/ASTER).

**Крок 4.** Інтеграція даних.

В результаті інтеграції одержано графічний образ просторового розподілу інтегрального індикатора за даними дистанційних та геолого-геофізичних досліджень, який можна трактувати як комплексну оцінку нафтогазоперспективності досліджуваної площі. За результатами розвідувального буріння встановлювалася наявність чи відсутність ВВ в прогнозній точці. Оскільки достовірних кількісних характеристик виявлених покладів ВВ немає, оцінювалася рангова кореляція між розподілом інтегрального індикатора та розташуванням продуктивних/непродуктивних свердловин. Ко-

ефіцієнт рангової кореляції Кендала за даними 22 розвідувальних свердловин перевищує 0.82, що свідчить про достатню ефективність запропонованої методики.

Таким чином, отримані результати дозволяють площинно в регіональному масштабі визначити ділянки, статистичні характеристики яких найбільше подібні до характеристик еталонного об'єкта — родовища. Розрізненість геологічних даних, які використовувались для аналізу, було зіставлено з розрізненістю дистанційних даних. В результаті проведеного аналізу і інтерпретації отриманих даних виділено ділянки, які є перспективними на наявність нафтогазоносних структур.

Застосування запропонованої методики інтеграції дистанційних та геолого-геофізичних просторових даних полягає в реалізації ідеї підкріплення геоіндикаційних ознак глибинних геологічних структур на космічному зображенні (можливо меншої просторової розрізненості) наземними даними.

Застосування запропонованого підходу дозволить підвищити оперативність та об'єктивність попередніх оцінок нафтогазоперспективності площ, що досліджуються, на різних етапах проведення нафтогазопошукових робіт

## 2.10. Приклади застосування розробленого комплексного методу прогнозування нафтогазоперспективних об'єктів

Розглянемо деякі приклади комплексних оцінок нафтогазоперспективності шельфу Чорного моря (регіональний рівень) та Хухринсько-Чернетчинської площі північного борту ДДЗ (детальний рівень), які були отримані із залученням розробленого і описаного вище комплексного методу прогнозування нафтогазоперспективних об'єктів.

### 2.10.1. Північно-Західний шельф Чорного моря

Методика комплексування дистанційних та геофізичних методів при прогнозуванні нафтогазоносності шельфових зон відпрацьовувалася у межах північно-західного шельфу Чорного моря і складалася з трьох етапів, перший з яких — використання різних варіантів дистанційних методів — включає результати комплексування даних різночасової зйомки і зйомки у різних спектральних діапазонах; другий — дослідження детальними геофізичними методами, третій — комплексна інтерпретація. Особливо актуальним є подібний підхід на значних за площею територіях з недостатнім рівнем детального дослідження саме для прийняття рішень у постановці подальших детальних геологорозвідувальних робіт.

Розбуреність акваторії Північно-Західного шельфу Чорного моря загалом по осадовому чохла ста-

новить біля 10 м/км<sup>2</sup> або біля 250 км<sup>2</sup>/1 св. Однак, вона нерівномірна. Найкраще вивчена центральна частина Каркінітсько-Північнокримського прогину, переважно по неглибокозалегаючих палеоценово-неогенових газоносних горизонтах.

Завдання науково-дослідних і тематичних робіт на даний момент полягає в обробці матеріалів буріння та геофізики з метою уточнення геологічної будови, тектонічного та нафтогазогеологічного районування, обґрунтування критеріїв нафтогазоносності та переоцінки початкових сумарних ресурсів ВВ з урахуванням нових геолого-геофізичних даних [178].

### Основні риси геологічної будови Північно-Західного шельфу Чорного моря України

З позицій розломно-блокової тектоніки в межах Північно-Західного шельфу Чорного моря виділені наступні структурно-тектонічні елементи [179]: Східноєвропейська платформа: Південноукраїнська монокліналь, занурена частина Південноукраїнської монокліналі, Молдавська монокліналь, Передобрудзький прогин: Криловський прогин, Кілійсько-Зміїне підняття, Каменська депресія, Горіхово-Суворівське підняття (виступ), Сулинська депресія (Алуатсько-Чалицька депресія); Скіфська плита: Каркінітсько-Північнокримський прогин, Кала-

мітсько-Центральнокримське підняття, Альмінська западина (депресія); Складчаста зона Північної Добруджі: вал Губкіна, Крайовий уступ.

З позиції теорії літосферних плит геодинамічний режим Південноукраїнського регіону в альпійську тектонічну епоху зумовив переміщення та зіткнення літосферних плит, під час яких утворювалися покриви, складчастість і сформувався, зокрема, гірські споруди Криму та Кавказу. Виходячи з глобальної будови Альпійсько-Гімалайського складчастого поясу виділяються два надпорядкові структурно-тектонічні елементи [179]: південна окраїна древньої Східноєвропейської платформи і західна частина Мізійсько-Скіфської епіорогенної зони (Скіфської плити). Шовна зона зчленування цих надпорядкових структур, з точки зору більшості дослідників, проводиться західніше Одеського розлому по Цигансько-ЧаDIRлунзько-Балабанівській системі дислокацій. По Одеському порушенню вона зміщується на південь до Північноголіцинського субширотного розлому і трасується до району Каркінітської затоки, дещо північніше Бакальської коси. У фундаменті та нижніх горизонтах чохла широко розвинуті різноспрямовані тектонічні порушення, які об'єднуються в три системи: субмеридіональні — Одеське, Фрунзівсько-Арцизьке; субширотні — Кишинівське та північно-західні — Придністровське.

### **Нафтогазоносні і перспективні комплекси Північно-Західного шельфу Чорного моря України**

У межах Північно-Західного шельфу Чорного моря розташовані складові двох нафтогазоносних провінцій: на захід від Одеського розлому — Балтійсько-Переддобрудзької та на схід — Чорноморсько-Північнокавказько-Мангішлацької [178].

