

2.8. Прогнозування перспективності території ДДЗ та Тарханкутського півострову Криму на пошуки покладів вуглеводнів з використанням лінеаментного аналізу

2.8.1. Прогнозування покладів вуглеводнів у межах ДДЗ

На території ДДЗ прогнозні дослідження були проведені у межах центральної частини північного борту та північної прибортової зони, від міста Ромни на північному заході до міста Сватове на південному сході. Загальна площа робіт складає 20 370 км².

ДДЗ — це складно побудований внутрішньоплатформений рифт, який є ланкою гетерогенного трансконтинентального Сарматсько-Туранського глибинного розлому. Западина відзначається складною геологічною будовою, швидкою зміною складу та потужності відкладів, що її складають. Структурами першого порядку ДДЗ є північний та південний борти та Дніпровський грабен.

Для бортів характерна невелика потужність осадових товщ та пологі їх залягання. Осадовий чохол порушено розгалуженою сіткою малоамплітудних розломів. У тектонічному відношенні це найменш активні структури регіону [150].

В Дніпровському грабені зафіксовані максимальні потужності і найбільша стратиграфічна повнота відкладів всього фанерозою. Його висока тектонічна активність обумовила формування структур різного порядку переважно північно-західного простягання. Значно поширені структури пов'язані з галокінезом. Будова осадового чохла грабена характеризується поздовжньою та поперечною зональністю.

Вздовж грабена виділяються північна та південна прибортові, а між ними — приосьова зони, які відносяться до структур другого порядку. Прибортові зони відзначаються максимальною тектонічною активністю на протязі всієї історії формування регіону. У напрямку приосьової зони в них відбувається стрімке збільшення потужності відкладів. Докембрійський фундамент прибортових зон суттєво порушено розривами різної амплітуди [150].

На території ДДЗ розташована однойменна нафтогазова область у межах якої відкрито більше 205 родовищ нафти та газу [150]. Більшість родовищ ВВ невеликі за розмірами, а тому для їх ефективного пошуку необхідна прогнозна оцінка перспективності території з врахуванням усіх факторів, які мали суттєвий вплив на локалізацію родовищ.

Відомо, що суттєвий вплив на розміщення покладів ВВ мали структурні фактори — антиклінальні складки та розломи. Однак, роль розломів в процесі пошуку та прогнозу родовищ враховується недостатньо. Це пов'язано, на наш погляд, перш за все з якісним характером методів дослідження розломів ДДЗ. Для оцінки ролі розломів в розміщенні покладів

ВВ з метою прогнозної оцінки перспективності території на їх пошуки було використано, наведені вище методики лінеаментного аналізу та просторово-вірогідного прогнозування.

На території дослідження, на площі північного борту розміщується однойменний нафтогазоносний район, розташований за межами ДДЗ. Для нього характерна відсутність хомогенних і галогенних утворень нижньої пермі, а також добре виражених складок північно-західного простягання. Потужність осадового чохла не перевищує 3.5–4.0 км. У межах району відомо 14 родовищ нафти та газоконденсату, частина з яких пов'язана з породами кристалічного фундаменту. Ступінь розвіданості початкових ресурсів 17.7% [150].

У межах північної прибортової зони виділяються два райони — Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний, у межах якого відомо 26 родовищ нафтогазоконденсату, газоконденсату та нафти та Рябухінсько-Північно-Голубівський газоносний, у його межах розміщується 13 родовищ газоконденсату [150].

Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний район має високу щільність нерозвіданих ресурсів. Дказана промислова нафтогазоносність відкладів від юри до девону. Поклади ВВ відкрито на глибинах більше 5 км. Значна кількість піднятих пов'язана з соляним тектогенезом. Ступінь розвіданості ресурсів 57.6% [150].

Рябухінсько-Північно-Голубівський газоносний район: в його межах встановлена продуктивність середньокам'яновугільних, серпуховських та верхньовізейських відкладів. Район відзначається обмеженою кількістю антиклінальних піднятих, нерозвіданих ресурси пов'язуються з похованими складками або неантиклінальними пастками. Ступінь розвіданості 7.9% [150].

Вихідними матеріалами для прогнозних досліджень була карта лінеаментів (рис. 2.37), побудована за результатами візуального структурного дешифрування космічних знімків з супутника Landsat, а також результати дешифрування топографічних карт масштабу 1:100000 та цифрової моделі рельєфу (DEM) за даними з KA Shuttle та ASTER.

Аналіз закономірностей орієнтації лінеаментів проводився спочатку окремо для кожного з трьох районів розміщення родовищ ВВ. Було встановлено, що розподіл орієнтації лінеаментів в різних районах має аналогічний характер і тому матеріали були узагальнені. На підставі аналізу узагальненого матеріалу було виділено 8 систем лінеаментів, спільні для всього району робіт (табл. 2.6).

Ці системи близькі до систем розломів та тріщин, встановлених геолого-геофізичними методами як на Україні, так і за її межами [131–133]. Цей факт є по-

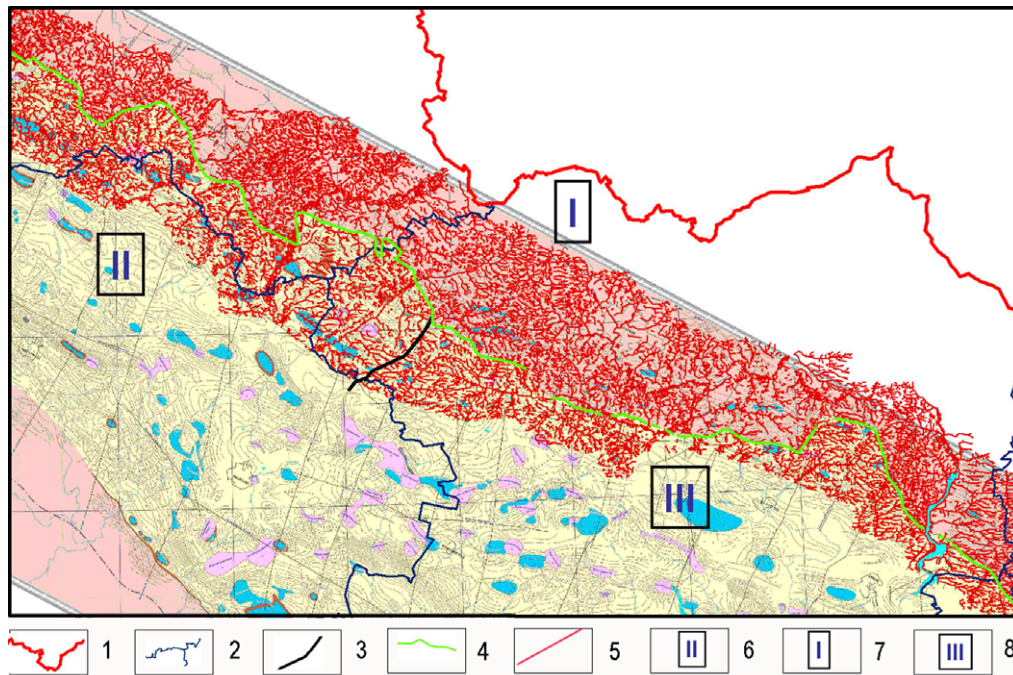


Рис. 2.37. Карта лінементів на територію дослідження в межах ДДЗ, створена за результатами дешифрування космічних знімків суміщена зі структурно-тектонічної картою ДДЗ [149]. Автори: А. Я. Ходоровський, О. А. Апостолов.
1 — державний кордон України; 2 — межі областей України; 3 — межі нафтогазоносних районів північної прибортової зони ДДЗ; 4 — північний борт ДДЗ; 5 — віддешифровані лінементи; 6 — Талалаєвсько-Рибальський нафтогазоносний район північної прибортової зони ДДЗ; 7 — Нафтогазоносний район північного борту ДДЗ; 8 — Рябухінсько-Північно-Голубівський нафтогазоносний район північної прибортової зони ДДЗ

бічним підтвердженням зв'язку виявлених лінементів з розломами літосфери, іншими словами підтверджує достовірність результатів дешифрування.

По кожній з 8-ми систем лінементів були побудовані карти їх щільності з використанням прямокутного вікна, яке зміщувалося на 50% його розміру (рис. 2.38).

На побудованих картах виділяються лінійні аномалії підвищених та знижених значень поля щільності лінементів. Більшість полів підвищених значень щільності лінементів витягнута згідно з модальним значенням азимутів відповідної системи. Як і передбачалось, відомим розломам, виділе-

ним за даними геолого-геофізичних досліджень, завжди відповідають поля підвищених значень щільності лінементів. Цей факт підтверджує достовірність як побудови карт щільності лінементів, так і принципів їх інтерпретації.