У Чорноморсько-Мангішлацькій провінції на Північно-Західному шельфі Чорного моря виділена Північночорноморсько-Кримська нафтогазоносна область, яка простежується і на прилеглій суші Північного Причорномор'я та Кримського півострова. Вона розділяється на Північнокримський і Каркінітський нафтогазоносні райони, Таврійський, Північнокаркінітський, Каламітський та Центральнокримський нафтогазоперспективні райони.

У Північночорноморсько-Кримській нафтогазоносній області до основних нафтогазоносних і перспективних літолого-стратиграфічних комплексів належать: нижньокрейдний — 22.8 % сумарних ресурсів; верхньокрейдний — 10.3 %; палеоцен-еоценовий 22.3 %; олігоцен-нижньоміоценовий (майкопський) — 17.2 %; середньоміоценовий-пліоценовий 22.1 % (за підрахунками станом на 2009 р.) [179].

### **Створення бази даних Північно-Західного шельфу Чорного моря України в середовищі ArcGIS**

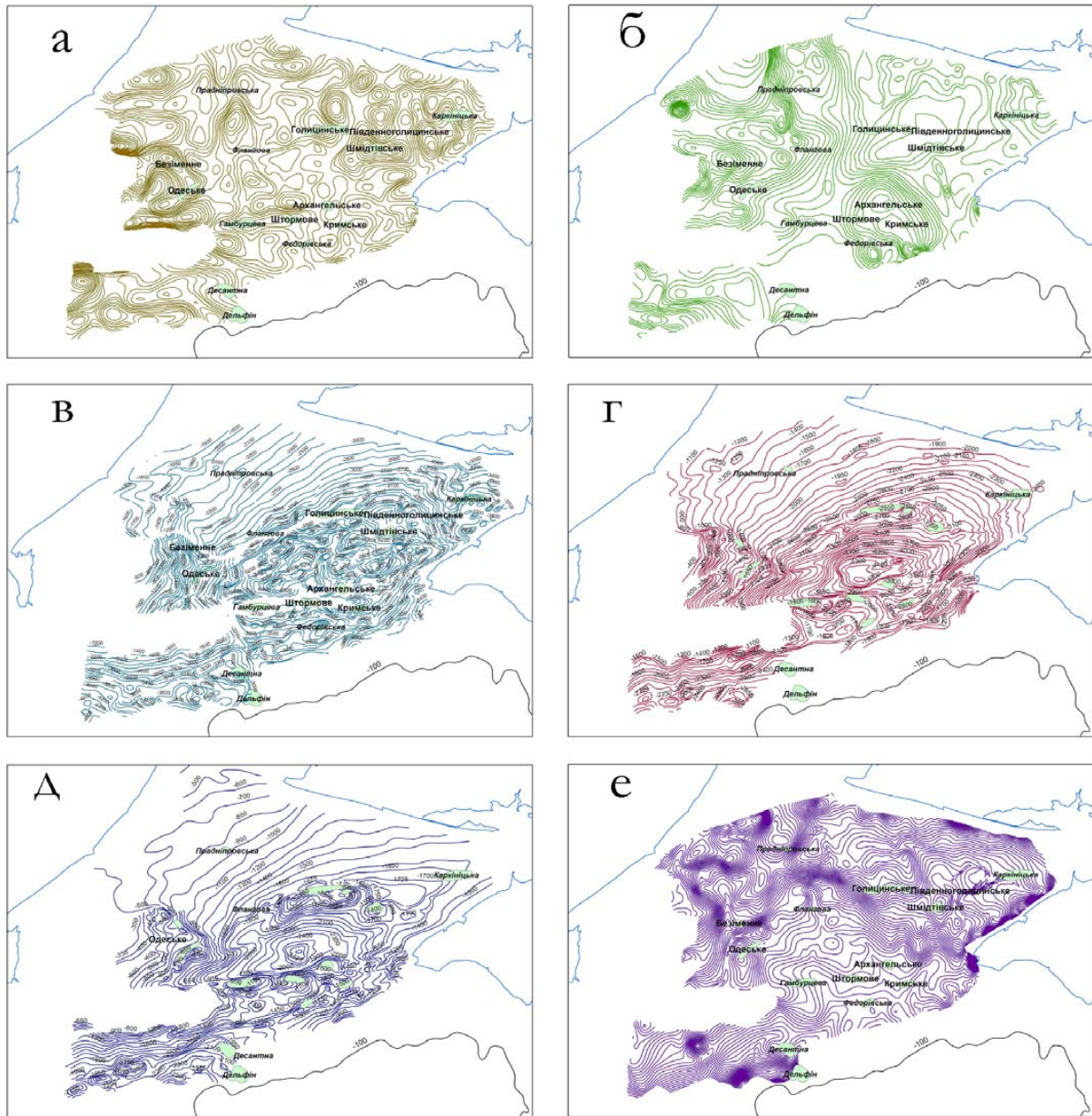
Для оцінки перспектив нафтогазоносності великих територій та окремих літолого-стратиграфічних комплексів з сучасних поглядів нафтогазової геології структурно-тектонічні і літолого-фаціальні критерії є найбільш доцільними [180]. Практично вони визначають величину потенційних ресурсів ВВ, фазовий стан флюїдів і закономірності їх розміщення. Важливим є також врахування неотектонічного фактору, а також змін ландшафтів під впливом геохімічних, гідрогеологічних та інших факторів. Таким чином були зібрані дані, що створюють ознаковий простір, який був у подальшому використаний для аналізу нафтогазоперспективності зон на основі інтеграції даних. На першому етапі були проведені роботи по введенню всіх зібраних даних на територію дослідження в середовище ArcGIS (рис. 2.46): карта залишкового гравітаційного поля, карта аномального магнітного поля, структурна карта відбивного горизонту IV (підшва нижньокрейдних відкладів), структурна карта відбивного горизонту III<sup>m</sup> (P<sub>1</sub>) (підшва палеоцену), структурна карта відбивного горизонту II<sup>a</sup> (P<sub>1</sub><sup>3</sup>) (підшва відкладів майкопу), батиметрична карта, карта фонду структур Південного нафтогазоносного регіону (родовища, прогнозні, прогнозно-перспективні та структури у бурінні), карта регіональних та зональних тектонічних порушень, схема лінементів та зон лінементів, теплові аномалії поверхні моря, аномалії хлорофілу, зони розповсюдження зависів.