Аналіз карт щільності лінементів з використанням встановленої залежності дозволив виділити значну кількість розломів різного масштабу рівня. На відміну від традиційного відображення розломів у вигляді лінії, на картах щільності лінементів розломам відповідають аномалії щільності лінементів, тобто вони відображені у вигляді зон певної протяжності та ширини, як це і спостерігається в природі.

Таблиця 2.6.

Кількість, межі та модальні значення систем лінементів на територію дослідження

Номер системи	Опис системи	Межі системи	Модальне значення системи
1	Захід-Північний Захід (ЗПЗ)	280–300°	295°
2	Північний Захід (ПЗ)	301–320°	310°
3	Північний Захід (ПЗ)	321–340°	325°
4	Субмеридіональна	341–10°	355°
5	Північ-Північний Схід (ППС)	11–35°	30°
6	Північний Схід (ПС)	36–0°	50°
7	Північний Схід (ПС)	61–75°	65°
8	Субширотна	76–279°	85°

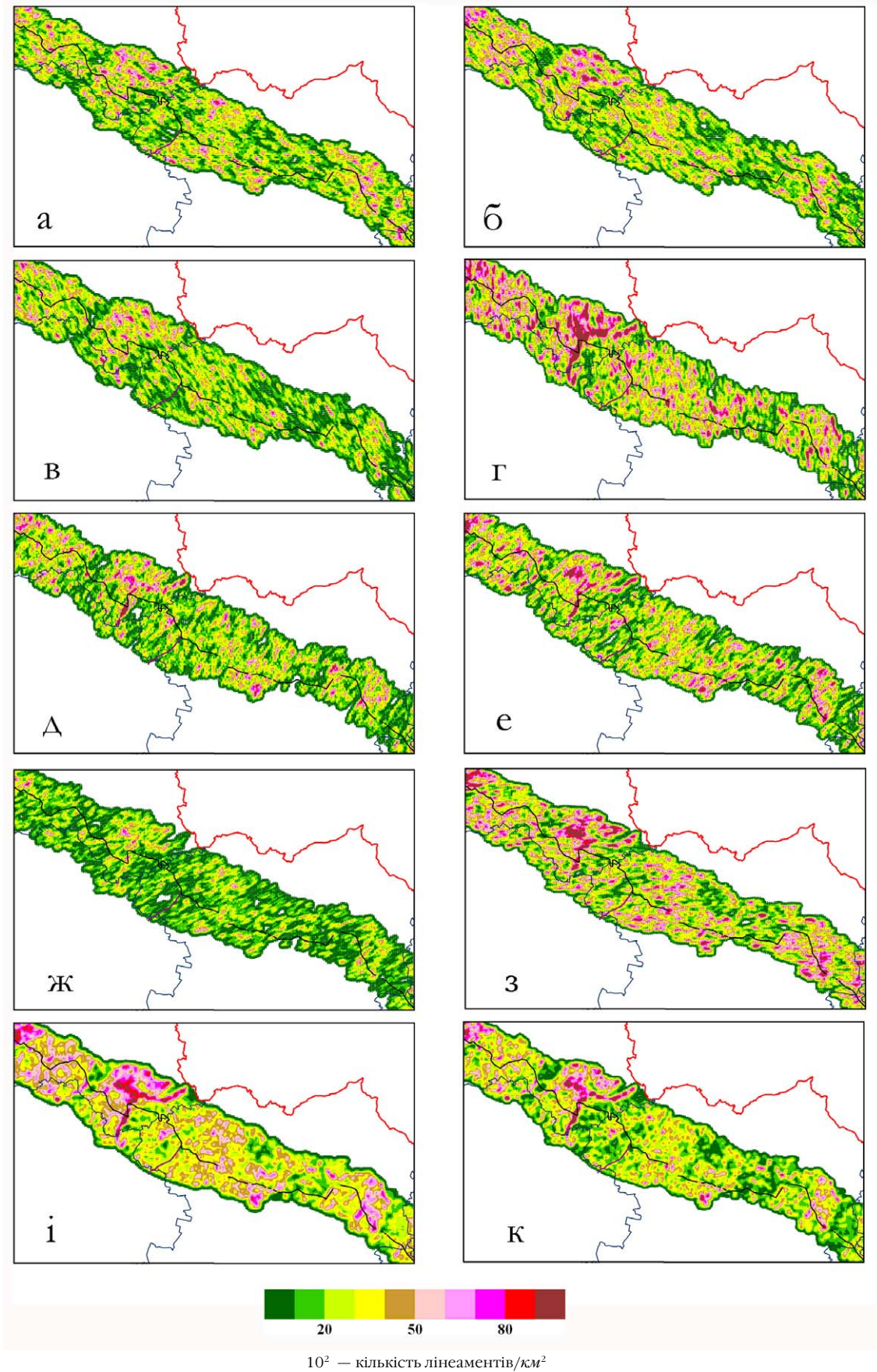


Рис. 2.38. Карти щільності лінементів всіх систем та карта щільності вузлів перетину лінементів, побудовані на підставі карти лінементів. а-і) карти щільності, побудовані за допомогою програми Surfer з використанням ізоліній: а) система 1: 280–300°; б) система 2: 301–320°; в) система 3: 321–340°; г) система 4: 341–10°; д) система 5: 11–35°; е) система 6: 36–60°; ж) система 7: 61–75°; з) система 8: 76–279°, і) щільність лінементів усіх систем, к) щільність вузлів перетину лінементів

Особливості взаємного просторового розподілу окремих аномалій щільності лінеаментів відображають характер будови розломів. На картах щільності лінеаментів видно, як змінюється ширина зон розломів та інтенсивність їх відображення по простяганню розлому. Встановлюються ділянки з лінійним або кулісоподібним розміщенням локальних розломів. В місцях поступового затухання протяжних аномалій щільності лінеаментів спостерігається розміщенням на їх продовженні локальних аномалій щільності. Розміщуються локальні аномалії аналогічно розміщенню локальних розломів в місцях затухання крупного розлому з формуванням структур типу “кінського хвоста” або “риб'ячого хвоста”. Зіставлення карт щільності лінеаментів різних систем дозволяє оцінити інтенсивність їх виявлення і дослідити взаємовідношення структур різних систем.

Виконаний аналіз побудованих карт щільності лінеаментів усіх 8 систем засвідчив, що вони дійсно відображають особливості розподілу тектонічних тріщин в літосфері і тому можуть бути використані для оцінки тріщиної проникності порід з метою прогнозу оцінки перспективності території на пошуки покладів ВВ.

Прогнозна оцінка перспективності території виконувалася окремо для кожного з трьох досліджуваних нафтогазоносних районів. Це пов'язано з різницею в їх геологічній будові та переважному складі родовищ ВВ. Так, якщо родовища північного борту переважно нафтові, а район відзначається відносно невеликою глибиною (3–4 км) залягання кристалічного фундаменту, то у межах північної прибортової зони глибина залягання фундаменту значно більша і його не розкрито більшістю свердловин глибиною 5–6 км. Змінюється і склад покладів, якщо в Талалаївсько-Рибальському районі поклади переважно нафтогазоконденсатні та газоконденсатні, то в Рябухінсько-Північно-Голубівському районі — газоконденсатні та газові. Тому, в процесі прогнозних досліджень для оцінки перспективності кожного з районів використовувались лише родовища, які розташовані у межах цього району.

Проведені дослідження, з використанням функцій відношення правдоподібності показали, що в межах кожного з районів родовища ВВ пов'язані зі значеннями щільності лінеаментів кожній з восьми систем, а також зі значеннями щільності вузлів перетину лінеаментів. Тому всі ці матеріали були використані для прогнозу оцінки перспективності території.

Встановлено, що переважна більшість відомих родовищ кожного нафтогазоносного району розташована в полях з проміжними значеннями щільності лінеаментів кожної системи та щільності вузлів їх перетину. Інтервали проміжних значень щільності лінеаментів, до якого приурочені родови-

ща, для кожної системи різні. Поля з максимальними та мінімальними значеннями щільності лінеаментів усіх систем та вузлів їх перетину не сприятливі для розміщення родовищ. Також аналітично, з застосуванням програми просторово-вірогідного прогнозування, було оцінено спільний вплив на розміщення родовищ значень щільності лінеаментів по усім 8 системам, а також карти щільності вузлів перетину лінеаментів. Отримані дані були використані для побудови карт прогнозу оцінки перспективності території на пошуки родовищ ВВ по кожному з трьох нафтогазоносних районів (рис. 2.39).