Оскільки наявні дані перекривали Північно-Західний шельф Чорного моря не повністю, для подальшого аналізу був обраний полігон неправильної форми, на площу якого були наявні виміри всіх визначених шарів даних.

Для статистичного аналізу та проведення інтеграції даних необхідно створити карту позитивних і негативних еталонів. За позитивні еталони обрані відомі на Північно-Західному шельфі родовища газу і конденсату: Безіменне, Одеське, Південноголіцинське, Архангельське, Кримське (газові), Голіцинське, Шмідтівське, Штормове (газоконденсатні). Негативними еталонами ми вважали структури, виведені з буріння з негативним результатом: Прадніпровська, Флангова, Гамбурцева, Федорівська, Каркініцька, Десантна, Дельфін (рис. 2.47).

Окрім того, було проведено оброблення мозаїки багатоспектральних знімків КА Landsat-8, які характеризують розподіл певних компонентів морських ландшафтів: температури морської поверхні, хлорофілу і мінеральних зависів у товщі води (рис. 2.48). Попередніми дослідженнями було встановлено, що тектонічні і геофлюїдодинамічні фактори впливають на розподіл і розвиток цих компонентів, тому, оброблені за певними програмами мозаїки багатоспектральних космічних знімків були додані до оз-





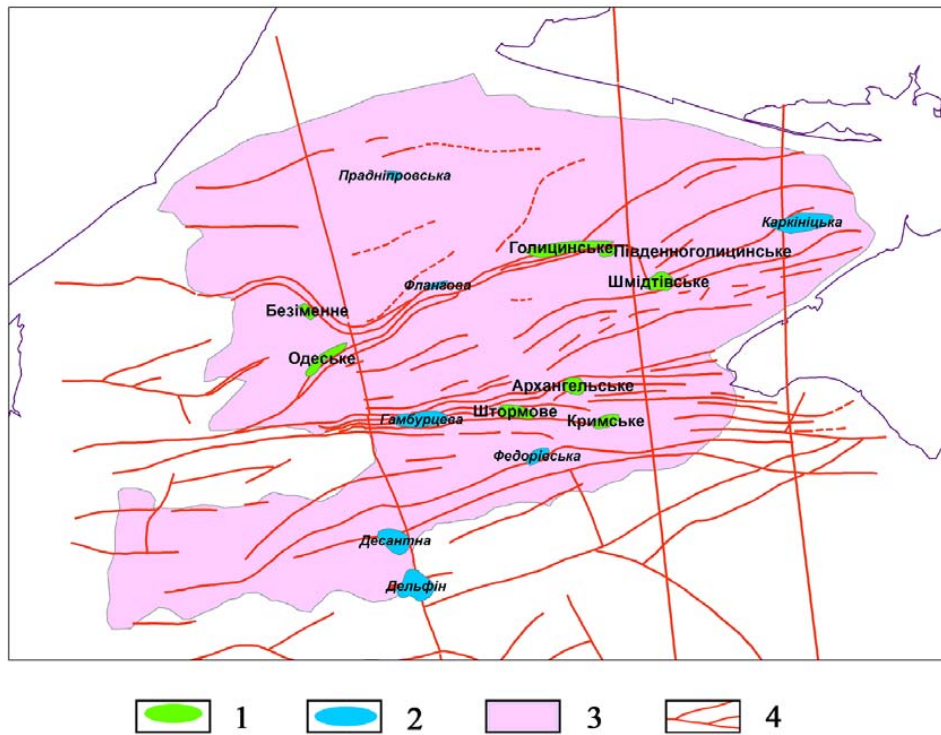
**Рис. 2.46.** Представлення геолого-геофізичної інформації у вигляді векторних shp файлів: а — карта залишкового гравітаційного поля; б — карта аномального магнітного поля; в — структурна карта відбивного горизонту IV (підшва нижньокрейдових відкладів); г — структурна карта відбивного горизонту III<sup>m</sup> (P<sub>1</sub>) (підшва палеогену); д — структурна карта відбивного горизонту II<sup>a</sup> (P<sub>1</sub><sup>3</sup>) (підшва відкладів майкопу); е — карта батиметрії за даними SRTM

накового простору для проведення інтеграції даних Північно-Західного шельфу з метою його класифікації на перспективні і неперспективні зони у нафтогазоносному відношенні.

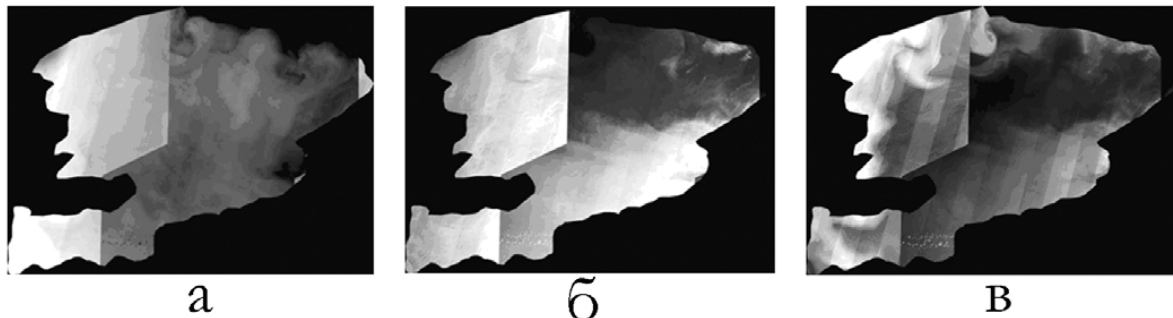
Для створення вихідного куба геопросторових даних був проведений пошук додаткових ознак (зон геодинамічного впливу активних розривних порушень, за якими можна з високою точністю локалізувати родовища ВВ. Для виявлення розривних порушень і зон їхнього геодинамічного впливу за даними ДЗЗ виконувався лінеаментний аналіз. Для аналізу лінійних елементів використовувалися два різних підходи: статистичний аналіз і побудова лінеаментів. У статистичному аналізі оцінювалося роз-