Аналіз побудованих карт прогнозу показав, що більше 90% відомих родовищ ВВ кожного з нафтогазоносних районів розташовано в полях з підвищеними значеннями перспективності, які характеризуються значеннями функції відношення правдоподібності більшими 1. Родовища, які розташовані в полях з низькими значеннями перспективності, це переважно дрібні, у ряді випадках виключені з балансу. Найбільш високими значеннями перспективності охарактеризовані родовища, які мають найбільші запаси ВВ. Звичайно, це багатопластові родовища, з високими значеннями ефективної товщини колектора.

Таким чином, прогнозна оцінка перспективності території за матеріалами лінеаментного аналізу дозволяє не тільки виділяти площі, перспективні на пошуки нових родовищ ВВ, але приблизно оцінити перспективність родовищ, які можливо розташовані на цих площах. Крім того, побудовані карти прогнозу дозволяють дати попередню оцінку перспективності відомих структур, які не мають достовірної оцінки їх перспективності бурінням.

На картах прогнозу кожного з районів поля підвищених значень перспективності займають від 10 до 30% досліджуваної території. Найбільшу площу вони займають у межах північного борту ДДЗ, який поки що менш досліджений, чим інші території. Найменша площа перспективних територій у межах Рябухінсько-Північно-Голубівському району. Встановлені на цій території перспективні площі невеликі за розмірами та відзначаються відносно невисокими значеннями перспективності.

Використання даних про умови локалізації покладів одного нафтогазоносного району з метою прогнозу оцінки території за його межами показало, що на встановлених таким шляхом перспективних полях практично повсюдно відсутні відомі родовища і лише зрідка зустрічаються антиклінальні структури. Це свідчить про різницю в умовах їх локалізації. Як і слід було очікувати, найбільші розбіжності в умовах локалізації між родовищами північного борту та північної прибортової зони.

Між родовищами Талалаївсько-Рибальського та Рябухінсько-Північно-Голубівського районів північної прибортової зони різниця в умовах лока-

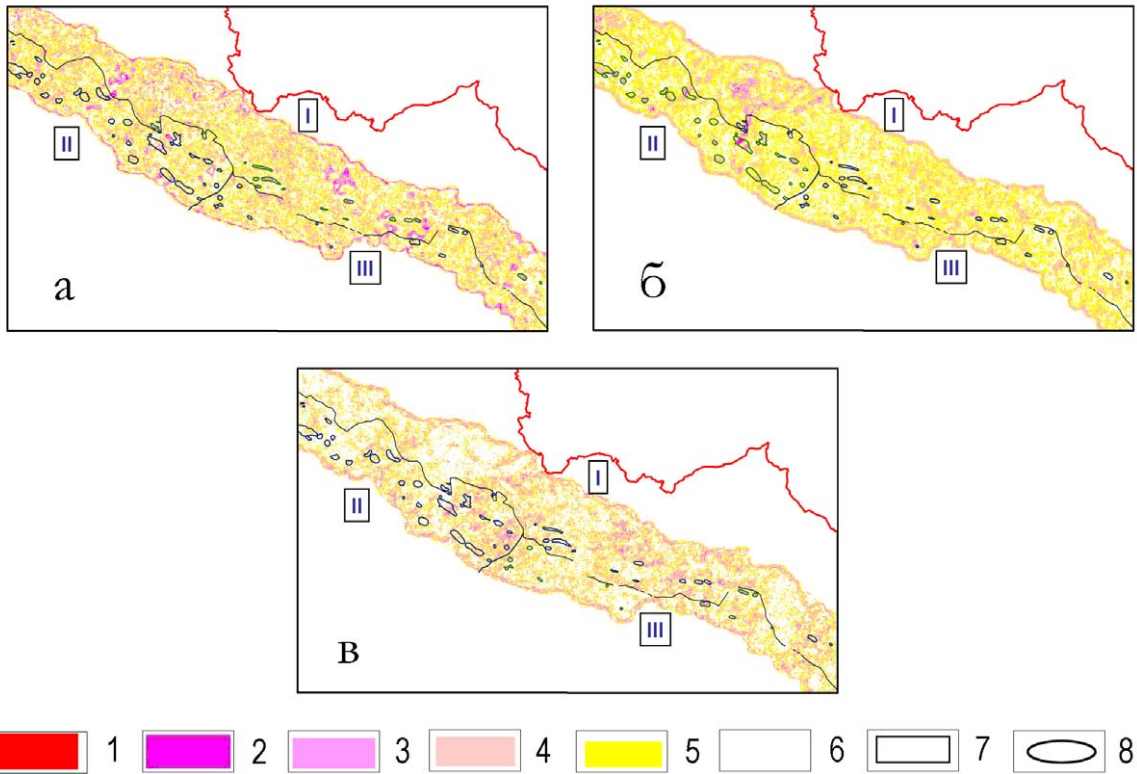


Рис. 2.39. Карти прогнозування перспективності території на пошук покладів ВВ:

а) Нафтогазоносний район північного борту ДДЗ (I), б) Талалаєвсько-Рибальський нафтогазоносний район північної прибортової зони ДДЗ (II), в) Рябухінсько-Північно-Голубівський нафтогазоносний район північної прибортової зони ДДЗ (III).

1 — максимальна перспективність; 2 — висока перспективність; 3 — середня перспективність; 4 — низька перспективність; 5 — невизначена перспективність; 6 — безперспективна площа; 7 — контур площі робіт; 8 — контури відомих родовищ ВВ

лізації родовищ менша. Як наслідок, частина родовищ Талалаївсько-Рибальського району попадає в перспективні поля, встановлені за даними о родовищах Рябушинсько-Північно-Голубівського району. Це спостерігається на території, розташованій поблизу межі цих двох районів.

Розподіл значень перспективності у межах контурів відомих родовищ ВВ, у більшості випадках, неоднорідний. Найбільш високі значення перспективності, частіше всього, розташовуються над склепінням складок. Ці дані в подальшому можливо використати для попередньої оцінки перспективності площ, що виділяються на картах прогнозу.

Отримані дані прогнозування перспективності території ДДЗ на пошуки покладів ВВ засвідчили, що лінеаментний аналіз доцільно використовувати з метою прогнозування перспективності територій. Матеріали лінеаментного аналізу, які надаються у числовій формі, можливо використовувати у комплексі з даними геофізичних та іншими кількісними методами досліджень в процесі кількісних прогнозних досліджень за комплексом ознак. Для опрацювання результатів лінеаментного аналізу може бути корисним увесь комплекс методів, який застосовується в геофізиці при обробленні фізичних полів.

2.8.2. Прогнозування покладів вуглеводнів у межах Тарханкутського півострова Криму

Згідно з нафтогазоносним районуванням півдня України, територія Тарханкутського півострова розташована у межах Чорноморсько-Північно-Кримського нафтогазоносного району Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної області Балтійсько-Переддобруджінської нафтогазоносної провінції [107]. На цій території, починаючи з 1944 року, було відкрито 13 родовищ газу, газоконденсату та нафти.

Прогноз покладів нафти та газу було проведено на суходолі, на площі біля 11000 км². Для цього виконано дешифрування матеріалів космічної зйомки на територію загальною площею біля 13000 км². Зменшення площі прогнозних досліджень у порівнянні з площею дешифрування обумовлено необхідністю виключити вплив так званого “крайового ефекту” в процесі кількісної обробки результатів дешифрування.

За даними [6], Чорноморсько-Північно-Кримський район розташовано у межах Каркінітсько-Північно-Кримського прогину. На південному борту прогину виділяється Тарханкутсько-Джанкойська зона газонафтонагромадження. Стратиграфічний діапазон нафтогазоносності від нижньої крейди до міоцену, в районі виділяється 5 нафтогазоносних комплексів: нижньокрейдний, верхньокрейдний,

палеоценово-еоценовий та олігоценно-нижньоміоценовий (майкопський).

Нижньокрейдний нафтогазоносний комплекс досліджено недостатньо. Неокомсько-аптські породи-колектори представлені пачками пісковиків і алевролітів. Альбська глиниста товща, складена переважно аргілітами, зрідка глинистими мергелями, виконує роль субрегіональної неоднорідної покришки. У межах комплексу відкрито 3 невеликих родовища: Західно-Октябрське і Тетянівське газоконденсатні та Октябрське нафтогазове. Крім того, припливи газу з конденсатом отримані в окремих свердловинах на Серебрянській, Північно-Серебрянській і Карловській площах.

Верхньокрейдний нафтогазоносний комплекс повсюдно складений переважно карбонатними, рідше глинисто-карбонатними породами. Породи-колектори, як правило, порово-тріщинного типу, зустрічаються по всьому розрізу комплексу. В верхньокрейдній товщі встановлені 2 невеликих нафтових родовища: Серебрянське та Октябрське. Непромилові скупчення нафти відкриті на Бакальській площі, а газу з конденсатом в Карловській, Родниківській та Міжводненській складках.

В палеогеновому (палеоценово-еоценовому) нафтогазоносному комплексі колекторами були тріщинуваті органогенно-детритові вапняки та високопорові пісковики нижнього та низів верхнього палеоцену, а покришкою — нижньоеоценові глини. З комплексом пов'язана більшість газових та газоконденсатних родовищ району: Карловське, Глібівське, Задорненське, Оленівське, Кіровське, Краснополянське та Чорноморське.

Олігоценно-нижньоміоценовий (майкопський) нафтогазоносний комплекс являє собою потужну регіонально поширену екрануючу товщу. Пісковики і алевроліти залягають переважно на двох стратиграфічних рівнях — у підосві (базальні верстви) і у верхньокерлеутському горизонті, де вони об'єднуються в декілька пачок, потужність яких змінюється в широкому діапазоні. Породи комплексу характеризуються незначною дислокованістю порід, порівняно невеликою щільністю структур та розвитком пологих брахіантиклінальних складок невеликих розмірів. В породах комплексу залягають Джанкойське і Ярилгацьке родовища газу.

В цілому, район досліджень відзначається значною дислокованістю порід більшості нафтогазоносних комплексів, окрім майкопського і переважно добре вираженими антиклінальними складками. Літолого-фаціальна мінливість порід і значна кількість розривних порушень сприяють широкому розвитку літологічно обмежених і тектонічно екранованих пасток, особливо у нижньокрейдних породах. В породах майкопського комплексу поклади пластово-склепінного типу.

Усі відкриті родовища району невеликі за розмірами. З них розробляються (або розроблялись)

лише Джанкойське, Серебрянське, Задорненське та Глібівське родовища. Були прийняті на Державний баланс, але не розроблялися Ярилгацьке, Тетянівське і Західно-Октябрське родовища. Всі інші родовища віднесені до категорії забалансових [149].

Зважаючи на досить значні об'єми геологічних, геофізичних та бурових робіт, що були виконані у межах Тарханкутського півострову та складні умови формування і розміщення покладів ВВ важливо значення має обґрунтоване визначення напрямку подальших нафтогазопшукових досліджень. Для цього доцільно провести прогнозну оцінку перспективності району з використанням широкого комплексу пошукових ознак. Це дозволить визначити площі, де формування покладів ВВ найбільш вірогідне, а проведення на цих площах пошукових робіт може бути найбільш ефективним.

Однією з важливих пошукових ознак для покладів району є тріщина проникність порід. Виконана нами прогнозна оцінка перспективності району на підставі аналізу тріщиної проникності порід базувалася на матеріалах лінеаментного аналізу з використанням методики просторово-вірогідного прогнозування. Методика цих робіт була описана вище.

Можливість використання запропонованої методики лінеаментного аналізу в умовах Криму обумовлена тим, що основні морфоструктури рельєфу району є прямим відображенням його геоструктурних елементів і генетично пов'язані з найновішою активізацією древніх структур [151, 152].

Вихідними матеріалами для подальших досліджень послужили дані структурного дешифрування багатоспектральних космічних знімків Тарханкутського півострова, зроблених супутниками Landsat, починаючи з 1975 по 2000 роки, і результати дешифрування топографічних карт. Також використовувались космічні знімки TerraLook ASTER, з яких утворена мозаїка на територію дослідження. Структурне дешифрування знімків виконувалося візуальним методом [127–129].

Зважаючи на те, що природні умови півострову не повсюдно задовільні для проведення дешифрування, з метою підвищення кількості лінеаментів, які встановлюються в процесі дешифрування, поряд з первинними знімками були використані і трансформовані знімки. Крім того, в процесі дешифрування змінювались комбінації спектральних каналів синтезованих знімків, виконувалася еквілізація, контрастування та ще деякі перетворення, які входять до меню програмного продукту ERDAS Imagine. Для більш досконалого вивчення території дослідження виконувалося дешифрування 2D та 3D моделей рельєфу.

Приймаючи до уваги високу ступінь освоєння території робіт, найважливішою задачею заключного етапу структурного дешифрування було відбракувати лінеаменти не пов'язані з розривами та тріщинами, тобто лінеаменти антропогенного по-

ходження. Для цього проводилося співставлення кожного виділеного лінеамента з елементами земної поверхні, що відображені на топографічних картах масштабу 1:50 000 та 1:100 000.

За результатами дешифрування було виділено більше 17000 лінеamentів, що значно перевершує кількість розривів, які встановлено в районі на підставі геофізичних та інших методів досліджень. На підставі результатів дешифрування була складена зведена карта лінеamentів (рис. 2.40), яка слугувала джерелом інформації для подальших досліджень.

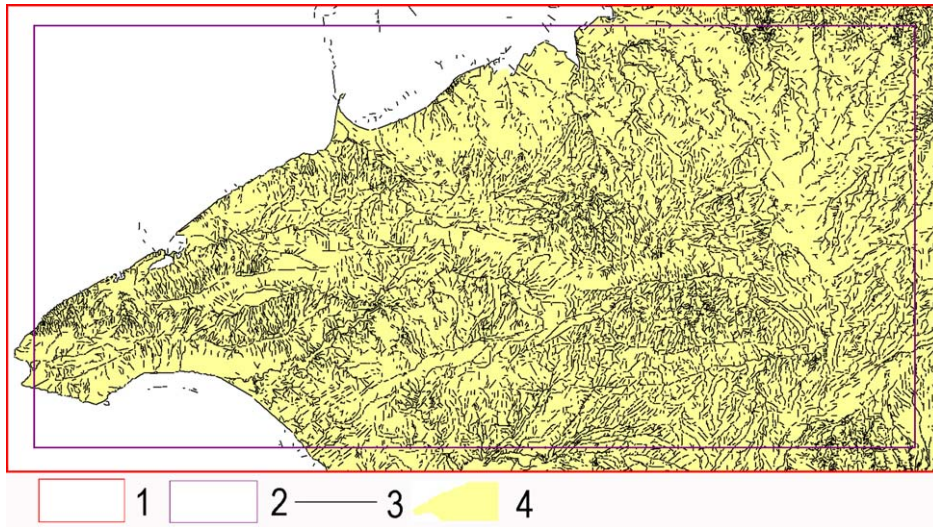


Рис. 2.40. Карта лінеamentів на Тарханкутський півострів Криму, створена за результатами дешифрування космічних знімків. Автори: А. Я. Ходоровський і О. А. Апостолюк.
1 — контур площі, що дешифрувався за космічними даними; 2 — контур площі, на якій було дано прогноз нафтогазоносності; 3 — лінеament; 4 — суходіл

Аналіз лінійних структур Тарханкутського півострова, які були виділені за результатами структурного дешифрування матеріалів космічної зйомки засвідчив, що в районі широко розвинуті чисельні прямолінійні лінеamenti різної орієнтації, які співпадають з відомими розломами регіону, встановленими за даними геолого-геофізичних досліджень. Але за результатами дешифрування виділяється значно більше лінійних структур, ніж встановлено геолого-геофізичними методами. До аналогічних висновків прийшли також інші спеціалісти, що проводили дослідження Криму за матеріалами ДЗЗ [127, 129, 130, 154].

Лінеamenti дугової форми, які генетично пов'язані з насувами, в районі не були зустрінуті. Це підтверджує точку зору тих дослідників району, які вважають, що в будові району на регіональному та на локальному рівнях визначальну роль відігравали субвертикальні зсувні тектонічні розриви. Їх виникнення та активізація обумовлені впливом тангенціальних закономірно орієнтованих систем нормальних напруг. При цьому насуви відіграють другорядну роль [155].

З метою виділення систем лінеamentів використовувались дані вимірів їх азимутів простягання у межах 12 окремих ділянок, які розташовувалися відносно рівномірно по усій карті лінеamentів. Графіки розподілів азимутів простягання лінеamentів були побудовані за допомогою вікна, що ковзає без перекриття завширшки 5° , що теоретично дозволяє виділити до 12 систем лінеamentів. Графіки будувались з різним розташуванням точки початку відліку. У подальшому кожний з таких графіків аналізувався окремо. На підставі аналізу отриманих даних з

використанням запропонованої методики були виділені 8 систем лінеamentів, загальні для всього району, встановлені їх межі і визначені модальні значення кожної системи (табл. 2.7).

Таблиця 2.7.
Кількість, межі та модальні значення систем лінеamentів на територію дослідження (Тарханкутський півострів Криму)

Номер системи	Опис системи	Межі системи	Модальне значення системи
1	Захід-Північний Захід (ЗПЗ)	282–307°	305°
2	Північний Захід (ПЗ)	308–327°	316°
3	Північний Захід (ПЗ)	328–343°	332°
4	Субмеридіональна	344–10°	350°
5	Північ-Північний Схід (ППС)	11–27°	25°
6	Північний Схід (ПС)	28–40°	37°
7	Північний Схід (ПС)	41–74°	44°
8	Субширна	75–281°	86°

Модалні значення встановлених систем лінеаментів добре збігаються з модалними значеннями систем розломів України та інших районів земної кулі, що наведені в роботах [129–132]. Такий збіг, з одного боку, засвідчує достовірність виділених систем лінеаментів, а з другого боку, є опосередкованим доказом того, що виділені лінеаменти відповідають розривам (тріщинам) кристалічних порід.