ташування лінійних елементів кожного напрямку на досліджуваній площі.

Особливості зображень космічних знімків шельфу формуються проявами розповсюдження хлорофілу, зависів та температурного поля поверхні моря. Безумовно, на їх розподіл і розповсюдження у товщі моря мають вплив зміни фізичних полів, механічні переміщення блоків земної кори, геохімічні перетворення, які визначаються локальними та регіональними закономірностями переносу речовини та енергії у надрах і товщі води. Таким чином, аналізуючи особливості просторового розподілу компонентів у товщі води, можна відтворити геодинамічну модель досліджуваного регіону.



**Рис. 2.47.** Північно-Західний шельф Чорного моря. Карта родовищ і структур: 1 — газові і газоконденсатні родовища; 2 — структури, виведені з буріння з негативним результатом; 3 — площа полігону досліджень; 4 — тектонічні порушення за геофізичними даними



**Рис. 2.48.** Тематичні продукти оброблення космічних знімків Landsat-8 на полігон дослідження у межах Північно-Західного шельфу Чорного моря: а — продукт SST температура морської поверхні; б — розподіл хлорофілу у товщі води; в — розподіл мінеральних зависів у товщі води

Результатом дешифрування космічних знімків із виділенням прямолінійних елементів зображення є вихідна схема лінеаментів (рис. 2.49). Її складовими є різноспрямовані лінії — елементарні лінеаменти відповідного порядку. Порядок лінеаментів визначається масштабом і просторовою розрізненістю вихідного зображення.

Похідна карта лінеаментів дозволяє перейти до аналізу континуального лінеаментного поля, яке відображає просторову неоднорідність тектонічної роздробленості земної кори, її тектонічно-напружений стан. Ступінь генералізації дистанційних даних, що є основою для виділення лінеаментів, та масштаб підсумкових карт визначають розмір вікна-ґріда. У той же час, варіювання параметрами інтерполяції дозволяє виділяти аномалії поля лінеаментів у за-

лежності від масштабу та особливостей геологічної будови території.

За результатами побудов з використанням відпрацьованих методик лінеаментного аналізу були складені карти: загальної щільності лінеаментів, щільності лінеаментів певних напрямків, густини лінеаментів.

Щільність лінеаментів інтерпретується як канали міграції ВВ та зони розуцільнення, що просторово збігаються з пастками ВВ, за якими відбувається перенос енергії та речовини з нижніх горизонтів земної кори в осадовий чохол.

Розрахунки полів щільності лінійних елементів різного напрямку проводилися в ArcGIS у напівавтоматичному режимі для подальшої інтеграції та геолого-геофізичної інтерпретації (рис. 2.50).

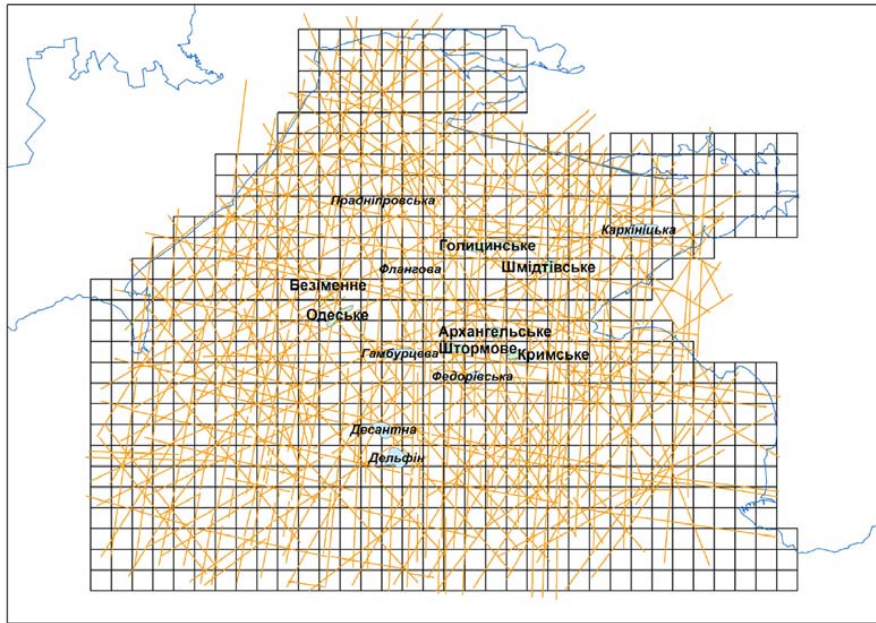


Рис. 2.49. Вихідна схема лінементів Північно-Західного шельфу Чорного моря за даними В. М. Перерви, 1994 р. [181] (сітка 10×10 км)