2.8.3. Аналіз карт щільності лінеаментів

Складання карт щільності лінеаментів відбувалось з використанням ковзаючого вікна. При визначенні розмірів ковзаючого вікна, що застосовувалося для складання карт щільності лінеаментів, була врахована глибина залягання покладів ВВ та кількість лінеаментів, що потрапляють у вікно того чи іншого розміру.

Відомо, що поклади ВВ розміщуються нерівномірно по глибині. Поклади нафти залягають на глибинах 1800–2700 м, газоконденсатні і газові поклади розміщуються на глибинах 2000–4500 м і 500–1100 м, а поклади газу — на глибинах 250–500 м [149]. Виходячи з глибини залягання покладів та кількості лінеаментів, що потрапляють до вікон різних розмірів, для складання карт були використані вікна розміром 1,5 × 2 км та 6 × 3 км. Використовуючи ці вікна, були побудовані карти щільності лінеаментів усіх 8-ма систем (рис 2.41).

Аналіз побудованих карт засвідчує, що всі вони подібні між собою. На картах виділяються чисельні локальні максимуми та мінімуми щільності лінеаментів різної інтенсивності та різної протяжності. Найбільш інтенсивно проявлені в районі лінеаменти трьох систем: субмеридіональної (система 4: 44–10°), субширотної (система 8: 75–281°) та північно-східної (система 7: 41–74°). На картах щільності цих систем чітко виділяються протяжні зони локальних максимумів, що простежуються через весь досліджуваний район. Встановлено, що усі відомі глибини розломи району, які були виділені за даними геолого-геофізичних досліджень, співпадають з зонами локальних максимумів щільності лінеаментів.

На карті щільності лінеаментів субмеридіональної системи зони максимумів відповідають таким відомим зонам глибинних розломів УЩ, як Західно-Інгулецька та Криворізьсько-Кременчуцька, чітко виділилася Центрально-Кримська зона розломів та Чонгарський розлом [154].

На карті щільності лінеаментів субширотної системи на півночі району виділяється фрагмент крупної глибинної зони розломів в наявності якої не сумнівається ніхто з дослідників. Різні автори по різному називають цю зону — Північнокримська сутура за В. В. Юдіним [156], або Центрально-Причорноморська зона розломів за А. Я. Краснощек [157]. В центральній частині району розташована зона максимумів, яка співпадає з крупною зоною глибинних розломів, що

відіграла значну роль в будові району. Ця структура виділялася усіма дослідниками району, але під різними назвами: Тарханкут-Арабатський краєвий шов [158], Ярилгачський та Победінський [129] та ін. На самому півдні району знаходиться північна частина зони максимумів, що співпадає з відомою Новосілівською зоною розломів [129].

На карті щільності лінеаментів північно-східного простягання (система 7: 41–74°) одна з зон максимумів співпадає з Каркінітсько-Сивашським розломом, що відповідає флексурній зоні по поверхні фундаменту. Розлом контролює розподіл фацій у неогенових відкладах. Він відокремлює Тарханкутський вал від Каркінітської западини, що відзначається значною потужністю платформного чохла. Широкий зоні максимумів, що розміщується в центральній частині району, відповідає встановлений за геофізичними даними крупний Донузлавський розлом. За даними буріння, вздовж розлому на заході простежується вузький грабен, що виповнений товщами юрських та тріасових відкладів. Він розмежує Тарханкутське та Новосілівське підняття [129]. Встановлено, що усім відомим розломам району відповідають зони максимумів щільності лінеаментів на картах відповідних систем. На цій підставі усі встановлені на картах щільності лінеаментів зони максимумів розглядаються у якості розломів. На користь цього вказує і схожість таких особливостей будови розломів та зон максимумів, як нечіткість меж цих обох структур. Відомо, що у більшості випадків крайові розриви зон розломів проявляються краще, ніж інші розриви. Крайові частини зон максимумів щільності лінеаментів відзначаються більш високими значеннями щільності ніж інші частини зон. Карті щільності лінеаментів дозволяють не тільки виділяти розломи району, але і досліджувати особливості їх будови, що вже є предметом структурного аналізу і тому більш детально нами не розглядається.

Для вирішення задачі прогнозування перспективності території важливо, що аналіз карт щільності лінеаментів усіх систем засвідчив — складені карти дійсно відображують розривні структури району, а тому ці карти можуть бути використані для прогнозування перспективності району на пошуки покладів ВВ.

2.8.4. Результати прогнозного оцінювання перспективності території Тарханкутського півострову на пошуки покладів вуглеводнів

З метою прогнозування перспективності території робіт на пошуки покладів ВВ було запропоновано використати наступні ознаки — значення полів щільності лінеаментів 8-ма систем, значення поля щільності вузлів перетину лінеаментів, а також значення гіпсометрії сучасного рельєфу. Як вказувалось вище, значення щільності лінеаментів різних

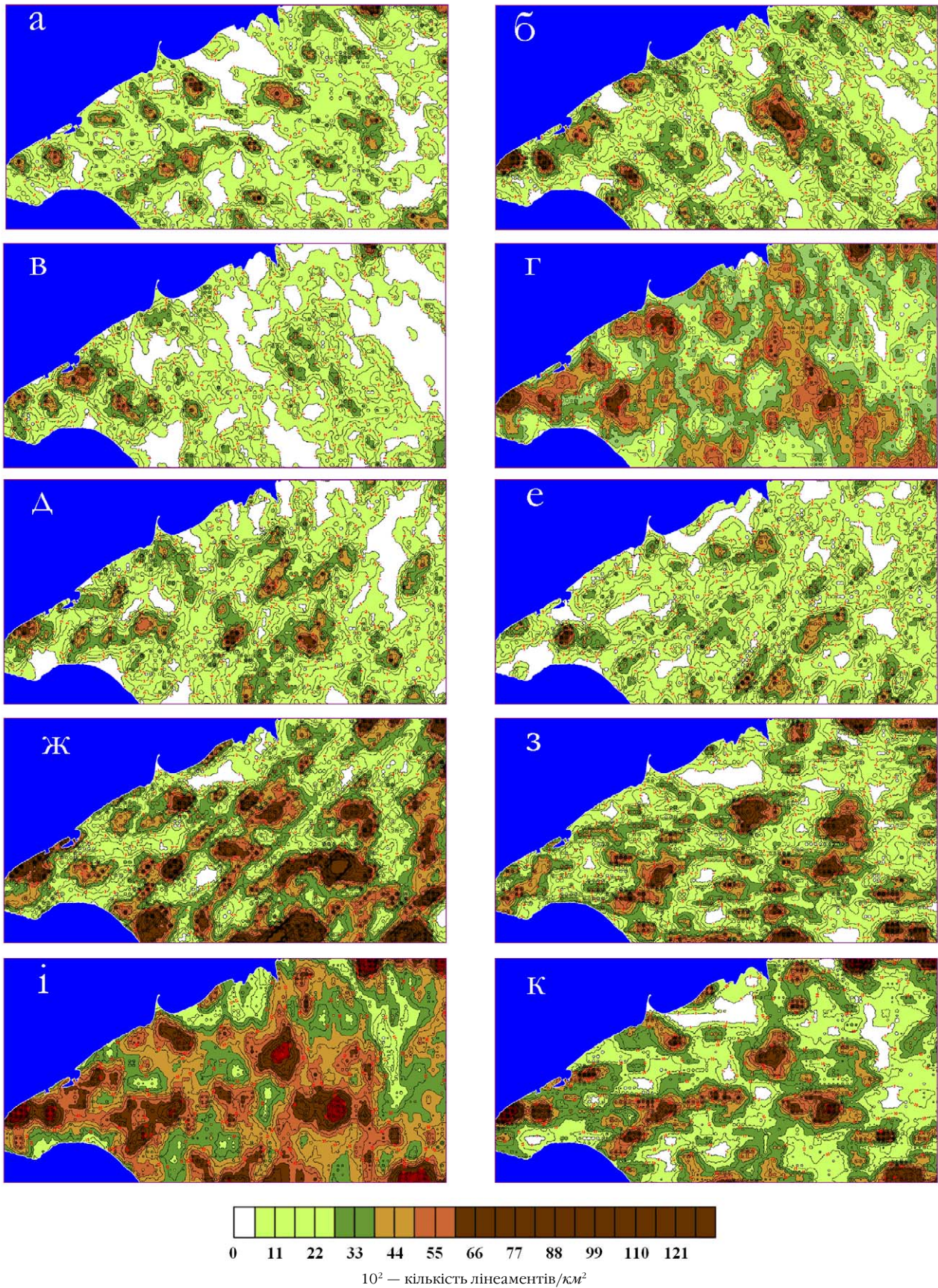


Рис. 2.41. Карти щільності лінементів всіх систем та карта щільності вузлів перетину лінементів, побудовані на підставі карти лінементів. А-І) карти щільності, побудовані за допомогою програми Surfer з використанням ізоліній: А) система 1: 282–307°, Б) система 2: 308–327°, В) система 3: 328–343°, Г) система 4: 344–10°, Д) система 5: 11–27°, Е) система 6: 28–40°, Ж) система 7: 41–74°, З) система 8: 75–281°, І) щільність лінементів усіх систем, К) щільність вузлів перетину лінементів

систем і щільність вузлів перетину лінеаментів оцінюють тріщину проникливість порід. Аналіз відміток сучасного рельєфу використовувався з метою врахувати відомий зв'язок покладів ВВ з антиклінальними структурами. Як показали спеціальні дослідження, геоструктури осадового чохла району мають пряме відображення в сучасному рельєфі і тому можливо допустити, що піднесені блоки та антикліналі будуть відображені в підвищених та максимальних значеннях висоти сучасного рельєфу [152, 151–159]. З метою вивчення гіпсометрії рельєфу була використана цифрова модель рельєфу, яка складена за даними, що отримані з KA Space Shuttle.

2.8.5. Формування комплексу пошукових ознак та аналіз їх впливу на розміщення покладів вуглеводнів

Згідно з методикою работ, яка була використана для прогносної оцінки перспективності району, спочатку оцінювалась наявність зв'язку між кожною з запропонованих ознак та об'єктами прогнозу. У якості об'єктів прогнозу використовувалися поклади ВВ, що виявлені свердловинами або контури відомих родовищ. Як вказувалось вище, об'єкти прогнозу були поділені на 4 групи в залежності від складу ВВ та глибини їх залягання. До першої групи віднесені нафтові поклади, що розташовані на глибинах від 1.8 до 2.7 км; до другої групи — газові та газоконденсатні поклади що залягають на глибинах 2.0–4.5 км; до третьої групи — газові та газоконденсатні поклади на глибинах 0.5–1.1 км; до четвертої групи — газові поклади на глибинах 0.25–0.5 км.

В результаті розрахунків, виконаних окремо для кожної з чотирьох груп об'єктів встановлено, що всі проаналізовані ознаки пов'язані з об'єктами прогнозу і тому можуть вважатися пошуковими ознаками, які слід використати при прогнозній оцінці перспективності району. Зв'язок між покладами та значеннями ознак носить складний характер. Більшість покладів усіх типів розташовуються в двох, рідше в одному чи трьох інтервалах значень ознак. Найбільша кількість об'єктів усіх типів пов'язана з пониженими або проміжними значеннями щільності лінеаментів усіх систем та вузлів перетину лінеаментів. В полі максимальних значень щільності лінеаментів розташовуються одиничні об'єкти.

Об'єкти різних типів відрізняються між собою за особливостями зв'язку зі значеннями щільності лінеаментів окремих систем. Найбільша кількість покладів нафти пов'язана з проміжними та пониженими значеннями щільності лінеаментів. В полях з максимальними значеннями щільності лінеаментів поклади нафти зустрічаються рідко.

Поклади газу та газоконденсату, що знаходяться на глибинах 2.0–4.5 км, розташовані переважно в полях з пониженими та проміжними значеннями

щільності. В полях з максимальними значеннями щільності лінеаментів усіх систем зустрічаються поклади ВВ, але їх менше, ніж в полях з низькими та проміжними значеннями щільності лінеаментів. Тільки в полях з максимальною щільністю лінеаментів субширотних систем розташовано близько половини покладів газу. Вірогідно, це пов'язано з характером деформацій по тріщинам цих систем.

Поклади газу та газоконденсату, що розташовані на глибинах 0.5–1.1 км, за характером розміщення в полях щільності лінеаментів усіх систем близькі до аналогічних за складом покладів, що розміщені на глибинах 2.0–4.5 км.

Поклади газу на глибинах 0.25–0.5 км відрізняються від об'єктів інших типів тим, що вони розташовані у межах одного інтервалу значень поля щільності лінеаментів усіх систем. Це можуть бути мінімальні чи проміжні значення поля щільності лінеаментів, поля з максимальними значеннями щільності лінеаментів несприятливі для розміщення покладів цього типу. Це зрозуміло, поклади газу залягають на незначній глибині. В цих умовах підвищена щільність розломів сприятиме руйнуванню покладів газу.

Характер зв'язку покладів ВВ зі значеннями щільності вузлів перетину лінеаментів аналогічне їх зв'язку з полями щільності лінеаментів різних систем. Найбільша кількість покладів ВВ розміщується в полях з проміжними та пониженими значеннями щільності вузлів перетину лінеаментів. Території, що характеризуються максимальними значеннями щільності вузлів перетину лінеаментів, не сприятливі для розміщення покладів ВВ усіх типів.

Виконаний аналіз функцій відношення правдоподібності засвідчив про наявність розбіжностей у розміщенні об'єктів прогнозу кожної з груп в полях різної щільності лінеаментів окремих систем. Це вказує на доцільність поділу об'єктів прогнозу на чотири групи. Тому прогнозну оцінку перспективності району було проведено окремо для кожного типу об'єктів. Зважаючи на те, що на розміщення покладів усіх типів мали вплив відібрані ознаки, при проведенні прогносної оцінки перспективності району необхідно було врахувати вплив усіх цих ознак. Це, в першу чергу, підвищить достовірність результатів прогносної оцінки перспективності району.

2.8.6. Прогнозна оцінка перспективності території району на пошуки покладів вуглеводнів

З метою врахування впливу усіх вказаних ознак на розміщення покладів ВВ кожного з чотирьох типів були побудовані чотири комплексні функції відношення правдоподібності. За допомогою цих функцій була отримана оцінка перспективності території району на пошуки покладів ВВ кожного типу

і побудовані відповідно 4 карти прогнозу перспективності району, рис.2.42.

Аналіз побудованих карт прогнозу оцінки перспективності території показав:

1) на всіх складених картах прогнозу перспективності, окрім карти прогнозу покладів газу, поля підвищених значень перспективності відзначаються невеликими розмірами. При цьому, для усіх типів покладів характерно, що чим вище значення перспективності території, тим меншу площу вона займає. Найбільш малі за розмірами поля підвищених значень перспективності на карті прогнозу покладів нафти, дещо

но, це обумовлено різними умовами локалізації цих покладів. Як відомо, поклади газу приурочені до антиклінальних складок, тоді як поклади нафти, газу та газоконденсату переважно контролюються розривними порушеннями різної орієнтації.

3) Порівняльний аналіз просторового розміщення ділянок з підвищеними значеннями перспективності на пошуки покладів нафти та газу і газоконденсату засвідчив, що у більшості випадків ці ділянки не перетинаються між собою не зважаючи на те, що часто вони розташовуються поруч. В окремих випадках перспективні ділянки на різні типи покладів як би

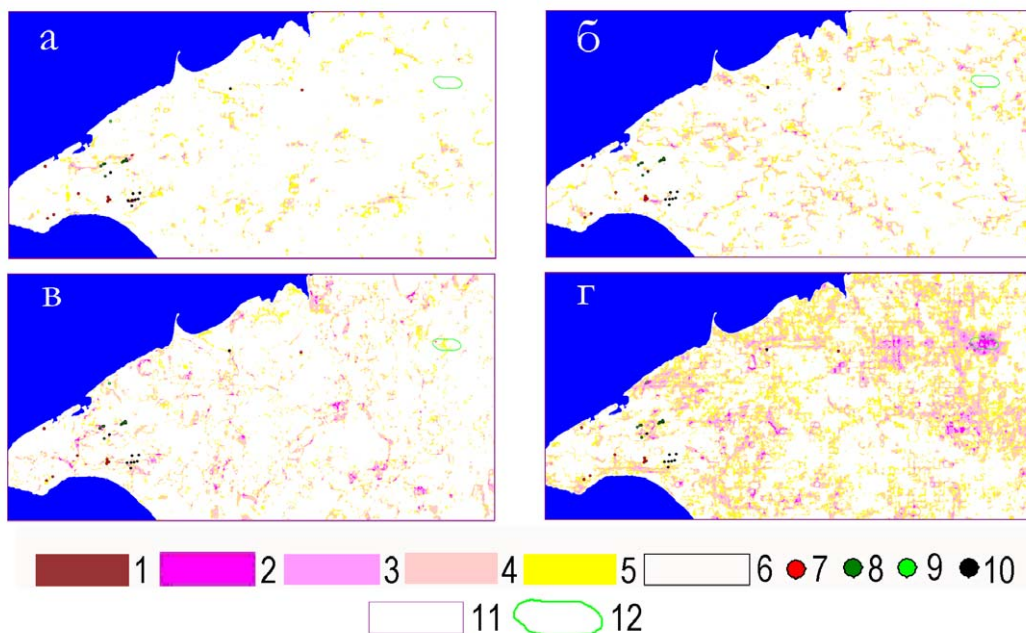


Рис. 2.42. Карты прогнозу оцінки перспективності території на пошук покладів: А) нафти; Б) газу та газоконденсату на глибинах 2.0–4.5 км.; В) газу та газоконденсату на глибинах 0.5–1.1 км.; Г) газу на глибинах 0.25–0.5 км.