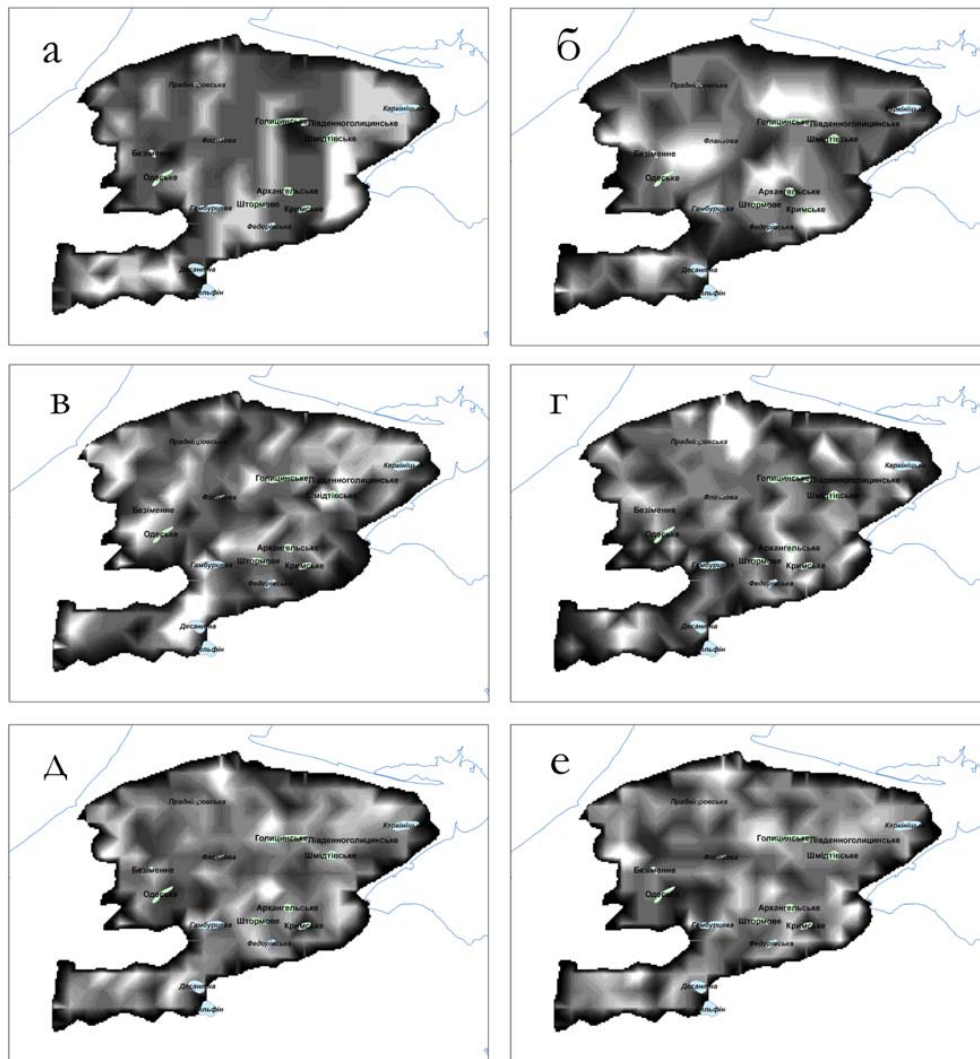


Рис. 2.50. Карти щільності та густини лінементів: а–г — за напрямками; д — карта сумарної щільності лінементів; е — карта сумарної густини лінементів

Геофізичними методами дослідження земної поверхні (сейсмогеофізичними, магнітометричними, гравіметричними) з великою мірою достовірності визначається розрив щільності шарів осадового чохла і порід фундаменту зі зміщенням як в горизонтальному, так і у вертикальному напрямках, що відповідає розломам регіонального і зонального масштабу. Аналіз наявних структурних карт показав, що більш глибоким горизонтам відповідають регіональні розломи, які, ближче до денної поверхні, розпадаються на низку менших розломів, утворюючи зони розущільнення осадової товщі. Враховуючи вплив виділених за геофізичними даними роз-

ломних зон на нафтогазоносність полігона, для Північно-Західного шельфу створена зведена схема розломів і тектонічних порушень різного масштабу за структурними горизонтами від нижньої крейди до майкопу (рис. 2.51). Тому при створенні гіперкубу даних необхідно враховувати цю апріорну інформацію. Найбільш адекватно врахувати вплив розривних порушень на загальну геофлюїдодинаміку регіону і локалізацію нафтогазоносних структур можливо за принципом лінеamentного аналізу. Тобто, в ArcGIS у напівавтоматичному режимі створені карти загальної щільності розривних порушень і їх густини (рис. 2.52).