1 — максимальна перспективність; 2 — висока перспективність; 3 — середня перспективність; 4 — низька перспективність; 5 — невизначена перспективність; 6 — безперспективна площа; 7 — свердловини, що виявили поклади газу та газоконденсату на глибинах 2.0–4.5 км; 8 — свердловини, що виявили поклади газу та газоконденсату на глибинах 0.5–1.1 км; 9 — свердловини, що виявили поклади газу та газоконденсату на глибинах 0.25–0.5 км; 10 — свердловини, що виявили поклади нафти; 11 — контур площі, на якій було дано прогноз нафтогазоносності; 12 — контур Джанкойського газового родовища

більші за розмірами вони на карті прогнозу перспективності району на поклади газу і газоконденсату, що залягають на глибинах 2.0–4.5 км. Ще більш за площею поля підвищених значень перспективності на карті прогнозу перспективності на пошуки покладів газу і газоконденсату, які розміщуються на глибині 0.5–1.1 км. На карті прогнозу покладів газу розміри полів підвищених значень перспективності значно більші, ніж на картах прогнозу інших типів покладів.

2) Поля підвищених значень перспективності відзначаються складною формою. Особливо складна вона на картах прогнозу покладів нафти та газу і газоконденсату. На цих картах поля підвищеної перспективності в цілому відзначаються витягнутою формою, але складаються вони з окремих фрагментів, що по різному орієнтовані. Дещо простіша форма перспективних полів на карті прогнозу покладів газу. Вірогід-

но продовжують одна одну по простягання. Це засвідчує, що умови локалізації покладів чотирьох виділених типів дійсно різні. Більш того, коли ми спробували побудувати карту прогнозу перспективності району не розділяючи поклади за складом та глибиною залягання, то на ній не виділилося найкрупніше за розмірами родовище району Джанкойське.

4) На користь різниці в умовах локалізації різних типів покладів засвідчив і факт, що коли на карту прогнозу покладів нафти були винесені точки навчання інших типів покладів, усі вони розташувалися в полях з безперспективними значеннями. Те саме відбулося в усіх інших випадках. В той час, як точки навчання на відповідних картах прогнозу характеризувалися підвищеними значеннями перспективності.

5) На усіх побудованих картах прогнозу розміщення локальних ділянок з підвищеними значеннями

ми перспективності відзначається нерівномірним розподілом по площі робіт. Виділяються смуги з підвищеною кількістю таких ділянок, які мають різну ширину та протяжність. Найбільш чітко такі смуги виділяються на карті прогнозу покладів газу, а гірше всього на карті прогнозу покладів нафти.

Виділені смуги з підвищеною кількістю локальних перспективних ділянок не зустрічаються у місцях з максимальною або мінімальною щільністю лінементів, а розташовуються в місцях з проміжною щільністю лінементів. Тобто їх немає безпосередньо в зонах розломів, а також в місцях з низькою проникністю порід. Поклади ВВ розміщуються в умовах оптимальної тріщинної проникності порід.

б) На побудованій карті прогнозу перспективності території на пошуки покладів нафти, дивись рис. 2.42 А, виділились окремі, невеликі за розмірами локальні ділянки зі слабо підвищеними значеннями перспективності, які розміщуються по усій досліджуваній площі. Локальні ділянки складають дві слабо виражені смуги. Одна зі смуг північно-східного простягання розташована між Родніковським та Октябрським родовищами на півдні та Північно-Серебрянською свердловиною №1 та Тетянівським родовищем на півночі. Друга смуга субширотного простягання вузька, коротка проходить через родовища Карловське та Глебовське. Обидві смуги розташовані в крайовій частині зон розломів відповідного простягання, що характеризуються проміжними значеннями щільності лінементів.

За даними проведених досліджень, в цілому район слід вважати мало перспективним на пошуки родовищ нафти. В подальшому, враховуючи незначні розміри площ виявлених родовищ нафти, доцільно повторно провести аналогічні дослідження з використанням космічних знімків більш високої просторової розрізненості.

7) Карта прогнозу перспективності території на пошуки покладів газу та газоконденсату на глибинах 2.0–4.5 км, дивись рис. 2.42 Б, відрізняється від карти прогнозу покладів нафти значно більшою кількістю невеликих за розмірами ділянок зі слабо підвищеними значеннями перспективності, які нерівномірно розташовані по всій території досліджуваного району. На карті виділяється три смуги розміщення підвищеної кількості перспективних ділянок. Перша смуга субширотного простягання розміщується на півночі району, безпосередньо на північ від Джанкойського та Тетянівського родовищ. Друга смуга північно-західного простягання знаходиться в районі свердловини №1 Північно-Серебрянська. Третя смуга субширотного простягання розміщується між двома родовищами: Ярилгацьким на півночі та Глібовським на півдні.

Враховуючи невеликі розміри площ з підвищеними значеннями перспективності та досить низькі значення їх перспективності ми не маємо підстав для виділення перспективних ділянок з метою по-

дальшого проведення робіт по пошуку покладів газу і газоконденсату на глибинах 2.0–4.5 км.

8) Карта прогнозу перспективності території на пошуки покладів газу та газоконденсату на глибинах 0.5–1.1 км, рис. 2.43, характеризується значно більшою кількістю локальних ділянок з підвищеною перспективністю та більш високими значеннями перспективності ніж карти прогнозу покладів нафти, газу та газоконденсату на глибинах 2.0–4.5 км. У межах району впевнено виділяється 3 ділянки, що характеризуються високими та максимальними значеннями перспективності та досить значними розмірами. Вони розташовані у центральній частині району. Одна з них розміщується на північ від Тетянівського газоконденсатного родовища, поблизу берега Каркінітської затоки — ділянка № 1, інші ділянки: № 2 та № 3 розташовані на південь та південний схід від Тетянівського газоконденсатного родовища.

На карті впевнено виділяються декілька смуг з підвищеною кількістю локальних перспективних ділянок різної орієнтації. Найбільш впевнено виділяється дві смуги субмеридіонального простягання. Одна зі смуг розташована в центральній частині досліджуваної території, в районі розміщення свердловини № 1 Північно-Серебрянська і перетинає територію всього району. Друга смуга розміщується на схід від свердловини №3 Тетянівського родовища. Ця смуга більш коротка ніж попередня, але відзначається більш високими значеннями перспективності, які досягають максимальних значень. У межах смуги розміщується найбільша за розмірами площа підвищених та максимальних значень перспективності. На південному заході району розташована смуга субширотного простягання, що включає Родніковське та Октябрське родовища. В центральній частині південної половини району робіт розміщується смуга північно-східного простягання, вона відносно коротка, але в її межах значення перспективності досягають максимальних значень.

За результатами проведених прогнозних досліджень вказані вище 3 ділянки з високою перспективністю рекомендуються для проведення подальших досліджень. Перш за все доцільно було б продовжити прогнозні дослідження доповнивши дані лінементного аналізу матеріалами геофізичних робіт і тільки на підставі отриманих результатів вирішувати питання про проведення наземних досліджень.

9) Карта прогнозу перспективності території на пошуки покладів газу, що розташовані на глибинах 0.25–0.5 км, рис. 2.44, відрізняється від аналогічних карт інших типів покладів значно більшою площею локальних перспективних ділянок і більшою їх кількістю. Локальні перспективні ділянки характеризуються нерівномірним розміщенням по території району. Більше всього перспективних ділянок на півночі і північному сході території, а менш всього на півдні району.

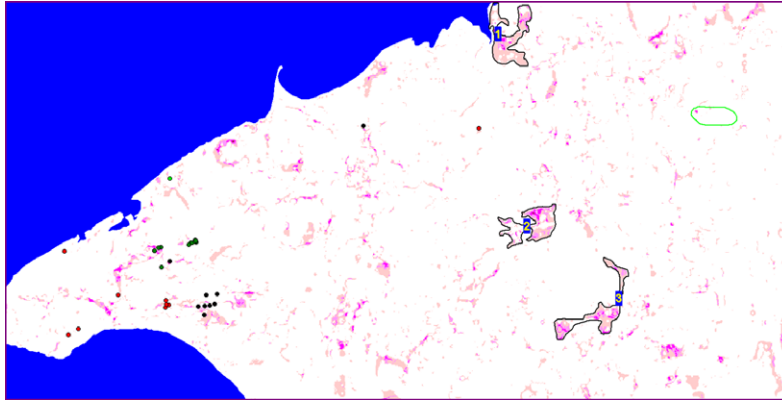


Рис. 2.43. Карта прогновної оцінки перспективності території на пошук покладів газу та газоконденсату на глибинах 0,5–1,1 км

Найбільші за розмірами та значеннями перспективності локальні ділянки розміщуються на сході досліджуваної площі, у районі Джанкойського родовища — ділянка №1 та на захід і південь від нього ділянки № 2 та № 3. Ще одна перспективна ділянка № 4, але менша за розмірами, розташована на південь від Тетянівського родовища. На заході району розміщуються локальні ділянки переважно субширотного простягання, вони менші за розмірами та перспективністю ніж ділянки на сході району. Найбільша за розмірами на заході території перспективна ділянка № 5 розташована в районі свердловини № 1 Північно-Серебрянська. Менша за розмірами ділянка № 6 знаходиться в районі Ярилгацького родовища. Ще менші за площею та з більш низькими значеннями перспективності ділянки розміщуються в районі Карловсько-Глібовського родовищ ділянка № 7 та на південь від Родніковського та Октябрьського родовищ — ділянка № 8. Ще одна перспективна ділянка № 9 розташована на південь від свердловини № 1 Північно-Серебрянська. Ця ділянка невелика за розмірами, має північно-західне простягання та відзначається відносно високими значеннями перспективності.

Які на картах перспективності території на пошуки покладів інших типів ВВ, на аналізованій карті локальні ділянки підвищеної перспективності характеризуються розміщенням у вигляді смуг по різному орієнтованих у просторі, але вони виділяються більш впевнено. Найбільша за розмірами та за чіткістю проявлення є смуга субширотного простягання, що безперервно просліджується від Джанкойського родовища на сході до свердловини № 1 Північно-Серебрянська на заході. Крім того виділяється ще три смуги субширотного простягання, але вони мають меншу ширину, характеризуються більш низькими значеннями перспективності і просліджуються лише на західній половині району робіт. Одна з цих смуг проходить в районі розміщення Ярилгацького родовища, друга смуга проходить від Чорноморського родовища на заході далі на схід через райони Карловського та Глібовського родовищ. Ще одна вузька смуга розміщується на південь від Родніковського та Октябрьського родовищ.

Окрім смуг субширотного простягання на сході району чітко видно субмеридіональну смугу, що розташована безпосередньо на захід від Джанкойського родовища. Смуга просліджується від північної до

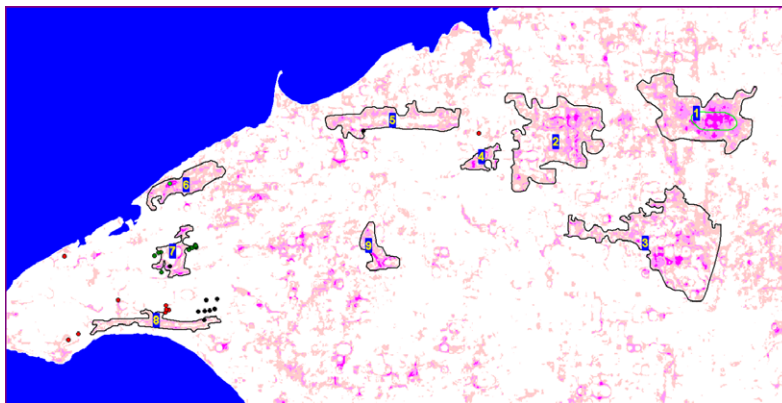


Рис. 2.44. Карта прогновної оцінки перспективності території на пошук покладів газу на глибинах 0,25–0,5 км

південної межі району, але на півдні вона відзначається меншою шириною і більш низькими значеннями перспективності.

Крім описаних смуг в районі можливо виділити ще декілька смуг різного простягання, але всі вони мають меншу протяжність і характеризуються більш низькими значеннями перспективності.

На підставі аналізу складених карт прогнозу перспективності території у якості першочергових об'єктів для подальших досліджень рекомендовані 3 ділянки з підвищеними значеннями перспективності, які розташовані на сході району поблизу Джанкойського родовища, і дві ділянки на заході району — одна, що розташована в районі свердловини № 1 Північно-Серебрянська та невелика за розмірами ділянка північно-західного простягання. Усі інші перспективні ділянки слід розглядати у якості другорядних об'єктів проведення подальших досліджень.

Виходячи з аналізу складеної карти прогнозу оцінки перспективності району на пошуки покладів газу, дивись рис. 2.44, район безперечно перспективний на пошуки нових покладів газу. З метою підвищення достовірності отриманих результатів прогнозу перспективності району доцільно продовжити прогнозні дослідження і провести комплексування даних дистанційних досліджень з результатами виконаних геофізичних робіт. Лише після цього, в залежності від отриманих результатів слід рекомендувати проведення подальших наземних досліджень.

Таким чином, отримані результати прогнозу оцінки перспективності території Тарханкутського півострову на пошуки покладів ВВ за даними ДЗЗ не суперечать наявній інформації про нафтогазонасність району. Район безумовно перспективний на пошуки покладів газу та газоконденсату. Підвищити надійність та достовірність отриманих результатів прогнозу дозволить їх комплексування з матеріалами геофізичних досліджень.

Висновки

Прогнозна оцінка перспективності території ДДЗ та Тарханкутського півострову Криму на пошуки покладів ВВ була виконана за матеріалами структурного дешифрування космічних знімків. Дослідження базувалися на використанні запропонованої методики лінеаментного аналізу та методики просторово-вірогідного прогнозу. В результаті проведених досліджень встановлено:

1) Усі ознаки, відібрані для прогнозу оцінки перспективності території — поля щільності лінеаментів усіх восьми систем, поле щільності вузлів перетину лінеаметів і поле гіпсометрії сучасного рельєфу, виявилися інформативними для прогно-

зу покладів усіх типів, тобто усі вони є пошуковими ознаками.

2) Більшість об'єктів прогнозу пов'язано з проміжними значеннями пошукових ознак, а в полях з максимальними та мінімальними значеннями ознак не сприятливі для розміщення родовищ, в них виявлена незначна кількість об'єктів прогнозу. Інтервали проміжних значень щільності лінеаментів, до якого приурочені родовища, для кожної системи різні.

3) Карти прогнозу оцінки перспективності території на пошуки покладів ВВ різного типу в ізолініях складені на підставі оцінки вірогідності їх зв'язку з усіма пошуковими ознаками за допомогою побудованих комплексних функцій відношення правдоподібності.

3) Більше 90% відомих родовищ ВВ на карт прогнозу ДДЗ і Криму розташовано в полях з підвищеними значеннями перспективності — значення функції відношення правдоподібності більшими 1.0. Родовища, які розташовані в полях з низькими значеннями перспективності, це переважно дрібні, у ряді випадках виключені з балансу. Найбільш високими значеннями перспективності охарактеризовані родовища, які мають найбільші запаси ВВ.

4) На картах прогнозу поля підвищених значень перспективності займають від 10 до 30% площі кожного з нафтогазонасних районів. Найбільшу площу вони займають у межах північного борту ДДЗ, який поки що найменш досліджений.

5) Розподіл значень перспективності у межах контурів відомих родовищ ВВ неоднорідний. Найбільш високі значення перспективності, у більшості випадках, розташовуються над склепінням складок. Ці дані доцільно використовувати для попередньої оцінки перспективності площ, рекомендованих для подальших досліджень та черговості їх проведення.

6) На складених картах прогнозу знайшли своє відображення особливості умов локалізації родовищ нафти, газу та газоконденсату в різних нафтогазонасних районах. За результатами проведених прогнозних досліджень виявлено ділянки для проведення пошукових робіт.

7) Отримані дані прогнозу оцінки перспективності території ДДЗ та Тарханкутського півострова Криму на пошуки покладів ВВ засвідчили, що лінеаментний аналіз доцільно використовувати з метою прогнозу оцінки перспективності території. Матеріали лінеаментного аналізу, згідно з запропонованою методикою, можливо використати у комплексі з даними геофізичних робіт в процесі кількісних прогнозних досліджень за комплексом ознак.