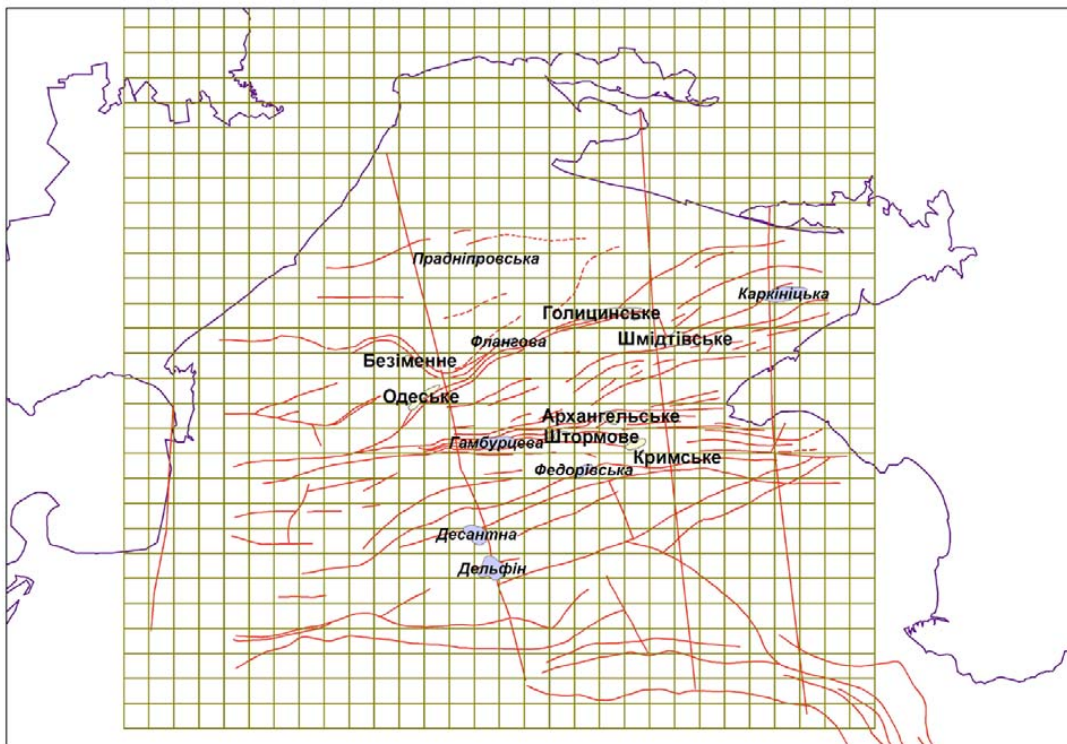


Рис. 2.51. Вихідна схема регіональних і зональних розломів Північно-Західного шельфу Чорного моря за геофізичними даними ДРГП "Причорноморгеологія" (сітка 10 × 10 км)

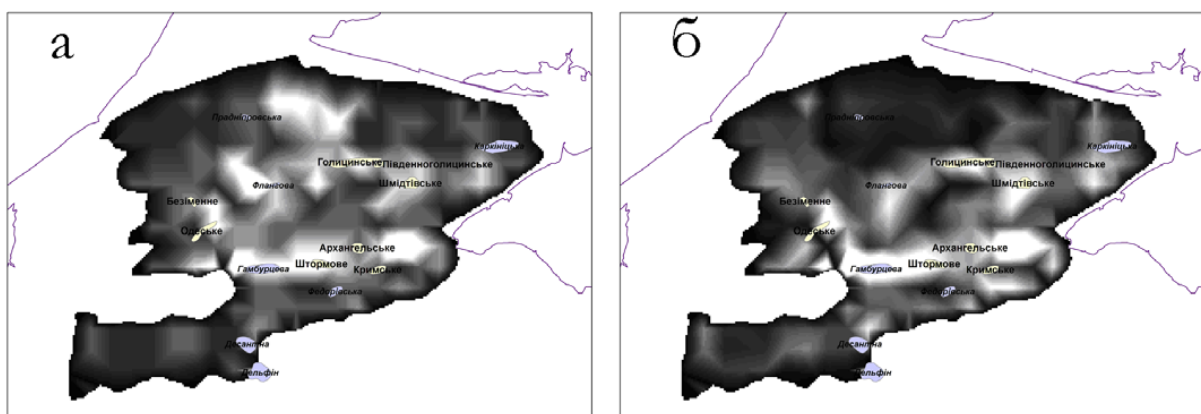


Рис. 2.52. Карти щільності (а) та густини (б) регіональних і зональних розломів Північно-Західного шельфу Чорного моря

### Процедура інтегрування геопросторової інформації

Вхідними даними для інтеграції даних Північно-Західного шельфу Чорного моря є просторові шари, що містяться у відповідних файлах різних форматів та систем координат:

- рельєф місцевості SRTM v2, формат DEM HGT;
- температура поверхні SST, формат ENVI BIN;
- хлорофіл у товщі води, формат ENVI BIN;
- розподіл мінеральних зависив, формат ENVI BIN;
- карти щільності лінеаментів, 6 шт., формат GeoTIFF;
- карти щільності розломів, 2 шт., формат GeoTIFF;
- карта залишкового гравітаційного поля, формат ArcGIS SHP;
- карта аномального магнітного поля, формат ArcGIS SHP;
- карти структурних горизонтів, 3 шт., формат ArcGIS SHP;
- карта родовищ і структур, на яких отриманий негативний результат буріння, формат ArcGIS SHP.

Після підключення всіх джерел створюються зв'язки між вхідними файлами, перетворювачем та вихідним файлом. В результаті виконання створеного проекту був сформований вихідний куб геопросторових даних, готових до інтеграції. Крім того, зазвичай, геолого-геофізичні дані мають іншу просторову розрізненість по відношенню до даних ДЗЗ. З огляду на це, до геолого-геофізичних даних застосовують процедуру ресамплінгу (зміна об'єму даних при зміні розрізненості), яка дозволяє привести зазначені дані по просторовому розрізненню до даних дистанційного зондування Землі. На етапі об'єднання даних визначається величина функції маси для позитивних і негативних структур для вхідних даних на основі байесовської класифікації та проводиться об'єд-

нання даних за комбінаційним правилом Демпстера [182, 183]. Роботи по створенню гіперкубу геопросторових даних, нормування різнорідних даних, приведення зазначених даних до просторового розрізнення ДЗЗ, процедури об'єднання за комбінаційним правилом Демпстера проведені М. В. Топольницьким.

### Результати

За способом нормування даних було отримано кілька варіантів карт розподілу вихідної імовірності. На рис. 2.53 представлено розподіл вихідної імовірності, отриманий в результаті використання лінійного перетворення в одиничний відрізок  $\tilde{X} \in [0,1]$  виду:

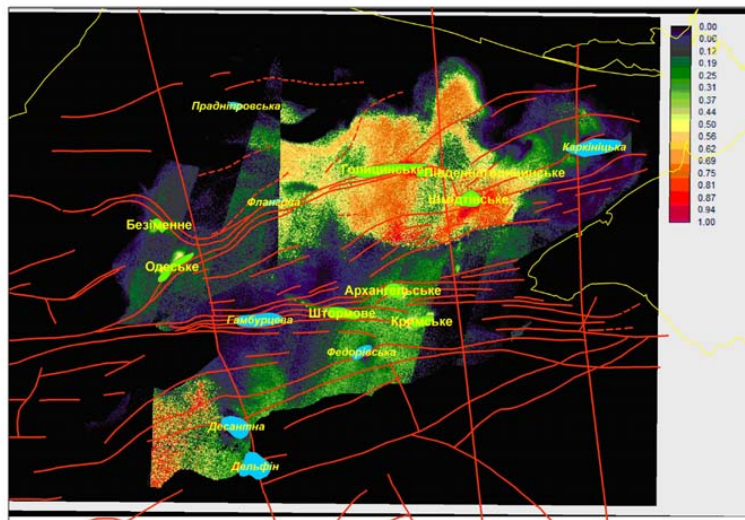
$$\tilde{X} = \frac{X_i - X_{i\min}}{X_{i\max} - X_{i\min}}, \quad (2.71)$$

де  $\tilde{X}$  і  $X_i$  — нові і старі значення векторів ознак відповідно;

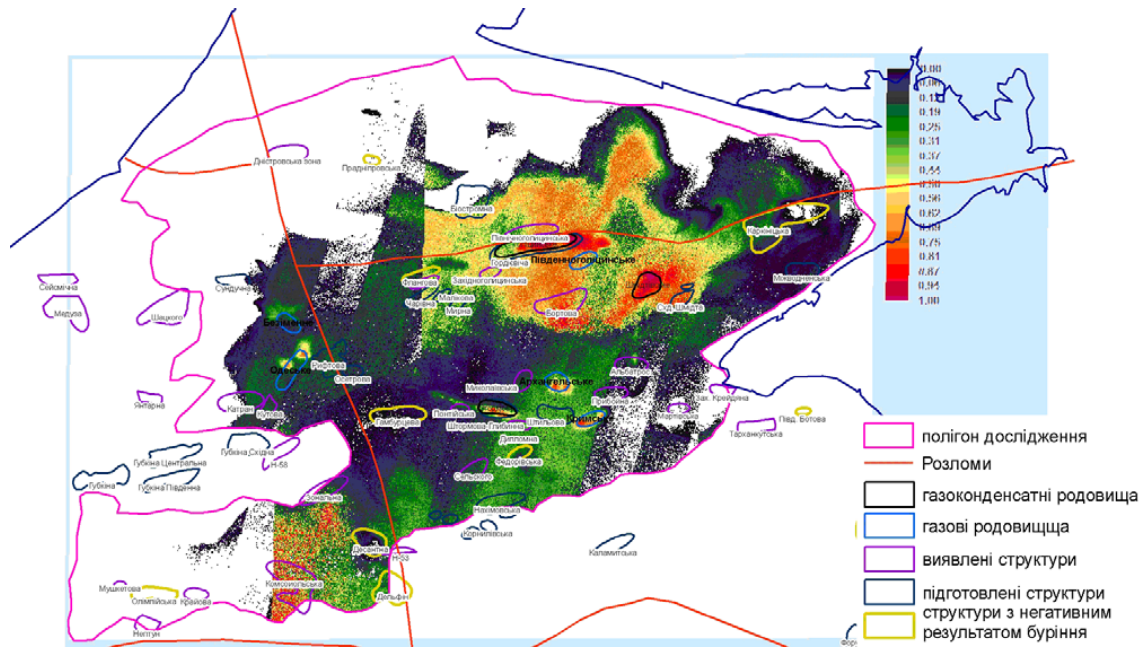
$X_{i\max}$  і  $X_{i\min}$  — максимальне і мінімальне значення векторів ознак відповідно.

У зв'язку з тим, що для інтеграції була використана мозаїка багатоспектральних знімків, це відобразилось на підсумковій карті. В результаті інтеграції отримані дані трьох сегментів з різним рівнем відображення імовірності, це ускладнює рівноцінну інтерпретацію. Проте, за результатами проведеного аналізу отриманої карти можна зробити наступні висновки:

- всі родовища (Безіменне, Одеське, Голіцінське, Південноголіцінське, Шмідтівське, Архангельське, Штормове, Кримське.) чітко відображаються на карті розподілу вихідної імовірності, як ділянки з найбільшим значення імовірності (див. рис. 2.53, табл. 2.8);
- структури, підготовлені до буріння, та виявлені



**Рис. 2.53.** Північно-Західний шельф Чорного моря. Розподіл вихідної імовірності відповідності позитивним еталонам за результатами інтеграції геопросторових даних з використанням лінійного перетворення



**Рис. 2.54.** Схема зіставлення розподілу вихідної ймовірності за результатами інтеграції геопросторових даних з використанням лінійного перетворення та карти фонду структур (за даними Львівського відділення УкрДГРІ, 2012 р.) для Північно-Західного шельфу Чорного моря

**Таблиця 2.8.**

Проявлення структур різного рангу на результуючій карті розподілу вихідної ймовірності за результатами інтеграції геопросторових даних з використанням лінійного перетворення (рис. 2.54)

Назва	Ранг структури	Значення ймовірності
Безіменне	родовище газове	0,5
Одеське	родовище газове	0,5
Голіцінське	родовище газоконденсатне	0,95
Південно-голіцінське	родовище газове	0,90
Шмідтівське	родовище газоконденсатне	0,95
Архангельське	родовище газове	0,8
Штормове	родовище газоконденсатне	0,8
Кримське	родовище газове	0,8
Бістромна	підготовлена до буріння	брак даних
Південнофлангова	←	0,4
Чарівна	←	0,5
Малікова	←	0,5
Мирна	←	0,5
Рифтова	←	0,3 (не виявилась)
Осстрова	←	0,3 (не виявилась)
Понійська	←	0,5
Сельського	←	0,45
Штормова Глибинна	←	0,65
Шпильова	←	0,45
Прибійна	←	брак даних
Сх.Шмідта	←	0,8
Альбатрос	←	0,55
Комсомольська	виявлені геофіз. дослідж	0,6
Зональна	←	0,8
Північно-голіцінська	←	0,4 на заході 0,65 на сході
Миколаївська	←	0,3
Мартівська	←	брак даних
Західнокрейдяна	←	брак даних
Міжводненська	←	0,05
Прадніпровська	структура виведена з буріння з негативним результатом	брак даних
Флангова	←	0,15
Гамбурцева	←	0,05
Федорівська	←	0,25
Каркініцька	←	0,25 на заході до 0,05 на сході
Десантна	←	0,05
Дельфін	←	0,25

геофізичними методами (карта фонду структур ЛВДГРІ, 2012) проявилися з різним ступенем ймовірності (від 0.5 до 0.95) (див. рис. 2.53, див. табл. 2.8);

- структури, які були виведені з буріння з негативним результатом (Прадніпровська, Флангова, Гамбургцева, Федорівська, Каркініцька, Десантна, Дельфін), відповідають низькому рівню ймовірності (див. рис. 2.53, див. табл. 2.8).

Ще один з варіантів карти розподілу вихідної ймовірності був отриманий в результаті підвищення інформаційної насиченості вхідної інформації шляхом сумісної регуляризації входів. Замість того, щоб використовувати для нормування індивідуальні дисперсії, були розглянуті вхідні дані сумісно та запропоноване таке лінійне перетворення, яке максимізує сумісну ентропію. Для спрощення задачі замість більш складної умови щодо статистичної незалежності обмежились тим, що вхідні дані після такого перетворення мають бути декорельовані.

На рис. 2.55 показаний результат. Слід відмітити, що подібний підхід дозволив виділити чіткі зони, які підкреслюють зони розуцільнення, вузли перетину розломів різних напрямів, які є перспективними для наявності скупчень ВВ. Одночасно чітко визначились зони концентрації структур, виявлених геофізичними методами, хоча деякі виявлені і підготовлені до глибокого буріння структури потрапили в зони низької ймовірності (табл. 2.9).

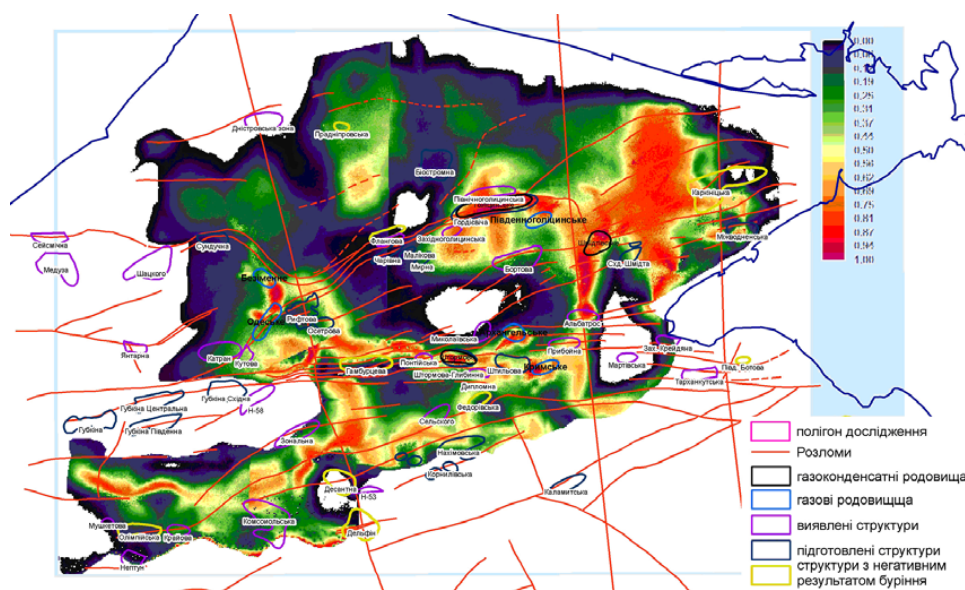
## Висновки

В результаті інтеграції даних багатоспектрального космічного знімання і геолого-геофізичних даних одержано карти просторового розподілу

інтегрального індикатора нафтогазоносності на регіональному рівні для Північно-Західного шельфу Чорного моря. Оскільки дані, які були використані для інтеграції, мали масштаб регіонального рівня, отримані результати дають уявлення про нафтогазоперспективні зони регіонального масштабу, а також їх приуроченість до зон трансрегіональних, регіональних, зональних розломів і зон розуцільнення осадових порід. За наявності даних детальнішого рівня (з більшою інформаційною розрізненістю) застосування цієї технології дасть можливість отримати результати класифікації певної нафтогазоносної зони або, навіть, певної нафтогазоносної структури.

### 2.10.2. Хухринсько-Чернетчинська площа північного борту Дніпровсько-Донецької западини (ділянка Хухрянського нафтогазоконденсатного родовища з прилеглою територією)

Хухрянське нафтогазоконденсатне родовище в тектонічному відношенні розташоване в центральній частині північного борту ДДЗ та характеризується складною геологічною будовою. Площа, на якій знаходиться родовище, охоплена всіма видами детальних геолого-геофізичних і аерокосмогеологічних досліджень. У її будові бере участь товща осадових порід палеозойського, мезозойського і кайнозойського ярусів, які залягають на кристалічних породах докембрійського фундаменту. Продуктивними є верхньовізейські відклади (горизонти В-20, В-21), які перекривають породи кристалічного фундаменту, а також верхня вивітрена частина консолідованої



**Рис. 2.55.** Схема зіставлення розподілу вихідної ймовірності за результатами інтеграції геопросторових даних з використанням декореляції даних та карти фонду структур (за даними Львівського відділення УкрДГРІ, 2012 р.) для Північно-Західного шельфу Чорного моря